

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO - UFPE
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS - CTG
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE

***UTILIZAÇÃO DE FATORES LOCACIONAIS DE PERDAS
NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO***

Por

ALBERTO DE CARVALHO MACHADO

**RECIFE-PE
2002**

ALBERTO DE CARVALHO MACHADO

**UTILIZAÇÃO DE FATORES LOCACIONAIS DE PERDAS
NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco,
em cumprimento às exigências para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica

Geraldo Leite Torres, Ph.D, UFPE

Orientador

**RECIFE-PE
2002**

M149u

Machado, Alberto Carvalho.

Utilização de fatores locacionais de perdas no planejamento da expansão de sistemas de transmissão/
Alberto Carvalho Machado. - Recife : O Autor, 2002.
xiv, 93 folhas : il.

Inclui bibliografia , figuras, tabelas e apêndice.

Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Pernambuco. Centro de Tecnologia e Geociências. Departamento de Engenharia Elétrica e Sistemas de Potência. 2002.

1. Engenharia elétrica - Análise de sistemas de potência - Teses. - 2. Redes de Transmissão - Perdas elétricas - Teses. - 3. Planejamento de sistemas de transmissão elétrica - Teses. - I. Título..

621.3 (CDD 21.ed.)

UFPE/CTG/2002



Universidade Federal de Pernambuco

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE

ALBERTO DE CARVALHO MACHADO

TÍTULO

**"UTILIZAÇÃO DE FATORES LOCACIONAIS DE PERDAS
NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
TRANSMISSÃO"**

A comissão examinadora composta pelos professores:
GERALDO LEITE TORRES, DEESP/UFPE, MANOEL AFONSO DE
CARVALHO JÚNIOR, DEESP/UFPE e ANTÔNIO CARLOS
ZAMBRONI DE SOUZA, EFEI, sob a presidência do primeiro,
consideram o candidato **ALBERTO DE CARVALHO MACHADO**
APROVADO.

Recife, 08 de novembro de 2002.

GERALDO LEITE TORRES

MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR

ANTÔNIO CARLOS ZAMBRONI DE SOUZA

***UTILIZAÇÃO DE FATORES LOCACIONAIS DE PERDAS
NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO***

*Dedico este trabalho a minha esposa,
Dolores
e as nossas filhas,
Lina e Vanessa.*

Esta página é dedicada ao meu sobrinho FELIPE (116/10/1986, †23/01/2001)

*“Nunca me esquecerei desse acontecimento
na vida de minhas retinas tão fatigadas.
Nunca me esquecerei que no meio do caminho
tinha uma pedra
tinha uma pedra no meio do caminho
no meio do caminho tinha uma pedra.”*

Carlos Drummond de Andrade.

QUE PENA!

Alberto de C. Machado (18/08/2002).

Que pena, Felipe! Era apenas uma, mas era uma **PEDRA**.
Cinco letras. As mesmas que se juntaram 368 vezes para formar a palavra **PERDA** neste trabalho.
Não sei dizer se era grande ou pequena. Só sei que ela estava lá, bem no meio do seu caminho.
Por que ela tinha que estar lá? Por que você tinha que estar lá? Destino? Acaso? Azar? Quem sabe?
O fato é que em Itamaracá (em Tupi “Pedra que Canta”), tinha uma pedra no meio do caminho.
Pedra que não cantava. Pedra assassina, que ainda hoje faz com que muitos chorem de saudades.
Pedra que tirou de seus irmãos, suas primas e seus verdadeiros amigos,
o direito de dizer, com a pureza da resposta das crianças, que a vida **“é a vida, é bonita e é bonita!”**

Que pena, Felipe! Aquela maldita pedra nos jogou, todos juntos, contra o chão.
Nos ferimos juntos; sofremos juntos; choramos juntos.
Juntos me lembrei de outras pedras, que agora sei eram insignificantes e até inexistentes,
mas que costumávamos usar para “brincar de se esconder”, numa época perdida que não volta mais.
De repente, onde havia festa e havia luz, restava apenas a sensação de vários “José” atormentados,
pois **“A festa acabou, a luz apagou, ... e agora?”**

Que pena, Felipe! Doeu muito querer em vão entender essa perda.
Doeu muito, nessa idade, ter que reaprender algumas lições da infância.
Doeu muito lamentar o tempo que foi desperdiçado,
simplesmente pela ilusão de que ainda iríamos viver muitos anos para continuar com a brincadeira.
Doeu muito buscar explicações para um tempo em que Deus nos dava a graça de sorrir, até separados.

Que pena, Felipe! Já era tarde quando descobri que você jamais deixou de “habitar em minha casa”.
Mas como tudo que se perde dentro de casa, é possível um dia ser recuperado,
consola-me a Fé de que essa perda não será para sempre e de que um dia nos reencontraremos.
Após esse dia, então, a gente terá toda a Eternidade para “brincar de se achar”.
Assim seja!

Que perda, Felipe! **QUE PENA!**

*“...você vai ter para sempre 14 anos.
Irei ter saudades e pensar em você
todos os dias da minha vida.”*

Eliane de C. Machado Coelho (16/10/2001).

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me dado forças nos vários momentos de dificuldades pessoais enfrentados no decorrer desse projeto, sem as quais não teria sido possível concluí-lo.

A Dolores, Lina e Vanessa, pelo incentivo e pelo tempo de convivência que precisaram sacrificar para a realização desse meu sonho.

Aos meus pais, Alfredo e Helena, pelo esforço realizado para me possibilitar as melhores oportunidades de estudo, desde o aprendizado dos primeiros algarismos, até a minha graduação como engenheiro eletricista.

À CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, na pessoa do seu Diretor de Engenharia e Construção, Dr. Leonardo Lins de Albuquerque e dos engenheiros Fernando Rodrigues Alves, Murilo Sérgio Lucena Pinto e Ronaldo Honório de Albuquerque, pela confiança em me indicar para participar de um projeto como esse e pelo indispensável apoio ao desenvolvimento deste trabalho no prazo em que ele precisava ser concluído.

Ao professor Geraldo Leite Torres, pela orientação, incentivo e confiança em mim depositada.

Aos colegas da Divisão de Estudos de Planejamento do Sistema de Transmissão – DEPT, pelo apoio, incentivo e ajuda para a realização deste trabalho.

Ao engenheiro Pedro Alves de Melo, pela ajuda durante algumas fases desse projeto, sobretudo durante a etapa de concepção do tema a ser abordado.

Aos professores, coordenadores e auxiliares do programa PRODESPO, tanto da UFPE, como da CHESF e ELETROBRÁS, pelo extremo zelo dedicado à execução de um projeto dessa envergadura, sobretudo devido ao seu caráter de pioneirismo, tanto na Universidade como no Setor Elétrico Brasileiro.

Aos colegas da primeira turma do mestrado PRODESPO-UFPE-CHESF-ELETROBRÁS pelos vários meses de um saudável convívio, recheado de momentos de descontração e apoio mútuo, até mesmo nas etapas mais difíceis do curso.

Enfim, a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização deste trabalho, o meu sincero Muito Obrigado.

Alberto de Carvalho Machado.

RESUMO

Este trabalho apresenta um diagnóstico e sugere mudanças nos critérios utilizados atualmente no planejamento do setor elétrico brasileiro, especificamente quanto a forma de como tratar as perdas elétricas nas análises efetuadas para a determinação da expansão da rede básica, em função da recente criação de uma metodologia para alocação por barramento do custo das perdas elétricas no sistema em operação, considerando não somente os montantes gerados ou consumidos, mas também suas distâncias elétricas.

Foi constatado que os agentes do setor precisarão estar atentos e suficientemente informados quanto à evolução da configuração do sistema e quanto ao impacto dessa evolução no custo das perdas elétricas, calculado de acordo com a nova metodologia de alocação de perdas, para que possam optar por empreendimentos que sejam economicamente viáveis também no longo prazo.

Destaca-se que devido ao montante envolvido com perdas elétricas na transmissão e à influência significativa da evolução da configuração nos fatores locais de perdas, torna-se necessário incluir essa nova informação nos resultados dos estudos que são desenvolvidos no âmbito do CCPE, permitindo aos agentes melhores condições para escolha dos locais aonde irão se conectar à rede, evitando que decisões que venham a ser tomadas com base nas informações disponíveis para o sistema em operação, possam vir a se tornar inviáveis com o passar do tempo, à medida em que forem sendo implementadas as obras planejadas.

ABSTRACT

This work presents a diagnosis and suggests changes to the planning criteria currently in use in the Brazilian electric sector, focusing on the way how to treat the electrical losses in the analyses for determining the expansion of the Basic Network, due to the recent creation of a methodology for calculating Loss Factors in the electrical system, considering not only the generated or consumed power sums, but also their locations (electrical distances).

It was evidenced that the generators and retailers will need to pay attention and be enough informed about the evolution of the system's configuration and its impact on the price of the power losses incurred, calculated in accordance with the new methodology for loss allocation, so that they can choose enterprises that are economically viable also in the long term.

Due to the amount of power losses in the transmission network and to the strong influence of the configuration's evolution in the nodal Loss Factors, it is necessary to include this new piece of information in the results of the studies carried out by CCPE, allowing to the agents best conditions for choosing the places where they can connect themselves to the network, in order to avoid decisions based only on the available information for the current operating network, that may turn out infeasible in the future, with the implementation of the reinforcements planned for the system.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	vii
RESUMO	ix
ABSTRACT	x
SUMÁRIO	xi
LISTA DE TABELAS	xiii
LISTA DE FIGURAS	xiv
1 INTRODUÇÃO	01
1.1 OBJETIVOS DA PESQUISA.....	10
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	11
2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO NO NOVO AMBIENTE DO SETOR ELÉTRICO	13
2.1 INTRODUÇÃO.....	13
2.2 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	16
2.3 SOLUÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	22
2.3.1 Solução Simplificada.....	24
2.3.2 Solução Simplificada com Estimativa de Perdas.....	26
2.3.3 Solução Completa.....	27
2.4 CÁLCULO DAS PERDAS ELÉTRICAS NA TRANSMISSÃO.....	27
3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: METODOLOGIA ATUAL	31
3.1 INTRODUÇÃO.....	31
3.2 ANÁLISE DE MÍNIMO CUSTO.....	32
3.2.1 Custeio dos Investimentos.....	32
3.2.2 Custeio de Sobra de Equipamentos.....	33
3.2.3 Custeio de Perdas.....	34
3.3 ANÁLISES COMPLEMENTARES.....	36
3.3.1 Análise de Custos e Benefícios.....	36
3.3.2 Análise dos Investimentos Iniciais.....	38
4 FATORES DE PERDAS INDIVIDUALIZADOS POR BARRAS	40
4.1 INTRODUÇÃO.....	40

4.2 FATORES DE PERDAS: ASPECTOS CONCEITUAIS	41
4.3 DETERMINAÇÃO DOS FATORES DE PERDAS: TRATAMENTO MATEMÁTICO.....	47
4.3.1 Considerando um Único Submercado (Sistema Íntegro).....	47
4.3.2 Considerando o Sistema Dividido em 2 Submercados.....	50
4.3.3 Considerando o Sistema Dividido em n Submercados.....	52
4.4 CÁLCULO DO CENTRO DE PERDAS INDIVIDUAL DE UM SUBMERCADO (CPI).....	53
4.5 CÁLCULO DO CENTRO DE PERDAS GLOBAL DO SISTEMA (CPG).....	55
4.6 ALGORITMOS PARA CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS EM SUBMERCADOS.....	57
4.6.1 Algoritmo com Base no Fluxo DC.....	58
4.6.2 Algoritmo com Base no Fluxo AC.....	60
5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DOS FATORES LOCACIONAIS DE PERDAS NA REDE BÁSICA.....	62
5.1 INTRODUÇÃO.....	62
5.2 CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS EM CARGA PESADA, MÉDIA E LEVE.	64
5.3 CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS E O IMPACTO DA SAZONALIDADE....	65
5.4 CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS NA CARGA MÁXIMA ANUAL.....	66
6 CONCLUSÕES E DIREÇÕES PARA NOVAS PESQUISAS.....	79
6.1 CONCLUSÕES GERAIS.....	79
6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	83
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	84
APÊNDICE A: DEFINIÇÕES DE SIGLAS, TERMOS E EXPRESSÕES.....	88

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 – Cronogramas de desembolso típicos. Adaptada de (GCPS, 1996, p. 58).....	38
TABELA 5.1 – Fatores de perdas por barra, configuração Jul/2002, cargas pesada, média e leve.....	70
TABELA 5.2 – Fatores de ajustes por barra, configuração Jul/2002, cargas pesada, média e leve.....	71
TABELA 5.3 – Fatores de perdas por barra, configuração Dez/2002, cargas pesada, média e leve.....	72
TABELA 5.4 – Fatores de ajustes por barra, configuração Dez/2002, cargas pesada, média e leve.....	73
TABELA 5.5 – Fatores de perdas por barra, carga pesada, configurações Jul/02, Dez/02 e Fev/03.....	74
TABELA 5.6 – Fatores de ajuste por barra, carga pesada, configurações Jul/02, Dez/02 e Fev/03.....	75
TABELA 5.7 – Fatores de perdas por barra, carga máxima anual, período 2003/2005.....	76
TABELA 5.8 – Fatores de ajuste por barra, carga máxima anual, período 2003/2005.....	77
TABELA 5.9 – Detalhe dos fatores de perdas para as subestações de Angelim, Messias e Açu – Carga máxima anual, período 2003/2004	78

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 – Inter-relacionamento entre os principais agentes da indústria de energia elétrica brasileira. Adaptada de (CARVALHO et al., 2002, p. 2).....	07
FIGURA 2.1 – Fluxograma geral do processo de planejamento dos sistemas de transmissão. Adaptada de (GCPS, 1996, p. 5).....	21
FIGURA 2.2 – Comparação da curva $P \times \chi$ para os modelos completo e simplificado.....	26
FIGURA 4.1 – Centro de Perdas Individual de um Submercado. Adaptada de (MAE, 2001)..	53
FIGURA 4.2 – Centro de Perdas Global – Fatores de ajuste para geradores e cargas. Adaptada de (SILVA; COSTA, 2001).....	56
FIGURA 5.1 – Sistema CHESF – Subsistema Leste – Configuração Dez/2002.....	69

Capítulo 1

Introdução

Desde o final do Século XX, o mundo vem atravessando a chamada “Globalização da Economia”, que se constitui num processo caracterizado por várias e profundas transformações em todos os segmentos econômicos. Estas transformações provocaram uma substancial reestruturação na indústria de energia elétrica de alguns países, com o propósito de promover sua eficiência econômica através da criação de mercados competitivos, como ocorre em outros setores da economia.

A reforma do setor elétrico não é apenas um fenômeno brasileiro. Segundo (PINTO et al., 2001), estima-se que pelo menos 70 países estejam atualmente promovendo reformas na sua indústria de energia elétrica. Entretanto, ainda não existe, a nível mundial, uma experiência que possa ser considerada como parâmetro de avaliação quanto à introdução da competição no setor elétrico, uma vez que nos países que já adotaram reformas estruturais nesse setor, estas ocorreram recentemente, haja vista que a mais antiga é a do Reino Unido, iniciada no final da década de 80. A seguir vieram as reformas da Finlândia (1991), Argentina (1992), Noruega (1992), Colômbia (1993), entre outras (RAY et al., 1998).

Segundo (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996), no modelo anterior do setor elétrico costumava-se geralmente pensar na eletricidade apenas como um produto que era usado tão somente no ponto de consumo e pelo qual pagava-se uma única tarifa de entrega. Com isso, a necessidade de um controle centralizado da produção e transporte resultou automaticamente numa verticalização do setor, entre os segmentos de geração, transmissão e distribuição. Nesse modelo de

indústria, a provisão dos serviços pelos agentes do sistema caracteriza-se por possuir os custos dos serviços já embutidos no preço final da energia. Mais ainda, uma empresa monopolizava a propriedade e operação das instalações de geração, transmissão e distribuição, sendo obrigada a atender os consumidores em sua área de atuação a uma tarifa regulada pelo custo do serviço.

O monopólio foi um paradigma em quase todo o Século XX por proporcionar uma economia de escala para a expansão dos sistemas de geração e transmissão, fato importante para países em desenvolvimento, pois permitia direcionar os subsídios a áreas carentes, eletrificação rural e outros objetivos de políticas governamentais.

A idéia básica em que se fundamenta o novo ambiente de competição na indústria de energia elétrica é a possibilidade de separar serviços e produto. Assim, a energia elétrica, como um produto, pode ser separada comercialmente do serviço de transmissão, de forma que esse serviço possa ser “precificado” em separado, criando a possibilidade de arranjos econômicos específicos para o seu provimento. A identificação, em separado, dos custos dos serviços inerentes ao transporte de energia é necessária para que se possa remunerar os seus provedores adequadamente, buscando-se a eficiência econômica.

A grande questão é como a conta da energia elétrica pode ser estratificada em custo da energia elétrica e custo do serviço de entrega, considerando o aspecto fundamental que o serviço de transporte é um monopólio natural, dado que no novo processo algumas funções precisam ser separadas para evitar conflitos de interesses.

O principal objetivo do novo modelo é aumentar a eficiência do setor elétrico com melhores decisões de investimentos, melhor uso do sistema existente, melhor gerenciamento e opções de escolha para os consumidores. Nesse processo, o preço da energia, que passa a ser definido pelo mercado, é o principal sinalizador na atração de novos investimentos.

A reestruturação do setor elétrico trouxe novos paradigmas para os planejadores e os operadores dos sistemas, muitos dos quais ainda não estão estabelecidos completamente, mesmo em países onde a reestruturação encontra-se em um estágio mais avançado.

No Brasil, o novo modelo do setor elétrico foi estabelecido com o objetivo de introduzir um ambiente de mercado competitivo, aumentar a eficiência e atrair recursos do setor privado, além de capital estrangeiro necessário a investimentos de infra-estrutura, eliminando a exclusividade no fornecimento de energia elétrica e criando a competição nos segmentos de geração e

comercialização da energia. Para alcançar estes objetivos, foi necessário estabelecer o livre acesso à rede elétrica, assim como a desverticalização de funções, através de mudanças na organização das empresas, na atribuição de responsabilidades, na remuneração dos serviços, nos incentivos e nas penalidades. Este novo ambiente agregou mais incertezas ao processo de planejamento, exigindo a adequação dos critérios usados até então.

O *Programa de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB)*, conduzido pelo Governo Federal, através do Ministério das Minas e Energia, contando com a consultoria da Coopers & Lybrand, vem desafiando os técnicos do setor desde a segunda metade da década de 90. Este programa vem impondo às empresas de energia elétrica o estabelecimento de estratégias que permitam a sua atuação no novo ambiente, através da renúncia a antigos paradigmas para tornarem-se competitivas em um curto prazo, adaptando-se ao novo modelo institucional que está sendo implantado sem que este esteja completamente estabelecido.

A referência (MME, 1998) destaca que tudo isso visa atender os pilares principais do novo modelo, que se baseia na substituição do antigo sistema verticalizado, calçado no conceito de monopólio natural onde não há separação entre a geração e o consumo, por um sistema desverticalizado com as seguintes características:

- Existência de competitividade nos segmentos de produção e comercialização de energia, que devem operar em regime de livre mercado.
- Regulação eficiente dos serviços de transmissão e distribuição, pois ambos, devido a suas características de monopólio natural, precisam estar fortemente regulados.
- Criação de um ambiente negocial transparente, por meio de regras com base econômica para a atuação dos agentes de mercado, visando possibilitar a criação e o funcionamento de um novo segmento do setor, a comercialização de energia, que irá explorar oportunidades de compra e venda de energia.

Em resumo, para que sejam criadas as condições necessárias para o estabelecimento da competitividade nos ambientes de geração e consumo e de livre acesso ao setor de transmissão, faz-se necessária a desverticalização do setor elétrico, segmentando-o em quatro componentes básicos: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Segundo (MAIA et al., 2000), os principais agentes do setor elétrico brasileiro podem

ser classificados nas seguintes categorias:

- a) Agentes não sujeitos à regulamentação quanto a volumes e preços negociados:
 - Empresas Geradoras;
 - Produtores Independentes;
 - Autoprodutores;
 - Comercializadores;
 - Consumidores Livres.

- b) Agentes sujeitos a regulamentação no que se refere às tarifas praticadas e/ou às receitas permitidas:
 - Empresas Transmissoras;
 - Transmissores Independentes;
 - Empresas Distribuidoras.

- c) Órgãos de coordenação e apoio (titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores livres):
 - ONS (Operador Nacional do Sistema);
 - CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão);
 - MAE (Mercado Atacadista de Energia).

- d) Entidades representativas de classes (atuam na defesa dos interesses corporativos dos agentes que representam):
 - ABRAGE (Associação Brasileira dos Geradores de Energia Elétrica);
 - ABRATE (Associação das Empresas Transmissoras de Energia Elétrica);
 - ABRADE (Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica);

- APINE (Associação Brasileira das Empresas Produtoras Independentes de Energia Elétrica);
 - ABRACE (Associação de Grandes Consumidores de Energia Elétrica);
 - Agências reguladoras.
- e) Outros agentes:
- ELETRONET.

Vale ressaltar que esta classificação pode ser modificada, uma vez que o setor ainda não se encontra totalmente institucionalizado. A Figura 1.1 apresenta o inter-relacionamento existente entre os agentes do setor. Inseridas neste contexto, e com base na legislação em vigor, a CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) e demais subsidiárias da ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) teriam a obrigação de separar suas atividades de geração, transmissão e, em alguns casos, distribuição, com a criação de novas empresas que, privadas ou não, deverão se adequar à nova realidade do setor.

Particularmente com relação ao planejamento do setor elétrico, vale ressaltar que, no modelo anterior, as ampliações da rede eram propostas sob a ótica do sistema e não de cada empresa individualmente. Tendo em vista a nova legislação e características setoriais, faz-se necessário adequar o planejamento em seus critérios, procedimentos e ferramental, com o objetivo de complementá-lo com novos enfoques, de forma que o resultado de seus estudos venha a subsidiar efetivamente as decisões estratégicas dos agentes, no ambiente competitivo.

Em suma, a tendência neste processo de reestruturação tem sido a modificação do planejamento da expansão tradicional, que era baseado na otimização centralizada, por abordagens específicas orientadas pelo mercado.

O sistema elétrico brasileiro apresenta algumas características peculiares que demandam uma atenção especial dos responsáveis pelo seu planejamento. Dentre essas características, pode-se destacar as seguintes:

- Diferenças regionais significativas.

- Sistema predominantemente hidráulico, com grandes reservatórios com regulação pluri-anual.
- Sistema de transmissão extremamente longo.
- Diversidade hidrológica entre as bacias do parque gerador, permitindo conexões inter-regionais.

Apesar das incertezas advindas com o novo modelo institucional, mantém-se no planejamento o seu objetivo principal, que é o de estabelecer um programa de expansão que seja economicamente viável e que proporcione aos consumidores um serviço de qualidade e continuidade elevadas, conforme critérios previamente estabelecidos, visando otimizar esforços e recursos de forma integrada.

Com relação ao segmento de transmissão, a mudança para o modelo de competição implica na necessidade de um tratamento cada vez mais adequado para os seus custos, pois estes precisam ser separados dos demais custos do setor. Ressalta-se que os preços da transmissão devem ser otimizados, pois fazem parte do custo total do qual se espera a máxima eficiência econômica, tendo como aspectos principais os custos de investimentos, as restrições de transmissão e as perdas (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996).

A atividade de transmissão é transportar a energia elétrica de um ponto a outro do sistema. Cada usuário individual da rede de transmissão exige um serviço diferente, pois usam diferentes pontos de entrada e saída, diferentes períodos de tempo e diferentes quantidades de energia transportadas em cada período. A metodologia de custeio desse serviço deve definir, da forma mais precisa possível, o serviço oferecido a cada usuário do sistema e identificar os custos incorridos devido a cada transação.

Na atividade de planejamento do sistema, o tratamento das perdas na rede elétrica demanda uma atenção especial, pois estas se constituem em despesas significativas para as empresas do setor elétrico. Em outras palavras, dentre os aspectos envolvidos com a economia do setor, destacam-se as perdas, pois, embora elas sejam componentes inerentes ao processo de transmissão de energia elétrica, precisam ser otimizadas de forma a não levar custos desnecessários à sociedade.

