

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Maria Carolina Pinho Levy

Mercados de Energia Elétrica: questões conceituais e
modelos de precificação nodal e zonal – uma análise do
mercado brasileiro.

Itajubá

2007

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Maria Carolina Pinho Levy

Mercados de Energia Elétrica: questões conceituais e modelos de precificação nodal e zonal – uma análise do mercado brasileiro.

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção como requisito parcial à obtenção do título de *Mestre em Engenharia de Produção*

Orientador: Prof. João Batista Turrioni, Dr.

Co-orientador: Prof. Antonio Carlos Zambroni de Souza, Dr.

Itajubá

2007

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Maria Carolina Pinho Levy

Mercados de Energia Elétrica: questões conceituais e modelos de precificação nodal e zonal – uma análise do mercado brasileiro.

Dissertação aprovada por banca examinadora em 16 de fevereiro de 2007, conferindo ao autor o título de *Mestre em Engenharia de Produção*

Banca Examinadora:

Prof. João Batista Turrioni, Dr. (Orientador)

Prof. Antonio Carlos Zambroni de Souza (Co-orientador)

Prof. Luiz Gonzaga Mariano de Souza

Prof. Ricardo Buratini

Itajubá

2007

Dedicatória

Dedico este trabalho ao meu marido Paulo, que realmente entendeu o que é ser um aluno de dedicação exclusiva ao mestrado e aceitou dividir finais de semana com artigos e teses.

E aos meus pais, que sempre empreenderam esforços substanciais para que eu pudesse me realizar através da concessão do livre arbítrio para que eu pudesse escolher e trilhar meus caminhos, mesmo quando isto significou aumentar a distância física entre nós.

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos aos professores João Batista Turrioni e Antonio Carlos Zambroni de Souza, que mesmo diante de diversas atribuições se dispuseram a encaminhar mais uma orientação.

Agradeço ao Rafael Leme, pelo acompanhamento deste trabalho durante sua elaboração, sugestões pertinentes e auxílio na resolução de problemas computacionais.

Ao Ricardo Buratini minhas lembranças pelas conversas elucidativas que ajudaram na determinação dos rumos deste trabalho.

À CAPES, agradecimentos pelo suporte dado através do projeto (023-05).

“For small business and residential customers the promise of deregulation is an empty one. There will be winners, of course. Those with good reason to expect to be winners have lobbied hard for deregulation. If we measure society’s good by either the “economic efficiency” of the economist or by the well-being of the average small business or residential customer, however, deregulation will leave society worse off. This is not because producers of electricity prefer one kind of customer to another, but because, to be profitable, producers must discriminate. Essentially they will charge each type of customer a different price, based not on cost but on “what the traffic will bear”.”

Eugene Coyle

Resumo

O presente trabalho consiste na exploração de modelos de precificação para o mercado de energia elétrica. São contrapostos essencialmente dois modelos: os modelos nodais e zonais. Aponta-se para o fato de que a necessidade de discussão de precificação no período recente emerge de um movimento de liberalização, observado em âmbito internacional e que em linhas gerais tratou de instituir um mercado para a energia elétrica, que até então era tida como um serviço público. Sendo assim, discute-se a adequação dos modelos teóricos de mercado à situação específica do mercado de energia elétrica e as implicações dos modelos de mercado sobre as transações de energia elétrica, e, no sentido contrário, as implicações das características da energia e das atividades relacionadas para a dinâmica dos mercados instituídos. Avalia-se o contexto brasileiro, sob o foco das mudanças ocorridas mundialmente, tentando em um primeiro momento traçar um breve histórico do setor de energia elétrica sobre os comandos privado e estatal. Utilizando simulação, os modelos nodais e zonais são discutidos. Realiza-se também a aplicação de modelos de simulação aos dados de preços do mercado brasileiro. Por fim, discute-se as limitações da aplicação de um modelo como este ao sistema hidro-térmico brasileiro, apontando suas especificidades e propondo desenvolvimentos necessários para a formulação de um modelo adequado à tais circunstâncias.

Palavras-chave: liberalização, reestruturação, modelos de precificação de energia elétrica, modelo nodal, modelo zonal, mercados de energia elétrica, poder de mercado

Abstract

The present research explores pricing models for power such as the nodal and zonal models. The discussion points to the need of analyzing market structures under a context of liberalization of power markets all over the world. In general there is a metamorphosis of power from a public service towards good. In that sense the first part of the discussion focuses on the adequacy of market models to the specific situation of power markets evaluating in one hand the implications of the models on power transactions and in the other the limitations defined by power as a good and the structure of the ancillary services related to it. The Brazilian context is appreciated under the spotlight of changes that took place in several countries, trying to design a timeline of the private and state owned enterprises. An optimization model is designed based on the zonal and nodal theoretical models discussed and Brazilian data is used as an input for a simulation within this model. The limits presented by this model by the Brazilian idiosyncrasies, as a hydro-thermal generation model, are exposed and the main points necessary for designing an appropriate model for these circumstances are cited.

Key words: electricity pricing models, nodal, zonal, electricity markets, market power

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	10
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	10
1.2	OBJETIVO	11
1.3	JUSTIFICATIVA	11
1.4	METODOLOGIA.....	12
1.5	LIMITAÇÕES	13
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	13
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA – MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	15
2.1	CONTEXTO DA QUESTÃO DE MERCADO PARA ENERGIA ELÉTRICA	15
2.2	MERCADOS TEÓRICOS E SUA APLICAÇÃO NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA	17
2.2.1	<i>Concorrência perfeita</i>	18
2.2.2	<i>Monopólio</i>	20
2.2.3	<i>Monopsônio</i>	21
2.3	PADRÕES PARA O SETOR ELÉTRICO COMPETITIVO	22
2.3.1	<i>A metamorfose da energia elétrica</i>	23
2.3.2	<i>Segmentação das atividades do setor elétrico</i>	25
2.3.3	<i>Desverticalização e privatização</i>	27
2.3.4	<i>Limites à concorrência e necessidade de regulação</i>	28
2.4	EVOLUÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO BRASILEIRO	31
2.4.1	<i>Uma breve reconstituição do modelo estatal</i>	32
2.4.2	<i>O processo de reestruturação</i>	33
2.4.3	<i>Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro</i>	39
2.5	CONSIDERAÇÕES SOBRE A QUESTÃO DE MERCADOS E MERCADO BRASILEIRO	42
3.	MODELOS DE PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	44
3.1	CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DE PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	44
3.2	MODELOS NODAIS DE PRECIFICAÇÃO.....	46
3.2.1	<i>Em busca de uma definição</i>	46
3.2.2	<i>Aplicação do modelo nodal</i>	47
3.3	MODELOS ZONAIS DE PRECIFICAÇÃO	50
3.3.1	<i>Em busca de uma definição</i>	51
3.3.2	<i>Aplicação do modelo zonal</i>	54
3.4	MODELOS NODAIS E ZONAIS SOB DIFERENTES NÍVEIS DE CARGA.....	57
3.5	CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DOS MODELOS DE PRECIFICAÇÃO NODAL E ZONAL	63

4.	SIMULAÇÃO.....	65
4.1	CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DA QUESTÃO METODOLÓGICA.....	65
4.1.1	<i>A metodologia: simulação</i>	66
4.2	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO.....	68
4.2.1	<i>Sistemas hidrelétricos e termoeletricos</i>	69
4.2.2	<i>O problema sob a perspectiva do ONS</i>	74
4.3	APRESENTAÇÃO DO MODELO	77
4.4	AValiação DOS RESULTADOS	82
4.4.1	<i>O modelo simples – carga determinada</i>	83
4.4.2	<i>O modelo com faixa de carga</i>	90
4.4.3	<i>O modelo carga aleatória</i>	92
4.5	CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DOS MODELOS APLICADOS AO MERCADO BRASILEIRO.....	99
5.	CONCLUSÃO.....	101
5.1	CONCLUSÃO.....	101
5.2	RECOMENDAÇÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	106
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107

1. Introdução

1.1 Considerações iniciais

Tradicionalmente, as discussões empreendidas pelos economistas a respeito do setor elétrico, voltam-se para a determinação de impactos deste para outros segmentos da indústria (BURATINI, 2004). Por outro lado, os autores oriundos das engenharias tendem a analisar o caráter técnico relativo às atividades realizadas no âmbito deste setor.

No entanto, as recentes reestruturações ocorridas nos mercados de energia e suas implicações na dinâmica deste setor reforçam a necessidade de análises que se voltem para questões intra-setoriais. Para tanto, torna-se necessário atrelar aspectos econômicos e técnicos que norteiem uma análise adequada para o setor.

Dentre os aspectos que têm sua relevância exacerbada no período recente encontram-se a definição dos mercados envolvidos, mecanismos de precificação utilizados, entre outros.

Esta emergência por análises que visem avaliar aspectos da dinâmica e estrutura econômica do setor energético se relaciona intrinsecamente com a motivação alegada para as transformações realizadas na estrutura deste mercado, que foi essencialmente a busca de elevação da eficiência do setor através da inserção de mecanismos concorrenciais (BURATINI, 2004).

Vale ressaltar que tais mudanças representam uma guinada na condução do setor, que tradicionalmente era estruturado verticalmente e centralizado sob o comando estatal e que as mudanças não foram observadas em países isolados, mas que se trata de um movimento ocorrido em diversos países¹.

Também deve ter posição de destaque nesta discussão o papel da regulação, uma vez que o mercado de energia elétrica tem sabidamente, características que o afastam do funcionamento dos mercados de mercadorias convencionais.

Dentre os determinantes deste fato estão, a dependência de linhas de transmissão para que o gerador possa entregar a energia até os consumidores, a impossibilidade de escolha de fornecedor pelos consumidores locais, salvo grandes consumidores industriais, a relevante diferença entre os geradores hídricos e térmicos, que muitas vezes impossibilita inclusive a

¹ Este movimento pode ser observado no documento referente à tendências de privatização da OCDE (1999). Também existem autores que tratam casos específicos como Bajay (2006) que apresenta transformações no caso brasileiro, e Arentsen e Kunneke (1996) que se referem às reestruturações observadas nos países europeus.

comparação entre sistemas de países diferentes e que acarreta grandes diferenças de custos de investimento e produção.

Neste contexto, a avaliação de modelos de precificação de energia elétrica se torna crucial e envolve os aspectos acima relatados. Isto decorre do fato de que tais modelos surjam da interação entre informações técnicas, de capacidade de geração, restrições de transmissão, carga e operação, e, definições econômicas acerca do que se considera mercado e da concepção de que os mercados de energia possam ser considerados mais próximos ou pouco relacionados aos modelos de concorrência perfeita.

1.2 Objetivo

O objetivo do presente trabalho pode ser dividido em três partes.

A primeira consiste na busca de definição de mercado para o setor de energia elétrica. Adianta-se a hipótese que a atual fragmentação das atividades do setor implique a existência de diversos tipos de mercado com características bastante distintas entre si e que isto possa acarretar impeditivos para a operação da concorrência mesmo nos segmentos em que teoricamente esta seria aplicável.

A segunda compreende a discussão de mecanismos de precificação a partir de dois modelos propostos teoricamente, a saber: os modelos nodais e zonais. Neste momento, além de considerações teóricas, os modelos serão comparados através de situações hipotéticas, a fim de testar resultados possíveis que permitam compará-los.

A terceira remete à tentativa de aplicação das formulações e resultados obtidos aos dados do mercado brasileiro. Esta etapa deverá ser realizada através de um modelo de simulação baseada em uma formulação matemática decorrente das considerações teóricas originadas a partir dos modelos nodais e zonais discutidos em item anterior.

Na tentativa de definir em poucas palavras o objetivo esmiuçado nos parágrafos anteriores, pode se dizer que se trata da avaliação de modelos de precificação nodais e zonais que se dá por meio de simulação, mas sem desconsiderar que a opção por um ou outro remeta à concepção de como funcionam e qual o verdadeiro tamanho dos mercados de energia elétrica.

1.3 Justificativa

A escolha do setor elétrico para a análise empreendida decorre da importância estratégica que este possui. Diante da elaboração de políticas industriais e de desenvolvimento para um país, ou mesmo de cunho social, não se pode deixar de considerar a necessidade de

geração de energia seja para proporcionar a operação das plantas produtivas ou para permitir que as pessoas acendam as luzes e usufruam seus eletrodomésticos.

Mais do que isto, o momento se mostra oportuno para o desenvolvimento de estudos sobre o setor elétrico, uma vez que este tem passado por profundas e recentes transformações, em diversos países, que se originam essencialmente na forma com que se estrutura e com que se dão as transações do setor. De um setor verticalizado e gerido pelo estado, passou-se a um setor dividido em atividades específicas e de características bastante distintas geridas por órgãos reguladores e marcado pela presença de empreendedores privados.

Desta forma, mostra-se relevante o estudo das transformações ocorridas nos mercados elétricos e os resultados obtidos por meio da realização destas no mercado brasileiro. Para tanto, a análise dos modelos de precificação através de simulação é importante, à medida que proporciona a comparação entre os modelos e dá subsídio para a definição do modelo de precificação adequado às situações diversas.

1.4 Metodologia

Foi realizada a simulação baseada nos conceitos teóricos derivados dos modelos nodais e zonais de precificação de energia elétrica apresentados no decorrer do trabalho.

De acordo com as definições apresentadas em Silva e Menezes (2005) a presente pesquisa pode ser classificada em (1) aplicada, à medida que objetiva gerar conhecimentos práticos úteis para a seleção de modelos de precificação, (2) quantitativa, pois, compara os modelos em relação aos custos gerados para o sistema, que são em si quantificáveis, apesar de apresentar e explorar aspectos qualitativos referentes aos mercados de energia elétrica, (3) exploratória, afinal, pretende promover maior familiaridade com o tema e analisa exemplos que auxiliem sua compreensão, e (4) bibliográfica, à medida que parte de modelos teóricos da literatura, mas também experimental, pois ocorre a realização de um modelo de simulação.

Mais detidamente, as etapas metodológicas desenhadas para a realização do trabalho podem ser divididas em três e estão detalhadas nos parágrafos a seguir.

A primeira etapa consiste na reunião de elementos e elucidação de conceitos essenciais através da literatura existente. Para tanto, fez-se necessário definir mercado e abordar formas teóricas de mercado, para somente após esta etapa, realizar a contextualização do período recente, em que se observou a instituição de mercados para a energia elétrica.

Em um segundo momento, ainda trabalhando em relação à revisão da literatura, realiza-se a definição e contextualização dos modelos de precificação nodal e zonal. A

apresentação de tais modelos é neste momento complementada pela apresentação de situações hipotéticas que visam elucidar os mecanismos envolvidos em sua aplicação.

A terceira parte do trabalho remete à realização de simulação para a análise da adequação dos modelos de precificação nodal e zonal ao mercado brasileiro.

1.5 Limitações

Ao trabalhar com o setor elétrico, em especial mecanismos de mercado, tem-se que explicitar o fato de que sistemas essencialmente hidrelétricos e termelétricos tenham estruturas e limitações tão diversas que não possam ser comparados como coisas semelhantes.

Desta forma, coloca-se que embora grande parte da discussão empreendida neste trabalho possa ser aplicada a ambos sistemas, deve-se observar a ocorrência de diferenças entre eles em especial diante da comparação de sistemas de características muito distintas.

Neste trabalho, optou-se por realizar a modelagem do sistema brasileiro, restrita a sua parcela de geração termelétrica. No entanto, não se abstém de discutir a importância e as idiosincrasias de uma operação sob condições impostas pela presença maciça de geradores hidrelétricos.

1.6 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho se estrutura da seguinte forma:

O capítulo um se volta à apresentação de aspectos introdutórios, objetivos do trabalho, justificativa, metodologia limitações e estrutura da dissertação.

O capítulo dois consiste na revisão bibliográfica a respeito de conceitos essenciais que permitam compreender operações teóricas de mercados e sua aplicabilidade aos mercados elétricos.

Neste capítulo, portanto, está a conceituação de mercado e uma tentativa de adequação dos conceitos teóricos mais genéricos ao mercado de energia elétrica. Serão apresentados modelos de concorrência perfeita, concorrência imperfeita, monopólio e oligopólio e monopsonio.

A partir da caracterização conceitual destes serão discutidos aspectos essenciais do setor de energia elétrica e da energia elétrica enquanto mercadoria com suas respectivas implicações sobre a dinâmica deste setor.

Na seção subsequente são apresentados padrões observados em diversas experiências internacionais que levaram a cabo transformações em seus mercados elétricos visando a instituição de modelos competitivos.

A terceira parte do capítulo se volta à descrição do mercado brasileiro de energia elétrica através da reconstituição histórica dos períodos de gestão estatal e privada deste. A partir desta reconstituição busca-se evidenciar de forma contextualizada a ocorrência das questões de mercado apresentadas no primeiro item assim como replicar para o Brasil a observação da prevalência ou não dos padrões desenhados na experiência internacional.

A parte final é dedicada à considerações finais a respeito dos tópicos tratados nas seções constituintes deste capítulo.

O capítulo 3, por sua vez, corresponde à discussão acerca de modelos de precificação utilizados no setor elétrico. São abordados os modelos nodais e zonais, discutindo-se os resultados obtidos por estes em termos de preço por MW e custos totais ao sistema em diferentes modelos de mercado. Tais modelos são abordados separadamente, de forma respectiva nas seções dois e três do capítulo.

Ao final deste, empreende-se uma contraposição entre os modelos abordados caracterizando considerações finais a respeito da controvérsia suscitada pelas duas abordagens.

No capítulo 4, por sua vez, realiza-se uma simulação a partir de um modelo de otimização elaborado para a solução dos modelos nodais e zonais contemplados teoricamente no capítulo anterior. Os dados utilizados são provenientes do *deck* de preços brasileiro fornecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). São simulados casos simples, em que as variáveis são tidas de forma estática, casos com faixa de carga determinada e casos com carga aleatória. Tais casos são aplicados a três tipos de configuração para o sistema brasileiro, o primeiro referente ao modelo de operação atual, e duas conformações alternativas, consistindo na instituição de um modelo com duas e com três zonas respectivamente.

É empreendida também a discussão acerca de limitações da extensão e aplicabilidade do modelo tal como ele está ao sistema interligado brasileiro, por ser um sistema de geração hidro-térmica com predominância de geradores hídricos.

Por fim, o capítulo 5 contém as considerações finais do trabalho, assim como propostas para desenvolvimentos futuros no tema.

2. Revisão Bibliográfica – Mercados de Energia Elétrica

2.1 Contexto e aspectos preliminares sobre o mercado de energia elétrica

No início dos anos 90, o setor de energia elétrica passou por um período de mudanças extensas. Tais mudanças afetaram a estruturação institucional do setor, sua coordenação, agentes atuantes, lógica de expansão e mecanismos de precificação.

Tal setor, que era até então regulado em decorrência da percepção de economias de escala, passou por um processo de desregulamentação. Tal processo foi decorrente por um lado da consideração de que os avanços tecnológicos teriam tornado menos significativos os efeitos de economia de escala no setor, em especial no que diz respeito à geração, e, por outro de movimentos políticos e econômicos não relacionados diretamente com questões de eficiência (WATTS, 2001).

Ocorre que as empresas de energia foram desverticalizadas e os monopólios desmantelados a fim de se caminhar rumo a estruturas em que a entrega da energia se desse por um conjunto de fornecedores pulverizados e desmembrados em atividades distintas tais quais: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A busca pela instituição de mercados competitivos no setor elétrico se fundamentava na percepção de que o funcionamento destes levaria à redução dos preços da energia e poderia estimular a emergência de novas tecnologias no setor. (KRAUSE et alli, 2006)

No entanto, resultados insatisfatórios e suspeitas de fortalecimento de mecanismos anti-concorrenciais como o exercício do poder de mercado, levaram a subseqüentes reestruturações que, em alguns países, como o Brasil, perduram até os dias de hoje (BAJAY, 2006).