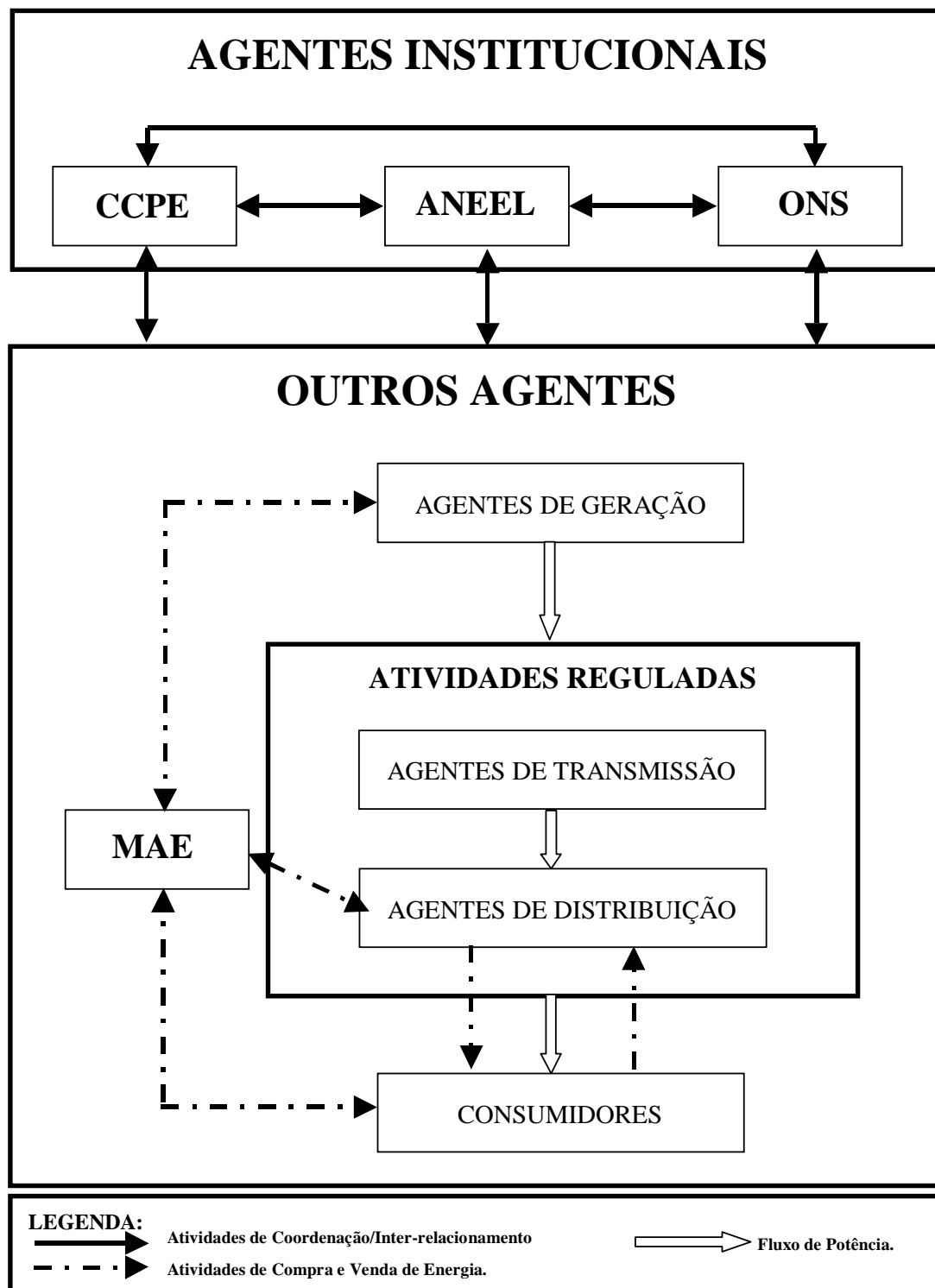


Figura 1.1: Inter-relacionamento entre os principais agentes da indústria de energia elétrica brasileira. Adaptado de (CARVALHO et al., 2002, p. 2).

Segundo (MEDEIROS et al., 2001), as perdas inerentes à transmissão chegam a representar em média até 4% da geração total de energia de um sistema elétrico. Considerando o montante de capitais envolvidos, este valor torna-se extremamente significativo, exigindo procedimentos que aloquem da forma mais justa possível entre os múltiplos usuários da rede de transmissão os créditos e débitos referentes a esse processo, visando promover a eficiência econômica no ambiente competitivo.

Segundo (MELLO et al., 2001), o valor estimado para o montante de perdas do sistema de transmissão da rede básica brasileira atinge cerca de um bilhão de reais a cada ano.

No modelo anterior à reestruturação, o custeio das perdas era embutido nas tarifas de forma generalizada, sendo calculado a partir dos custos marginais de expansão da geração (ponta e energia) e da transmissão.

No novo modelo do setor elétrico o efeito das perdas nos custos exige procedimentos para alocação justa das perdas entre os agentes participantes, caracterizando-se como uma exigência para a eficiência econômica do setor. Dessa forma, a determinação de fatores de participação nas perdas deve ser centralizada, exigindo que se leve em consideração todo o conjunto das barras do sistema simultaneamente.

Se cada barra de carga fosse suprida individualmente, o somatório das perdas correspondentes seria menor que o resultado das perdas calculadas supondo o suprimento simultâneo a toda a demanda (função marginalmente crescente). Uma mudança na demanda de qualquer conjunto de barras modifica os fluxos de potência, as correntes nas linhas, etc, e também o nível de perdas, sendo necessário dividir essas perdas entre as barras considerando as respectivas modificações de carga (MOYANO, 2002).

A princípio, para a implementação dos chamados *Contratos Iniciais*, as perdas da rede básica foram alocadas de acordo com o critério pró-rata, na proporção de 50% para os agentes de geração e 50% para os agentes distribuidores, sendo internamente rateadas de forma proporcional à magnitude dos volumes gerados ou consumidos em cada instalação. Entretanto, esses percentuais não são os mesmos em todos os países que adotaram esse critério para divisão de perdas elétricas. São citados como exemplos (CIGRÉ, 1998) os casos da Inglaterra e País de Gales (27% atribuídos

aos geradores e 73% às cargas), da Noruega (54% atribuídos aos geradores e 46% às cargas) e da Irlanda (100% atribuídos às cargas).

Entretanto, a partir do início da liberação dos Contratos Iniciais, previsto para o ano 2003, foi definido que o tratamento das perdas, embora mantida a mesma proporção adotada para os contratos iniciais, deverá contemplar o critério locacional do agente, que considera não somente os montantes gerados ou consumidos, mas também as distâncias elétricas dos agentes, visando atribuir a cada um deles, da forma mais justa possível, a responsabilidade pelo que sua instalação provoca no comportamento das perdas do sistema.

Com a nova metodologia para definição do custeio das perdas, aprovada recentemente na Força Tarefa “Fatores de Perdas Aplicados na Medição do MAE”, o custeio das perdas para o sistema em operação precisa ser calculado separadamente, pois se trata de um valor que deverá ser contabilizado para múltiplos usuários de uma rede de transmissão única, através de créditos aos geradores e débitos aos distribuidores.

Essa nova metodologia foi recomendada pela Coopers & Lybrand no âmbito do projeto RE-SEB para ser aplicada ao sistema em operação. Nela, o custeio das perdas passa a ser calculado de forma individualizada para cada barramento de carga ou de geração do sistema, em função da sua localização, através do cálculo de fatores de ajuste relativos a um ponto comum de referência, que é redefinido cada vez que muda o ponto de operação (configuração) do sistema.

Face ao montante das perdas na rede de transmissão e à influência significativa da evolução da configuração nos fatores locais de perdas, torna-se necessário contemplar essa nova informação nos estudos de planejamento que são desenvolvidos atualmente no âmbito do CTET (Comitê Técnico para a Expansão da Transmissão) / CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos), pois estes atualmente limitam-se a custear as perdas globais, sem indicar em que barras elas serão cobradas aos agentes.

A inclusão deste procedimento no planejamento permitirá que os agentes (geradores ou cargas) possam analisar os sinais locais de longo prazo, de modo que possam vir a se conectar em pontos do sistema que resultem num menor investimento para a expansão do sistema de transmissão, permitindo uma otimização na utilização da rede e, por conseguinte, dos custos envolvidos.

1.1 OBJETIVOS DA PESQUISA

Diante das substanciais modificações introduzidas na indústria de energia elétrica brasileira, o CCPE estabeleceu, recentemente, como meta para os próximos meses, a criação de forças tarefas formadas por técnicos das empresas do setor, com o objetivo de reformular os critérios e procedimentos vigentes para os estudos de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, à luz da nova formatação do setor elétrico brasileiro.

Esta pesquisa visa contribuir para o trabalho a ser desenvolvido por essas forças tarefas, diagnosticando e sugerindo algumas mudanças que são necessárias nos critérios e procedimentos usados pelo planejamento do setor elétrico brasileiro. Em particular, é dada ênfase à forma de como deveriam ser realizadas as análises econômicas comparativas das possíveis alternativas de expansão, em função da recente criação de uma metodologia para alocação individualizada por barra dos custos das perdas no sistema em operação.

O resultado principal desta pesquisa é uma proposta de incorporação da metodologia recentemente estabelecida para custear as perdas no sistema em operação, nos estudos de planejamento, que continuam sendo elaborados com base nas referências (GCPS, 1985) e (GCPS, 1996). Os resultados dessa pesquisa também fornecem subsídios para reformulação dos critérios hoje adotados e um aprofundamento maior deste tópico em trabalhos posteriores.

Espera-se ainda que, os estudos de planejamento do sistema de transmissão passem a apresentar em seus resultados dados indicativos quanto ao comportamento locacional de longo prazo dos fatores de perdas, permitindo aos agentes melhores condições para escolha dos locais aonde irão se conectar a rede elétrica. Neste contexto, os estudos de planejamento passariam a apresentar como resultados adicionais a evolução dos fatores de perdas por barramento, com a implantação dos reforços e ampliações indicados para o sistema no horizonte considerado.

Ressalta-se que esses valores seriam pré-definidos com base nas perdas médias estimadas para a transmissão, nos diferentes patamares de demanda, na sazonalidade da carga, e nos diferentes cenários de geração. Embora sejam de grande importância, as probabilidades dos diferentes cenários de geração não estão sendo consideradas nos resultados apresentados.

Dessa forma, o trabalho busca indicar uma metodologia para o planejamento que priorize a implementação de programas de expansão que mantenham os fatores de perdas das barras

os mais estáveis possíveis, evitando que decisões que venham a ser tomadas pelos agentes, com base nas informações disponíveis apenas para o sistema em operação, possam vir a se tornar inviáveis com o passar do tempo.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está dividido em seis capítulos, conforme resumido a seguir:

Capítulo 1: Introduz o tema, através da exposição do cenário no qual ele está inserido e apresenta os objetivos gerais do trabalho e suas justificativas.

Capítulo 2: Apresenta as características básicas dos sistemas elétricos de potência e detalha os problemas enfrentados pelo planejamento com as mudanças institucionais do setor elétrico, particularmente com relação ao tratamento que passará a ser dado ao custeio das perdas. É apresentada também, de forma sucinta, a formulação básica do problema de fluxo de potência, tendo em vista ser esta a ferramenta utilizada nos estudos elétricos de redes de transmissão em regime permanente, para determinação, entre outras grandezas, das perdas elétricas do sistema.

Capítulo 3: Aborda, em detalhes, a metodologia que atualmente é utilizada nos estudos de planejamento para análise econômica de alternativas de expansão, desenvolvidos no âmbito do CCPE, conforme os documentos (GCPS, 1985) e (GCPS, 1996).

Capítulo 4: Apresenta a metodologia aprovada recentemente na Força Tarefa “Fatores de Perdas Aplicados na Medição do MAE”, constituída com o objetivo de definir procedimentos e critérios para o custeio das perdas no sistema existente, considerando os aspectos locacionais dos agentes de geração e consumo.

Capítulo 5: Este capítulo constitui-se na maior contribuição deste trabalho de pesquisa. Ele apresenta aplicações da metodologia que é descrita no Capítulo 4, em configurações futuras da rede básica, visando avaliar a necessidade de uma adequação dos critérios e procedimentos usados no planejamento contemplando essa nova metodologia.

Capítulo 6: Resume as principais conclusões deste trabalho e apresenta sugestões para novas pesquisas relacionadas com o tema.

APÊNDICE A: Apresenta uma tabela contendo as definições de termos, siglas e expressões usadas neste trabalho, em ordem alfabética.

Capítulo 2

Planejamento da Expansão no Novo Ambiente do Setor Elétrico

2.1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro, antes de sua reforma iniciada em 1994, era composto de agentes integrados verticalmente, em sua maioria de propriedade do estado, e com a operação e o planejamento da expansão sendo conduzidos de forma centralizada. Os custos de geração e transmissão eram recuperados através de uma tarifa de suprimento, que tinha como meta proporcionar às empresas o retorno do capital investido. O sistema de transmissão era expandido considerando uma dada previsão de carga e um programa de geração mandatório, sendo a responsabilidade pela implementação de tal expansão bem definida entre as empresas, de acordo com sua área geográfica de responsabilidade.

Uma questão fundamental do sistema elétrico brasileiro é a necessidade de viabilizar a expansão da oferta de energia. Assim, não cabe copiar simplesmente soluções de outros países em que os modelos nitidamente não equacionam esse aspecto. A experiência adquirida na implementação do novo modelo vem provocando questionamentos sobre o quanto o modelo pode ser melhorado, pois o setor elétrico brasileiro apresenta especificidades que devem ser levadas em conta para que a reestruturação proposta venha a ser realizada com sucesso.

No Brasil, as bases desse novo modelo se assentam na criação e progressiva ampliação do quadro de consumidores livres, na criação do produtor independente de energia, no alargamento

do campo do autoprodutor, na adoção do livre acesso às redes de transmissão e distribuição mediante o ressarcimento dos custos, na possibilidade de livre comercialização de energia por quase todos os agentes do mercado, na criação do MAE, do ONS e do agente regulador (ANEEL).

Um sistema elétrico de potência possui instalações geradoras, transmissoras e distribuidoras, que juntas têm a missão de atender à demanda por energia elétrica da região. Suas funções básicas são gerar, transmitir e distribuir energia elétrica, com a qualidade requerida pelos consumidores e a um custo que venha a satisfazer as necessidades de todos os agentes envolvidos no processo, tanto do ponto de vista econômico-financeiro como ecológico-ambiental.

Num país de dimensões continentais como o Brasil, com enorme potencial para exploração de fontes hidráulicas, esses sistemas tendem a se tornar cada vez mais complexos, assumindo uma dimensão e características bastante diferentes dos outros países, tendo em vista a necessidade de se gerar e transportar, através de extensas redes de transmissão interligadas, grandes blocos de energia que serão consumidos em centros de carga situados a grandes distâncias.

O grande desafio que exige dos técnicos do setor soluções que sejam cada vez mais criativas e inovadoras, consiste em planejar adequadamente a expansão, tanto da geração quanto dos segmentos de transmissão e distribuição, visando atender, de forma confiável, às demandas de energia da sociedade, que crescem não só em termos quantitativos quanto qualitativos.

Com a desverticalização das funções de geração, transmissão e distribuição, e a introdução da competição no segmento de geração tornado o seu planejamento apenas indicativo, aumentam sobremaneira as incertezas do planejador da transmissão. A tarefa de planejar a rede de transmissão e, em particular, planejar as redes que interligam os submercados, fica ainda mais difícil. A transmissão passa a ter o papel fundamental de promover a competição entre as fontes geradoras. Esta função pode trazer grandes benefícios, porém estes são de difícil quantificação.

O crescimento da demanda de energia elétrica requer o planejamento da construção ou ampliação de usinas, linhas de transmissão e subestações. Isto implica na realização de diversos estudos, entre os quais destacam-se os estudos de fluxo de potência em regime permanente para prever o desempenho do sistema nas várias etapas de sua configuração futura, bem como definir novos procedimentos que serão adotados para uma operação adequada da rede, incorporando as características da nova estrutura do mercado. Além disso, esses reforços e ampliações devem ser definidos com a antecedência necessária para atender satisfatoriamente a demanda futura do

sistema, tendo em vista os aspectos de tempo de maturação e custos dos empreendimentos.

No modelo desverticalizado, faz-se necessário separar os custos de geração e de transmissão, pois é preciso estipular tarifas diferenciadas para cada um desses segmentos. Além disso, os custos de transmissão precisam ser segmentados em seus componentes básicos, devendo-se dar uma atenção especial à participação dos custos das perdas elétricas, uma vez que estes correspondem a valores bastante significativos na composição dos custos de transmissão.

Diante do exposto, foi necessário estabelecer uma nova metodologia para alocação das perdas, as quais eram até então custeadas de forma globalizada e inseridas nas tarifas cobradas aos consumidores. Nessa nova metodologia, as perdas na rede básica passam a ser distribuídas entre os agentes geradores e consumidores através de fatores de ajustes, os quais são calculados para cada barra do sistema com o objetivo de referir a quantidade de energia dissipada como perdas na rede básica a um *Centro de Perdas* virtual estabelecido para cada submercado.

Isso faz com que, dependendo da localização, os agentes geradores ou consumidores venham a ser beneficiados ou penalizados em função da redução ou do acréscimo que provocam nas perdas do sistema. Por exemplo, se a maioria das plantas de geração é localizada numa região A e a maioria das cargas é localizada numa região B, então os preços de transmissão devem ser maiores para geradores em A e consumidores em B. Por outro lado, se um novo gerador ou consumidor é localizado contrário ao fluxo dominante, então as perdas serão reduzidas, as restrições serão aliviadas e as necessidades de novos reforços serão adiadas, tornando o custo negativo (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996).

Pelo exposto, todos os agentes do setor precisarão estar atentos e suficientemente informados quanto à evolução da configuração do sistema e quanto ao impacto dessa evolução no custo das perdas, sendo o planejamento fundamental para prover essas informações, possibilitando aos agentes dirigir seus investimentos para empreendimentos que sejam economicamente viáveis também no longo prazo.

2.2 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

A função planejamento é importante em qualquer atividade econômica. No caso dos sistemas elétricos de potência, essa função adquire características ainda mais específicas, devido ao montante de investimentos envolvidos, sobretudo num país como o Brasil, com grandes diferenças regionais e um potencial de desenvolvimento fortemente atrelado a um crescimento substancial da demanda de energia elétrica, implicando na necessidade de um aporte considerável de investimentos no setor.

Enquanto em grande parte dos países que passaram por reformas em suas indústrias de energia elétrica as taxas de crescimento nessa área são extremamente baixas, no Brasil há a perspectiva de que se duplique a demanda de energia elétrica em cerca de doze anos, necessitando de grandes programas de expansão, tanto na geração como na transmissão, para fazer face a esse crescimento.

Segundo (GCPS, 1996), o planejamento, do ponto de vista de horizontes, pode ser classificado em três tipos distintos, quais sejam:

- Longo Prazo: analisa, num horizonte de até vinte anos, as possíveis alternativas de expansão do sistema de transmissão associadas às alternativas de expansão do parque gerador, para atender aos requisitos de mercado.
- Médio Prazo: estuda, num horizonte de dez anos, baseado em um plano de referência de expansão do parque gerador, as possíveis alternativas de transmissão, eventuais alterações do cronograma de construção de determinadas usinas e/ou modificação da previsão de mercado, de forma a garantir o atendimento aos requisitos de ponta e energia.
- Curto Prazo: define, num horizonte de até cinco anos, as datas ótimas para comissionamento das obras planejadas e os parâmetros elétricos pertinentes ao sistema.

No novo modelo do setor elétrico brasileiro, os planejamentos de médio prazo e longo prazo passam a ser indicativos, enquanto que o de curto prazo permanece com o caráter determinativo oriundo do modelo anterior.

Os principais aspectos que devem ser considerados no planejamento de sistemas elétricos são:

- Necessidade de novos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição;
- Restrições ecológicas e ambientais;
- Confiabilidade;
- Desempenho do sistema atual frente à previsão de crescimento da carga;
- Maximização dos benefícios e minimização dos custos (inclusive perdas);
- Análise de riscos e incertezas.

Com relação ao planejamento do sistema elétrico brasileiro, ressalta-se que os aspectos acima eram mais fáceis de serem analisados quando o sistema era verticalizado, sendo o setor público detentor da propriedade e responsável pela administração dos quatro principais segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O planejamento era coordenado pela ELETROBRÁS e por um colegiado formado por suas controladas (CHESF, FURNAS, ELETRONORTE e ELETROSUL), pelas concessionárias estaduais e por outras empresas do setor, sendo feito de forma determinativa em todos os seus horizontes e com custos baseados nos custos marginais do sistema.

Nesse contexto, o objetivo básico do planejamento era determinar o cronograma de entrada de novos empreendimentos, visando atender à demanda projetada com um determinado nível de confiabilidade a um custo mínimo.

Entretanto, com as mudanças implantadas a partir de meados da década de 90, que implicaram na desverticalização do setor, esses aspectos passaram a ser vistos com enfoques diferentes, pois os agentes envolvidos podem ter objetivos conflitantes, em função dos seus interesses específicos e de sua área de atuação.

O CCPE tem como responsabilidade elaborar os estudos de planejamento, especialmente na definição das ampliações do sistema de transmissão e os respectivos encargos de uso como elementos indutores da localização de novas fontes geradoras. Esses estudos, além de fornecerem a configuração desejada para o sistema no horizonte de planejamento, também

identificam um custo de referência para cada novo empreendimento de transmissão.

Com relação ao planejamento da expansão da transmissão, cabe destacar que este passou a ser uma atividade extremamente complexa na nova estrutura do setor elétrico brasileiro e que a precisão e robustez de seus resultados devem assegurar condições de lucratividade e competitividade para os agentes investidores do setor, garantindo viabilidade técnica-econômica para os recursos investidos (CRUZ, 2002).

Em sistemas elétricos competitivos, um adequado planejamento da expansão da transmissão deve permitir o desempenho dos sistemas a custo mínimo, baseado na busca pela eficiência técnica-econômica, com níveis adequados de confiabilidade e qualidade de serviço, adaptado às demandas de geradores e consumidores, remunerando de forma justa seus investidores (RUDNICK; ZOLEZZI, 1998).

Sob este novo paradigma, o sistema de transmissão desempenha um papel fundamental, pois irá permitir que geradores mais eficientes alcancem o mercado, de modo que o consumidor final tenha acesso a um produto com menor custo. Com isso, muitos serviços antes considerados complementares passam a ter um papel destacado nas atividades de transmissão no novo ambiente do setor elétrico.

A robustez técnica do sistema de transmissão planejado é fundamental num processo em que há incertezas quanto às previsões de carga (influenciadas pelas variáveis da macroeconomia do país), e as decisões de investimentos em geração, tanto do montante quanto do local, são tomadas por agentes privados. Muitas vezes essas decisões não são tomadas com o conhecimento do planejamento da transmissão, e num prazo que possibilite o redirecionamento dos investimentos previstos para a rede básica, uma vez que o planejamento da geração passou a ter um caráter meramente indicativo.

Vale salientar ainda que, as alterações de localização dos empreendimentos de geração (concentrada ou distribuída) podem vir a provocar significativas mudanças no planejamento da transmissão, fato que exige que o mesmo esteja apto a se adaptar a possíveis mudanças de cenários de implantação dos empreendimentos do setor de geração.

O tempo para a construção de uma planta de geração térmica é de cerca de dois anos e as empresas de geração podem fechar plantas existentes sem o prévio conhecimento do mercado. Isso pode provocar tempo insuficiente para a transmissão implementar os reforços necessários e o

planejamento deverá ser hábil para prever estas situações, atendendo às necessidades do mercado no prazo correto.

Para adaptar o setor elétrico ao regime de livre mercado, a Lei 9074 de 07/07/1995 transformou a rede elétrica de transmissão brasileira numa atividade setorial independente, segmentando-a em quatro grandes negócios autônomos com diferentes papéis, conforme descrito a seguir:

- Rede básica;
- Transmissão de interesse exclusivo dos centros de geração;
- Transmissão de âmbito próprio das empresas distribuidoras;
- Rede de distribuição;

Esses segmentos se inter-relacionam através de contratos comerciais que visam assegurar aos agentes que atuam no mercado de eletricidade o livre acesso ao sistema de transmissão. A rede básica, constituída por múltiplos proprietários, tem a função de ser um elemento neutro e o principal catalisador da competitividade que se deseja implantar nos segmentos de geração e comercialização da energia transportada, além de manter a qualidade requerida para o suprimento dessa energia.

A expansão da rede básica é definida pelo CCPE, agente criado através de portaria ministerial para desenvolver os estudos de planejamento das ampliações do sistema de transmissão. O CCPE é responsável pela elaboração do PDET - Programa Determinativo da Expansão da Transmissão, com um horizonte de cinco anos, que relaciona o elenco de obras necessárias na rede básica para serem outorgadas pela ANEEL através de licitações ou autorizações, caso se caracterize a sua necessidade mais imediata.

Nas atividades competitivas (geração e comercialização) os preços são estabelecidos mediante mecanismos de mercado, e nas atividades de monopólio (transmissão e distribuição) mediante regulação técnica (qualidade do serviço) e econômica (receitas fixadas) exercidas pela ANEEL.

Uma condição fundamental para o estabelecimento do livre mercado no setor elétrico é o livre acesso de geradores e consumidores à rede de transmissão, o que só é possível obter com

adequados mecanismos de tarifação dos serviços de transmissão, que permitam uma justa remuneração a seus proprietários, incentivem a expansão, e dêem sinais claros para as decisões de implantação de novos geradores e consumidores (RUDNICK; ZOLEZZI, 1998).

As empresas de transmissão de energia elétrica prestam serviços através da disponibilização de seus ativos, sob a coordenação do ONS, tendo seus serviços remunerados através das tarifas reguladas de transmissão, que são pagas pelas empresas geradoras e distribuidoras.

Estas tarifas devem variar de acordo com a localização do gerador ou da carga, em função das sobrecargas ou do alívio que os mesmos venham a representar para o sistema existente, considerando inclusive o impacto que causam às perdas do sistema, através da aplicação de um fator de perdas calculado relativamente a um ponto comum de referência definido.

De acordo com (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996), os principais objetivos do sistema de transmissão são:

- Estabelecer seus preços visando atingir a eficiência econômica (simulação da melhor localização para novas instalações de produção e de consumo e retirada de operação das existentes).
- Retorno suficiente de seus investimentos (as empresas precisam estar certas que irão recuperar seus investimentos de longo prazo, apesar das crescentes incertezas inerentes ao processo).
- Regulação eficiente (incentivo à operação a mínimo custo).

De um modo geral, o custo da transmissão necessária para conectar um novo gerador ou consumidor ao sistema é formado pelo aumento das perdas no sistema, pelo custo das restrições do sistema, e pelo custo da construção de novas linhas de transmissão para redução das perdas e restrições do sistema.

De acordo com os critérios vigentes, o planejamento dos sistemas de transmissão é feito através de análises comparativas entre alternativas previamente formuladas, verificando-se o atendimento ao sistema do ponto de vista técnico (desempenho elétrico) e econômico (custos), conforme a Figura 2.1.

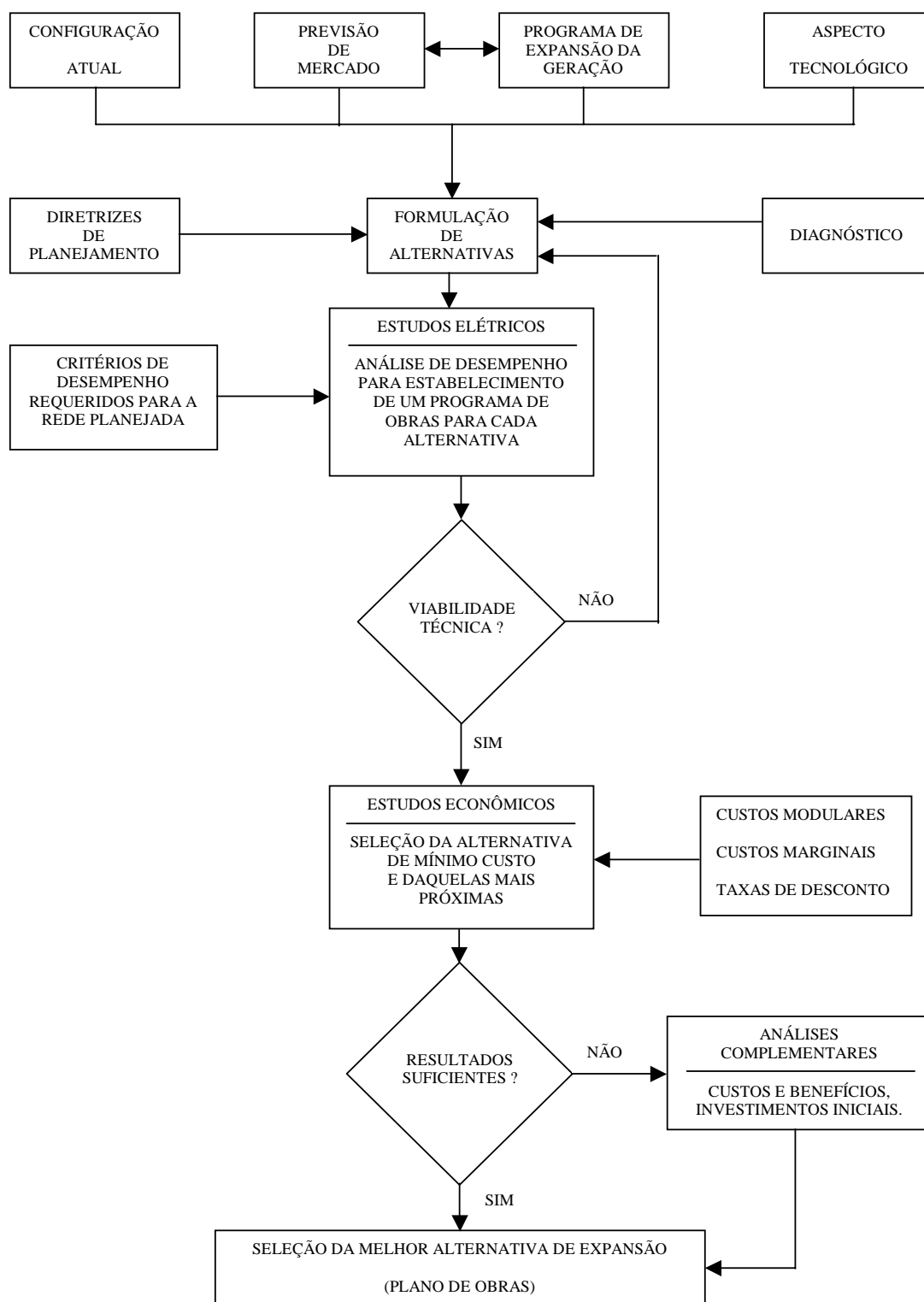


Figura 2.1: Fluxograma geral do processo de planejamento dos sistemas de transmissão. Adaptado de (GCPS, 1996, p. 5).

Com relação ao aspecto econômico, ressalta-se que para a obtenção da alternativa de mínimo custo são considerados não só o montante de investimentos necessários para a implantação dos reforços, como também o custo das perdas anuais de cada alternativa, conforme apresentado de forma detalhada no Capítulo 3.

Segundo (PINTO; MELO, 1999) e (MOROZOWSK FILHO, 2000), a experiência do planejamento da transmissão acumulada nas últimas décadas precisa ter seus aspectos fundamentais complementados por novos enfoques, em função da nova ordem vigente no setor. Dentre esses aspectos, pode-se citar:

- As metodologias para a elaboração dos estudos de viabilidade econômica dos empreendimentos devem tentar compatibilizar a visão sistêmica de custo mínimo com a visão de atratividade econômica, que analisa o empreendimento de forma individualizada.
- As incertezas associadas aos futuros empreendimentos de geração e ao crescimento do mercado, seja em ordem de grandeza ou em localização, exigem uma migração da ótica de planos de expansão da rede para a ótica de estratégia de expansão das empresas.

Diante do exposto, é fundamental que o planejamento esteja atento quanto à consistência de seus critérios frente às novas metodologias que vêm sendo implantadas no setor elétrico, de modo a se adaptar às novas filosofias setoriais.

2.3 SOLUÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

Os estudos elétricos de sistemas de potência utilizam cálculos de fluxo de potência para determinar as tensões, as correntes, os fluxos de potência ativa e reativa e outras grandezas de interesse, seja a rede existente ou imaginária, para uma determinada condição de carga, em regime permanente. Assume-se geralmente que o sistema é balanceado, e a solução trifásica para o fluxo de potência somente é usada em situações bastante especiais.

Os estudos de fluxo de potência fornecem os principais elementos para uma adequada análise técnica do desempenho da rede elétrica em regime permanente, seja no ambiente de planejamento ou da operação. A definição completa dos fluxos através dos elementos do sistema requer o conhecimento de quatro variáveis em cada barra do sistema. Duas delas são conhecidas a priori, e o objetivo do cálculo de fluxo de potência é determinar as duas variáveis restantes. Dependendo de quais são as duas variáveis conhecidas, pode-se classificar as barras do sistema em três tipos diferentes, a saber:

- PQ \Downarrow dados P_i e Q_i , e desconhecidos V_i e χ_i .
- PV \Downarrow dados P_i e V_i , e desconhecidos Q_i e χ_i .
- V χ \Downarrow dados V_i e χ_i , e desconhecidos P_i e Q_i .

As barras tipo PQ e PV representam as barras de carga e as barras de tensão controlada, respectivamente. A barra tipo V χ é a barra de balanço ou barra de referência, e tem papel especial na formulação. Ela serve como a referência angular para as demais barras, e também fecha o balanço da potência ativa, uma vez que as perdas do sistema não são conhecidas a priori.

As equações básicas do problema de fluxo de potência são obtidas, considerando-se a análise nodal, impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada barra do sistema, como uma consequência das leis de Kirchhoff. Da análise nodal, tem-se que a corrente líquida injetada na barra (nó) i é dada por:

$$\hat{I}_i = \sum_{j \in T_i} \hat{Y}_{ij} \hat{V}_j \quad (2.1)$$

onde \hat{Y}_{ij} é o elemento ij da matriz admitância de nó, \hat{V}_j é a tensão complexa do nó j , e T_i é o conjunto das barras conectadas a barra i , incluindo a própria barra i . Identificando-se as partes real e imaginária da injeção de potência complexa na barra i ,

$$\hat{S}_i = P_i + jQ_i = \hat{V}_i \hat{I}_i^* = \hat{V}_i \sum_{j \in T_i} \hat{Y}_{ij}^* \hat{V}_j^* \quad (2.2)$$

obtem-se as expressões das injeções de potência ativa e reativa na barra, como segue:

$$P_i | V_i \sum_{j \in \Gamma_i} V_j (G_{ij} \cos \chi_{ij} - 2 B_{ij} \sin \chi_{ij}) \quad (2.3)$$

$$Q_i | V_i \sum_{j \in \Gamma_i} V_j (G_{ij} \sin \chi_{ij} + 2 B_{ij} \cos \chi_{ij}) \quad (2.4)$$

onde V_i e χ_i são, respectivamente, a magnitude e o ângulo de fase da tensão complexa $\hat{V} | V_i e^{j\chi_i}$, $\chi_{ij} | \chi_i - \chi_j$, G_{ij} é o elemento ij da matriz condutância de barra, e B_{ij} é o elemento ij da matriz susceptância de barra.

A solução do problema de fluxo de potência consiste em obter as magnitudes das tensões V e os ângulos de fase χ tais que as potências calculadas em (2.3) e (2.4), para $i | 1, 2, \dots, n$, satisfaçam aos balanços de potências nas barras, ou seja,

$$P_i(V, \chi) | P_i^G - 4 P_i^D | P_i^{def} \quad (2.5)$$

$$Q_i(V, \chi) | Q_i^G - 4 Q_i^D | Q_i^{def} \quad (2.6)$$

em que P_i^G e Q_i^G são potências geradas, e P_i^D e Q_i^D são potências de cargas (demandas).

A seguir, são descritos, sucintamente, os métodos de soluções normalmente empregados para o cálculo do fluxo de potência.

2.3.1 Solução Simplificada

Segundo (MONTICELLI, 1983), a solução simplificada, também conhecida como solução linear ou DC, tem encontrado muitas aplicações na análise de sistemas de potência, tanto no planejamento quanto em certas condições da operação do sistema. Nestes casos, o conhecimento apenas do fluxo de potência ativa deve ser suficiente para o estabelecimento de medidas apropriadas para a solução dos problemas encontrados.

A solução DC de fluxo de potência é utilizada para o cálculo de fluxo ativo em linhas de transmissão, mas não é apropriada para o cálculo das tensões nas barras e dos fluxos de reativos nos

circuitos, porque este método não leva em conta as magnitudes das tensões nas barras, as potências reativas e os tapas dos transformadores.

A potência ativa flui numa linha de transmissão de forma aproximadamente proporcional à abertura angular na linha, no sentido do maior para o menor ângulo (MONTICELLI, 1983). Essa dependência entre o valor do fluxo de potência ativa e os ângulos de fase do sistema ocorre de forma mais forte quando a reatância dos elementos do sistema de transmissão é maior que a resistência dos mesmos. De forma oposta, o fluxo de reativos é fortemente influenciado pelos módulos das tensões e muito pouco dependente dos ângulos de fase das barras.

A característica da elevada relação X/R é satisfeita plenamente em sistemas com elevados níveis de tensão e naqueles de tensões menores, desde que com linhas relativamente curtas, casos em que pode ser suficiente a solução linear (simplificada) para o fluxo de potência do sistema.

A Figura 2.2 apresenta as curvas $P \Delta\chi$ para um sistema de duas barras. A curva 1 representa o modelo completo, e deriva-se da expressão:

$$P_{ij} \mid \frac{\text{sen}\chi_{ij}}{X_{ij}} \quad (2.7)$$

A curva 2 representa o modelo simplificado, o qual considera que, em radianos, $\text{sen}\chi_{ij} \approx \chi_{ij}$ e, portanto :

$$P_{ij} \mid \frac{\chi_{ij}}{X_{ij}} \quad (2.8)$$

Comparando-se a curva 1 com a curva 2, observa-se que para um nível de carregamento do sistema inferior ao valor de $P_{\text{máx}} \mid 1/X_{ij}$ p.u., ambos os modelos fornecerão uma solução, sendo que estas estarão cada vez mais afastadas entre si, à medida em que o carregamento se aproxima de $P_{\text{máx}}$.

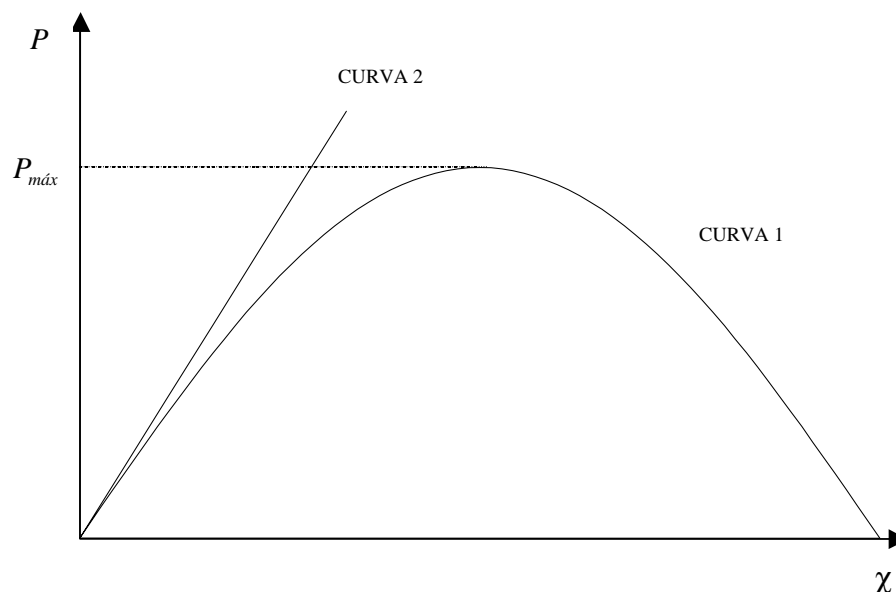


Figura 2.2: Comparação da curva $P \times \chi$ para os modelos completo e simplificado.

Para um carregamento superior a $P_{máx}$, o problema não possui uma solução e o método de solução completa não apresenta uma resposta (sistema não convergente), enquanto que o modelo linear fornece um resultado que, embora incorreto, é útil, pois fornece uma idéia de quanto está sendo excedida a capacidade de transmissão da linha, para que se possa definir os reforços necessários ao sistema.

2.3.2 Solução Simplificada com Estimativa de Perdas

Em sistemas de menores níveis de tensão, ou quando as linhas do sistema são de grande extensão, a solução linear passa a não ser próxima da solução completa, devido ao peso que têm as perdas no valor das potências ativas transmitidas no sistema.

Os algoritmos existentes para a inclusão das perdas na solução simplificada de um fluxo de potência consistem em estimar as perdas do sistema (consideradas como cargas distribuídas por toda a rede e supridas pela barra de referência), modificando-se o vetor de injeções de potência pela adição em cada barra das perdas estimadas, e resolvendo-se o sistema básico de equações do

modelo para o vetor de injeções modificadas.

Logo, o modelo para este tipo de solução é obtido com a adição de um vetor de perdas (estimado) ao vetor de injeções nodais de potência ativa considerado na solução simplificada (MONTICELLI, 1983).

2.3.3 Solução Completa

O conhecimento apenas do fluxo de potência ativa na rede de transmissão, como obtido na solução DC, não responde a todas as perguntas sobre um sistema de potência. A distribuição de reativos é, em muitos casos, uma parte extremamente significativa, sendo desprezada no método linear por esse método considerar o módulo das tensões nas barras como sendo constante. Dessa forma, a solução completa ou AC constitui-se numa ferramenta imprescindível aos estudos de sistemas de potência em regime permanente. Existem vários métodos para se obter a solução completa do fluxo de potência. Entre eles, pode-se citar como os mais utilizados, os métodos de Newton, Newton-Raphson e os métodos desacoplados.

Por não fazer parte do escopo principal deste trabalho, não é aqui apresentado o detalhamento matemático usado nesses métodos para a solução AC do fluxo de potência, deixando-se a critério do leitor a opção de encontrá-lo na bibliografia especializada.

2.4 CÁLCULO DAS PERDAS ELÉTRICAS NA TRANSMISSÃO

A perda elétrica numa linha de transmissão é uma função quadrática da corrente na linha (que por sua vez é proporcional ao fluxo em MW na linha a uma tensão constante) e uma função linear da resistência (que depende do comprimento da linha de transmissão e das características do material), como segue:

$$Perdas_{ij} \mid r_{ij} \left| \hat{I}_{ij} \right|^2 \quad (2.9)$$

As perdas totais na transmissão podem ser obtidas pela diferença entre a geração e a demanda medidas nas fronteiras da rede básica, quando do tratamento das perdas no sistema em operação, ou estimadas a partir da solução de fluxo de potência através da soma das perdas nas linhas de transmissão e nos transformadores da rede básica. Caso o fluxo de potência AC não apresente solução convergente, pode-se ainda estimar as perdas com o auxílio do fluxo de potência DC (MAE, 2001).

De um modo geral, as perdas aumentam com a distância. Para suprir as barras mais distantes, os geradores devem cobrar um preço maior para cobrir os custos de transporte. Ressalta-se, entretanto, que fluxos adicionais nas linhas de transmissão só aumentam as perdas totais quando se movem na mesma direção do fluxo existente na rede. Caso contrário, as perdas irão diminuir e os custos marginais de curto prazo serão negativos.

Da formulação AC de fluxo de potência, as equações de fluxo ativo na linha ij são:

$$F_{ij} = 4G_{ij}V_i^2 - 2V_iV_j(G_{ij}\cos\chi_{ij} - 2B_{ij}\sin\chi_{ij}) \quad (2.10)$$

$$F_{ji} = 4G_{ij}V_j^2 - 2V_iV_j(G_{ij}\cos\chi_{ij} + 4B_{ij}\sin\chi_{ij}) \quad (2.11)$$

onde G_{ij} é o elemento ij da matriz condutância de nó, e B_{ij} é o elemento ij da matriz susceptância de nó. Logo, as perdas AC na linha que interliga as barras i e j são obtidas pela equação:

$$Perdas_{ij}^{AC} = F_{ij} - F_{ji} = 4G_{ij}(V_i^2 - V_j^2) - 4V_iV_j\cos\chi_{ij} \quad (2.12)$$

Para obtenção das perdas no modelo DC, considera-se as seguintes aproximações:

$$V_i \approx V_j \approx 1, \quad \cos\chi_{ij} \approx 1 - 4\frac{\chi_{ij}^2}{2}$$

Além disso, define-se que:

$$\chi_{ij} = \frac{F_{ij}}{B_{ij}}$$

Logo, obtém-se simplificadamente:

$$Perdas_{ij}^{DC} | 4G_{ij}\chi_{ij}^2 | R_{ij}F_{ij}^2 \quad (2.13)$$

onde

$$R_{ij} | V_{ij}^2 r_{ij} \frac{r_{ij}^2 2 x_{ij}^2}{x_{ij}^2}.$$

A perda total nas N_L linhas do sistema será:

$$Perdas_{TOT}^{DC} | \sum_{(i,j) \in T_L} Perdas_{ij}^{DC} | \sum_{(i,j) \in T_L} R_{ij} F_{ij}^2 \quad (2.14)$$

onde T_L é o conjunto dos pares (i, j) das barras terminais das N_L linhas do sistema. Em forma matricial, tem-se, equivalentemente,

$$Perdas_{TOT}^{DC} | F^T R F \quad (2.15)$$

onde F é o vetor de fluxos ($N_L \Delta 1$) em p.u., R é uma matriz diagonal ($N_L \Delta N_L$) com $R_{ii} | (r_{ij})_i$ em p.u.

Observa-se que, embora o fluxo de potência DC seja um modelo linear que relaciona ângulos e potências injetadas, as perdas são não-lineares com relação aos ângulos e as potências injetadas; a Equação (2.15) é uma função quadrática de F .

De acordo com (MAE, 2001), o fluxo de potência DC pode ser representado, em forma matricial, pelas equações:

$$P | B\mathfrak{R}\chi \quad (2.16)$$

$$F | DCXP | \eta P \quad (2.17)$$

onde P é o vetor de injeções de potência ativa nas barras ($N_B \Delta 1$) em p.u., $B\mathfrak{R}$ é a matriz de rede ($N_B \Delta N_B$) com $B\mathfrak{R}_{ik} | 4B_{ik}$ em p.u., χ é o vetor de ângulos das tensões nas barras ($N_B \Delta 1$) em radianos, D é a matriz diagonal de susceptâncias dos circuitos ($N_L \Delta N_L$) em p.u., C é a matriz de conectividade ($N_L \Delta N_B$), X é a inversa de $B\mathfrak{R}$ com zeros na coluna e linha da barra de referência ($N_B \Delta N_B$), e η é a matriz de sensibilidade dos fluxos nas linhas com relação às injeções nas barras

$(N_L \Delta N_B)$.

Pelo apresentado, pode-se resumidamente afirmar que a Equação (2.15) apresenta as $Perdas_{TOT}^{DC}$ como uma função quadrática dos fluxos nos circuitos, que por sua vez, podem ser representados pela Equação (2.17) como uma função linear do vetor P (injeções nas barras).

Capítulo 3

Avaliação Econômica de Alternativas: Metodologia Atual

3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo descreve brevemente, com base nas referências (GCPS, 1985) e (GCPS, 1996), a metodologia utilizada para avaliação e análise econômica de alternativas de expansão dos sistemas de transmissão. Esta metodologia continua sendo aplicada nos estudos de planejamento que têm sido feitos no âmbito do CCPE, embora esteja em andamento um processo de adaptação dos critérios e procedimentos utilizados no planejamento ao novo modelo do setor elétrico brasileiro.

Vale salientar que não é objeto deste trabalho analisar o mérito dessa metodologia, limitando-se a apresentá-la da forma como vem sendo praticada no setor elétrico brasileiro.

Após intensos estudos de fluxo de potência, que identificam as alternativas tecnicamente equivalentes para expansão do sistema de transmissão, a decisão sobre a alternativa de expansão deve ser tomada através da comparação econômica de cada alternativa com as demais. Essas comparações econômicas baseiam-se na composição de um custo que engloba as parcelas referentes ao custeio dos investimentos, da sobra de equipamentos e de perdas, além de análises complementares que poderão vir a ser consideradas ou não, dependendo de cada situação.

Para comparar economicamente as diferentes alternativas é preciso levar em conta o valor do capital no tempo, ou seja, a época em que os investimentos totais serão realizados e a taxa de atualização destes para uma data de referência comum a todas as alternativas, normalmente o ano inicial do horizonte estudado.

Por não fazer parte do escopo principal deste trabalho, não é aqui apresentado o detalhamento dos conceitos e métodos de matemática financeira usados nessa metodologia, deixando-se a critério do leitor a opção de encontrá-los na bibliografia especializada.

3.2 ANÁLISE DE MÍNIMO CUSTO

Numa primeira abordagem, a avaliação econômica de alternativas de expansão se resume a uma análise de mínimo custo. Esta análise será suficiente para a escolha da melhor alternativa de expansão, caso seja considerada a premissa de que os benefícios proporcionados são idênticos, independentemente da alternativa de expansão adotada, ou caso a diferença entre as alternativas analisadas seja tão significativa (maior que 10%), que possibilite uma definição clara da alternativa vencedora. Caso contrário, será necessário recorrer a algum tipo de análise complementar, conforme apresentado na Seção 3.3 abaixo (GCPS, 1996).

Em resumo, a análise de mínimo custo consiste na determinação do valor presente dos custos anuais equivalentes, distribuídos ao longo do horizonte do estudo, levando em consideração o valor residual dos componentes do sistema ao final do período analisado. O resultado final consiste na composição das parcelas correspondentes ao custeio dos investimentos, da sobra de equipamentos, e das perdas.

3.2.1 Custeio dos Investimentos

Esta parcela é calculada com base no *Método dos Rendimentos Necessários* ou *Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes*, no qual os investimentos totais são contabilizados, ano a ano, em todo horizonte estudado e transformados em uma série de valor

constante com n termos, correspondentes ao valor dos rendimentos que seriam necessários para, durante a vida útil, remunerar o capital investido.

O valor de n utilizado no planejamento é de 25 anos, valor este estipulado com base na vida útil padrão de um equipamento de transmissão.

Ao final do período de estudo as séries são truncadas, sendo considerado o valor atual do fluxo de caixa referido ao ano base da análise econômica, o qual pode corresponder a um valor presente menor que o investimento inicial, uma vez que o valor proporcional à vida útil residual deve ser descontado do custo por representar ainda um patrimônio naquela data.

Como o objetivo principal dessa análise é avaliar as diferenças existentes entre as diversas alternativas aprovadas no critério técnico, os investimentos relativos às obras comuns entre as alternativas devem ser desprezados para que o percentual obtido reflita apenas e tão somente a diferença incremental entre elas.

3.2.2 Custeio de Sobra de Equipamentos

A alternativa na qual um equipamento é retirado de operação durante o horizonte estudado, seja de forma definitiva ou temporária, deverá auferir o benefício econômico correspondente, através da anulação do custo anual equivalente relativo a esse equipamento, uma vez que ele poderá ser reaproveitado posteriormente em outra área do sistema.