Dentre os problemas identificados nos mercados de energia reestruturados para serem competitivos, ressalta-se a incapacidade dos mecanismos de mercado garantirem os investimentos necessários para que a capacidade produtiva do setor se adiante à demanda, evitando possíveis e indesejáveis cortes na oferta de energia.

A este respeito, pode-se citar o trabalho de Nooij (NOOIJ et alli, 2006) que evidencia a preocupação com a segurança da oferta de energia relacionando-a com os custos decorrentes de interrupções no fornecimento. Neste trabalho, os autores buscam medir a importância da segurança no suprimento energético para famílias e firmas em busca de valorá-la. Concluem, no entanto, que tal tarefa é dificultada pela ausência de um mercado no qual sejam

transacionadas interrupções, lócus ao qual atribuem a valoração e ajustamento rumo ao resultado ótimo entre oferta e demanda.

Com efeito, mesmo nos nichos em que é possível determinar um mercado, também se observa a necessidade de utilização de ferramentas complementares à medida que a energia elétrica e o setor correspondente apresentam características que afastam este mercado do funcionamento idealmente proposto nos modelos de concorrência perfeita aos quais se deseja aproximá-lo. De qualquer forma, ainda é questão de debate relevante a definição de desenho adequado para o mercado de energia elétrica (FELDER, 2002).

De acordo com Frayer (FRAYER et alli, 2004), os reguladores e formuladores de política do setor elétrico, apesar de admitirem e enfatizarem a importância da identificação do mercado a ser analisado e seu comportamento, têm negligenciado o estágio de definição efetiva dos mercados em questão, empreendendo, em geral análises e proposições regulatórias de forma genérica, como se fossem aplicáveis à todas as conformações de mercado.

Além disso, a introdução do modelo concorrencial nos mercados elétricos, a qual se deu com base na crença de que seriam promovidas reduções de preços e maior eficiência, culminou, em muitos mercados na elevação de preços ou sua manutenção em níveis mais elevados do que os esperados pelas considerações teóricas realizadas a respeito (REINSCH & TEZUKA, 2006).

Conforme Sauer:

(...) os arranjos institucionais e regulatórios tanto quanto os arranjos comerciais e operacionais, o que engloba a produção da energia, a comercialização no atacado e a operação das redes de transmissão, têm sido o ponto nevrálgico não apenas da eficácia da liberalização como do próprio funcionamento da indústria elétrica. Assim, modelos operacionais, (que envolvem concomitantemente, componentes comerciais e institucionais) vêm sendo amplamente debatidos em vários países. Trata-se de modelos que representam vários estágios de liberalização, ou não, categorizados em função do grau de competição introduzido. (SAUER, 2002: p.20)

Nas demais seções, portanto, serão definidos tais modelos de mercados partindo de modelos perfeitamente competitivos a modelos em que ocorre a concentração de poder de mercado sob controle de alguma das partes. Também se realiza uma discussão acerca da inserção destes modelos teóricos no contexto do setor elétrico.

2.2 Mercados teóricos e sua aplicação no setor de energia elétrica

Antes de definir-se especificamente o mercado² de energia elétrica, ou de outra forma, as características e formações de estruturas de mercado em cada uma das frações determinadas recentemente para o setor de energia, faz-se necessário buscar na teoria econômica a definição de mercado em suas formas puras ou ideais.

Observe-se que algumas contextualizações ou observações que remetam ao mercado de energia elétrica serão necessárias já neste momento, em decorrência, inclusive, do fato da utilização de nomenclatura específica deste mercado no que diz respeito aos modelos teóricos.

Vale ressaltar que em geral, diante da realização de análises mais genéricas ou com escopo voltado com maior ênfase a outros tópicos, existe a escolha prévia, e muitas vezes implícita por uma maneira de enxergar o mercado de energia elétrica cujas raízes se originam da tipologia a qual apresentar-se-á a seguir.

Antes disso, se faz necessário elucidar que concorrência não se trate de um objetivo, mas de um meio através do qual se propõe alcançar eficiência econômica (COYLE, 2000), que não necessariamente é atingida por esta.

Com efeito, tende-se a acreditar pelo senso comum que concorrência acarrete preços mais baixos e que a igualdade de tratamento dentre os agentes permita mitigar abusos de poder econômico por parte dos agentes à medida que estes são inseridos no contexto de um mercado competitivo.

No entanto, existem mercados com características específicas, para os quais os pressupostos dos modelos concorrenciais não se aplicam, invalidando os resultados teóricos esperados pela aplicação destes modelos a tais setores.

Conforme Sauer (2002 b), os modelos de mercados existentes e possivelmente aplicados aos mercados elétricos são respectivamente:

1. Pool Models: modelos em que haveria concorrência plena entre os agentes. Prevê a criação de um mercado atacadista, mercado à vista (spot) e operador independente do sistema. Remete ao modelo adotado na Inglaterra.
2. Wheeling e thirf party Access: modelos de concorrência incompleta em que existe exposição à competição, tanto da capacidade instalada como em expansão.

² Considera-se como Mercado o lócus em que se encontram ofertantes e demandantes para a realização das transações referentes a uma mercadoria específica. Tal definição é coerente com aquelas encontradas nos manuais de microeconomia à exemplo de Pindyck (2002).

3. Monopólio: modelo em que há apenas um agente fornecedor, notadamente como, por exemplo, os modelos verticalizados vigentes durante as gestões estatais.
4. Monopsônio: modelos em que há apenas um comprador, em geral o transmissor que possui a prerrogativa de comprar a energia gerada e revender aos distribuidores. É o modelo que prevalece na França.

Como o objetivo nesta seção remete à abordagem de conceitos fundamentais da economia, no que diz respeito às estruturas de mercado previstas na teoria, os modelos aqui tratados serão três, a saber: concorrência perfeita, monopólio e monopsônio. Isto se dará à medida que de acordo com a classificação apresentada por Sauer (2002 b) *pool models e wheeling models*, consistem em variações do modelo concorrencial que podem ser entendidos a partir deste.

2.2.1 Concorrência perfeita

A primeira forma de mercado a ser apresentada é a concorrência perfeita. Este é um modelo em que se pressupõe aceitação de preços, homogeneidade de produtos e livre entrada e saída de agentes (PINDYCK, 2002), pressupostos que serão esmiuçados nos parágrafos seguintes.

O primeiro pressuposto referente à aceitação de preços, deriva da proposição de existência de vários concorrentes operando em condições de custos e tecnologia semelhantes. Isto ocorreria de tal forma, que, as firmas, por não possuírem parcela relevante dos mercados, vendendo parte suficientemente pequena da produção total, não sejam capazes de influenciar os preços praticados no mercado.

O segundo, por sua vez, caracteriza um mercado em que não existe diferenciação entre os produtos ofertados. Todas as firmas produzem exatamente a mesma mercadoria de tal forma que seria indiferente ao consumidor adquirir de uma ou outra. Ou seja, os produtos são substitutos perfeitos entre si. Estes produtos costumam ser denominados commodities.

O terceiro pressuposto remete à suposição de que não haveria custos que dificultariam a entrada de novas empresas ou que onerariam a saída destas do setor no caso de não obterem os lucros desejados. Neste ponto, é importante colocar que se imagina a existência de informações perfeitas para firmas e consumidores, de tal forma que todos possuem conhecimento acerca dos preços e custos do setor.

É relevante demonstrar que mercados operando em concorrência perfeita deveriam atingir a eficiência econômica pelo ajuste dos preços que iguale a quantidade ofertada à

demandada, satisfazendo todos os agentes que desejam comprar e vender aquela mercadoria à determinado nível de preços. Neste caso, pode-se comprovar que, considerando empresas que maximizam lucros o preço será cobrado pelo produto seria igual ao custo marginal³.

$$\text{Lucro}(q) = RT(q) - CT(q) \quad (1)$$

Em que “RT” representa receita total e “CT” custo total, enquanto q representa quantidade produzida.

O objetivo de maior lucratividade é alcançado na maior diferença entre receita total e custo total, que se dá quando a receita marginal se iguala aos custos marginais, pois neste ponto o incremento de produção mantém o lucro inalterado, o que desestimula a produção de unidades adicionais. Algebricamente tem-se que:

$$\Delta L/\Delta q = \Delta R/\Delta q - \Delta C/\Delta q \quad (2)$$

Poucos setores apresentam todas estas características do modelo ideal. Em geral, alega-se que os setores mais próximos deste comportamento seriam os setores de atividade agrícola, e mesmo nestes, por vezes ocorrem situações em que questiona-se o funcionamento perfeito dos modelos propostos teoricamente.

No caso da energia elétrica, tais pressupostos são violados em diversos pontos. Salta à vista, por exemplo, a grande diferenciação de custos entre plantas de geração hidrelétrica e termelétrica, sejam estes relacionados aos custos de entrada e saída ou mesmo aos custos de operação (FRAYER et alli, 2004).

Além disso, alguns autores são bastante contundentes a respeito da capacidade que os agentes deste setor possuem, na ausência de regulação, de discriminar preços em detrimento dos consumidores residenciais, em geral cativos.