Esse benefício é calculado através da decomposição do investimento realizado antes do período estudado em uma série regular anual de investimentos, através do *Método do Custo Anual Equivalente*. Ressalta-se que, mesmo o equipamento estando fora de operação, haverá um custo envolvido e, além disso, é de se esperar que a alternativa que contemple a retirada de operação de um equipamento deverá contemplar outros reforços que irão penalizá-la no custeio final.

Deve-se evitar, portanto, o conceito errôneo de que “a retirada de um equipamento de operação se traduz em um benefício econômico, e quanto maior é o número de equipamentos retirados do sistema e substituídos, maior será o benefício” (GCPS, 1985).

Entretanto, como a vida útil dos equipamentos usados nos sistemas elétricos de potência é elevada, o valor residual dos equipamentos torna-se bastante reduzido, quando comparado ao investimento inicial aplicado, podendo ser desprezado, de modo a permitir a utilização do método “Sinking Fund”.

Neste método, a remuneração do capital relativo ao investimento é adicionada a um fator de reposição do equipamento ao fim de sua vida útil, conforme a expressão apresentada a seguir:

$$A = R + 2D \quad (3.1)$$

sendo $R = iI$ e

$$D = I \left[SFF(i, n) + I \frac{1}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (3.2)$$

Portanto,

$$A = I \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + I \left[FRC(i, n) \right] \quad (3.3)$$

onde A é o custo anual equivalente de um investimento, R é a parcela destinada a remunerar o capital, D é a parcela destinada a cobrir a depreciação do equipamento, I é o capital investido, i é a taxa de atualização (anual), n é a vida útil considerada para os equipamentos (anos), $FRC(i, n)$ é o fator de recuperação do capital a uma taxa i em n períodos, e $SFF(i, n)$ é o fator de “Sinking Fund” a uma taxa i em n períodos.

3.2.3 Custeio de Perdas

De forma similar ao que é feito com os investimentos, conforme detalhado na Seção 3.2.1, o valor do custo das perdas, em todo o período do estudo, deve ser considerado de forma relativa, tomando-se a alternativa de menor perdas como referência e imputando-se às demais alternativas a diferença de perdas em relação à referência escolhida.

A conversão dos valores de perdas ativas, extraídos das soluções de fluxo de potência, ano a ano, em kW, para valores econômicos, é feita de forma idêntica ao custo marginal de expansão da geração, desmembrado em duas parcelas: energia (\$/MWh) e ponta (\$/kW), devendo-se a estes, adicionar também o custo marginal de expansão da transmissão (\$/kW.ano), nas alternativas onde sejam contemplados também reforços na subtransmissão.

Determinadas as perdas relativas máximas anuais de ponta de cada alternativa (PP), as quais são extraídas dos fluxos de potência em carga máxima de cada alternativa, será necessário multiplicar esses valores pelo custo anual unitário de perdas para cada período considerado (CPP), até o ano horizonte do estudo, de modo a se obter o custo anual de perdas (CAP) do sistema.

Logo, o custo anual de perdas será constituído pela adição de três parcelas, conforme a expressão a seguir:

$$CAP = CPP_p + CEP_p + CTP_p \quad (3.4)$$

onde CPP_p é o custo anual de perda de ponta (\$/ano) no período p , CEP_p é o custo anual de energia perdida (\$/ano) no período p , CTP_p é o custo anual de perda de transmissão (\$/ano) no período p .

Desmembrando cada uma das parcelas que compõem o custo anual de perdas, chega-se à expressão:

$$CAP = CMP_p (PP + CME_p) + 760 (FP + 10^{43} (PP + CMT)) \quad (3.5)$$

Colocando o valor de PP em evidência, tem-se:

$$CAP = (CMP_p + 760 (FP + 10^{43})) (PP + CMT) \quad (3.6)$$

onde CMP_p é o custo marginal de expansão da ponta (\$/kW) no período p , CME_p é o custo marginal de expansão da energia (\$/MW.h) no período p , CMT é o custo marginal de expansão da transmissão (\$/kW.ano), e FP é o fator de perdas, o qual é definido em função do fator de carga (FC) do sistema, como

$$FP = k (FC + 14k) FC^2 \quad (3.7)$$

O valor da constante k depende das características da carga do sistema, podendo-se assumir $k \approx 0.1$ na falta de informações mais específicas a este respeito (GCPS, 1996).

Com relação aos termos CMP_p , CME_p e CMT , ressalta-se que seus valores são calculados e fornecidos periodicamente pela ELETROBRÁS, com base na Teoria de Cálculo de Custos Marginais de Longo Prazo. Na determinação do CME_p e do CMT são considerados o crescimento previsto para a demanda (kW) e o montante dos investimentos necessários para atender ao sistema em cada período p considerado, enquanto que na determinação do CMP_p , considera-se o valor do investimento que seria necessário para a construção de uma usina hipotética, destinada exclusivamente a repor as perdas do sistema na hora de ponta (GCPS, 1996).

Pelo exposto acima, a metodologia atual não faz qualquer referência à localização dos agentes de geração ou consumo, preocupando-se apenas com o total de perdas de cada alternativa.

3.3 ANÁLISES COMPLEMENTARES

Após o estabelecimento da alternativa de mínimo custo, com base na metodologia exposta na Seção 3.2, os critérios atualmente adotados no planejamento orientam no sentido de que se avalie a necessidade ou não da realização de análises complementares, com o objetivo de confirmar a atratividade da alternativa de mínimo custo, com relação a outras que apresentem custos que, embora superiores, estejam próximos dos custos da alternativa vencedora.

3.3.1 Análise de Custos e Benefícios

De acordo com a referência (GCPS, 1996), na análise de custos e benefícios as alternativas pré-selecionadas pelo critério de mínimo custo são comparadas em função dos benefícios (redução de geração térmica, de perdas ativas na transmissão e da energia interrompida devido a falhas na transmissão) e custos (investimentos, operação e manutenção) que sua

implantação provocaria no sistema.

De um modo geral, essa análise consiste em verificar, de forma incremental, os custos e benefícios em relação à alternativa de mínimo custo, buscando verificar se isso traz alguma atratividade para a opção de se investir mais que o menor nível de investimento que seria suficiente para atender aos requisitos técnicos de desempenho do sistema.

Dessa forma, essa análise pode apresentar uma importante vantagem que é fornecer diretrizes para uma distribuição de recursos entre regiões e segmentos do setor, consoante com algum programa governamental ou empresarial, constituindo a base para a determinação do seu impacto econômico e social, determinando a eficiência ou não dos investimentos para a sociedade.

Para a determinação dos custos, ressalta-se que os investimentos considerados nesse caso devem ser isentos de todos os encargos legais e os custos de operação e manutenção quantificados com base em valores históricos existentes na(s) empresa(s). Na hipótese da inexistência de valores históricos confiáveis, pode-se estimar esses custos em 1% do investimento líquido total (GCPS, 1996).

O benefício de redução das perdas é calculado tomando-se como referência o nível de perdas da alternativa de mínimo custo. A escolha da alternativa vencedora se dará em função da busca do maior valor presente líquido para a diferença “benefício menos custo”, devendo-se selecionar aquela de menor custo no caso de todos os valores calculados serem negativos.

Se a diferença entre esses valores resultar positiva, temos uma economia anual devido à redução das perdas. Caso contrário, o valor deve ser considerado como custo, uma vez que a execução da alternativa implicaria em acréscimo nas perdas. Em todos os casos, os valores dos custos das perdas são calculados pela Equação (3.6).

Nessa análise, deve-se calcular o valor presente líquido de cada alternativa com base nas seguintes parcelas:

- O fluxo de caixa dos investimentos e custos de operação e manutenção considera em cada ano a diferença entre a alternativa em análise e a de referência (custo mínimo), obtendo-se os custos anuais equivalentes através do Método dos Rendimentos Necessários, truncando-se as respectivas séries no ano horizonte do estudo.

- O fluxo de caixa dos benefícios também considera, ano a ano, a diferença entre a alternativa em análise e a de referência (custo mínimo).

3.3.2 Análise dos Investimentos Iniciais

Caso as análises apresentadas na Seção 3.2 e, opcionalmente, na Seção 3.3.1, não possibilitem uma escolha clara da alternativa vencedora, a metodologia vigente recomenda que deve-se partir para uma análise financeira, onde o critério de decisão baseia-se na comparação do valor presente dos investimentos nos cinco anos iniciais do período estudado, excluindo-se nesse caso, as considerações sobre a vida útil residual dos equipamentos e instalações, considerando-se os desembolsos de cada alternativa no período.

Diferentemente da análise econômica global, onde os investimentos são concentrados no ano de entrada em operação da obra, neste tipo de análise esses valores devem ser fracionados, conforme os cronogramas de desembolso típicos apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Cronogramas de desembolso típicos. Adaptado de (GCPS, 1996, p:58).

DESCRIÇÃO DA OBRA		% DE DESEMBOLSO			
		N - 3	N - 2	N - 1	N
LT aérea 230kV e acima		5	15	45	35
LT aérea 138kV e acima		-	10	50	40
LT aérea 69kV e acima		-	5	30	65
LT subterrânea 138kV		-	5	70	25
SE 230kV e acima	Implantação	10	15	40	35
	Ampliação	-	10	40	50
SE 138kV e acima	Implantação	10	15	40	35
	Ampliação	-	-	40	60
SE até 69kV	Implantação	-	5	30	65
	Ampliação	-	-	25	75
SE blindada SF ₆ 138kV	Implantação	5	15	35	45
	Ampliação	-	-	40	60

“N” corresponde ao ano de entrada em operação da obra.

Com relação ao custo das perdas, cabe destacar que o mesmo é considerado de forma similar ao que é feito na análise econômica global. Caso venham a ser considerados também os custos de operação e manutenção e os benefícios calculados na seção anterior, os valores correspondentes serão incluídos na análise de forma similar.

Após a conclusão dessa análise, a alternativa escolhida deverá ser aquela que se apresentar mais vantajosa sob o ponto de vista financeiro, mesmo que tenha um custo um pouco superior a de mínimo custo.

Capítulo 4

Fatores de Perdas Individualizados por Barras

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta a metodologia para o custeio das perdas no sistema em operação. Esta metodologia foi aprovada recentemente na Força Tarefa “*Fatores de Perdas Aplicados na Medição do MAE*”. Esta metodologia constitui-se na determinação de fatores de ajuste que devem referir a uma barra de referência os volumes de energia medidos num determinado intervalo de tempo. Vale salientar que não é objeto deste trabalho analisar o mérito dessa metodologia, limitando-se a apresentá-la da forma como está sendo proposta para o setor elétrico brasileiro.

O montante das perdas totais na transmissão a ser rateado pelo MAE entre os geradores e os distribuidores, é calculado pela diferença entre os montantes de energia gerada e consumida que são medidos no intervalo contábil considerado. Fatores de perdas de situações futuras são estimados a partir de uma solução de fluxo de potência, que represente as condições analisadas nos estudos de planejamento, com previsões de carga e despacho consideradas, somando-se as perdas em todas as linhas de transmissão e transformadores da rede básica.

Nesse caso, as perdas totais na transmissão são obtidas pela expressão:

$$Perdas_{TOT} | \sum_{(i,j) \in T_L} r_{ij} |\hat{I}_{ij}|^2 \quad (4.1)$$

onde r_{ij} e \hat{I}_{ij} são a resistência e a corrente, respectivamente, da linha que interliga as barras i e j .

As perdas devidas aos vários agentes são definidas aplicando-se injeções incrementais em cada barra do sistema e calculando-se a variação das perdas na transmissão. Para isso, arbitra-se uma barra onde serão compensadas as variações incrementais nas gerações e nas cargas. Essa barra, chamada de *centro de gravidade*, é, por definição, o ponto de entrega de toda a energia gerada e o ponto de recebimento de toda a energia consumida.

O montante de perdas calculado, não é rateado proporcionalmente à energia gerada ou consumida em cada barra, pois isso não levaria em conta a localização dos agentes geradores ou distribuidores na rede, fato que leva a contribuir para as perdas em maior ou menor quantidade. Em vez disso, são calculados fatores de perdas (ajustes) que visam atribuir a cada barra sua real participação no montante das perdas do sistema considerando a sua localização na rede. Dessa forma, as perdas são atribuídas aos agentes que efetivamente as provocam.

Os fatores de perdas são determinados tanto para as barras de geração como para as barras de carga. Além disso, é considerado como crédito para os geradores e débito para os distribuidores, o volume de energia medido na barra onde eles estão conectados multiplicado pelo fator de ajuste dessa barra (MELLO et al., 2001).

4.2 FATORES DE PERDAS: ASPECTOS CONCEITUAIS

Do ponto de vista conceitual, de acordo com (MAE, 2001) e (SILVA; COSTA, 2001 e 2002), essa metodologia para determinação dos fatores de perdas foi construída com base nas seguintes diretrizes básicas:

1. Os sistemas interligados podem ser divididos em áreas independentes, denominadas submercados. Os submercados separam regiões elétricas caracterizadas por não haver restrições permanentes de transmissão entre eles, ou seja, pelos limites de transmissão que

determinam a capacidade de transferência de energia existente entre essas regiões. A função dos submercados é eliminar a volatilidade dos preços da energia, devido a falhas de transmissão ou à realização de manutenção interna aos mesmos. Os preços de energia variam entre os submercados devido a restrições de intercâmbio e condições hidrológicas. De acordo com a resolução ANEEL 290/2000, o sistema elétrico brasileiro encontra-se dividido até 2005 em quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

2. Deverão ser identificadas as parcelas de responsabilidade que cada agente possui sobre as perdas de cada submercado, considerando-se a distância elétrica e a magnitude da geração/demanda de cada um deles.

Nesta metodologia, as perdas ocorridas em cada submercado são separadas em parcelas de responsabilidade, sendo calculadas pela adição de uma parcela de perdas associadas aos agentes internos (de responsabilidade dos agentes do próprio submercado) com uma parcela de perdas associadas aos intercâmbios (de responsabilidade dos agentes dos outros submercados), ou seja,

$$Perdas_i = Perdas_i^{INT} + Perdas_i^{EXT} \quad (4.2)$$

Sendo, para um sistema com n submercados:

$$Perdas_i^{INT} = Perdas_i^i \quad (4.3)$$

$$Perdas_i^{EXT} = \sum_{j=1}^n Perdas_i^j \quad (4.4)$$

onde $Perdas_i$ é a perda total ocorrida no submercado i , $Perdas_i^{INT}$ é a perda ocorrida no submercado i devido aos agentes internos, $Perdas_i^{EXT}$ é a perda de intercâmbio, isto é, perda ocorrida no submercado i devido aos agentes externos, e $Perdas_i^j$ é a perda ocorrida no submercado i devido aos agentes externos localizados no submercado j .

Dessa forma, o problema do rateio de perdas consiste na divisão das perdas associadas aos agentes internos e na divisão das perdas associadas aos intercâmbios, calculando-se de forma precisa as responsabilidades de cada submercado sobre as perdas de todos os demais, mesmo que não haja ligação direta entre os mesmos.

3. O rateio final de perdas deve ser exatamente igual ao obtido quando o sistema é representado por um único mercado, pois embora dividido em submercados, o sistema permanece eletricamente interligado.

Em um sistema dividido em n submercados, será atribuído a cada agente uma parcela de perdas que ocorrem em seu próprio submercado e $(n - 1)$ parcelas de perdas ocorridas nos demais submercados.

Como exemplo, no caso do sistema brasileiro, atualmente dividido em quatro submercados, as perdas do Submercado 1 são compostas por quatro parcelas (1 interna e 3 externas), sendo calculadas pela expressão:

$$Perdas_1 = Perdas_1^1 + Perdas_1^2 + Perdas_1^3 + Perdas_1^4 \quad (4.5)$$

onde $Perdas_1$ são as perdas totais ocorridas no Submercado 1, $Perdas_1^1$ são as perdas (internas) ocorridas no Submercado 1 devido aos agentes do Submercado 1, $Perdas_1^2$ são as perdas (externas) ocorridas no Submercado 1 devido aos agentes do Submercado 2, $Perdas_1^3$ são as perdas (externas) ocorridas no Submercado 1 devido aos agentes do Submercado 3, e $Perdas_1^4$ são as perdas (externas) ocorridas no Submercado 1 devido aos agentes do Submercado 4.

Não há dificuldades de aplicação desse procedimento a sistemas com muitos submercados, e não existe dependência quanto ao tipo de conexão existente entre os submercados, permitindo inclusive o fechamento de “loop” entre eles. É possível determinar a parcela de responsabilidade que cada submercado tem sobre as perdas ocorridas nos demais, até mesmo nos casos em que não houver ligação direta entre eles.

4. Em cada submercado é calculado um “Centro de Gravidade” ou “Centro de Perdas” individual, que corresponde ao ponto do subsistema onde as perdas internas são divididas entre os geradores e os consumidores na proporção pré-definida de 50% para cada um deles. Em outras palavras, o Centro de Gravidade corresponde ao ponto do submercado onde os geradores entregam a energia líquida produzida e os consumidores recebem a energia líquida consumida. Além disso, há a necessidade de se calcular um “Centro de Gravidade Global” para fechar o balanço de perdas totais no sistema como um todo.

A utilização de “fatores de ajuste entre centros” é possível desde que os submercados estejam “conectados”, a partir de seus Centros de Perdas Individuais (CPI’s), a um único Centro de Perdas Global (CPG), através de linhas fictícias sem perdas e não entre si mesmos por linhas reais tais como na topologia original do sistema. A partir do CPG, é possível atingir o balanço energético do sistema.

Os fatores de perdas de todas as barras de um submercado i com relação a outro submercado j são próximos entre si, pois estão eletricamente equidistantes do centro de perdas do submercado j .

O Centro de Gravidade para o cálculo dos fatores de perdas tem a mesma função matemática da barra de referência na solução do fluxo de potência. Assim, a coluna da matriz de sensibilidade η referente à barra de referência é nula, uma vez que uma variação de injeção compensada na própria barra leva a variações nulas nos fluxos em todos os circuitos. Para se alterar a barra de referência, a matriz η deve ser transformada através da subtração da coluna da nova referência de todas as colunas da matriz original, alterando assim, pela escolha do novo Centro de Gravidade, o rateio das perdas entre a geração e os consumidores.

5. É atribuído aos geradores o custo das perdas na transmissão entre o ponto de geração e o Centro de Gravidade Global, e atribuído aos distribuidores o custo das perdas entre o Centro de Gravidade Global e a barra de consumo.
6. Devido aos critérios usados para a definição dos centros de gravidade individuais (submercados) e global, apresentados de forma mais detalhada nos Seções 4.3 e 4.4, respectivamente, estes pontos não se constituem em barras físicas da rede, pois estarão sempre variando, em função do ponto de operação considerado para o sistema, que será diferente nos diversos intervalos de contabilização.

O fator de perdas referente à barra do Centro de Gravidade é nulo, já que uma variação de injeção compensada na própria barra leva a variações nulas nos fluxos em todos os circuitos. Logo, a definição do Centro de Gravidade como uma barra física do sistema seria uma escolha arbitrária e causaria insatisfação dos agentes, pois os que estivessem localizados na barra do Centro de Gravidade estariam automaticamente isentos de qualquer responsabilidade sobre as perdas do sistema de transmissão, fato que na prática não corresponde à realidade.

A definição do Centro de Gravidade como uma barra virtual faz com que todas as barras possam responder às variações de injeção. O Centro de Gravidade torna-se assim uma barra fictícia mutável, sendo recalculado junto com os fatores de perdas, de modo a garantir a divisão de perdas definida para os geradores e consumidores (50% para cada).

7. A metodologia rateia as perdas em cada submercado proporcionalmente à variação das perdas na transmissão quando se eleva marginalmente a injeção de potência em cada barra do sistema, definindo fatores de perdas por barramento, através da expressão:

$$\lambda_B \mid \frac{\in Perdas_{TOT}}{\in Injeção_B} \quad (4.6)$$

onde λ_B é o fator de perdas na barra B , $Perdas_T$ são as perdas totais na transmissão, $Injeção_B$ é a geração (positiva) ou a carga (negativa) na barra B .

Estas variações podem ser calculadas, aproximadamente, através da solução DC do fluxo de potência. As perdas incrementais dependem não apenas da configuração da rede elétrica, mas também do ponto de operação dado pela geração média e pela demanda média ao longo do período considerado, em cada barra do sistema.

8. O fator de perdas de cada barra é calculado variando-se em 1MW a injeção de potência na barra, compensando-se este valor na barra de folga do submercado (Centro de Gravidade). Multiplicando-se a potência injetada (valor positivo) ou retirada (valor negativo) por um agente conectado à barra B por esse fator obtém-se as perdas a serem atribuídas ao agente.

Logo, a variação (MW/MW) das perdas nas linhas de transmissão da rede básica seria o fator de perdas da barra, que pode inicialmente ser calculado pela expressão:

$$\lambda \mid 2F_0^T R \eta \quad (4.7)$$

onde λ é o vetor de fator de perdas na rede básica em relação à barra de referência ($N_B \Delta 1$), F_0 é o vetor de fluxos nos circuitos no ponto de operação especificado ($N_L \Delta 1$), R é a matriz diagonal com as resistências em cada circuito ($N_L \Delta N_L$), η é a matriz de sensibilidade dos fluxos nas linhas com relação às injeções nas barras ($N_L \Delta N_B$), N_L é o número de linhas na rede e N_B é o número de barras.

9. Num sistema ideal (sem aproximações, erros de medição, perdas reativas, etc), as perdas poderiam ser facilmente calculadas pela expressão:

$$Perdas_{TOT} | \text{---} \lambda_B \hat{Injeção}_B \quad (4.8)$$

Entretanto, devido às diversas aproximações existentes na formulação, faz-se necessário corrigir os fatores de perdas, de modo a igualar o somatório $\text{---} \lambda_B \hat{Injeção}_B$ às perdas na rede básica de cada submercado. Essa correção é feita com a multiplicação dos fatores λ_B por uma constante de ajuste que deverá ser geralmente próxima da unidade.

10. Os fatores de perdas internos a cada submercado são influenciados pelos caminhos elétricos existentes através dos submercados vizinhos. Da mesma forma, os fatores de perdas na rede básica são influenciados pelas malhas que se fecham através de linhas de transmissão que não integram a rede básica. Para considerar o efeito dessas malhas, a matriz de fatores de sensibilidade η é calculada para a rede elétrica completa, inclusive as linhas de transmissão não pertencentes a rede básica, ou seja, a rede a ser representada deve contemplar todo o sistema interligado e não cada submercado separadamente, de forma a considerar os caminhos elétricos que atravessam as fronteiras de submercados.

Esse procedimento faz com que os fatores de perdas calculados reflitam, da forma mais justa possível, a sensibilidade das perdas do sistema com relação a cada agente gerador ou consumidor, fazendo com que o balanço de créditos aos geradores e débitos aos consumidores seja fechado em intervalos de contabilização, ou seja, a energia líquida total fornecida e consumida se igualem após a dedução das perdas.

11. No caso de empresas de distribuição que têm normalmente mais de um ponto de conexão com a rede básica, considera-se para cada ponto de conexão um fator de ajuste diferente, que será multiplicado pelos fluxos medidos. Para que não haja erro nos resultados obtidos é necessário representar a rede de distribuição (circuitos de 69kV e 138kV compatíveis com a representação da rede básica para o cálculo do fluxo de potência AC) na composição da matriz η e na solução do fluxo de potência.
12. As perdas nas instalações de conexão são atribuídas exclusivamente aos agentes a quem estas instalações estão dedicadas, cabendo efetuar rateio apenas quando houver mais de um agente envolvido.

13. É possível que alguns agentes do sistema estejam, por razões contratuais, isentos de participar do rateio das perdas, embora a metodologia locacional determine seus fatores de perdas. Nessa condição, as perdas devem ser divididas entre os agentes não isentos, multiplicando seus fatores de perdas pelo fator de isenção do submercado ($\kappa_j \geq 1$). Caso não haja agentes isentos, o fator de isenção será considerado unitário.

(SILVA; COSTA, 2002), demonstram que o fator de isenção do submercado j pode ser calculado por:

$$\kappa_j = \frac{Perdas_{SUB_i}^{AC}}{\lambda_{SUB_i}^{Final} P_N} \quad (4.9)$$

onde P_N é o vetor de injeções dos agentes não isentos. Nesse caso, representa-se o vetor de injeções dos agentes isentos (P_I) diretamente no CPG do sistema e não mais nos seus respectivos CPI's.

4.3 DETERMINAÇÃO DOS FATORES DE PERDAS: TRATAMENTO MATEMÁTICO

Nesta seção são apresentadas as linhas gerais da conceituação matemática na metodologia aprovada para o tratamento das perdas no sistema elétrico brasileiro. Como o desenvolvimento da metodologia não é o escopo principal desse trabalho, as demonstrações das equações utilizadas não são detalhadas, uma vez que estas podem ser encontradas, caso haja interesse do leitor, nas referências (MAE, 2001) e (SILVA; COSTA, 2000, 2001 e 2002).

4.3.1 Considerando um Único Submercado (Sistema Íntegro)

De acordo com (SILVA; COSTA, 2000 e 2001), partindo-se da Equação (2.15) e do conceito de que:

$$\lambda_B \mid \frac{\div Perdas_{TOT}}{\div Injeção_B} \quad (4.10)$$

onde λ_B é o fator de perdas na barra B da rede básica (MW/MW), $\div Perdas_{TOT}$ é a variação na perda total, e $\div Injeção_B$ é a variação na injeção da barra B , a ser compensada numa barra de referência, é possível demonstrar que:

$$\lambda_B \mid \frac{N_L}{L|1} R_L I_L \eta_{BL} \quad (4.11)$$

onde R_L é a resistência de cada linha de transmissão pertencente à rede básica (em p.u.), I_L é a corrente em cada linha de transmissão pertencente à rede básica (em p.u., num ponto de operação definido), e η_{BL} é o fator de sensibilidade do fluxo na linha L em relação à injeção na barra B , sendo adotado o Centro de Gravidade do submercado como barra de folga.

Observa-se que a Equação (2.17) apresenta F como uma função linear do vetor de injeções P . Logo, a perda total do sistema, calculada a partir da Equação (2.15) é uma função quadrática das injeções de potência (fluxos). Como busca-se uma expressão linear para $Perdas_{TOT}^{DC}$ em função do vetor de injeções P , usa-se um processo de linearização em torno de um ponto de operação P_0 conhecido. Com base nesse conceito, (MAE, 2001) demonstra que:

$$Perdas_{TOT}^{DC}(P) - 4 Perdas_{TOT}^{DC}(P_0) 2 \lambda P \quad (4.12)$$

onde λ é o vetor de fatores de perdas da rede básica em relação à barra de referência ($N_B \times 1$), dado por

$$\lambda \mid 2F_0^T R \eta, \quad (4.13)$$

F_0 é o vetor de fluxos nos circuitos no ponto de operação P_0 ($N_L \Delta 1$) em p.u., R é a matriz diagonal com as resistências de cada circuito ($N_L \Delta N_L$) em p.u., η é a matriz de sensibilidade dos fluxos nas linhas com relação às injeções nas barras ($N_L \Delta N_B$) em p.u., $Perdas_{TOT}^{DC}/P_0$ é a perda total no ponto P estimada pela linearização em torno do ponto P_0 em p.u., e $Perdas_{TOT}^{DC}/P_0$ é a perda total no ponto P_0 em p.u..

Observa-se que λ pode ser interpretado como a variação na perda total dividida pela variação na injeção da barra B , que por sua vez deve ser compensada na barra de referência do sistema. Para que, no Centro de Gravidade, metade das perdas seja atribuída aos geradores e metade às cargas, deve-se ratear as perdas entre todas as barras proporcionalmente à variação nas perdas totais quando se eleva marginalmente a injeção de potência em cada barra do sistema. Entretanto, observa-se que o vetor λ , calculado pela Equação (4.13), não apresenta sensibilidade das perdas em relação à barra de referência, ou seja, um agente localizado nessa barra não pagará pelas perdas.

O documento (MAE, 2001) demonstra que, para evitar que o agente da barra de referência não pague pelas perdas, deve-se estabelecer um fator $\lambda^* = \lambda / 4 \lambda_k$, e recalcular os fatores de perdas de todas as barras para essa nova referência, de modo que o vetor λ^* , ao contrário de λ , na Equação (4.13), independa da barra de referência adotada.

Reescrevendo a Equação (4.12) para essa nova referência, tem-se:

$$Perdas_{TOT}^{DC}(P) = 4 Perdas_{TOT}^{DC}(P_0) + 2 \lambda^* P. \quad (4.14)$$

Pode-se então demonstrar que:

$$Perdas_{TOT}^{DC}(P) = \psi \lambda^* P \quad (4.15)$$

de modo que no ponto $P = P_0$ tem-se $\psi = 1/2$. Logo,

$$Perdas_{TOT}^{DC}(P) = \frac{1}{2} \lambda^* P. \quad (4.16)$$

A equação para as perdas linearizada em torno do ponto P_0 passa a ser:

$$Perdas_{TOT}^{DC}(P) = \lambda \mathfrak{P} \quad (4.17)$$

onde $\lambda \mathfrak{P} = \lambda^* P / 2$. Logo, conhecendo-se os vetores $\lambda \mathfrak{P}$ e P , tem-se as perdas totais atribuídas a cada barra, de acordo com a expressão:

$$Perdas_{TOT}^{DC}(P) = \lambda_1 \mathfrak{P}_1 + 2 \lambda_2 \mathfrak{P}_2 + \dots + 2 \lambda_i \mathfrak{P}_i + \dots + 2 \lambda_{N_B} \mathfrak{P}_{N_B} \quad (4.18)$$

onde $\lambda_i \mathfrak{P}_i$ representa a parcela de perdas atribuídas à barra i .

4.3.2 Considerando o Sistema Dividido em 2 Submercados

Na condição de dois submercados, as perdas totais do sistema, estimadas pela Equação (2.15), podem ser separadas através da decomposição da matriz R em duas outras matrizes R_1 e R_2 , de forma que a Equação (2.15) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$Perdas_{TOT}^{DC} = F^T (R_1 + R_2) F \quad (4.19)$$

ou

$$Perdas_{TOT}^{DC} = Perdas_{SUB_1}^{DC} + Perdas_{SUB_2}^{DC} \quad (4.20)$$

O fator de perdas numa barra B é calculado então por:

$$\lambda_B = \frac{\partial Perdas_{TOT}^{DC}}{\partial Injeção_B} = \frac{\partial Perdas_{SUB_1}^{DC}}{\partial Injeção_B} + \frac{\partial Perdas_{SUB_2}^{DC}}{\partial Injeção_B} \quad (4.21)$$

A expressão (4.21) indica que uma variação na injeção de uma barra B de um submercado qualquer provoca variações nas perdas dos dois submercados.

De forma matricial, (SILVA; COSTA, 2001) demonstram que:

$$\lambda = 2F^T R \eta = 2F^T R_1 \eta + 2F^T R_2 \eta \quad (4.22)$$

Pelo exposto, pode-se reescrever a Equação (4.22) de modo generalizado, da seguinte forma:

$$\lambda = \lambda_{SUB_1} + \lambda_{SUB_2} \quad (4.23)$$

onde

$$\lambda_{SUB_1} = 2F^T R_1 \eta \quad (4.24)$$

$$\lambda_{SUB_2} = 2F^T R_2 \eta \quad (4.25)$$

Aplicando-se a Equação (4.23) para uma dada barra B , temos a equação abaixo, que permite calcular o impacto da injeção em qualquer barra B nas perdas dos dois submercados.

$$\lambda_B | \lambda_{B_{SUB_1}} \quad 2 \lambda_{B_{SUB_2}} . \quad (4.26)$$

Num certo ponto de operação P_0 , tem-se:

$$\lambda P_0 | 2F_0^T R \eta P_0 | 2F_0^T R F_0 | 2Perdas_{TOT}^{DC} . \quad (4.27)$$

Logo,

$$\frac{1}{2} \lambda P_0 | Perdas_{TOT}^{DC} . \quad (4.28)$$

A partir desse resultado, (SILVA; COSTA, 2001) demonstram que:

$$\lambda_{SUB_1} | \frac{\lambda_{SUB_1} \quad 4 \lambda_{k_1}}{2} , \quad (4.29)$$

$$\lambda_{SUB_2} | \frac{\lambda_{SUB_2} \quad 4 \lambda_{k_2}}{2} . \quad (4.30)$$

As Equações (4.29) e (4.30) representam os vetores de fatores de perdas deslocados para dividir as perdas dos Submercados 1 e 2, respectivamente.

Para igualar as perdas estimadas (DC) às realmente ocorridas (AC), calcula-se os fatores ω_1 e ω_2 da seguinte forma:

$$\omega_1 | \frac{Perdas_{SUB_1}^{AC}}{\lambda_{SUB_1} P_0} , \quad (4.31)$$

$$\omega_2 | \frac{Perdas_{SUB_2}^{AC}}{\lambda_{SUB_2} P_0} . \quad (4.32)$$

Com isso, chega-se à seguinte expressão para o vetor com os fatores de perdas totais:

$$\lambda^{Final} | \lambda_{SUB_1}^{Final} \quad 2 \lambda_{SUB_2}^{Final} \quad (4.33)$$

onde

$$\lambda_{SUB_1}^{Final} = \omega_1 \lambda_{SUB_1} \mathfrak{R} + \omega_1 \frac{\lambda_{SUB_1} 4 \lambda_{k_1}}{2} \quad (4.34)$$

$$\lambda_{SUB_2}^{Final} = \omega_2 \lambda_{SUB_2} \mathfrak{R} + \omega_2 \frac{\lambda_{SUB_2} 4 \lambda_{k_2}}{2} \quad (4.35)$$

Ressalta-se que as Equações (4.34) e (4.35) tornam possível determinar para qualquer agente do sistema, suas parcelas de responsabilidade sobre as perdas dos Submercados 1 e 2.

4.3.3 Considerando o Sistema Dividido em n Submercados

O procedimento apresentado na Seção 4.3.2 pode ser generalizado para um número qualquer de submercados, sendo o vetor de fatores de perdas iniciais calculado pela expressão:

$$\lambda = \lambda_{SUB_1} 2 \lambda_{SUB_2} 2 \& 2 \lambda_{SUB_i} 2 \& 2 \lambda_{SUB_n} \quad (4.36)$$

onde o vetor de fatores de perdas iniciais no submercado i é dado pela equação:

$$\lambda_{SUB_i} = 2F^T R_i \eta. \quad (4.37)$$

Analogamente ao caso com dois submercados, apresentado na Seção 4.3.2, (SILVA; COSTA, 2001) demonstram que:

$$\omega_i = \frac{Perdas_{SUB_i}^{AC}}{\lambda_{SUB_i} \mathfrak{R} P_0}, \quad (4.38)$$

$$\lambda_{SUB_i} \mathfrak{R} = \frac{\lambda_{SUB_i} 4 \lambda_{k_i}}{2}, \quad (4.39)$$

$$\lambda_{SUB_i}^{Final} = \omega_i \lambda_{SUB_i} \mathfrak{R} + \omega_i \frac{\lambda_{SUB_i} 4 \lambda_{k_i}}{2}. \quad (4.40)$$

O vetor final de fatores de perdas é dado então pela expressão:

$$\lambda^{Final} = \lambda_{SUB_1}^{Final} + 2\lambda_{SUB_2}^{Final} + \dots + 2\lambda_{SUB_n}^{Final}. \quad (4.41)$$

4.4 CÁLCULO DO CENTRO DE PERDAS INDIVIDUAL DE UM SUBMERCADO (CPI)

Por definição, o Centro de Gravidade ou Centro de Referência para Perdas de um submercado é o ponto do sistema onde os geradores entregam toda a energia produzida e onde os consumidores recebem a energia consumida, conforme é ilustrado na Figura 4.1.

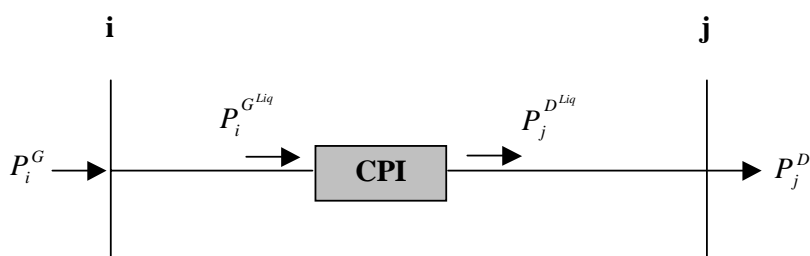


Figura 4.1: Centro de Perdas Individual de um submercado. Adaptada de (MAE, 2001).

Na barra de geração i a potência líquida injetada é dada por

$$P_i = P_i^G \quad (P_i^G \geq 0) \quad (4.42)$$

e sua contribuição para as perdas é dada por:

$$Perdas(P_i^G) = \lambda_i P_i^G \quad (4.43)$$

Logo, sua geração líquida é dada por:

$$P_i^{G Liq} = P_i^G - Perdas(P_i^G) \quad (4.44)$$

$$P_i^{G Liq} = (1 - \lambda_i) P_i^G. \quad (4.45)$$

Analogamente, na barra de carga j :

$$P_j | 4P_j^D, \quad (P_j^D \neq 0). \quad (4.46)$$

Sua contribuição para as perdas é dada por:

$$Perdas(P_j^D) | 4\lambda_j P_j^D. \quad (4.47)$$

Logo, sua carga líquida é dada por:

$$P_j^{D,Liq} | P_j^D - 2 Perdas(P_j^D) \quad (4.48)$$

$$P_j^{D,Liq} | (1 - 4\lambda_j) P_j^D. \quad (4.49)$$

Os termos $(1 - 4\lambda_i)$ e $(1 - 4\lambda_j)$ são os fatores de ajustes das barras i e j , respectivamente.

O fator de ajuste da barra i relaciona a potência líquida (que efetivamente chega no Centro de Perdas) com a potência existente na barra i , enquanto que o fator de ajuste da barra j relaciona a potência líquida (que efetivamente sai do Centro de Perdas) com a carga existente na barra j . Deve-se observar os seguintes tópicos:

- a) A potência gerada total é maior que a potência de carga total, sendo a diferença, exatamente igual a $Perdas_{TOT}^{DC}$, ou seja,

$$\sum_i P_i^G - \sum_j P_j^D | Perdas_{TOT}^{DC}. \quad (4.50)$$

- b) A equação para as perdas deve então ser corrigida através de um processo de linearização em torno de um novo ponto de operação definido por P_0^{New} , levando a um pequeno desbalanço, ou seja, $Perdas_G \neq Perdas_C$, onde $Perdas_G$ e $Perdas_C$ são as parcelas das perdas atribuídas aos geradores e às cargas, respectivamente. Neste caso, temos:

$$P_0^{New} | P_G^{New} - P_D - P_{FIC}^{DC} \quad (4.51)$$

onde P_G^{New} é o vetor de potências geradas ($N_B \Delta 1$) em p.u., P_D é o vetor de potências consumidas ($N_B \Delta 1$) em p.u., e P_{FIC}^{DC} é o vetor de cargas fictícias que representam as perdas na transmissão ($N_B \Delta 1$) em p.u.

Analogamente ao que já foi estabelecido para P_0 , tem-se as seguintes equações em P_0^{New} :

$$\lambda^{New} | 2(F_0^{New})^t R\eta \quad (4.52)$$

$$\lambda_{New}^* | \lambda^{New} 4\lambda_k^{New} \quad (4.53)$$

$$\lambda_{New}^* | \frac{1}{2}\lambda_{New}^* \quad (4.54)$$

de onde pode-se demonstrar que:

$$Perdas_{TOT}^{DC} | \omega\lambda_{New}^* P_0^{New}. \quad (4.55)$$

Na prática, a metodologia apresentada propõe a utilização de um fluxo AC para a obtenção das perdas em cada elemento, possibilitando o uso desses valores em substituição aos valores de perdas DC aproximadas.

- c) A correção feita no final do processo serve para que as perdas atribuídas aos geradores se igualem às atribuídas às cargas. Com isso, consegue-se, além de uma divisão equivalente das perdas entre geradores e consumidores, atingir o balanço de potência no Centro de Gravidade, tendo-se no Centro de Perdas:

$$\frac{P_i^{GLiq}}{i} | \frac{P_j^{DLiq}}{j}. \quad (4.56)$$

4.5 CÁLCULO DO CENTRO DE PERDAS GLOBAL DO SISTEMA (CPG)

É possível representar os centros de perdas individuais (CPI) dos submercados interligados a um centro de perdas global (CPG) através de linhas fictícias, conforme apresentado na Figura 4.2. Em cada submercado, a divisão das perdas devidas aos agentes internos é calculada de forma locacional, através do algoritmo apresentado na Seção 4.6.2.

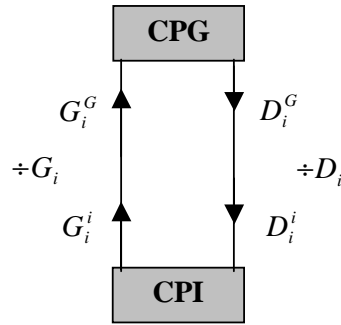


Figura 4.2: Centro de Perdas Global – Fatores de ajuste para geradores e cargas. Adaptada de (SILVA; COSTA, 2001).

As parcelas de perdas devidas aos submercados externos (perdas de intercâmbio) podem ser calculadas através de métodos de divisão locacional ou do tipo selo. Para usar o critério tipo selo define-se valores para \div_i através de critérios que podem ou não considerar a localização da carga, enquanto que para usar o critério locacional, considera-se o sistema como um único submercado e calcula-se os fatores de perdas totais para cada barra.

O fator de ajuste entre qualquer CPI e o CPG é dado pela relação entre o volume líquido (diferença entre geração e carga líquidas) no CPG e o volume líquido no CPI, ou seja, para as cargas:

$$F_{ajuste_{D_i}^{CPG}} = \left| \frac{D_i^G}{D_i^i} \right| \left| \frac{D_i^i 2 \div D_i}{D_i^i} \right| \left| 12 \frac{\div D_i}{D_i^i} \right| \quad (4.57)$$

e, para os geradores:

$$F_{ajuste_{G_i}^{CPG}} = \left| \frac{G_i^G}{G_i^i} \right| \left| \frac{G_i^i 4 \div G_i}{G_i^i} \right| \left| 14 \frac{\div G_i}{G_i^i} \right| \quad (4.58)$$

onde G_i^i e D_i^i são geração e carga totais líquidas do Submercado i no CPI, G_i^G e D_i^G são geração e carga totais líquidas do Submercado i no CPG.

Dessa forma, pode-se referir ao CPG qualquer valor líquido gerado ou consumido no

CPI, multiplicando esse valor pelo fator de ajuste entre o CPI e o CPG, sendo estes diferenciados para cargas e geradores.

Como a parcela de perdas de intercâmbio será, em geral, muito menor que a parcela de perdas devidas a agentes internos, que é calculada de forma puramente locacional, o critério locacional irá preponderar mesmo nos casos onde se opta por distribuir as perdas de intercâmbios através de critérios tipo selo não locacionais. Entretanto, caso se deseje aplicar um critério puramente locacional para a determinação das perdas de intercâmbio, o vetor final de fatores de perdas será calculado por:

$$\lambda^{Final} = \lambda_{Sub_1}^{Final} \cdot \lambda_{Sub_2}^{Final} \cdot \dots \cdot \lambda_{Sub_n}^{Final} \quad (4.59)$$

4.6 ALGORITMOS PARA CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS EM SUBMERCADOS

Baseado em (SILVA; COSTA, 2000 e 2001), são apresentados nesta seção dois algoritmos que podem ser usados para a determinação dos fatores de perdas de uma rede de transmissão.

O primeiro algoritmo baseia-se na premissa de que a carga e a geração do sistema se igualam, fato que ocorre apenas na solução simplificada do fluxo de potência. Na prática, a geração é sempre superior à carga devido às perdas na transmissão. Para contornar esse problema, utiliza-se desses valores de carga e geração para criar um novo caso de fluxo de potência, repetindo várias vezes o processo até que a maior variação de carga ou geração, em iterações sucessivas, seja inferior a uma tolerância especificada.

O segundo algoritmo corresponde à situação real e utiliza um fluxo de potência AC para a obtenção das perdas AC em cada elemento de transmissão. Dessa forma, pode-se utilizar as próprias perdas AC, ao invés das perdas DC aproximadas (estimadas através de um processo com sucessivas iterações), simplificando assim a metodologia e o algoritmo, pois evita o uso de fatores de correção adicionais.

Esse método, embora mais simples, mostrou-se adequado, uma vez que nos testes

realizados no âmbito da força tarefa, observou-se que sofisticções adicionais para o cálculo das derivadas dos fluxos não aumentaram a precisão dos resultados obtidos, uma vez que as equações de fluxos e de perdas utilizadas não são exatas e sim aproximações.

Dessa forma, a precisão alcançada no cálculo dos fatores de perdas é compatível com as incertezas existentes no sistema, tornando aceitáveis os resultados obtidos com o algoritmo mais simples.

4.6.1 Algoritmo com Base no Fluxo DC

- a) Dado um caso de fluxo de potência AC, criar uma área de transmissão em cada submercado, a que pertencerão todas as linhas de transmissão e transformadores da rede básica, e uma área de distribuição, a que pertencerão todos os elementos do submercado fora da rede básica.
- b) Calcular as perdas totais e as perdas na transmissão em cada uma dessas áreas, através de um programa de fluxo de potência.
- c) Identificar o submercado a que pertence cada barra do sistema, bem como as barras de fronteira entre submercados.
- d) Gerar um caso auxiliar de fluxo de potência DC, multiplicando a carga representada em cada barra de cada submercado por um fator, de forma a embutir na carga as perdas totais no submercado.
- e) Gerar a matriz de fatores de sensibilidade η para a configuração completa, isto é, com todos os elementos da transmissão presentes, pertencentes ou não à rede básica.
- f) Em cada submercado, substituir os fluxos entre submercados, medidos nas barras de fronteira, por gerações ou cargas fictícias, dependendo do sentido do fluxo.
- g) Para cada submercado, calcular a coluna de fatores de sensibilidade do Centro de Gravidade implícito, considerando o somatório apenas das linhas de transmissão e barras do submercado em questão.

$$\eta_{CG4L} | \frac{N_B}{i|1} \frac{g_i}{G} \frac{2 d_i}{D} \eta_{il}, \quad l | 1, 2, \dots, N_L \quad (4.60)$$

h) Calcular os fatores de perdas em cada submercado, através da expressão:

$$\lambda_B | \frac{N_L}{i|1} \frac{R_l I_l}{\eta_{BL}} \eta_{CG4L} \quad (4.61)$$

O somatório da Equação (4.61) deve incluir apenas as linhas de transmissão que pertencem à rede básica. No caso das barras de fronteira, que pertencem aos dois submercados, devem ser calculados seus fatores de perdas em ambos submercados.

i) Calcular o fator de correção para cada submercado, para fechar o balanço de energia em cada submercado:

$$\zeta | \frac{Perdas_{TOT}}{\lambda_B g_B 2 d_B} \quad (4.62)$$

j) Calcular os fatores de perdas, com o ajuste:

$$\lambda_B | \zeta \lambda_B \quad (4.63)$$

k) Calcular os fatores de perdas para fluxos entre submercados:

$$\lambda_{142} | \frac{\lambda_{B41} 4 \lambda_{B42} Fluxo_B}{Fluxo_B} \quad (4.64)$$

onde B é uma barra de fronteira entre os submercados 1 e 2, λ_{B41} e λ_{B42} são fatores de perdas da barra B em cada submercado, e $Fluxo_B$ são fluxos entre os submercados através dos circuitos que chegam a B .

l) Calcular as cargas e gerações líquidas, a serem consideradas na contabilização, usando os fatores de ajuste ($14 \lambda_B$).

$$Geração_{LIQ} | Geração (14 \lambda_B) \quad (4.65)$$

$$Carga_{LIQ} | Carga (14 \lambda_B) \quad (4.66)$$

- m) Gerar um novo caso de fluxo de potência DC, com os novos valores de carga e geração líquidos, repetindo os passos (e) a (l), até que a maior variação de carga ou geração seja inferior à tolerância especificada.

4.6.2 Algoritmo com base no fluxo AC

- a) Com os valores medidos, executar um fluxo de potência AC para o sistema completo e determinar as perdas ativas em cada linha e as perdas AC no submercado de interesse i .
- b) Passar as perdas AC de cada linha do sistema para o modelo DC com perdas.
- c) Definir o vetor $P_0^{New} = P_G^{AC} - 4 P_D^{AC} - 4 P_{FIC}^{AC}$, a partir de resultados do fluxo de potência AC, onde P_0^{New} é o vetor de potências injetadas nas barras ($1\Delta N_B$) em p.u., P_G^{AC} é o vetor de potências geradas nas barras ($1\Delta N_B$) em p.u., P_D^{AC} é o vetor de cargas das barras ($1\Delta N_B$) em p.u., e P_{FIC}^{AC} é o vetor de cargas fictícias nas barras ($1\Delta N_B$) em p.u.
- d) Obter os vetores:

$$\lambda_{Sub_i} = 2F_0^T R_i \eta \quad (4.67)$$

$$\lambda_{k_i} \text{ para } k_i = \frac{1}{G - 2D} \lambda_{Sub_i} / P_G^{AC} - 2 P_D^{AC} \quad (4.68)$$

$$\lambda_{Sub_i} = \frac{\lambda_{Sub_i} - 4 \lambda_{k_i}}{2} \quad (4.69)$$

onde G é a geração total proveniente do fluxo de potência AC em p.u., D é a demanda total em p.u., $F_0 = \eta P_0^{New}$ é o vetor de fluxos nos circuitos (valores médios dos fluxos nos elementos de transmissão obtidos no resultado do fluxo de potência AC ou estimados através do fluxo de potência DC com perdas AC) em p.u., R_i é a matriz diagonal de resistências dos circuitos em p.u., calculada da seguinte forma:

$$R_{jj}^i \mid \begin{cases} R_j & \text{se o circuito } j \subset \text{Sub}_i \\ 0 & \text{se o circuito } j \supset \text{Sub}_i \end{cases}$$

e) Definir o vetor:

$$P_G^{New} \mid P_G^{AC} + 4 P_D^{AC} \quad (4.70)$$

f) Calcular o fator:

$$\omega_i \mid \frac{Perdas_{Sub_i}^{AC}}{\lambda_{Sub_i} P_G^{New}} \quad (4.71)$$

g) Definir então o vetor:

$$\lambda_{Sub_i}^{Final} \mid \omega_i \lambda_{Sub_i} \mid \omega_i \frac{\lambda_{Sub_i} + 4 \lambda_{k_i}}{2} \quad (4.72)$$

Capítulo 5

Aplicação da Metodologia dos Fatores Locacionais de Perdas na Rede Básica

5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta algumas aplicações da metodologia recentemente desenvolvida para o cálculo dos fatores locacionais de perdas em configurações futuras da rede básica, visando investigar a importância da incorporação dos resultados derivados dessa metodologia no planejamento do sistema elétrico brasileiro. Para isso, decidiu-se averiguar o comportamento dos fatores de ajustes nas barras do sistema em três situações distintas, quais sejam:

- Durante as condições de carga pesada, média e leve em um mesmo mês.
- Na condição de carga máxima em três meses típicos do ano, considerando a sazonalidade existente no comportamento das cargas do sistema.
- Nas condições de carga máxima anual, considerando o programa de obras planejado para o período de 2003 a 2005.