A este respeito, tem-se de acordo com Coyle (2000) que:

Muitos economistas parecem acreditar que todos os consumidores estarão sujeitos a um preço único (e baixo) caso prevaleça concorrência. (Alguns assumem preços iguais aos custos marginais!). Tais economistas centrariam sua atenção na questão do poder de mercado, acreditando que a eliminação deste resulte na competição observada nos livros-texto e simultaneamente, mantenha lucros razoáveis e preços não-discriminatórios. Contudo, a discriminação de preços não pode ser eliminada diante da eliminação do poder de mercado. Mesmo diante de muitos vendedores, a discriminação de preços se faz necessária pela estrutura de custos da indústria em questão. Através do oligopólio pode-se manter preços aleatórios, pois espera-se que os oligopolistas diante de elevados custos totais, discriminem consumidores. Em suma, competição, como meio de controle social

³ A definição de custo marginal diz respeito ao custo referente à produção da unidade incremental. Conforme Pindyck (2002) consiste no aumento do custo resultante da produção de uma unidade adicional.

sobre abusos não pode funcionar para o mercado de energia elétrica. Para este, controle público ou propriedade pública é requerida.⁴

2.2.2 Monopólio

Uma forma alternativa de operação dos mercados é o Monopólio⁵. Neste caso, o primeiro pressuposto da concorrência perfeita, apresentado anteriormente é violado. Isto decorre da presença de uma firma suficientemente grande que se torna capaz de influenciar ou deliberadamente determinar os patamares em que os preços do mercado serão estabelecidos. Isto é conhecido em economia como o exercício do poder de mercado do monopolista.

Existem diversos fatores que podem fomentar ou mitigar a ocorrência de poder de mercado. De acordo com Frayer (2004), nos mercados em geral e especificamente em mercados de energia desregulados podem ser apontados como elementos que predispõe à ocorrência de poder de mercado: demanda inelástica no curto prazo, custos de armazenagem proibitivos, longo tempo de espera entre solicitação e recebimento de insumos, ocorrência da desregulamentação como movimento recente. Por outro lado, a mesma referência aponta que a presença de operador centralizado para o mercado, trocas centralizadas, redes de transmissão e distribuição comuns e acesso fácil à outras fontes de energia representam fatores que desestimulam a prática de poder de mercado.

Na prática, muitas vezes é bastante difícil medir poder de mercado. Isto decorre, por exemplo, do fato de que em mercados não competitivos não é fácil determinar o preço competitivo para compará-los com os preços efetivamente exercidos. Existem estudos que utilizam o índice de Lerner⁶ e a metodologia proposta por Herfindahl–Hirschman, o índice HHI⁷ para mensurar o exercício do poder de mercado. Porém, apesar de fácil de aplicar, o uso de tais técnicas nem sempre promove resultados definitivos, havendo margem em que não se

⁴ Tradução própria do original: “Many economists seem to believe that all customers will get a single (low) price if competition flourishes. (Some assume marginal cost pricing!) They focus on the market-power concern, believing that eliminating market power will result in textbook competition and simultaneously keep profits reasonable and prices nondiscriminatory. Price discrimination cannot be eliminated, however, by eliminating market power. Even if there are many vendors, price discrimination is required by the cost structure of the industry. Though tight oligopoly may keep random price wars from breaking out, oligopolists faced with large overhead costs must still discriminate among their customers. In short, “competition” as a means of social control over abuses cannot work in electric power. Public control or public ownership is required.” (COYLE, 2000)

⁵ De forma semelhante ao Monopólio tem-se o Oligopólio, que refere-se à mesma situação, porém dominada por um conjunto de firmas.

⁶ O índice de Lerner consiste em uma medida de lucratividade: $(\text{preço} - \text{custo marginal}) / \text{preço}$. Conforme Pindyck (2002) representa “Medida do poder de monopólio calculada como o excedente de preço sobre o custo marginal como uma fração do preço.”

⁷ O índice Herfindal Hirschman consiste na soma dos quadrados das parcelas do mercado detidas por agentes individuais multiplicadas por 100. Watts (2001) considera que tal índice não seja capaz e captar a possibilidade de que geradores retenham parte de sua capacidade para exercer poder de mercado no momento que os despachos se aproximam da carga mas ainda se encontram abaixo desta.

pode determinar o efetivo exercício do poder de mercado, mas dentro da qual pode ser importante identificá-lo para que medidas sejam adequadas (FRAYER et alli, 2004).

Na ocorrência de bolsões de carga⁸, quando restrições de transmissão isolam certo gerador e consumidores em uma região sem comunicação com o restante do sistema é muito comum a ocorrência do exercício do poder de mercado.

No entanto, devido a características específicas deste mercado e estruturas de custos dos ofertantes, algumas condições não são necessariamente evidências da ocorrência de poder de mercado. Pode-se demonstrar que em decorrência da estrutura de custos bastante distinta entre os geradores não seria possível estabelecer pelos mecanismos de mercado o preço de equilíbrio⁹(FRAYER et alli, 2004). Sabe-se que geradores hidrelétricos possuem alto percentual de custos fixos sobre os custos totais, diferentemente dos geradores térmicos. Considerando que em mercados competitivos o preço seja dado pelos custos marginais e os custos totais sejam a soma de custos fixos e variáveis, com os primeiros tendendo à infinito e os segundos à zero, considera-se que muitos geradores não seriam viáveis, dado que os preços exercidos não seriam suficientes para cobrir seus custos fixos.

2.2.3 Monopsônio

Ainda se mostra relevante colocar a existência de Monopsônio¹⁰, que consiste na habilidade de um grande consumidor influenciar o mercado, à medida que se coloca como único comprador. Neste caso, seria um único comprador que utilizaria sua influência sobre o mercado para obter as mercadorias desejadas a preços mais lucrativos para ele.

Nos mercados elétricos, tal forma de funcionamento de mercado pode ser observado na existência de uma única linha de transmissão disponível a certo gerador. Diante da impossibilidade física de realizar a transação a não ser com este, o responsável pela linha poderá exercer de tal prerrogativa para obter a energia a preços mais baixos caso o faça.

Em alguns mercados, institui-se a ocorrência de um único órgão comprador de energia elétrica dos geradores.

⁸ Traduzido do inglês: Load Pockets

⁹ O conceito de equilíbrio remete à economia e diz respeito à uma situação que diante da obtenção do resultado ótimo do sistema não haja estímulos para sair dela. Vide autores novo-keynesianos.

¹⁰ No mesmo sentido tem-se o Oligopsônio, que diz respeito à existência de diversos compradores que exerçam conjuntamente o poder de mercado.

2.3 Padrões para o setor elétrico competitivo

No período recente observou-se um movimento de instituição da concorrência nos mercados elétricos de diversos países tanto desenvolvidos como subdesenvolvidos (BAJAY, 2006).

Diante das transformações levadas à cabo é possível observar padrões utilizados para proporcionar a adequação deste setor aos modelos competitivos. Tais características comuns muitas vezes decorrem de aspectos técnicos inerentes ao setor de energia elétrica, ou mesmo de características derivadas dos modelos de gestão do setor nos anos anteriores.

Conforme Newbery (2002), a suposição padrão, à qual se refere como problemática, seria de que os mercados atacadistas de gás e eletricidade não seriam diferentes dos demais mercados e, portanto, estariam sujeitos às mesmas leis concorrenciais.

No entanto, percebe-se logo de início que tal assertiva não se aplique às atividades do setor elétrico como um todo. Sendo assim, em um momento inicial pode-se identificar claramente um rumo comum às reestruturações desenvolvidas nos diversos países consistindo em introdução da competição, desvinculação entre os serviços de geração, transmissão e distribuição, vislumbre da necessidade de elevação da eficiência econômica, com instituição da regulação nos monopólios naturais e desregulação nos segmentos considerados competitivos (VIEIRA FILHO et alli, 2006).

A respeito das reformas, Bajay (2006) ainda acrescenta que se trata também da adoção de uma nova estrutura institucional embasada em uma estrutura regulatória independente e que nos países integrantes da Organização para cooperação e desenvolvimento econômico (OCDE), as modificações foram acompanhadas de privatização dos ativos públicos do setor.

Ocorre que, em muitos casos, a atuação estatal passa a ser vista como geradora de ineficiências para o setor tanto no que tange sua atuação direta, na forma de empresas estatais quanto na forma de atos discricionários, os quais os atores privados interpretam como fonte de incertezas e tentam mitigar através da instituição de regulação clara e independente para o setor elétrico.

As etapas integrantes da atividade do setor elétrico assim como suas principais características, que certamente distinguem os mercados de energia elétrica dos mercados de outros produtos, estão reunidas no Quadro 1:

Atividade	Característica
Geração	<ul style="list-style-type: none"> -diversidade tecnológica: diversas possibilidades de geração determinam custos fixos e variáveis bastante distintos e graus de flexibilidade na operação também diferentes. - impossibilidade de armazenamento: não existem possibilidades viáveis de armazenamento para suprir o momento posterior, o confronto entre oferta e demanda ocorre momento a momento. - níveis mínimos de produção: que evitam quedas no sistema interligado
Transmissão	<ul style="list-style-type: none"> - Não direcionalidade: energia flui dos nós geradores para demandantes em decorrência das resistências - Determinação de maior eficiência na realização da transmissão com uma única empresa do que em maior quantidade de empresas
Distribuição	<ul style="list-style-type: none"> - Baixa taxa de substituição da demanda: implica elevados custos de interrupções - Ocorrência de picos de consumo diário elevam a possibilidade de choques

Quadro 1– Características distintivas do setor elétrico na questão de mercados. Fonte: Romero (1998)

Observe-se que o esforço empreendido nesta seção não trata de identificar um modelo padrão a ser aplicado em todos os países, mas um conjunto de medidas e de justificativas semelhantes que impõem à busca de formas adequadas para a realização das mudanças em cada localidade devido às peculiaridades observadas (LAI, 2004).

Pode-se perceber, a despeito das especificidades nacionais, a ocorrência de um objetivo, ou ao menos justificativa comum: a busca de redução dos preços e elevação da eficiência econômica (GUERNSEY, 2001).

2.3.1 A metamorfose da energia elétrica

É marcante, também, o fato de os países em geral partirem de modelos que consideram a energia elétrica como um serviço público, típico de um período marcado pela experiência americana sob o New Deal, para transformar esta em uma mercadoria. Tal posicionamento pode ser percebido, por exemplo, na Constituição Federal brasileira, que

delega à União os serviços, instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água¹¹.

Vale, portanto colocar uma breve definição do que seja serviço público, uma vez que este conceito não está claramente definido no texto legal. Conforme Meirelles (2000), serviço público é aquele que prestado pela administração pública ou seus delegados, sob normas e controles estatais, para satisfazer necessidades essenciais ou secundárias da coletividade ou simples conveniência do Estado.