Para analisar o comportamento dos fatores de ajustes no sistema, foi escolhido como caso exemplo o Subsistema Leste do sistema da CHESF, partindo-se de sua configuração planejada para dezembro/2002, conforme mostrado na Figura 5.1. Este subsistema é alimentado basicamente

pelos eixos de transmissão em 500 kV Paulo Afonso–Angelim, Luís Gonzaga–Angelim e Xingó–Messias, além de um eixo em 230kV formado por quatro circuitos que ligam Paulo Afonso a Angelim.

Todos os cálculos foram realizados utilizando-se os arquivos de fluxo de potência do sistema brasileiro completo, disponibilizados em julho/2002 na homepage do ONS (<http://www.ons.org.br>), referentes aos estudos operativos do ano 2002 e aos estudos do *Programa de Ampliações e Reforços* referentes ao período 2003/2005.

Os resultados aqui apresentados foram obtidos através do algoritmo computacional descrito na Seção 4.6.2, devendo os mesmos ser vistos como aproximados, uma vez que o programa computacional a ser utilizado pelo setor elétrico para a determinação dos fatores de perdas ainda está em fase de desenvolvimento.

Além disso, embora o sistema elétrico brasileiro esteja legalmente dividido em quatro submercados, optou-se por simplificar a análise, efetuando os cálculos considerando a formulação apresentada na Seção 4.3.2, ou seja, dividindo-se o sistema em apenas dois submercados, denominados 1 e 2, correspondendo aos sistemas elétricos das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, respectivamente.

Pelo o que é apresentado no Capítulo 4, essas simplificações não trazem qualquer prejuízo à qualidade das conclusões obtidas, visto que estamos interessados apenas em demonstrar a influência que os fatores de perdas sofrem com alterações no sistema, e não em determinar seus valores com precisão, fato que só poderá ser feito quando o programa oficial do setor estiver disponível para uso.

Como a análise efetuada contemplou apenas dois submercados, e o objetivo dessa análise é determinar fatores de perdas de barras do Submercado 2, considerando-se a distância elétrica e a magnitude da geração/demanda de cada barra, as perdas ocorridas em cada submercado foram separadas em duas parcelas de responsabilidade: uma parcela (SUB2) associada aos agentes internos (perdas ocorridas no Submercado 2 devido aos agentes do próprio Submercado 2) e outra (SUB1) associada ao intercâmbio com o Submercado 1 (perdas ocorridas no Submercado 1 devido aos agentes localizados no Submercado 2).

Dessa forma, o fator de perdas total de cada barramento é obtido pela adição das parcelas referentes aos dois submercados, conforme a expressão:

$$F_{perdas} | Sub_1 \ 2 \ Sub_2 | Total \quad (5.1)$$

Conhecido o valor de F_{perdas} para cada barra, através da Equação 5.1, são calculados os fatores de ajuste locais através da expressão:

$$F_{ajuste} | 14 (Sub_1 \ 2 \ Sub_2) \quad (5.2)$$

Observa-se das Equações 5.1 e 5.2 que as barras que apresentam fatores de perdas positivos terão fatores de ajustes menores que a unidade, incentivando a implantação de cargas e penalizando a implantação de agentes de geração, pois os valores líquidos de carga e geração atribuídos ao barramento serão menores que os medidos.

Analogamente, as barras que apresentam fatores de perdas negativos terão fatores de ajustes maiores que a unidade, devendo incentivar a implantação de geradores e penalizar a implantação de cargas, uma vez que os valores líquidos de carga e geração atribuídos ao barramento serão, neste caso, maiores que os medidos.

Pelo exposto, conclui-se que é fundamental que os agentes do setor elétrico conheçam antecipadamente a tendência de evolução dos fatores de perdas de cada barra do sistema, uma vez que estes serão balizadores importantes em seus investimentos, visto que podem variar significativamente com o passar do tempo, havendo inclusive a hipótese de ocorrer inversão de sinais dos mesmos.

5.2 CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS EM CARGA PESADA, MÉDIA E LEVE

Esta seção descreve os resultados obtidos simulando o sistema para as condições de carga pesada, média e leve de um mesmo mês. Foram escolhidos os meses de julho e dezembro de 2002 por apresentarem condições de carga bem distintas, uma vez que na área estudada (Subsistema Leste) esses meses têm características das estações de inverno e verão, respectivamente.

Os resultados obtidos para o mês de julho/2002 encontram-se nas Tabelas 5.1 e 5.2, enquanto que as Tabelas 5.3 e 5.4 apresentam os resultados obtidos para o mês de dezembro/2002.

Para efeito de comparar resultados variando-se apenas as condições de carga, optou-se por considerar, tanto em julho/2002 como em dezembro/2002, a mesma configuração para a rede básica do sistema. Dessa forma, foram implementadas em julho/2002 as obras que estão planejadas para entrar em operação no segundo semestre de 2002, de modo a tornar a configuração de julho/2002 igual à de dezembro/2002.

Observando-se as Tabelas 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4, verifica-se que em todas condições estudadas os fatores de perdas de todas as barras do Submercado 2 com relação ao Submercado 1 são iguais, resultado que se mostrou coerente, pois, devido as grandes distâncias envolvidas, pode-se considerar de modo aproximado que as barras do Submercado 2 estão eletricamente equidistantes do centro de perdas do Submercado 1.

Além disso, como os arquivos de fluxo de potência usados para o cálculo dos fatores de perdas não continham a representação dos sistemas de subtransmissão em 69kV das distribuidoras, observou-se em todas as análises efetuadas que os fatores de perdas das barras 230 kV e 69kV de uma mesma subestação são idênticos, pois estas barras estão ligadas apenas por transformadores, que por sua vez têm resistências desconsideradas nos arquivos de fluxo de potência, de modo que não influenciam no cálculo das perdas do sistema, efetuado de acordo com a metodologia descrita na Seção 2.4.

Pelos resultados apresentados, observa-se variações significativas (entre 10 e 12% em julho e entre 5 e 7% em dezembro) entre as condições de carga pesada, média e leve, indicando que para uma análise de viabilidade mais precisa, o agente que deseje se conectar a rede deve aprimorar mais estes resultados, ponderando os valores encontrados com a curva de carga diária da subestação mais próxima do seu ponto de conexão, de modo a poder precisar melhor qual o fator de ajuste que deve ser considerado para avaliar as despesas ou receitas referentes às perdas, em função do número de horas diário que o seu empreendimento irá operar durante o mês, em cada uma das condições de carga consideradas.

5.3 CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS E O IMPACTO DA SAZONALIDADE

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos simulando o sistema na condição de

carga pesada para os meses de julho/2002, dezembro/2002 e fevereiro/2003, conforme apresentado nas Tabelas 5.5 e 5.6. Esta análise visa investigar a influência da sazonalidade da carga sobre os fatores de perdas dos barramentos.

Analogamente ao que foi considerado na Seção 5.2, buscou-se comparar resultados variando apenas as condições de carga devido a sazonalidade, optando-se por considerar, tanto em julho/2002 como em dezembro/2002 e fevereiro/2003, a mesma configuração para a rede básica do sistema.

Observa-se das Tabelas 5.5 e 5.6 que, pelos motivos descritos na Seção 5.2, os fatores de perdas de todas as barras do Submercado 2 com relação ao Submercado 1, e os valores dos fatores de perdas das barras 230 e 69kV de uma mesma subestação, em todas as condições analisadas, são idênticos.

Os fatores de ajustes apresentam variações significativas (cerca de 5 a 6,5%) entre as condições de carga dos meses considerados, indicando que para uma análise de viabilidade mais precisa, o agente que deseje se conectar a rede deve aprimorar estes resultados, seja considerando os fatores de sazonalidade mês a mês, obtidos através de dados da curva de carga anual do barramento, ou utilizando um fator de sazonalidade médio para ser aplicado à condição de carga máxima anual do sistema. Além disso, seria conveniente também considerar a sazonalidade dos preços da energia no MAE, através de um cenário médio de preços anuais.

Tais resultados devem-se ao fato de que, embora a configuração do sistema tenha sido a mesma nos três meses analisados, a condição de carga e os intercâmbios variam significativamente durante o ano, provocando sensíveis mudanças nos fatores de ajustes, que devem ser estudados de forma bem detalhada, caso se deseje obter um valor médio que possa ser usado adequadamente em análises econômicas para implantação, ampliação ou desativação de empreendimentos.

5.4 CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS NA CARGA MÁXIMA ANUAL

As Tabelas 5.7 e 5.8 apresentam os resultados da simulação do sistema na condição de carga máxima anual para o período 2003/2005, com o objetivo principal de investigar a influência

da implantação das obras planejadas para o sistema sobre os fatores de perdas dos barramentos. Nesta simulação, considerou-se como configuração inicial o sistema elétrico previsto para 2002, que é apresentado na Figura 5.1, acrescido do seguinte programa de obras para o Subsistema Leste:

ANO	OBRA
2003	LT 230kV Goianinha/Mussuré C3
	LT 230kV Angelim/Campina Grande C1
	SE 500/230kV Angelim II (2 autotrafos de 600MVA)
2004	LT 500kV Xingó/Angelim C1
	LT 230kV Paraíso/Açu
	SE 230/69kV Várzea (2 trafos de 150MVA)
	SE 230/138kV Paraíso (1 trafo de 55MVA)
2005	Não há obras previstas para esse ano no subsistema leste

Para o restante do sistema, foram consideradas as obras que estão implementadas nos arquivos do ONS, referentes ao período analisado.

Pelos resultados apresentados, observa-se que em todas as condições analisadas os fatores de perdas das barras 230 e 69kV de uma mesma subestação são idênticos, como nos casos analisados nas Seções 5.2 e 5.3.

Entretanto, com relação aos fatores de perdas das barras do Submercado 2 com relação ao Submercado 1, cabe ressaltar que embora estejam próximos entre si, estes valores não se apresentaram idênticos como nos casos apresentados nas Seções 5.2 e 5.3, uma vez que a partir de 2003 o sistema conta com duas novas interligações entre os Submercados 1 e 2 (Interligações Sudeste/Nordeste e Norte/Sul II), que fazem com que as distâncias elétricas existentes entre os barramentos do Submercado 2 com relação ao centro de gravidade do Submercado 1 comecem a ser discretamente diferenciadas.

Além disso, pode-se constatar variações significativas dos fatores de perdas na medida em que o sistema vai evoluindo. Essas variações devem-se ao crescimento das cargas ano a ano e à implantação de reforços no sistema, seja de geração ou de transmissão, que influenciam os fatores de perdas do sistema, tanto pela modificação das impedâncias existentes como pela possibilidade de, em alguns casos, chegarem a inverter o sentido dos fluxos nos componentes da rede básica.

Tendo em vista que nas Seções 5.2 e 5.3 está evidente a influência que os fatores de perdas sofrem devido a alterações nas condições de carga do sistema, é detalhado nesse caso apenas o comportamento de algumas barras, devido à implantação dos reforços previstos para o subsistema analisado.

Analisando os resultados, são observadas variações bastante significativas nos fatores de perdas das barras de Angelim, Messias e Açú, de 2003 para 2004, em função da entrada em operação das linhas de transmissão Xingó/Angelim C1 500kV e Paraíso/Açú 230kV e da subestação 230/138kV de Paraíso, todas previstas para 2004.

A seguir é apresentada uma análise da Tabela 5.7, para que se possa visualizar melhor o comportamento dos fatores de perdas nessas subestações.

Observa-se que nas subestações de Angelim e Messias os fatores de perdas são reduzidos em cerca de 6 a 7% em 2004, basicamente pela entrada em operação da LT 500kV Xingó/Angelim C1, pois, além de reduzir os fluxos que chegam em Angelim em 230kV, esta obra irá desviar grande parte do fluxo que havia na LT 500kV Xingó/Messias em 2003, com a conseqüente redução de perdas, tanto em Angelim como em Messias.

Com relação à subestação de Açú, observa-se que a redução em 2004 atinge cerca de 15% devido a entrada em operação da LT 230kV Paraíso/Açú e da SE 230/138kV de Paraíso.

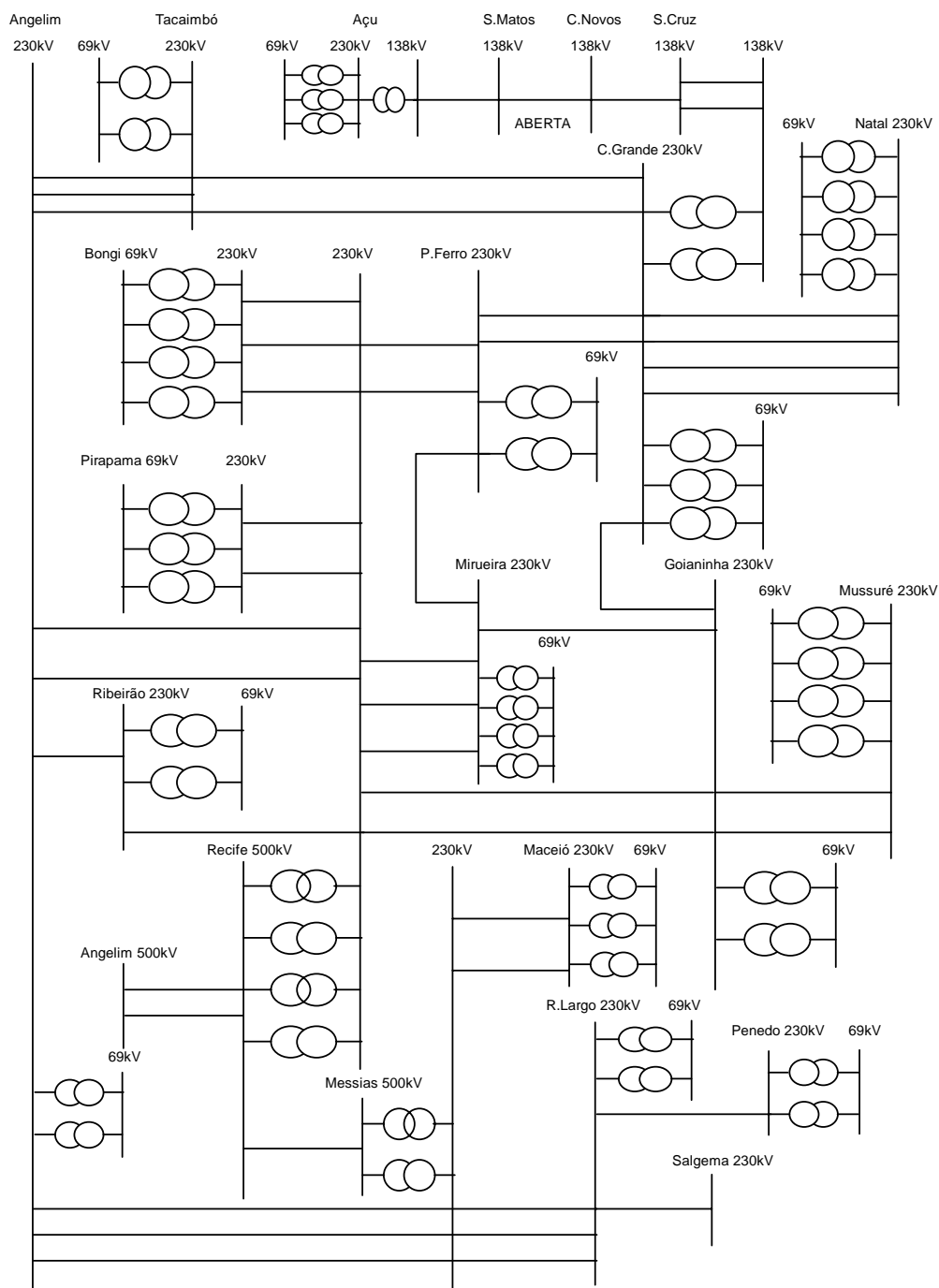


Figura 5.1: Sistema CHESF – Subsistema Leste – Configuração Dez/2002

Tabela 5.1: Fatores de perdas por barra, configuração Jul/2002, cargas pesada, média e leve.

NOME DA BARRA	(kV)	JULHO/2002								
		PESADA			MÉDIA			LEVE		
		SUB 1	SUB 2	TOTAL	SUB 1	SUB 2	TOTAL	SUB 1	SUB 2	TOTAL
ANGELIM	500	0,11067	0,00356	0,11423	0,06652	0,00394	0,07046	-0,00292	-0,00412	-0,00704
MESSIAS	500	0,11067	0,00212	0,11279	0,06652	0,00312	0,06964	-0,00292	-0,00435	-0,00727
RECIFE II	500	0,11067	-0,01051	0,10016	0,06652	-0,00993	0,05659	-0,00292	-0,01333	-0,01625
AÇU II	230	0,11067	-0,09370	0,01697	0,06652	-0,08696	-0,02044	-0,00292	-0,06203	-0,06495
ANGELIM	230	0,11067	-0,00385	0,10682	0,06652	-0,00400	0,06252	-0,00292	-0,00882	-0,01174
BONGI	230	0,11067	-0,01486	0,09581	0,06652	-0,01420	0,05232	-0,00292	-0,01611	-0,01903
C. GRANDE	230	0,11067	-0,04279	0,06788	0,06652	-0,03838	0,02814	-0,00292	-0,03175	-0,03467
GOIANINHA	230	0,11067	-0,02720	0,08347	0,06652	-0,02540	0,04112	-0,00292	-0,02447	-0,02739
MACEIÓ	230	0,11067	-0,00172	0,10895	0,06652	-0,00284	0,06368	-0,00292	-0,00952	-0,01244
MESSIAS	230	0,11067	0,00190	0,11257	0,06652	0,00294	0,06946	-0,00292	-0,00446	-0,00738
MIRUEIRA	230	0,11067	-0,02033	0,09034	0,06652	-0,01899	0,04753	-0,00292	-0,01912	-0,02204
MUSSURÉ	230	0,11067	-0,04010	0,07057	0,06652	-0,03766	0,02886	-0,00292	-0,03468	-0,03760
NATAL II	230	0,11067	-0,04755	0,06312	0,06652	-0,04272	0,02380	-0,00292	-0,03457	-0,03749
PAU FERRO	230	0,11067	-0,02141	0,08926	0,06652	-0,01994	0,04658	-0,00292	-0,01998	-0,02290
PENEDO	230	0,11067	-0,01526	0,09541	0,06652	-0,01425	0,05227	-0,00292	-0,02110	-0,02402
PIRAPAMA	230	0,11067	-0,01750	0,09317	0,06652	-0,01671	0,04981	-0,00292	-0,01769	-0,02061
RECIFE II	230	0,11067	-0,01149	0,09918	0,06652	-0,01001	0,05651	-0,00292	-0,01425	-0,01717
RIBEIRÃO	230	0,11067	-0,01584	0,09483	0,06652	-0,01439	0,05213	-0,00292	-0,01531	-0,01823
RIO LARGO	230	0,11067	-0,00135	0,10932	0,06652	-0,00265	0,06387	-0,00292	-0,00975	-0,01267
SALGEMA	230	0,11067	-0,00135	0,10932	0,06652	-0,00265	0,06387	-0,00292	-0,00975	-0,01267
TACAIBÓ	230	0,11067	-0,01738	0,09329	0,06652	-0,01575	0,05077	-0,00292	-0,01614	-0,01906
AÇU II	69	0,11067	-0,09370	0,01697	0,06652	-0,08696	-0,02044	-0,00292	-0,06203	-0,06495
ANGELIM	69	0,11067	-0,00385	0,10682	0,06652	-0,00400	0,06252	-0,00292	-0,00882	-0,01174
BONGI	69	0,11067	-0,01486	0,09581	0,06652	-0,01420	0,05232	-0,00292	-0,01611	-0,01903
C. GRANDE	69	0,11067	-0,04279	0,06788	0,06652	-0,03838	0,02814	-0,00292	-0,03175	-0,03467
GOIANINHA	69	0,11067	-0,02720	0,08347	0,06652	-0,02540	0,04112	-0,00292	-0,02447	-0,02739
MACEIÓ	69	0,11067	-0,00172	0,10895	0,06652	-0,00284	0,06368	-0,00292	-0,00952	-0,01244
MIRUEIRA	69	0,11067	-0,02033	0,09034	0,06652	-0,01899	0,04753	-0,00292	-0,01912	-0,02204
MUSSURÉ	69	0,11067	-0,04010	0,07057	0,06652	-0,03766	0,02886	-0,00292	-0,03468	-0,03760
NATAL II	69	0,11067	-0,04755	0,06312	0,06652	-0,04272	0,02380	-0,00292	-0,03457	-0,03749
PAU FERRO	69	0,11067	-0,02141	0,08926	0,06652	-0,01994	0,04658	-0,00292	-0,01998	-0,02290
PENEDO	69	0,11067	-0,01526	0,09541	0,06652	-0,01425	0,05227	-0,00292	-0,02110	-0,02402
PIRAPAMA	69	0,11067	-0,01750	0,09317	0,06652	-0,01671	0,04981	-0,00292	-0,01769	-0,02061
RIBEIRÃO	69	0,11067	-0,01584	0,09483	0,06652	-0,01439	0,05213	-0,00292	-0,01531	-0,01823
RIO LARGO	69	0,11067	-0,00135	0,10932	0,06652	-0,00265	0,06387	-0,00292	-0,00975	-0,01267
TACAIBÓ	69	0,11067	-0,01738	0,09329	0,06652	-0,01575	0,05077	-0,00292	-0,01614	-0,01906

Tabela 5.2: Fatores de ajustes por barra, configuração Jul/2002, cargas pesada, média e leve.

NOME DA BARRA	(kV)	JULHO/2002					
		PESADA		MÉDIA		LEVE	
		F.PERDAS	F.AJUSTE	F.PERDAS	F.AJUSTE	F.PERDAS	F.AJUSTE
ANGELIM	500	0,11423	0,88577	0,07046	0,92954	-0,00704	1,00704
MESSIAS	500	0,11279	0,88721	0,06964	0,93036	-0,00727	1,00727
RECIFE II	500	0,10016	0,89984	0,05659	0,94341	-0,01625	1,01625
AÇU II	230	0,01697	0,98303	-0,02044	1,02044	-0,06495	1,06495
ANGELIM	230	0,10682	0,89318	0,06252	0,93748	-0,01174	1,01174
BONGI	230	0,09581	0,90419	0,05232	0,94768	-0,01903	1,01903
C. GRANDE	230	0,06788	0,93212	0,02814	0,97186	-0,03467	1,03467
GOIANINHA	230	0,08347	0,91653	0,04112	0,95888	-0,02739	1,02739
MACEIÓ	230	0,10895	0,89105	0,06368	0,93632	-0,01244	1,01244
MESSIAS	230	0,11257	0,88743	0,06946	0,93054	-0,00738	1,00738
MIRUEIRA	230	0,09034	0,90966	0,04753	0,95247	-0,02204	1,02204
MUSSURÉ	230	0,07057	0,92943	0,02886	0,97114	-0,03760	1,03760
NATAL II	230	0,06312	0,93688	0,02380	0,97620	-0,03749	1,03749
PAU FERRO	230	0,08926	0,91074	0,04658	0,95342	-0,02290	1,02290
PENEDO	230	0,09541	0,90459	0,05227	0,94773	-0,02402	1,02402
PIRAPAMA	230	0,09317	0,90683	0,04981	0,95019	-0,02061	1,02061
RECIFE II	230	0,09918	0,90082	0,05651	0,94349	-0,01717	1,01717
RIBEIRÃO	230	0,09483	0,90517	0,05213	0,94787	-0,01823	1,01823
RIO LARGO	230	0,10932	0,89068	0,06387	0,93613	-0,01267	1,01267
SALGEMA	230	0,10932	0,89068	0,06387	0,93613	-0,01267	1,01267
TACAIMBÓ	230	0,09329	0,90671	0,05077	0,94923	-0,01906	1,01906
AÇU II	69	0,01697	0,98303	-0,02044	1,02044	-0,06495	1,06495
ANGELIM	69	0,10682	0,89318	0,06252	0,93748	-0,01174	1,01174
BONGI	69	0,09581	0,90419	0,05232	0,94768	-0,01903	1,01903
C. GRANDE	69	0,06788	0,93212	0,02814	0,97186	-0,03467	1,03467
GOIANINHA	69	0,08347	0,91653	0,04112	0,95888	-0,02739	1,02739
MACEIÓ	69	0,10895	0,89105	0,06368	0,93632	-0,01244	1,01244
MIRUEIRA	69	0,09034	0,90966	0,04753	0,95247	-0,02204	1,02204
MUSSURÉ	69	0,07057	0,92943	0,02886	0,97114	-0,03760	1,03760
NATAL II	69	0,06312	0,93688	0,02380	0,97620	-0,03749	1,03749
PAU FERRO	69	0,08926	0,91074	0,04658	0,95342	-0,02290	1,02290
PENEDO	69	0,09541	0,90459	0,05227	0,94773	-0,02402	1,02402
PIRAPAMA	69	0,09317	0,90683	0,04981	0,95019	-0,02061	1,02061
RIBEIRÃO	69	0,09483	0,90517	0,05213	0,94787	-0,01823	1,01823
RIO LARGO	69	0,10932	0,89068	0,06387	0,93613	-0,01267	1,01267
TACAIMBÓ	69	0,09329	0,90671	0,05077	0,94923	-0,01906	1,01906

Tabela 5.3: Fatores de perdas por barra, configuração Dez/2002, cargas pesada, média e leve.

NOME DA BARRA	(kV)	DEZEMBRO/2002								
		PESADA			MÉDIA			LEVE		
		SUB 1	SUB 2	TOTAL	SUB 1	SUB 2	TOTAL	SUB 1	SUB 2	TOTAL
ANGELIM	500	0.04761	0.01128	0.05889	0.04996	-0.01061	0.03935	-0.00135	-0.01495	-0.01630
MESSIAS	500	0.04761	0.00989	0.05750	0.04996	-0.01232	0.03764	-0.00135	-0.01992	-0.02127
RECIFE II	500	0.04761	-0.00356	0.04405	0.04996	-0.02542	0.02454	-0.00135	-0.02554	-0.02689
AÇU II	230	0.04761	-0.08927	-0.04166	0.04996	-0.09307	-0.04311	-0.00135	-0.07299	-0.07434
ANGELIM	230	0.04761	0.00570	0.05331	0.04996	-0.01877	0.03119	-0.00135	-0.02022	-0.02157
BONGI	230	0.04761	-0.00849	0.03912	0.04996	-0.03003	0.01993	-0.00135	-0.02868	-0.03003
C. GRANDE	230	0.04761	-0.04011	0.00750	0.04996	-0.05608	-0.00612	-0.00135	-0.04664	-0.04799
GOIANINHA	230	0.04761	-0.02293	0.02468	0.04996	-0.04265	0.00731	-0.00135	-0.03867	-0.04002
MACEIÓ	230	0.04761	0.00868	0.05629	0.04996	-0.01688	0.03308	-0.00135	-0.02098	-0.02233
MESSIAS	230	0.04761	0.00955	0.05716	0.04996	-0.00120	0.04876	-0.00135	-0.01800	-0.01935
MIRUEIRA	230	0.04761	-0.01476	0.03285	0.04996	-0.03533	0.01463	-0.00135	-0.03223	-0.03358
MUSSURÉ	230	0.04761	-0.03829	0.00932	0.04996	-0.05675	-0.00679	-0.00135	-0.05100	-0.05235
NATAL II	230	0.04761	-0.04568	0.00193	0.04996	-0.06098	-0.01102	-0.00135	-0.04998	-0.05133
PAU FERRO	230	0.04761	-0.01602	0.03159	0.04996	-0.03638	0.01358	-0.00135	-0.03324	-0.03459
PENEDO	230	0.04761	-0.00871	0.03890	0.04996	-0.03096	0.01900	-0.00135	-0.03592	-0.03727
PIRAPAMA	230	0.04761	-0.01153	0.03608	0.04996	-0.03282	0.01714	-0.00135	-0.03053	-0.03188
RECIFE II	230	0.04761	-0.00254	0.04507	0.04996	-0.04300	0.00696	-0.00135	-0.03450	-0.03585
RIBEIRÃO	230	0.04761	-0.00922	0.03839	0.04996	-0.03037	0.01959	-0.00135	-0.02784	-0.02919
RIO LARGO	230	0.04761	0.00906	0.05667	0.04996	-0.01668	0.03328	-0.00135	-0.02126	-0.02261
SALGEMA	230	0.04761	0.00906	0.05667	0.04996	-0.01668	0.03328	-0.00135	-0.02126	-0.02261
TACAIMBÓ	230	0.04761	-0.01001	0.03760	0.04996	-0.03147	0.01849	-0.00135	-0.02861	-0.02996
AÇU II	69	0.04761	-0.08927	-0.04166	0.04996	-0.09307	-0.04311	-0.00135	-0.07299	-0.07434
ANGELIM	69	0.04761	0.00570	0.05331	0.04996	-0.01877	0.03119	-0.00135	-0.02022	-0.02157
BONGI	69	0.04761	-0.00849	0.03912	0.04996	-0.03003	0.01993	-0.00135	-0.02868	-0.03003
C. GRANDE	69	0.04761	-0.04011	0.00750	0.04996	-0.05608	-0.00612	-0.00135	-0.04664	-0.04799
GOIANINHA	69	0.04761	-0.02293	0.02468	0.04996	-0.04265	0.00731	-0.00135	-0.03867	-0.04002
MACEIÓ	69	0.04761	0.00868	0.05629	0.04996	-0.01688	0.03308	-0.00135	-0.02098	-0.02233
MIRUEIRA	69	0.04761	-0.01476	0.03285	0.04996	-0.03533	0.01463	-0.00135	-0.03223	-0.03358
MUSSURÉ	69	0.04761	-0.03829	0.00932	0.04996	-0.05675	-0.00679	-0.00135	-0.05100	-0.05235
NATAL II	69	0.04761	-0.04568	0.00193	0.04996	-0.06098	-0.01102	-0.00135	-0.04998	-0.05133
PAU FERRO	69	0.04761	-0.01602	0.03159	0.04996	-0.03638	0.01358	-0.00135	-0.03324	-0.03459
PENEDO	69	0.04761	-0.00871	0.03890	0.04996	-0.03096	0.01900	-0.00135	-0.03592	-0.03727
PIRAPAMA	69	0.04761	-0.01153	0.03608	0.04996	-0.03282	0.01714	-0.00135	-0.03053	-0.03188
RIBEIRÃO	69	0.04761	-0.00922	0.03839	0.04996	-0.03037	0.01959	-0.00135	-0.02784	-0.02919
RIO LARGO	69	0.04761	0.00906	0.05667	0.04996	-0.01668	0.03328	-0.00135	-0.02126	-0.02261
TACAIMBÓ	69	0.04761	-0.01001	0.03760	0.04996	-0.03147	0.01849	-0.00135	-0.02861	-0.02996

Tabela 5.4: Fatores de ajustes por barra, configuração Dez/2002, cargas pesada, média e leve.

NOME DA BARRA	(kV)	DEZEMBRO/2002					
		PESADA		MÉDIA		LEVE	
		F.PERDAS	F.AJUSTE	F.PERDAS	F.AJUSTE	F.PERDAS	F.AJUSTE
ANGELIM	500	0.05889	0.94111	0.03935	0.96065	-0.01630	1.01630
MESSIAS	500	0.05750	0.94250	0.03764	0.96236	-0.02127	1.02127
RECIFE II	500	0.04405	0.95595	0.02454	0.97546	-0.02689	1.02689
AÇU II	230	-0.04166	1.04166	-0.04311	1.04311	-0.07434	1.07434
ANGELIM	230	0.05331	0.94669	0.03119	0.96881	-0.02157	1.02157
BONGI	230	0.03912	0.96088	0.01993	0.98007	-0.03003	1.03003
C. GRANDE	230	0.00750	0.99250	-0.00612	1.00612	-0.04799	1.04799
GOIANINHA	230	0.02468	0.97532	0.00731	0.99269	-0.04002	1.04002
MACEIÓ	230	0.05629	0.94371	0.03308	0.96692	-0.02233	1.02233
MESSIAS	230	0.05716	0.94284	0.04876	0.95124	-0.01935	1.01935
MIRUEIRA	230	0.03285	0.96715	0.01463	0.98537	-0.03358	1.03358
MUSSURÉ	230	0.00932	0.99068	-0.00679	1.00679	-0.05235	1.05235
NATAL II	230	0.00193	0.99807	-0.01102	1.01102	-0.05133	1.05133
PAU FERRO	230	0.03159	0.96841	0.01358	0.98642	-0.03459	1.03459
PENEDO	230	0.03890	0.96110	0.01900	0.98100	-0.03727	1.03727
PIRAPAMA	230	0.03608	0.96392	0.01714	0.98286	-0.03188	1.03188
RECIFE II	230	0.04507	0.95493	0.00696	0.99304	-0.03585	1.03585
RIBEIRÃO	230	0.03839	0.96161	0.01959	0.98041	-0.02919	1.02919
RIO LARGO	230	0.05667	0.94333	0.03328	0.96672	-0.02261	1.02261
SALGEMA	230	0.05667	0.94333	0.03328	0.96672	-0.02261	1.02261
TACAIMBÓ	230	0.03760	0.96240	0.01849	0.98151	-0.02996	1.02996
AÇU II	69	-0.04166	1.04166	-0.04311	1.04311	-0.07434	1.07434
ANGELIM	69	0.05331	0.94669	0.03119	0.96881	-0.02157	1.02157
BONGI	69	0.03912	0.96088	0.01993	0.98007	-0.03003	1.03003
C. GRANDE	69	0.00750	0.99250	-0.00612	1.00612	-0.04799	1.04799
GOIANINHA	69	0.02468	0.97532	0.00731	0.99269	-0.04002	1.04002
MACEIÓ	69	0.05629	0.94371	0.03308	0.96692	-0.02233	1.02233
MIRUEIRA	69	0.03285	0.96715	0.01463	0.98537	-0.03358	1.03358
MUSSURÉ	69	0.00932	0.99068	-0.00679	1.00679	-0.05235	1.05235
NATAL II	69	0.00193	0.99807	-0.01102	1.01102	-0.05133	1.05133
PAU FERRO	69	0.03159	0.96841	0.01358	0.98642	-0.03459	1.03459
PENEDO	69	0.03890	0.96110	0.01900	0.98100	-0.03727	1.03727
PIRAPAMA	69	0.03608	0.96392	0.01714	0.98286	-0.03188	1.03188
RIBEIRÃO	69	0.03839	0.96161	0.01959	0.98041	-0.02919	1.02919
RIO LARGO	69	0.05667	0.94333	0.03328	0.96672	-0.02261	1.02261
TACAIMBO	69	0.03760	0.96240	0.01849	0.98151	-0.02996	1.02996

Tabela 5.5: Fatores de perdas por barra, carga pesada, configurações Jul/02, Dez/02 e Fev/03.

NOME DA BARRA	(kV)	JULHO/2002			DEZEMBRO/2002			FEVEREIRO/2003		
		PESADA			PESADA			PESADA		
		SUB 1	SUB 2	TOTAL	SUB 1	SUB 2	TOTAL	SUB 1	SUB 2	TOTAL
ANGELIM	500	0.11067	0.00356	0.11423	0.04761	0.01128	0.05889	0.11678	-0.01738	0.09940
MESSIAS	500	0.11067	0.00212	0.11279	0.04761	0.00989	0.05750	0.11678	-0.01800	0.09878
RECIFE II	500	0.11067	-0.01051	0.10016	0.04761	-0.00356	0.04405	0.11678	-0.03284	0.08394
AÇU II	230	0.11067	-0.09370	0.01697	0.04761	-0.08927	-0.04166	0.11678	-0.10490	0.01188
ANGELIM	230	0.11067	-0.00385	0.10682	0.04761	0.00570	0.05331	0.11678	-0.02540	0.09138
BONGI	230	0.11067	-0.01486	0.09581	0.04761	-0.00849	0.03912	0.11678	-0.03762	0.07916
C. GRANDE	230	0.11067	-0.04279	0.06788	0.04761	-0.04011	0.00750	0.11678	-0.06786	0.04892
GOIANINHA	230	0.11067	-0.02720	0.08347	0.04761	-0.02293	0.02468	0.11678	-0.05158	0.06520
MACEIÓ	230	0.11067	-0.00172	0.10895	0.04761	0.00868	0.05629	0.11678	-0.02290	0.09388
MESSIAS	230	0.11067	0.00190	0.11257	0.04761	0.00955	0.05716	0.11678	-0.01880	0.09798
MIRUEIRA	230	0.11067	-0.02033	0.09034	0.04761	-0.01476	0.03285	0.11678	-0.04368	0.07310
MUSSURÉ	230	0.11067	-0.04010	0.07057	0.04761	-0.03829	0.00932	0.11678	-0.06655	0.05023
NATAL II	230	0.11067	-0.04755	0.06312	0.04761	-0.04568	0.00193	0.11678	-0.07329	0.04349
PAU FERRO	230	0.11067	-0.02141	0.08926	0.04761	-0.01602	0.03159	0.11678	-0.04487	0.07191
PENEDO	230	0.11067	-0.01526	0.09541	0.04761	-0.00871	0.03890	0.11678	-0.03985	0.07693
PIRAPAMA	230	0.11067	-0.01750	0.09317	0.04761	-0.01153	0.03608	0.11678	-0.04057	0.07621
RECIFE II	230	0.11067	-0.01149	0.09918	0.04761	-0.00254	0.04507	0.11678	-0.02433	0.09245
RIBEIRÃO	230	0.11067	-0.01584	0.09483	0.04761	-0.00922	0.03839	0.11678	-0.03886	0.07792
RIO LARGO	230	0.11067	-0.00135	0.10932	0.04761	0.00906	0.05667	0.11678	-0.02253	0.09425
SALGEMA	230	0.11067	-0.00135	0.10932	0.04761	0.00906	0.05667	0.11678	-0.02253	0.09425
TACAIMBÓ	230	0.11067	-0.01738	0.09329	0.04761	-0.01001	0.03760	0.11678	-0.04014	0.07664
AÇU II	69	0.11067	-0.09370	0.01697	0.04761	-0.08927	-0.04166	0.11678	-0.10490	0.01188
ANGELIM	69	0.11067	-0.00385	0.10682	0.04761	0.00570	0.05331	0.11678	-0.02540	0.09138
BONGI	69	0.11067	-0.01486	0.09581	0.04761	-0.00849	0.03912	0.11678	-0.03762	0.07916
C. GRANDE	69	0.11067	-0.04279	0.06788	0.04761	-0.04011	0.00750	0.11678	-0.06786	0.04892
GOIANINHA	69	0.11067	-0.02720	0.08347	0.04761	-0.02293	0.02468	0.11678	-0.05158	0.06520
MACEIÓ	69	0.11067	-0.00172	0.10895	0.04761	0.00868	0.05629	0.11678	-0.02290	0.09388
MIRUEIRA	69	0.11067	-0.02033	0.09034	0.04761	-0.01476	0.03285	0.11678	-0.04368	0.07310
MUSSURÉ	69	0.11067	-0.04010	0.07057	0.04761	-0.03829	0.00932	0.11678	-0.06655	0.05023
NATAL II	69	0.11067	-0.04755	0.06312	0.04761	-0.04568	0.00193	0.11678	-0.07329	0.04349
PAU FERRO	69	0.11067	-0.02141	0.08926	0.04761	-0.01602	0.03159	0.11678	-0.04487	0.07191
PENEDO	69	0.11067	-0.01526	0.09541	0.04761	-0.00871	0.03890	0.11678	-0.03985	0.07693
PIRAPAMA	69	0.11067	-0.01750	0.09317	0.04761	-0.01153	0.03608	0.11678	-0.04057	0.07621
RIBEIRÃO	69	0.11067	-0.01584	0.09483	0.04761	-0.00922	0.03839	0.11678	-0.03886	0.07792
RIO LARGO	69	0.11067	-0.00135	0.10932	0.04761	0.00906	0.05667	0.11678	-0.02253	0.09425
TACAIMBÓ	69	0.11067	-0.01738	0.09329	0.04761	-0.01001	0.03760	0.11678	-0.04014	0.07664

Tabela 5.6: Fatores de ajuste por barra, carga pesada, configurações Jul/02, Dez/02 e Fev/03.

NOME DA BARRA	(kV)	JULHO/2002		DEZEMBRO/2002		FEVEREIRO/2003	
		F.PERDAS	F.AJUSTE	F.PERDAS	F.AJUSTE	F.PERDAS	F.AJUSTE
ANGELIM	500	0.11423	0.88577	0.05889	0.94111	0.09940	0.90060
MESSIAS	500	0.11279	0.88721	0.05750	0.94250	0.09878	0.90122
RECIFE II	500	0.10016	0.89984	0.04405	0.95595	0.08394	0.91606
AÇU II	230	0.01697	0.98303	-0.04166	1.04166	0.01188	0.98812
ANGELIM	230	0.10682	0.89318	0.05331	0.94669	0.09138	0.90862
BONGI	230	0.09581	0.90419	0.03912	0.96088	0.07916	0.92084
C. GRANDE	230	0.06788	0.93212	0.00750	0.99250	0.04892	0.95108
GOIANINHA	230	0.08347	0.91653	0.02468	0.97532	0.06520	0.93480
MACEIÓ	230	0.10895	0.89105	0.05629	0.94371	0.09388	0.90612
MESSIAS	230	0.11257	0.88743	0.05716	0.94284	0.09798	0.90202
MIRUEIRA	230	0.09034	0.90966	0.03285	0.96715	0.07310	0.92690
MUSSURÉ	230	0.07057	0.92943	0.00932	0.99068	0.05023	0.94977
NATAL II	230	0.06312	0.93688	0.00193	0.99807	0.04349	0.95651
PAU FERRO	230	0.08926	0.91074	0.03159	0.96841	0.07191	0.92809
PENEDO	230	0.09541	0.90459	0.03890	0.96110	0.07693	0.92307
PIRAPAMA	230	0.09317	0.90683	0.03608	0.96392	0.07621	0.92379
RECIFE II	230	0.09918	0.90082	0.04507	0.95493	0.09245	0.90755
RIBEIRÃO	230	0.09483	0.90517	0.03839	0.96161	0.07792	0.92208
RIO LARGO	230	0.10932	0.89068	0.05667	0.94333	0.09425	0.90575
SALGEMA	230	0.10932	0.89068	0.05667	0.94333	0.09425	0.90575
TACAIMBÓ	230	0.09329	0.90671	0.03760	0.96240	0.07664	0.92336
AÇU II	69	0.01697	0.98303	-0.04166	1.04166	0.01188	0.98812
ANGELIM	69	0.10682	0.89318	0.05331	0.94669	0.09138	0.90862
BONGI	69	0.09581	0.90419	0.03912	0.96088	0.07916	0.92084
C. GRANDE	69	0.06788	0.93212	0.00750	0.99250	0.04892	0.95108
GOIANINHA	69	0.08347	0.91653	0.02468	0.97532	0.06520	0.93480
MACEIÓ	69	0.10895	0.89105	0.05629	0.94371	0.09388	0.90612
MIRUEIRA	69	0.09034	0.90966	0.03285	0.96715	0.07310	0.92690
MUSSURÉ	69	0.07057	0.92943	0.00932	0.99068	0.05023	0.94977
NATAL II	69	0.06312	0.93688	0.00193	0.99807	0.04349	0.95651
PAU FERRO	69	0.08926	0.91074	0.03159	0.96841	0.07191	0.92809
PENEDO	69	0.09541	0.90459	0.03890	0.96110	0.07693	0.92307
PIRAPAMA	69	0.09317	0.90683	0.03608	0.96392	0.07621	0.92379
RIBEIRÃO	69	0.09483	0.90517	0.03839	0.96161	0.07792	0.92208
RIO LARGO	69	0.10932	0.89068	0.05667	0.94333	0.09425	0.90575
TACAIMBÓ	69	0.09329	0.90671	0.03760	0.96240	0.07664	0.92336

Tabela 5.7: Fatores de perdas por barra, carga máxima anual, período 2003/2005.

NOME DA BARRA	(kV)	2003			2004			2005		
		SUB 1	SUB 2	TOTAL	SUB 1	SUB 2	TOTAL	SUB 1	SUB 2	TOTAL
ANGELIM	500	0.10894	0.00883	0.11777	0.09480	-0.04071	0.05409	0.10298	-0.03378	0.06920
MESSIAS	500	0.10868	0.00455	0.11323	0.09462	-0.04740	0.04722	0.10276	-0.03921	0.06355
RECIFE II	500	0.10886	-0.00347	0.10539	0.09482	-0.05271	0.04211	0.10301	-0.04585	0.05716
AÇU II	230	0.11724	0.07652	0.19376	0.09739	-0.05254	0.04485	0.10653	-0.04798	0.05855
ANGELIM	230	0.10888	0.00904	0.11792	0.09480	-0.04092	0.05388	0.10299	-0.03380	0.06919
BONGI	230	0.10886	-0.00696	0.10190	0.09485	-0.05716	0.03769	0.10306	-0.05057	0.05249
C. GRANDE	230	0.10887	-0.04029	0.06858	0.09524	-0.07320	0.02204	0.10359	-0.06803	0.03556
GOIANINHA	230	0.10886	-0.02754	0.08132	0.09493	-0.07422	0.02071	0.10316	-0.06863	0.03453
MACEIÓ	230	0.10872	0.00151	0.11023	0.09466	-0.05055	0.04411	0.10281	-0.04233	0.06048
MESSIAS	230	0.10872	0.00415	0.11287	0.09466	-0.04789	0.04677	0.10281	-0.03950	0.06331
MIRUEIRA	230	0.10886	-0.01508	0.09378	0.09489	-0.06288	0.03201	0.10311	-0.05606	0.04705
MUSSURÉ	230	0.10886	-0.03746	0.07140	0.09493	-0.08482	0.01011	0.10316	-0.07993	0.02323
NATAL II	230	0.10887	-0.06564	0.04323	0.09558	-0.09180	0.00378	0.10405	-0.08824	0.01581
PARAÍSO	230	-	-	-	0.09628	-0.06973	0.02655	0.10500	-0.06539	0.03961
PAU FERRO	230	0.10886	-0.01501	0.09385	0.09492	-0.06236	0.03256	0.10315	-0.05567	0.04748
PENEDO	230	0.10872	-0.01687	0.09185	0.09466	-0.06968	0.02498	0.10281	-0.06284	0.03997
PIRAPAMA	230	0.10886	0.00395	0.11281	0.09485	-0.04567	0.04918	0.10306	-0.03904	0.06402
RECIFE II	230	0.10886	-0.00468	0.10418	0.09485	-0.05426	0.04059	0.10306	-0.04742	0.05564
RIBEIRÃO	230	0.10887	-0.00738	0.10149	0.09484	-0.05730	0.03754	0.10304	-0.05085	0.05219
RIO LARGO	230	0.10872	0.00157	0.11029	0.09466	-0.05047	0.04419	0.10281	-0.04239	0.06042
SALGEMA	230	0.10872	0.00157	0.11029	0.09466	-0.05047	0.04419	0.10281	-0.04239	0.06042
TACAIBÓ	230	0.10888	-0.00751	0.10137	0.09491	-0.05318	0.04173	0.10314	-0.04694	0.05620
VÁRZEA	230	-	-	-	0.09485	-0.05559	0.03926	0.10306	-0.04887	0.05419
AÇU II	69	0.11724	0.07652	0.19376	0.09739	-0.05254	0.04485	0.10653	-0.04798	0.05855
ANGELIM	69	0.10888	0.00904	0.11792	0.09480	-0.04092	0.05388	0.10299	-0.03380	0.06919
BONGI	69	0.10886	-0.00696	0.10190	0.09485	-0.05716	0.03769	0.10306	-0.05057	0.05249
C. GRANDE	69	0.10887	-0.04029	0.06858	0.09524	-0.07320	0.02204	0.10359	-0.06803	0.03556
GOIANINHA	69	0.10886	-0.02754	0.08132	0.09493	-0.07422	0.02071	0.10316	-0.06863	0.03453
MACEIÓ	69	0.10872	0.00151	0.11023	0.09466	-0.05055	0.04411	0.10281	-0.04233	0.06048
MIRUEIRA	69	0.10886	-0.01508	0.09378	0.09489	-0.06288	0.03201	0.10311	-0.05606	0.04705
MUSSURÉ	69	0.10886	-0.03746	0.07140	0.09493	-0.08482	0.01011	0.10316	-0.07993	0.02323
NATAL II	69	0.10887	-0.06564	0.04323	0.09558	-0.09180	0.00378	0.10405	-0.08824	0.01581
PAU FERRO	69	0.10886	-0.01501	0.09385	0.09492	-0.06236	0.03256	0.10315	-0.05567	0.04748
PENEDO	69	0.10872	-0.01687	0.09185	0.09466	-0.06968	0.02498	0.10281	-0.06284	0.03997
PIRAPAMA	69	0.10886	0.00395	0.11281	0.09485	-0.04567	0.04918	0.10306	-0.03904	0.06402
RIBEIRÃO	69	0.10887	-0.00738	0.10149	0.09484	-0.05730	0.03754	0.10304	-0.05085	0.05219
RIO LARGO	69	0.10872	0.00157	0.11029	0.09466	-0.05047	0.04419	0.10281	-0.04239	0.06042
TACAIBÓ	69	0.10888	-0.00751	0.10137	0.09491	-0.05318	0.04173	0.10314	-0.04694	0.05620
VÁRZEA	69	-	-	-	0.09485	-0.05559	0.03926	0.10306	-0.04887	0.05419

Tabela 5.8: Fatores de ajuste por barra, carga máxima anual, período 2003/2005.