Desta forma, estando assim definida e colocada à cargo do estado, direta ou indiretamente, a energia elétrica, obedeceria a princípios¹², como os da continuidade e regularidade do fornecimento, contraditórios com o funcionamento de mercados competitivos, nos quais o equilíbrio das forças de oferta e demanda poderia, em algumas situações, determinar a descontinuidade deste.

Por isso, o processo do que se convencionou chamar reestruturação implica a transformação da energia elétrica em uma mercadoria. Isso ocorre uma vez que durante um longo período desde a década de trinta, a energia elétrica pode ser definida através do conceito de antimercadoria.

Este conceito, cunhado por Oliveira (1988) descreve a energia elétrica agregada aos serviços anciliares, como sendo um bem ou serviço cuja produção e fornecimento não obedecem a objetivos capitalistas de proporcionarem lucros.

Marcadamente, durante um longo período, a geração de energia foi sendo promovida pelo Estado sem objetivar lucros capitalistas, mas tão-somente a remuneração do capital mobilizado. Neste ambiente, de acordo com diversos autores, estava-se conduzindo a prestação dos serviços de energia elétrica a tarifas cada vez mais baixas (VIEIRA, 2005), as quais se mostravam ainda vantajosas se comparadas às tarifas praticadas por empresas capitalistas à mesma época em diversos países.

Este modelo perdurou por praticamente meio século, sendo questionado diante de um novo cenário internacional, de prevalência do discurso liberal dentro do qual diagnosticou-se a crise como evidência de que o Estado seria incapaz de gerir o setor elétrico, entre outros, nos moldes que vinham sendo adotados até então.

Com efeito, as reformas levadas à cabo nos anos noventa visavam reparar o que se diagnosticava como resultado da ineficiência do Estado na gestão dos serviços públicos, como

¹¹ Constituição da República Federativa do Brasil (1988), Artigo 21º, inciso XII, alínea b.

¹² Lei 8.987/95, Artigo 6º.

de energia. Sendo assim, procede-se com a metamorfose da energia elétrica em mercadoria e criação de mercados para transacioná-la.

Coloca-se, por outro lado, como entrave à consolidação de mercados de energia elétrica a dificuldade encontrada em transformar a eletricidade em *commodity* (GUERNSEY, 2001). Esta dificuldade remete diretamente à características da eletricidade, como, por exemplo a necessidade de ser consumida assim que gerada, uma vez que seu armazenamento em grandes quantidades é inviável e anti-econômico. E impedem a realização de extrapolações acerca de experiências de inserção da concorrência em outros setores para o setor de energia elétrica.

Sendo assim, faz-se necessário, para a existência de um mercado para a energia elétrica, que haja sistemas de transmissão aptos a interligar fontes geradoras e consumidoras. De forma análoga, tem-se que restrições de transmissão possam criar segmentações no mercado, de forma a gerar submercados.

2.3.2 Segmentação das atividades do setor elétrico

Posto isto, tem-se que características de monopólio natural e características intrínsecas à energia elétrica impedem a operação natural de sua transação à semelhança dos mercados de outras mercadorias. Portanto, coloca-se que para a inserção da concorrência no setor elétrico, um primeiro, e essencial passo a ser dado remete à separação do produto Energia, que passa a ser visto como commodity dos diversos serviços envolvidos em seu fornecimento.

Desta forma, a cadeia produtiva do setor elétrico é segmentada de acordo com as atividades e suas naturezas, a fim de determinar os segmentos em que é possível se ter concorrência e aqueles em que há necessidade de disciplinar a oferta dos serviços através da regulamentação governamental.

De acordo com Sauer (2002 b) a reestruturação do setor elétrico internacionalmente se calçou na destituição de monopólios legais e sua desvinculação em especial das atividades de redes, caracterizadas como monopólios naturais.

Em linhas gerais, a divisão dos segmentos do setor elétrico se deu como se apresenta no Quadro 2 , vislumbrando a possibilidade de instaurar mercados competitivos nos segmentos de geração e comercialização e assumindo a necessidade de regulação para distribuição e transmissão.

Geração	Concorrência
Transmissão	Regulação
Distribuição	Regulação
Comercialização	Concorrência

Quadro 2 – Segmentos da cadeia do Setor elétrico e a possibilidade de concorrência

Observe-se que a concorrência, em geral era vista como substituto à regulação (LAI, 2004) e que, portanto, em muitos países optou-se pela inserção da concorrência onde possível a fim de reduzir a necessidade de regular.

No entanto, nos segmentos de transmissão e distribuição, desde o início evidenciou-se a necessidade de formar um corpo regulatório forte, que na prática, serviu em muitos casos para impedir a perpetuação de distorções, como o exercício do poder de mercado originado na dinâmica de mercado dos agentes de geração.

Conforme ressalta Newbery (2002: p.922), “o mantra competição onde for possível e regulação onde não for” sugere que a regulação deveria estar confinada à segmentos em que se observa monopólios naturais, notadamente, as redes de transmissão e distribuição.

No entanto, esta restrição seria inadequada, à medida que estaria negligenciando o fato de que componentes potencialmente competitivos ainda necessitem de estrutura regulatória que garanta que os mercados não são manipulados nem que haja abuso de poder nestes. Este autor ainda aponta motivos plausíveis para tal assertiva. Segundo Newbery (2002):

1. A aplicação de penalidades *ex-post* seria inevitavelmente legislada e de efeitos retardados em comparação à regulação *ex-ante*.
2. A realização de testes sobre o exercício de poder de mercado por parte de uma empresa requer em geral que o processo seja disparado pela detenção de grande parcela de mercado pela empresa.
3. A premissa de que os mercados operarão normalmente de forma eficiente e competitiva leva à necessidade de que queixas sejam apresentadas ou distorções observadas o que é ineficiente, pois informações não são coletadas rotineiramente a este respeito.

Em suma, a questão que emerge com as reformas remete à capacidade das estruturas de mercado em promover de forma adequada as transações que anteriormente se davam em um ambiente regulado e com indústrias verticalizadas (MICHAELS, 2006).

2.3.3 Desverticalização e privatização

A estrutura anterior dos ativos do setor elétrico também constitui entrave para a implementação do modelo competitivo. Isto decorre da ocorrência de grandes empresas estatais e privadas que operavam para o suprimento de grande parcela do mercado, o que é visto como um fator impeditivo do funcionamento adequado dos mecanismos de mercado. Considera-se que as estatais seriam detentoras de poder de mercado, o que implicaria sua capacidade de influenciar ou mesmo determinar preços acima dos níveis de equilíbrio (REINISCH, 2006).

Sendo assim, diante das reestruturações dos setores elétricos, as empresas estatais foram divididas em empresas menores e atuantes apenas em um dos segmentos da cadeia. Em muitos casos, estas foram vendidas à iniciativa privada, a qual acreditava-se ser mais apta à conduzi-las em um ambiente concorrencial.

Existem autores, como Blanchard (1991), que defendem a realização de privatizações de forma abrupta, que chegou a ser intitulada de abordagem “Big-Bang”. Estas abordagens realçavam a importância de realizar as privatizações em primeiro lugar, e rapidamente, de modo que a própria iniciativa privada, após se apropriar dos ativos, se incumbiria de promover a reestruturação. A implementação das instituições reguladoras e arcabouço legal ficariam à cargo de governos subseqüentes, o que não era tido como problema, à medida que tinha-se como etapa seguinte e inescapável.

Outras abordagens se mostraram mais gradualistas, concebendo o aparato institucional como pré-condição para a realização das privatizações e apontando para o fato de que a instituição adequada deste seja um processo lento em comparação aos processos de privatização, em especial nos países subdesenvolvidos (ZHANG et alli, 2002).

Stiglitz (2002) coloca, por sua vez, a importância da seqüência das atividades para a realização das reformas com sucesso.

Vale ressaltar que a privatização em si não constituiu questão fundamental para a liberalização empreendidas nos mercados elétricos, exceto para os países subdesenvolvidos em que tais medidas eram levadas pela influência de acordos com instituições multilaterais (SAUER, 2002 b). E, que nestes, acabou por constituir-se em uma das principais fragilidades incutidas aos modelos instaurados.

Existem ainda autores que como Borenstein (2002) relatam a capacidade de, em situações específicas, inclusive empresas menores serem capazes de exercer poder de mercado. Neste caso, mesmo diante da segmentação das empresas estatais, em decorrência de

características da curva de oferta, haveria possibilidade de perpetuação do poder de mercado, e conseqüentemente inviabilidade da concorrência.

Tal situação também seria percebida nos países subdesenvolvidos, quando da realização de privatizações diante de estrutura institucional débil, que acarretaria possibilidade das firmas já estruturadas e muitas vezes multinacionais, exercer poder de mercado (ZHANG, 2004). Neste caso, se estaria na verdade simplesmente transferindo a prerrogativa de exercer poder de mercado das mãos do poder público, via empresas estatais para empresas privadas.

De acordo com Reinisch (2006), faz parte do senso comum na literatura que a ocorrência de poder de mercado e de competição insuficiente no mercado de energia elétrica sejam razões da ineficiência dos mercados.

Conforme Cook (1999), estudos demonstram que a regulação, mais do que a privatização seria capaz de trazer maiores ganhos de eficiência ao funcionamento dos mercados, impedindo ou atenuando a dominância de alguns agentes sobre os demais.

Em poucas palavras, consiste assinalar que apesar das assunções teóricas dos formuladores e entusiastas dos modelos de liberalização empreendidos nos diversos países de que os segmentos de geração e comercialização seriam potencialmente competitivos, as experiências de aplicação destes modelos demonstraram que, sobretudo na geração existem impeditivos à concorrência (SAUER, 2002 b). Tais entraves consistem principalmente na percepção de que as geradoras possuem poder de atuar na forma de cartéis, exercendo substancialmente poder de mercado, tipicamente observados nos mercados oligopolistas.

2.3.4 Limites à concorrência e necessidade de regulação

Newbery (2002) alerta para o fato de que o problema pode estar em assumir-se que a regulação deva estar confinada aos segmentos de monopólio natural, deixando as atividades em que se acredite haver potencial para a concorrência. Ocorre que devido à baixa elasticidade da demanda e oferta no curto prazo, os ofertantes de energia elétrica podem achar interessante manter a capacidade próxima à demanda. Isto ocorre porque sempre que diante de uma oferta insuficiente, os ofertantes podem elevar preços, se beneficiando desta prerrogativa para auferir elevados ganhos.

Em linhas gerais podem-se resumir as transformações ocorridas nos setores elétricos nos diversos países em alguns pontos principais enumerados no Quadro 3.

Aspecto	Transição		Desafios
	De	Para	
Estrutura	Monopólios verticalizados	Firmas competitivas pulverizadas	Adequar o setor à concorrência.
Comercialização	Recuperação de custos	Preços de mercado	Desenhar um mercado adequado para as transações. Desencorajar poder de mercado.
Regulação	Taxa de retorno	Incentivos regulatórios	Medir resultados e controlar os rumos do setor de acordo com os objetivos.
Definição	Serviço Público	Mercadoria	Garantia do suprimento e sua expansão à frente da demanda.
Sustentabilidade	Custos diretos	Custos totais e ambientais	Observar participação dos consumidores finais e impactos.

Quadro 3 – Mudanças e desafios para o setor elétrico

Ao analisar condições que caracterizariam mercados competitivos de energia elétrica Reinisch (2006) conclui que estas estão distantes de serem realizadas na prática, concluindo que leilões de energia não podem ser competitivos por características intrínsecas.

Dentre os problemas identificados nos mercados de energia reestruturados para serem competitivos, ressalta-se a incapacidade dos mecanismos de mercado em garantirem investimentos necessários para que a capacidade produtiva do setor se adiante à demanda, evitando possíveis e indesejáveis cortes na oferta de energia.

Tal preocupação com a segurança da oferta de energia a relacionando com os custos decorrentes de interrupções no fornecimento para firmas e famílias, implicam a necessidade de valorá-la (NOOIJ et alli, 2006). Esta tarefa seria, porém, dificultada pela ausência de um mercado no qual sejam transacionadas interrupções.

Com efeito, mesmo nos nichos em que é possível determinar um mercado, também observa-se a necessidade de utilização de ferramentas complementares à medida que a energia elétrica e o setor correspondente apresentam características que afastam este mercado do funcionamento idealmente proposto nos modelos de concorrência perfeita aos quais se deseja aproximá-los. De qualquer forma, ainda é questão de debate relevante a definição de desenho adequado para o mercado de energia elétrica (FELDER, 2002).

Lai (2004) aponta que apesar de poder proporcionar enormes benefícios, a instituição de processos de mercado na indústria de energia elétrica representa potenciais riscos. Tais problemas podem emergir sempre que não forem considerados adequadamente fatores como a

existência de poder de mercado e o reconhecimento da ausência de demanda responsiva à movimentos de preços.

Hogan (2006) coloca que a provisão de incentivos consistentes e alocação adequada de riscos que encorajem a realização de investimentos em infra-estrutura nos locais adequados, ao tempo certo continuam sendo desafios persistentes ao desenho dos mercados de eletricidade.

Ainda de acordo com Hogan (2006), coloca-se que a operação dos mercados de energia elétrica venham acarretando problemas de confiabilidade, tanto no que diz respeito à suficiência dos investimentos quanto à questões operacionais, requerendo instrumentos adicionais para a garantia do suprimento adequado.

Para Newbery (2002), a evidência obtida através da experiência norte americana e europeia sugere que existam condições para que a liberalização dos mercados de energia elétrica e gás alcancem o sucesso:

1. Mercado atacadista deve ter acesso garantido de todos os fornecedores através das linhas de transmissão para que possam alcançar o mercado consumidor, portanto a propriedade da geração deve ser separada da transmissão para que não haja beneficiamento ou prejuízo de quaisquer geradores
2. a oferta adequada e segura deve ser garantida
 - a. Infra-estrutura das redes deve ser adequada e confiável
 - b. Capacidade de geração deve ser adequada
 - c. No caso das geradoras térmicas deve haver segurança no suprimento de combustíveis
3. Deve haver regulação apropriada dos mercados liberalizados (condição esta que o autor considera menos óbvia e geralmente ignorada)

A discussão acerca da liberalização e questionamentos que esta suscita é pertinentemente abordada por Newbery.

Claramente, a crise elétrica californiana despertou medo de que mercados liberalizados de eletricidade possam ser politicamente insustentáveis, ao menos, quando desprovidos de design e regulação cuidadosos. Os elevados preços observados na Califórnia (e no Norte e Centro-oeste dos Estados Unidos) demonstraram claramente que o preço de escassez da energia elétrica pode alcançar níveis extremamente elevados quando a oferta é apertada. A elasticidade da demanda de custo prazo é baixa nos mercados de eletricidade, e sem resposta adequada da oferta, o preço que maximiza o lucro é muito elevado. Defensores da estrutura anterior da indústria de eletricidade argumentaram que a constituição de monopólio verticalmente integrado com preços finais regulados seria a única estrutura politicamente sustentável, a qual seria necessária para assegurar capacidade adequada a fim de evitar cortes e / ou preços elevados (vide Price Watts (2001)). O custo da liberalização demonstrou neste momento (pelos preços elevados e impactos

sobre a atividade econômica diante de cortes) ser inaceitavelmente elevados, e questiona toda a agenda da liberalização. (NEWBERY, 2002:p.920-921)¹³

No trecho reproduzido, o autor aponta a inflexão da crença no comportamento ótimo dos mercados de energia elétrica à percepção de que como ocorrido na Califórnia, os mercados possam operar imperfeitamente. Sendo assim, assume-se que diante da necessidade de fornecimento ininterrupto de energia, evidenciada em um elevado preço de escassez para esta, exijam-se políticas capazes de promover investimentos à frente da demanda para garantia do suprimento e de preços contidos.

2.4 Evolução do mercado elétrico brasileiro

Este item, à semelhança do que se realiza no primeiro capítulo de Buratini (2004), realiza uma breve reconstituição da evolução institucional e financeira do setor elétrico brasileiro. No entanto, o faz de forma deveras mais reduzida e tentando se estender à caracterização atual deste mercado.

Tal recorte, deveras longo para o foco de um trabalho acadêmico, justifica-se pela definição de três períodos claramente definidos e usados para a análise do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. Conforme Branco (2002) e Vieira (2005), os três períodos distintos que caracterizam a evolução do setor elétrico brasileiro no século XX seriam:

I. do início da indústria de eletricidade até a década de 1930, quando se construiu a doutrina consagrada no Código de Águas;

II. dos anos 30 até as reformas liberalizantes dos anos 1990, quando os pilares legais conferiam à eletricidade características de antimercadoria; e

III. de 1990 até 2002, período das grandes reformas de corte liberalizante e mercantilização da energia elétrica.

Parte-se, portanto da formação do modelo estatal que durou até os anos 90, percorrendo a crise sofrida por este durante a década de 80 e as reestruturações propostas nos

¹³ Tradução própria do inglês. No original: “Clearly, the Californian electricity crisis has awakened fears that liberalized electricity markets may be politically unsustainable, at least, without careful design and regulation. The very high prices observed in California (and in the North- and Mid-West of the United States) have demonstrated very clearly that the scarcity price of electricity can reach extremely high levels when supply is tight. Short-run demand elasticities are low in electricity markets, and without adequate supply responses the profit maximizing price is then very high. Defenders of the former electricity industry structure have argued that vertically integrated franchise monopolies with regulated final prices are the only politically sustainable structure, that is necessary to secure adequate capacity to avoid shortages and/or high prices (see, e.g. the pseudonymous Price C Watts, 2001). The cost of Jawed liberalization has now been demonstrated (by the high prices and the impact on economic activity in the event of power outages) to be unacceptably high, and calls into question the whole electricity liberalization agenda.” (NEWBERY, 2002)

anos noventa e levadas à cabo no período recente. Por fim, fala-se mais detidamente das novas alterações ocorridas em 2004.

2.4.1 Uma breve reconstituição do modelo estatal

A estruturação do modelo estatal que geriu o mercado elétrico durante um extenso período se deu a partir dos anos 30. Neste momento, o setor elétrico brasileiro era dominado por empresas privadas estrangeiras e havia intensos debates técnicos e políticos.

As questões levantadas tratavam da crise de abastecimento que se antevia dado o lapso entre crescimento do consumo e da capacidade instalada, e frequência de racionamentos em diversas áreas do país, assim como descontentamento com o elevado preço da energia elétrica decorrente da inadequação dos contratos estabelecidos, que entre outros, não incorporavam os ganhos de produtividade decorrentes do progresso técnico e adensamento de carga (Guinle APUD BURATINI, 2004).

Defendia-se à época, com base em diversas experiências internacionais, que a entrada do setor público levaria à diminuição dos preços praticados, melhora na balança comercial, devido às remessas de lucros das empresas estrangeiras e importações de equipamentos, e elevação da qualidade dos serviços prestados.

De acordo com Buratini (2004), componentes relevantes da polêmica acerca da atuação das concessionárias privadas estrangeiras no Brasil seriam: investimentos insuficientes, as altas tarifas, as elevadas remessas de lucro, os inadequados termos dos contratos de concessão, o sucesso de experiências internacionais de atuação do Estado, e baixa qualidade dos serviços prestados no Brasil.

Não fosse pelas datas citadas e pela inversão de posições observadas entre os agentes envolvidos, poder-se-ia imaginar que as linhas anteriores versavam sobre o presente. Com efeito, na atualidade, as reformas levadas à cabo nos anos noventa visavam reparar o que se diagnosticava como resultado da ineficiência do Estado na gestão dos serviços públicos, como de energia.