NOME DA BARRA	(kV)	2003		2004		2005	
		F.PERDAS	F.AJUSTE	F.PERDAS	F.AJUSTE	F.PERDAS	F.AJUSTE
ANGELIM	500	0.11777	0.88223	0.05409	0.94591	0.06920	0.93080
MESSIAS	500	0.11323	0.88677	0.04722	0.95278	0.06355	0.93645
RECIFE II	500	0.10539	0.89461	0.04211	0.95789	0.05716	0.94284
AÇU II	230	0.19376	0.80624	0.04485	0.95515	0.05855	0.94145
ANGELIM	230	0.11792	0.88208	0.05388	0.94612	0.06919	0.93081
BONGI	230	0.10190	0.89810	0.03769	0.96231	0.05249	0.94751
C. GRANDE	230	0.06858	0.93142	0.02204	0.97796	0.03556	0.96444
GOIANINHA	230	0.08132	0.91868	0.02071	0.97929	0.03453	0.96547
MACEIÓ	230	0.11023	0.88977	0.04411	0.95589	0.06048	0.93952
MESSIAS	230	0.11287	0.88713	0.04677	0.95323	0.06331	0.93669
MIRUEIRA	230	0.09378	0.90622	0.03201	0.96799	0.04705	0.95295
MUSSURÉ	230	0.07140	0.92860	0.01011	0.98989	0.02323	0.97677
NATAL II	230	0.04323	0.95677	0.00378	0.99622	0.01581	0.98419
PARAÍSO	230	-	-	0.02655	0.97345	0.03961	0.96039
PAU FERRO	230	0.09385	0.90615	0.03256	0.96744	0.04748	0.95252
PENEDO	230	0.09185	0.90815	0.02498	0.97502	0.03997	0.96003
PIRAPAMA	230	0.11281	0.88719	0.04918	0.95082	0.06402	0.93598
RECIFE II	230	0.10418	0.89582	0.04059	0.95941	0.05564	0.94436
RIBEIRÃO	230	0.10149	0.89851	0.03754	0.96246	0.05219	0.94781
RIO LARGO	230	0.11029	0.88971	0.04419	0.95581	0.06042	0.93958
SALGEMA	230	0.11029	0.88971	0.04419	0.95581	0.06042	0.93958
TACAIMBÓ	230	0.10137	0.89863	0.04173	0.95827	0.05620	0.94380
VÁRZEA	230	-	-	0.03926	0.96074	0.05419	0.94581
AÇU II	69	0.19376	0.80624	0.04485	0.95515	0.05855	0.94145
ANGELIM	69	0.11792	0.88208	0.05388	0.94612	0.06919	0.93081
BONGI	69	0.10190	0.89810	0.03769	0.96231	0.05249	0.94751
C. GRANDE	69	0.06858	0.93142	0.02204	0.97796	0.03556	0.96444
GOIANINHA	69	0.08132	0.91868	0.02071	0.97929	0.03453	0.96547
MACEIÓ	69	0.11023	0.88977	0.04411	0.95589	0.06048	0.93952
MIRUEIRA	69	0.09378	0.90622	0.03201	0.96799	0.04705	0.95295
MUSSURÉ	69	0.07140	0.92860	0.01011	0.98989	0.02323	0.97677
NATAL II	69	0.04323	0.95677	0.00378	0.99622	0.01581	0.98419
PAU FERRO	69	0.09385	0.90615	0.03256	0.96744	0.04748	0.95252
PENEDO	69	0.09185	0.90815	0.02498	0.97502	0.03997	0.96003
PIRAPAMA	69	0.11281	0.88719	0.04918	0.95082	0.06402	0.93598
RIBEIRÃO	69	0.10149	0.89851	0.03754	0.96246	0.05219	0.94781
RIO LARGO	69	0.11029	0.88971	0.04419	0.95581	0.06042	0.93958
TACAIMBÓ	69	0.10137	0.89863	0.04173	0.95827	0.05620	0.94380
VÁRZEA	69	-	-	0.03926	0.96074	0.05419	0.94581

Tabela 5.9: Detalhe dos fatores de perdas para as subestações de Angelim, Messias e Açú – Carga máxima anual, período 2003/2004.

NOME DA BARRA	(kV)	2003			2004		
		SUB 1	SUB 2	TOTAL	SUB 1	SUB 2	TOTAL
ANGELIM	500	0.10894	0.00883	0.11777	0.09480	-0.04071	0.05409
ANGELIM	230	0.10888	0.00904	0.11792	0.09480	-0.04092	0.05388
MESSIAS	500	0.10868	0.00455	0.11323	0.09462	-0.04740	0.04722
MESSIAS	230	0.10872	0.00415	0.11287	0.09466	-0.04789	0.04677
AÇU II	230	0.11724	0.07652	0.19376	0.09739	-0.05254	0.04485

Capítulo 6

Conclusões e Direções para Novas Pesquisas

6.1 CONCLUSÕES GERAIS

A introdução da competição na indústria de suprimento de energia elétrica tornou a questão da contabilização das perdas elétricas no serviço de transmissão ainda mais importante, e o problema da alocação das perdas aos geradores e aos consumidores vem recebendo um tratamento especial pelos técnicos do setor.

As perdas elétricas totais nas redes de transmissão e distribuição são computadas de forma relativamente simples e fácil, mas identificar as barras do sistema que as provocam constitui-se uma tarefa bastante complexa. Nesse contexto, a adoção de fatores de perdas locais visa sinalizar aos novos agentes os melhores pontos de conexão ao sistema, induzindo a minimização das perdas na transmissão.

Pelas análises apresentadas no Capítulo 5, observa-se que a metodologia proposta para o sistema em operação apresenta resultados que variam bastante, uma vez que estes são funções de diversos fatores, tais como, a localização da barra, a configuração do sistema, os critérios de operação, o sentido dos fluxos nas linhas, entre outros.

Estas variações tornam-se ainda mais críticas em redes que interligam bacias com

comportamentos hidrológicos diferentes, pois nesse caso, o sentido dos fluxos não permanece constante ao longo do ano, uma vez que dependem fortemente das condições de armazenamento de água durante o período chuvoso de cada reservatório.

Os resultados das simulações mostraram que os fatores de perdas locais variam muito em algumas barras do sistema, sendo que, dependendo do porte do empreendimento, a entrada em operação de um empreendimento de carga ou geração, ou ainda de uma ampliação na rede básica, pode mudar substancialmente esses valores, inclusive com inversões de sinais.

A variação dos fatores locais de perdas nas diversas condições de operação do sistema, tende a ser menor em barras onde a rede é muito interligada e as distâncias entre as barras são curtas, enquanto que em pontos onde o sistema é radial, ou encontra-se estressado, situações que geralmente envolvem suprimento a longas distâncias, os fatores são mais sensíveis a qualquer alteração no sistema, seja de carga, de geração, de intercâmbio e, principalmente, de configuração.

A principal consequência desse processo reside no fato de que ele afeta diretamente os agentes de geração ou de consumo, uma vez que os custos despendidos com perdas podem variar significativamente com o passar do tempo. Dessa forma, o conhecimento antecipado da tendência de evolução dos fatores de perdas em cada barra torna-se fundamental, principalmente para os agentes onde o item energia elétrica é muito significativo em suas planilhas de custos ou receitas.

Diante do exposto, as análises e pesquisas efetuadas durante a realização desse trabalho nos levam a vislumbrar que, tão logo seja iniciado o processo de contabilização das perdas elétricas para o sistema em operação através da metodologia recentemente aprovada para o setor elétrico brasileiro, os agentes já implantados e principalmente aqueles que pretendem se conectar ao sistema sentirão bastante a falta de informações quanto ao comportamento dos fatores de perdas em situações futuras.

Para exemplificar, segundo (CIGRÉ, 1998) existem evidências que em países como a Nova Zelândia, onde foram estabelecidos preços de energia por barramento, os sinais locais obtidos através de fatores de ajustes têm sido suficientes para induzir a implantação de agentes de geração nos locais onde os preços são mais vantajosos, independente de existirem locais mais apropriados em termos de facilidades e baixos preços para a obtenção de combustível para suas unidades geradoras, tornando ainda mais clara a necessidade de um maior estudo do comportamento desses números em função do sistema planejado.

Desse modo, mostra-se importante que o planejamento do setor elétrico reformule seus critérios e procedimentos de forma a adaptar a metodologia desenvolvida para o sistema em operação em seus estudos de planejamento de curto, médio e longo prazo.

Considerando a enorme sensibilidade dos fatores de perdas das barras, com relação a configuração do sistema, bem como a necessidade que os agentes terão de conhecer antecipadamente essas possíveis variações, julga-se bastante importante que o CCPE estude a possibilidade de implantar as seguintes alterações em seus procedimentos atuais:

- a) Nos estudos de médio e longo prazo, onde o planejamento apresenta apenas o caráter indicativo, dever-se-ia incluir a análise do comportamento dos fatores de perdas nos estudos de planejamento desenvolvidos para a comparação de alternativas de expansão para uma determinada região.

Entende-se que essa análise deve ser incluída após a definição da alternativa de mínimo custo e daquelas que apresentam custos semelhantes, que de acordo com a metodologia em uso atualmente, apresentada na Seção 3.2, passariam apenas por uma análise de investimentos iniciais e de custo-benefício. Nessa nova análise, deveria ser priorizada a alternativa de expansão que apresentasse fatores de perdas mais estáveis ao longo do horizonte estudado, visando penalizar menos os agentes já implantados no sistema, que não dispuseram de informações prévias para escolher a melhor localização para se implantar.

Além disso, o relatório final do estudo, ao apresentar a melhor alternativa de suprimento, deveria também mostrar o comportamento dos fatores de perdas devido à implantação das obras indicadas, embora esses números não venham a ser tão significativos, em função do horizonte considerado e do fato do cronograma de obras ser meramente indicativo.

Entretanto, pode-se tentar no futuro associar esses números com um índice de probabilidade de ocorrência do cenário recomendado, o que parece ser bastante improvável, em função das características de livre competição do modelo brasileiro num sistema onde as incertezas dos índices de crescimento das cargas ainda são muito altas.

- b) No curto prazo, onde o planejamento apresenta o caráter determinativo, o CCPE deveria apresentar o programa de obras acompanhado não só da evolução dos fatores de perdas

por barramento, para as condições de carga máxima anual dos cinco anos estudados, como também de índices médios por subestação, que representem as variações de carga do sistema durante o ano, tanto com relação à sazonalidade das cargas mês a mês, como com relação ao comportamento diário das cargas (pesada, média e leve).

Esta consideração terá o caráter de redutor de riscos para os negócios dos agentes de geração, distribuição e comercialização, que serão induzidos a participar de forma direta ou indireta da definição da expansão da transmissão, uma vez que os resultados servirão para subsidiar decisões estratégicas de seus empreendimentos, pois com eles melhor poderão analisar suas perspectivas de receitas ou despesas com relação ao pagamento das perdas elétricas.

- c) Após a determinação do Programa Determinativo da Transmissão num horizonte de cinco anos, o cálculo da evolução dos fatores de perdas nesse período e o cálculo dos índices representativos do comportamento da carga durante o ano, julga-se importante que o planejamento analise os pontos do sistema que seriam mais atrativos para a conexão de novos agentes de carga ou de geração que não foram considerados nos estudos. Julga-se igualmente importante que o planejamento efetue estudos de sensibilidade, capacitando-se para apresentar rapidamente soluções que adaptem o cronograma de obras recomendado, na hipótese de haver uma corrida para implantação de novos agentes nos pontos detectados como mais viáveis para a sua implantação, ou mesmo de transferência de agentes conectados em outros pontos do sistema.

Entende-se que esta seria uma atitude de precaução, pois é sabido que tanto as plantas industriais de carga como as modernas instalações de geração são atualmente favorecidas por sua alta eficiência e curtos prazos de instalação, o que não acontece com a implantação de linhas de transmissão e subestações, uma vez que precisam passar por fases de estudos cada vez mais complexos, devido ao aumento de interligações no sistema e os processos licitatórios anteriores ao início efetivo da construção dos empreendimentos.

Esses estudos contribuirão para que, no caso de novos agentes de carga ou geração desejarem se implantar em locais já estudados, em função de sua atratividade vislumbrada anteriormente, o planejamento esteja preparado para responder quais obras serão necessárias ou dispensáveis para integrá-los ao sistema, economizando bastante o

tempo de realização de estudos, que passariam a ser simplesmente adaptações dos estudos que já haviam sido desenvolvidos à nível de análise de sensibilidade, podendo-se com isso partir direto para iniciar o processo licitatório, em caso da necessidade de obras adicionais, ou para suspender providências que não seriam mais necessárias.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para futuras pesquisas envolvendo o tema aqui estudado, entende-se que, devido a pouca experiência mundial existente com relação ao uso de custos locacionais para as perdas elétricas no sistema de transmissão, um tópico de estudo importante seria uma monitoração permanente desse procedimento, tanto no Brasil como em outros países que o adotem.

Entende-se também que, caso o CCPE julgue interessante adaptar seus critérios e procedimentos, em função dos resultados obtidos nesse trabalho, é necessário que o programa oficial do setor elétrico para o cálculo dos fatores de perdas esteja disponível, para que se possa então confirmar os resultados obtidos nessa pesquisa em casos exemplos de outras regiões do país e até mesmo em outras partes do sistema CHESF, de modo a avaliar se seria possível considerar um critério único em todo o Brasil, ou dever-se-ia estabelecer critérios diferenciados em função das características de cada região.

Referências Bibliográficas

ALBUQUERQUE, R. H., PINTO, M. S. L., MAIA, M. J. A., CORREA, P. B. A Regulação da Transmissão de Energia e o Processo de Leilão dos Novos Empreendimentos da Rede Básica. XVI SNPTEE. Campinas, 2001.

AZEVEDO, A. H. F., FERREIRA, S. T., TEIXEIRA, J. C., OLIVEIRA, M. D. P. Análise das Tarifas de Transmissão em um Cenário de Longo Prazo. VI SEPOPE, Salvador, 1998.

CARVALHO, A., ROHRBACH, P., LACORTE, M., WESTERMANN, D., ESMERALDO, P. C. V. Reliability Influence on the Return on Investment of Transmission Projects in Brazil. VIII SEPOPE. Brasília, 2002.

CCPE/CTET/GTDC/FTCP. Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão, 2001.

CIGRÉ – Working Group 37-18. Transmission Services and Pricing – Impact on System Planning & Development. 1998.

CIGRÉ – Working Group 37-32. Review of Industry Structure and Reform Status. 2001.

CRUZ, R. D., AREIZA, J. M., LATORRE, G. Transmission Planning in a Deregulated Environment: International Schemes Comparison. VIII SEPOPE. Brasília, 2002.

GCPS/CTST/GTCP/SGCP. Critérios e Procedimentos para Planejamento de Sistemas de Subtransmissão, 1988.

GCPS/CTST/GTCP-035/96. Critérios e Procedimentos para Planejamento de Sistemas de Transmissão - Documento Básico – Regiões N/NE/S/SE, 1996.

GCPS/CTST/GTNE/SGCP-002/85. Critérios e Procedimentos para Análise Econômica de Alternativas de Expansão do Sistema de Transmissão do Nordeste, 1985.

HUNT, S., SHUTTLEWORTH, G. Competition and Choice in Electricity. Wiley, 1996.

MAE, ONS. Força Tarefa “Fatores de Perdas Aplicados na Medição do MAE” – Conclusões e Recomendações – Versão 4.0. 2001.

MAIA, M. J. A., PINTO, M.S.L., MELO, P. A. Marcos Regulatórios para o Sistema Elétrico Brasileiro e seu Rebatimento nas Empresas de Transmissão. VII SEPOPE, Curitiba, 2000.

MEDEIROS, A. D. R., SALGADO, R., ZÜRN, H. H. Uma Metodologia para Obtenção de Fatores de Perdas Nodais Via Teoria dos Jogos. XVI SNPTEE, Campinas, 2001.

MELLO, J. C. O., SILVA, A. M. L., COSTA, J.G.C., ABREU, J. C., ROMERO, S. P., TREISTMAN, R. Determinação dos Fatores de Perdas Aplicados na Medição do Mercado Atacadista de Energia. XVI SNPTEE, Campinas, 2001.

MME, Ministério das Minas e Energia. A Assinatura do Acordo de Mercado e a Constituição do Operador Nacional do Sistema no Contexto de Reestruturação do Setor Elétrico, Brasília, 1998.

MONTICELLI, A. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Editora Edgard Blücher LTDA, 1983.

MOROZOWSKI FILHO, M. Planejamento em Ambiente Competitivo: Enfoque Empresarial. WORKSHOP CHESF, Recife, 2000.

MOYANO, C. F., SALGADO, R. Transmission Loss Allocation in Pool Energy Markets: Analysis of Alternative Approaches. VIII SEPOPE, Brasília, 2002.

PADILHA, A., LIMA, D. A. Loss Allocation on Electric Power Networks. VIII SEPOPE, Brasília, 2002.

PINTO, M. S. L. A Reestruturação e a Privatização do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos sobre a Transmissão de Energia da CHESF na Visão de seus Stakeholders. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2001.

PINTO, M. S. L., ALBUQUERQUE, R. H., MAIA, M. J. A., OLIVEIRA, R. R. Determinantes Políticos do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro e Seus Reflexos Sobre as Empresas de Transmissão. XVI SNPTEE, Campinas, 2001.

PINTO, M. S. L., MELO, P. A. As Empresas de Transmissão na Nova Indústria de Energia Elétrica – Parte 1, Recife, 1999.

RAY, C., PINTO, M. S. L., SALVADERI, L., BARINOV, V., BACKMAN, T., CASAZZA, J., LOKKE, K. Impact of Different Regulation Structures on Generation and Transmission Planning, CIGRÉ, WG 37.20, 1998.

RUDNICK, H., ZOLEZZI, J. Planificacion y Expansion de la Transmission en Mercados Electricos Competitivos. VI SEPOPE, Salvador, 1998.

SILVA, A. M. L., COSTA, J. G. C. Força Tarefa – Fatores de Perdas Aplicados na Medição do Mercado Atacadista de Energia (Partes 1 a 3). 2000.

SILVA, A. M. L., COSTA, J. G. C. Força Tarefa – Fatores de Perdas Aplicados na Medição do Mercado Atacadista de Energia (Partes 4 a 9). 2001.

SILVA, A. M. L., COSTA, J. G. C. Força Tarefa – Fatores de Perdas Aplicados na Medição do Mercado Atacadista de Energia (Parte 10). 2002.

TORRES, G. L. Otimização da Operação de Sistemas de Potência. Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2001.

TUGLIE, E., TORELLI, F. Allocation of Transmission Losses in a Deregulated Electricity Market, Italy.

Apêndice A

Definições de Siglas, Termos e Expressões

A seguir é apresentada, em ordem alfabética, a conceituação de alguns termos e expressões utilizados no texto.

ABRACE	Associação dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica. Representa os consumidores eletro-intensivos, correspondente a cerca de 25% do mercado. (MAIA et al., 2000).
ABRADE	Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica. Representa cerca de 75% do mercado. (MAIA et al., 2000).
ABRAGE	Associação Brasileira dos Geradores de Energia Elétrica. Representa cerca de 90% da capacidade instalada nacional. (MAIA et al., 2000).
ABRATE	Associação das Empresas Transmissoras de Energia Elétrica. Representa o segmento transmissão em todo o território nacional. (MAIA et al., 2000).

Agências Reguladoras	Entidades Públicas, cuja atribuição é representar o Estado, equilibrando os interesses competitivos dos investidores, protegendo os pequenos consumidores e atuando nas chamadas imperfeições do mercado. (MAIA et al., 2000).
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica	Entidade pública federal, criada através da Lei 9427 de 26/12/96, subordinada ao Ministério das Minas e Energia, representante do Estado, com a função de equilibrar os interesses competitivos dos investidores e proteger pequenos consumidores, atuando nas chamadas imperfeições do mercado, assumindo o papel de arbitragem no setor, sendo responsável pelas concessões e autorizações para novos empreendimentos no setor. A ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal.
Apagão	Nome pelo qual é vulgarmente conhecida a ocorrência no sistema que provoque falta de energia elétrica em uma grande região.
APINE	Associação Brasileira das Empresas Produtoras Independentes de Energia Elétrica. Representa cerca de 5% da capacidade instalada nacional. (MAIA et al., 2000).
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica. Entidade criada para administrar o mercado de energia elétrica no Brasil. Atua na elaboração das regras que regulamentam as atividades do MAE.
Ativos de Conexão	São as linhas de transmissão e subestações de uso exclusivo de um único usuário. A remuneração desses ativos se fará através de contratos de conexão a serem celebrados entre a empresa transmissora e o usuário (CCT).

Autoprodutores	Pessoa física ou jurídica ou consórcio entre empresas que recebem concessão ou autorização para produção de energia elétrica que será destinada ao seu uso exclusivo (MAIA et al., 2000).
Barra de Carga	São aquelas onde estão diretamente ligados consumidores.
Barra de Geração	São aquelas onde estão diretamente ligados agentes de geração.
CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos	Agente do governo, diretamente subordinado ao Ministério das Minas e Energia, sendo responsável pela elaboração do planejamento indicativo da expansão da geração e da transmissão, exceto no horizonte dos cinco primeiros anos, onde, apenas para a transmissão, assume o caráter determinativo.
Comercializadores	Pessoa jurídica que receba autorização para comercializar energia elétrica em todo o território nacional, em bases livremente ajustadas entre as partes (MAIA et al., 2000).
Condição Normal de Operação	Condição em que o sistema está operando com todos os equipamentos e instalações previstos.
Consumidores Livres	Grandes consumidores de energia elétrica, cujos limites de carga e tensão estão definidos nos artigos 12, 15 e 16 da Lei nº 9074 (MAIA et al., 2000).
Desverticalização	Separação das funções de geração, transmissão e distribuição, desempenhadas por uma mesma empresa.
ELETOBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	Empresa holding, controladora de empresas como a CHESF, FURNAS, ELETRONORTE e ELETROSUL, atua no setor com a função de viabilizar políticas de interesse do Governo Federal para o setor elétrico brasileiro.

ELETRONET	Empresa destinada a transmissão de dados e serviços de telecomunicações utilizando as instalações da rede de transmissão mediante pagamento de aluguel. (MAIA et al., 2000).
Empresas Distribuidoras	Pessoa jurídica que receba concessão ou permissão, precedida de licitação, para distribuir energia elétrica com tarifa regulada (MAIA et al., 2000).
Empresas Geradoras	Resultantes do processo de cisão das atuais empresas verticalizadas (MAIA et al., 2000).
Empresas Transmissoras	Empresas de transmissão, com receita regulada, resultantes do processo de cisão das atuais empresas verticalizadas (MAIA et al., 2000).
Livre Acesso à Rede Elétrica	Permite que geradores e consumidores livres possam escolher o local ideal para se conectarem ao sistema.
MAE – Mercado Atacadista de Energia	Responsável pela contabilização e liquidação dos contratos de energia e pela negociação dos contratos de compra e venda sujeitos à livre negociação e concorrência entre os agentes geradores e comercializadores.
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico	Pessoa jurídica de direito privado com a atribuição legal de coordenar e controlar a operação da geração e transmissão nos sistemas elétricos interligados.
Produtores Independentes	Pessoa jurídica ou consórcio entre empresas que recebem concessão ou autorização para produção de energia elétrica que será comercializada toda ou em parte, por sua conta e risco (MAIA et al., 2000).
Programa de Expansão	Conjunto de projetos que visam atender o mercado no horizonte planejado.

Projeto	Obra ou conjunto de obras com o objetivo de interligar sistemas existentes, aumentar a capacidade de transformação ou transmissão, ou ainda, melhorar a confiabilidade do sistema.
Rede Básica	Malha de transmissão responsável pela interligação entre a geração e a carga, sendo constituída por instalações energizadas em nível de tensão igual ou superior a 230kV, sendo operada e coordenada pelo ONS. De acordo com a resolução ANEEL nº 245 de 31/07/98, o poder concedente pode permitir que instalações com tensões inferiores a 230kV integrem a rede básica, desde que interliguem áreas do MAE, ou sejam relevantes para a operação do sistema elétrico da rede básica.
Regime Permanente	Condição do sistema quando não há variações transitórias em suas grandezas elétricas.
Sistema de Distribuição	Conjunto de instalações que servem para o transporte de energia elétrica, do sistema de subtransmissão, a partir das subestações de distribuição, até os consumidores finais, seja diretamente, ou através de transformação (a partir da rede secundária em baixa tensão). Este sistema opera geralmente com tensão igual ou inferior a 34,5kV.
Sistema de Subtransmissão	Conjunto de instalações que serve como elo de ligação entre os sistemas de transmissão e distribuição, destinado ao transporte de energia elétrica do sistema de transmissão, a partir das subestações de subtransmissão (abaixadoras transmissão/subtransmissão), até as subestações distribuidoras (abaixadoras subtransmissão/distribuição). Geralmente este sistema abrange as seguintes classes de tensão: 138, 88, 69 e 34,5kV.

Sistema de Transmissão	Conjunto de instalações, linhas e subestações, destinadas ao transporte de grandes blocos de energia elétrica entre a geração e as subestações que alimentam o sistema de subtransmissão. Este sistema abrange as classes de tensão superiores a 138kV.
Tensão Nominal de um Sistema	Valor eficaz da tensão de linha pelo qual o sistema é designado.
Transmissores Independentes	Pessoa jurídica ou consórcio entre empresas que recebem concessão, precedida de licitação, para transmitir energia elétrica com receita regulada (MAIA et al., 2000).
Verticalização	Atuação de uma mesma empresa com funções de geração, transmissão e distribuição.
Vida Útil de um Equipamento	É o período durante o qual o equipamento desempenha sua função com uma taxa de falha comparável com a de um equipamento de mesmo tipo, que opera em condições semelhantes.