Sendo assim, de 1930 até a década de noventa, o governo brasileiro, amparado por empresas estatais, assumiu a tarefa de suprir o país com grande parte da energia consumida, fosse esta elétrica, óleo ou gás (BAJAY, 2006). Neste modelo o Ministério de Minas e Energia era responsável pela regulação e planejamento do setor, sendo que a geração transmissão, distribuição e operação ficavam sobretudo a cargo de empresas estatais.

As empresas estatais eram controladas de forma centralizada através de uma companhia que funcionava como holding: a Eletrobrás. Dentre as empresas controladas por

esta vale citar a Eletrosul, Furnas, Chesf e Eletronorte, cada qual em uma região do país. As empresas federais voltavam-se essencialmente às atividades de geração e transmissão.

À cargo dos governos estaduais, ficavam essencialmente as companhias de distribuição. Dentre as empresas estaduais destacam-se: a Cesp, em geração, e, Cemig, Copel, CEEE, que atuavam em geração transmissão e distribuição, sendo respectivamente, dos governos de São Paulo, Minas Gerais, Paraná e Rio Grande do Sul. A Light e a Escelsa correspondentes aos estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro, foram transferidas ao controle federal nos anos de 68 e 79, respectivamente.

Conforme Bajay (2006), a política de utilização de empresas estatais, federais e estaduais, como operadoras da indústria de fornecimento de energia elétrica teve sucesso até os anos 80. Até este momento, tal estrutura havia sido capaz de suprir a energia demandada pelo país a preços baixos, proporcionando o desenvolvimento econômico e industrial do país.

No entanto tal política teria concomitantemente conduzido a problemas, como coloca Bajay (2006):

1. Manutenção das tarifas artificialmente baixas para controle inflacionário
2. Uso político da oferta de energia envolvendo administrações incompetentes e corruptas

Tais questões levaram à diversos questionamentos acerca da estrutura do setor elétrico a partir dos anos 80.

Ocorre que concomitantemente à crescente fragilidade da capacidade de financiamento do setor público, ocorreu o acirramento de questões existentes a respeito da coordenação e endividamento do setor elétrico, que tinha se endividado, em grande parte externamente – observa-se que os fluxos de capitais eram abundantes no mercado internacional àquela época - para a construção de capacidade produtiva condizente com previsões de crescimento do PIB da ordem de 10% ao ano, que não se materializaram (BURATINI, 2004).

Culmina-se então, em uma séria crise de endividamento originada em mudança abrupta no cenário externo dada a ocorrência de choques como os choques do petróleo, o país mergulha em uma severa crise em decorrência da qual a década de oitenta ficou marcada como “a década perdida”.

2.4.2 O processo de reestruturação

Devido aos problemas observados na década de oitenta, em especial a fragilidade financeira do setor público brasileiro, e diante da disseminação da ideologia liberal no

contexto internacional, inicia-se a década de noventa com a inserção de modificações na estrutura de funcionamento da economia em diversas frentes. Dentre elas observa-se uma pauta de mudanças na estruturação do mercado de energia elétrica.

O marco do início do processo de reestruturação no Brasil data de 1995 com a Lei de Concessões (SILVA, 2001). Esta lei institui mudanças institucionais tais quais:

- Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
- Criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE)
- Proibição de compra e venda de energia por transmissoras
- Definição da rede básica
- Estabelecimento dos instrumentos contratuais de compra e venda de energia e uso do sistema de transmissão
- Definição do livre acesso à rede básica de transmissão

A criação da ANEEL, assim como a das demais entidades criadas, estava em sintonia com os objetivos da política em questão (BURATINI, 2004). Cabia a ela, entre outras atribuições, a defesa da concorrência combatendo a concentração de poder de mercado por qualquer dos agentes e a administração de conflitos de interesses entre empresas e usuários.

O MAE também se destaca como instituição voltada para garantia da manutenção da supremacia dos mecanismos de mercado. Operava através da centralização de todos os contratos de compra e venda de energia, funcionando à semelhança de uma câmara de compensação. Era através das negociações empreendidas neste que eram determinados os preços de curto prazo (spot) referente a sobras de energia e energia não contratada bilateralmente, e os preços de longo prazo, que eram muito mais estáveis por serem negociados com base em estimações dadas a partir de observações históricas de utilização da capacidade dos geradores.

Em geral acreditava-se que com a restrição da intervenção estatal e criação de instituições autônomas e regras claras e estáveis que visassem a garantia da concorrência, haveria uma tendência natural do mercado para a promoção das condições propícias à ocorrência de investimentos privados e estabelecimento de preços em patamares baixos.

No entanto, o que se observou foi a elevação de preços e incoerência dos investimentos nos montantes necessários que podem ser explicados por diversas razões, como as privatizações, e a política de reestruturação em si tanto em sua forma quanto em sua essência.

Diante deste entrave prático à obtenção de resultados satisfatórios na operação dos mercados, optou-se por adotar estratégia de inserção gradual da concorrência a qual contaria

com um cronograma de inserção gradual dos agentes ao mercado livre a partir de 2003, visando plena inserção dos agentes em 2007.

Em suma, apesar das evidências de que no curto prazo haveria impossibilidade de obter redução de preços via operação do mercado, continuou-se a considerar que a criação gradual de um mercado competitivo seria o caminho adequado para obtenção de expansão dos investimentos privados, dinamização das transações e redução de preços no médio e longo prazos (SAUER, 2002).

Neste contexto de criação de uma autonomia normativa para a operação do setor elétrico não se pode deixar de abordar o Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS começou a operar em 1999, em substituição ao Grupo Coordenador de Atividades Interligadas¹⁴, porém com composição e estratégias bastante distintas deste. O ONS foi concebido como pessoa jurídica de direito privado e constituído de representantes dos agentes do setor, consumidores e poder concedente.

Basicamente, através de Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão estabelecidos entre o ONS e os proprietários das redes básicas cedia-se a este o direito de operação garantindo àqueles a remuneração dos custos e investimentos relacionados à atividade de transmissão (BURATINI, 2004).

Os geradores, por sua vez, informavam o ONS a respeito dos preços estabelecidos nos contratos bilaterais, energia contratada bilateramente, capacidade, volume, reservas entre outros. Então, a partir destes dados, o ONS realizava a solução de um problema de otimização que estabeleceria o custo marginal do sistema.

Em linhas gerais, eram definidas como atribuições do ONS de acordo com a Lei 9.648 de 27 de maio de 1998:

- 1) Garantir livre acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória
- 2) Promover a otimização da operação do sistema elétrico sendo responsável pelo planejamento e programação da operação assim como realizando o despacho centralizado
- 3) Incentivar a expansão do sistema ao menor custo
- 4) Administrar a rede básica de transmissão

Observe-se que as atribuições do ONS, não condizem com os operadores independentes observados em outras experiências internacionais. Apesar da garantia de acesso

¹⁴ Vinculado à ELETROBRÁS.

não discriminatório às redes de transmissão remeter diretamente aos pressupostos da concorrência perfeita, a centralização da operação pode ser tida como resultante das especificidades do setor elétrico brasileiro, a saber, o predomínio da geração hídrica e restrições de transmissão.

No que diz respeito à regulação tarifária, a política de reestruturação visava de um lado promover benefícios resultantes da redução das tarifas via elevação da produtividade do setor e da maior qualidade dos serviços prestados e de outro, promover incentivos ao investimento privado, buscando garantir taxas de rentabilidade consideradas atraentes. De acordo com Buratini (2004), observou-se com o tempo a incompatibilidade destes objetivos, que levaram, sempre que evidenciada, à beneficiar os investidores privados em detrimento dos consumidores.

Em primeiro lugar, porque, conforme alega Camargo (2001), a experiência internacional já havia comprovado que ganhos de produtividade não consistiam em fator suficiente para a elevação da qualidade dos serviços, uma vez que havia brechas que possibilitavam às companhias perseguir tais objetivos através de demissões e sub-investimentos na renovação e manutenção dos equipamentos (BURATINI, 2004).

Em segundo lugar, observa-se que devido à garantia de não serem introduzidos redutores na fórmula de recomposição tarifária durante 8 anos e a escolha do Índice Geral de Preços (IGPM) como índice de preços para reajuste das tarifas havia tendência de elevação destas acima da inflação. De acordo com Buratini (2004) o IGP-M incorporava aos preços inclusive efeitos decorrentes do próprio aumento das tarifas e seus respectivos impactos sobre os demais setores da economia. Sob a ótica de Sauer (2002), a opção por este índice decorre do fato deste ser elaborado por uma instituição independente do governo, a Fundação Getúlio Vargas (FGV), que seria mais confiável à medida que se isentaria de pressões políticas mais contundentes.

Por sua vez, as privatizações tomaram proporções e tiveram objetivos que iam além daqueles presentes nas políticas de reestruturação, como, por exemplo, financiar as contas públicas. Chama a atenção que o processo de privatização constituiu-se em internacionalização das empresas de energia o que culminou com uma debilitação ainda maior das reformas. Isto ocorre à medida que as empresas passavam a ser controladas por grupos estrangeiros com capacidade financeira, operativa e clareza de objetivos que contrastavam com a fragilidade dos órgãos de controle e regulação recém criados no país (SAUER, 2002). As privatizações, portanto, consistiram, ao contrario do que se acreditava, em entrave à constituição plena do modelo idealizado pelos reformadores.

Vale ressaltar ainda, que a venda de ativos governamentais constituía, segundo Buratini (2004) um fator impeditivo à ocorrência de investimentos privados em novas plantas de geração. Afinal, grandes empreendimentos hídricos já amortizados representavam alternativas de geração com custo muito inferior ao custo marginal dos novos empreendimentos.

De acordo com Bajay (2006) apesar do intuito inicial do governo para a privatização das empresas, transferiu-se para a iniciativa privada parcela inferior a 30% da capacidade de geração. O segmento em que ocorreu privatização de grande parcela dos ativos foi o de distribuição, em que se privatizou 70% da capacidade. Vale ressaltar que de acordo com este autor, o movimento de privatizações foi guiado mais por interesses de levantar recursos para pagamentos de dívidas governamentais do que promoção de ganhos para a indústria e elevação da eficiência, como constante nos documentos.

Além das privatizações, conforme determinação da Lei 9.648/98, o governo ainda propôs a cisão das demais empresas federais remanescentes, originando, a princípio, as seguintes empresas: a) três a partir de Furnas (duas geradoras e um transmissora); quatro a partir da Chesf (três geradoras e uma transmissora) e, por fim, seis a partir da Eletronorte (duas geradoras isoladas, uma geradora que fornece para o sistema interligado – hidrelétrica de Tucuruí –, uma transmissora do sistema interligado e duas empresas integradas que atendem sistemas isolados) (PIRES, 2000).

Considera-se que a transformação do funcionamento do setor de energia elétrica através da inserção da concorrência não se consolidou em decorrência de obstáculos encontrados pelos reformadores durante a instituição das mudanças, mas também em decorrência de especificidades do setor elétrico brasileiro que não foram contempladas nas propostas (BURATINI, 2004 :p.125).

Zhang (2004), aponta a importância do ordenamento das etapas de implementação dos modelos competitivos. Ao estudar dados relativos à 25 países em desenvolvimento no período 1985-2001, este autor relata que o estabelecimento de uma autoridade reguladora independente e da competição antes da realização de privatizações, está correlacionado à maiores volumes gerados, maior capacidade e utilização mais eficiente do capital

Ao realizar-se um confronto entre o ordenamento de etapas tido como ideal na literatura e as etapas formalmente observadas na implementação das reformas no mercado brasileiro observa-se a inversão da ordem entre algumas etapas.

Idealmente, a primeira etapa seria o estudo aprofundado da situação e especificidades do setor elétrico brasileiro seguida da definição do modelo adequado a estas características. O

que se observou no Brasil foi a implementação da Lei das concessões de serviços de energia elétrica, que corresponderia à segunda etapa, antes que a primeira tivesse sido levada a cabo.

A segunda etapa ideal consiste na elaboração da Lei básica que respaldará as reformas. Ao invés, no Brasil, em segundo lugar, ocorreu a elaboração do Plano diretor da Reforma do Aparelho do Estado.

Em terceiro lugar, estaria a regulamentação detalhada e criação dos órgãos reguladores e de operação do sistema. Neste momento, a reforma brasileira, empreendeu a privatização de duas importantes empresas: Light e Escelsa através do Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE).

Em um quarto momento, considera-se necessária a implementação efetiva do mercado em que se darão as transações entre os agentes. Somente em quarto lugar são regulamentados e criados os principais órgãos: a saber, ANEEL, MAE e ONS. Note-se que no atraso referente a esta etapa pontuam-se muitas das críticas ao fracasso do modelo proposto. Isto decorre da observação da fragilidade das entidades criadas frente aos demais participantes do setor.

Somente em último lugar estariam as privatizações, que no Brasil ocorreram em etapa anterior. Conforme Quadro 4.

Etapas	Ideais	Efetivas
1 ^a	Estudo e definição do modelo	Lei de concessões de serviços de energia elétrica (Lei 8.987/95 e Lei 9.074 /95) Remete à (2 ^a) etapa ideal
2 ^a	Lei Básica	Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado (dez, 1995) Remete à primeira etapa ideal (1 ^a)
3 ^a	Regulamentação detalhada e criação dos órgãos	Privatização da Light e Escelsa Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE) Remete à (5 ^a) etapa ideal
4 ^a	Implementação do Mercado	ANEEL (Lei 9.427/96) MAE e ONS (Lei 9.648/98) Remete à terceira etapa ideal (3 ^a)
5 ^a	Privatização	A criação do MAE remete à (4 ^a)

Quadro 4 – Inversão das etapas ideais para realização da reforma. Fonte: Zhang (2004) entre outros. Elaboração própria.

Posto isto, conclui-se que os problemas que emergiram no setor elétrico brasileiro no final da década de 90 são tidos como decorrência tanto de problemas de implementação das reformas reestruturantes para o setor quanto da inadequação de diversos aspectos das propostas às idiossincrasias do setor elétrico brasileiro.

Em razão da ocorrência de uma severa crise de racionamento no país no ano de 2001 acelerou-se o processo de reforma do modelo vigente a fim de corrigir o que foi percebido como falhas do modelo implementado. Cresce no país uma forte oposição ao movimento de privatização dos ativos estatais do setor elétrico. E são tomadas medidas que visam minimizar o risco de blackouts. Dentre estas medidas se destacam: a) programa de racionamento, construção de plantas de geração com períodos de maturação mais curtos, c) adiantamento do cronograma de obras de transmissão.

Neste contexto, nasce um novo modelo para o setor elétrico, que visava superar deficiências do modelo anterior, tanto no que diz respeito a erros de implementação como estrutura fundamental.

2.4.3 Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro

O novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro foi definido pela Lei 10.848/2004, que pretende estabelecer regras mais claras, estáveis e transparentes que possibilitem a efetiva garantia do suprimento para o mercado assim como a expansão permanente das atividades intrínsecas do setor (geração, transmissão e distribuição). A ênfase na expansão do setor está assumidamente vinculada ao provimento de maior segurança e à busca da justa remuneração para os investimentos, assim como à universalização do acesso e do uso dos serviços - além da modicidade tarifária, em um horizonte de curto, médio e longo prazos.

O Decreto 5.081/2004 - que regulamentou o novo marco regulatório do setor elétrico - especifica as providências que seriam necessárias para alcançar os objetivos propostos, quais sejam: a) promover a modicidade tarifária; b) garantir a segurança do suprimento; c) criar um marco regulatório estável.

A mudança principal a ser apontada remete ao mecanismo de comercialização de energia. Abol-se o mercado atacadista (MAE), no qual as empresas poderiam negociar contratos bilaterais livremente ou deixar para realizar suas transações no mercado de curto

prazo para a criação de um modelo de comercialização centralizada (VIEIRA FILHO et alli, 2006).

No novo modelo, as empresas de distribuição são obrigadas a contratar 100% da carga prevista em leilões de médio e longo prazos. Não mais possuem liberdade de realizar contratos bilaterais, mas realizam toda a contratação através de leilões centralizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O mercado de curto prazo se destina somente ao ajuste decorrente das imprecisões das previsões face à realidade observada.

Com isso, observa-se a redução da parcela de energia comercializada nos mercados de curto prazo de aproximadamente 20% para 2% do total da energia comercializada (VIEIRA FILHO et alli, 2006).

Vale ressaltar que tal medida decorre da tentativa de transpor uma crítica realizada à operação do MAE, de que os preços muito voláteis observados não serviriam como sinais econômicos adequados para as decisões dos agentes privados. Conforme tratado na seção 2.2.1 do presente trabalho, em mercados que operam em concorrência os preços são variáveis cruciais para o posicionamento dos agentes no mercado.

Outra alteração importante decorrente da ocorrência do racionamento e observação da incapacidade das políticas de fomento para induzir a construção de nova capacidade pela iniciativa privada remete à transferência da tarefa de planejamento de um comitê composto de agentes do setor para uma instituição de planejamento centralizada.

Apesar destas medidas, Vieira (VIEIRA FILHO et alli, 2006) acredita que a segurança do sistema ainda não é um aspecto bem abordado pelo modelo, que conceberia este como um problema de minimização entre custo de investimento e custo de operação. Segundo tal autor, para melhor adequação, seria necessário ainda incluir na função objetivo os custos da ocorrência de déficits energéticos, para que este problema tivesse solução coerente.

De acordo com Sauer (2002 b) a regência do setor elétrico pelo mercado e ordenada a partir de sinais de preços não logrou êxito, e demandou que a partir da reformulação do modelo fossem re-introduzidos instrumentos de planejamento da expansão através de políticas públicas voltadas para a qualidade e confiabilidade do suprimento.

Desta forma, o Comitê Coordenador do Planejamento da expansão, composto de representantes do setor, foi substituído. A partir da Lei 10.847/2004 do decreto 5.184/2004 criou-se a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), composta de quadro técnico e cuja tarefa é suprir o Ministério de Minas e Energia (MME) ao qual é subordinada, com dados que respaldem o planejamento do setor energético.

Em suma, as principais características dos três momentos distintos do setor elétrico, abordados sucintamente neste item podem ser observadas no Quadro 5.

	Modelo Estatal	Modelo Competitivo	Modelo híbrido
Estrutura	Centralizada. Integração das atividades desde a geração até entrega da energia ao consumidor final. Grandes empresas estatais.	Separação entre as atividades de geração transmissão, distribuição e comercialização. Privatização principalmente das empresas de distribuição.	Maior centralização. Cessam as privatizações.
Operação	Centralizada: ELETROBRÁS	Centralizada: ONS	Centralizada: ONS
Planejamento da expansão da geração	Governamental, determinativo.	Governamental, indicativo. Com importante participação dos agentes do setor via comitê.	Governamental, indicativo. Instituição de planos decenais.
Comercialização	Empresas verticalizadas englobam desde a geração à distribuição.	Duas alternativas: comprar no curto prazo (mercado Spot ou balcão) ou no médio prazo (contratos bilaterais).	Empresas de distribuição devem por força de determinação, realizar 100% de sua carga estimada em contratos de Médio prazo. O mercado de curto prazo destina-se apenas a ajustes entre previsões e valores efetivos. Leilões centralizados.
Segurança do sistema	Viabilizada nos investimentos à frente da demanda e no princípio da remuneração garantida.	Comitês de monitoramento foram criados para garantia da confiabilidade do sistema. Ações corretivas foram tomadas, como a criação de geração térmica pelo PPT,	Empresas de distribuição precisam provar estarem 100% contratadas no mercado de médio e longo prazo. Medida visa minimizar riscos de falta de suprimento.
Críticas observadas na literatura	Crise da década de 80 diminuiu investimentos estatais. Além disso, tarifas de energia foram utilizadas com fins diversos, como, por exemplo, instrumento de contenção da inflação. Inexistência de estímulos à eficiência após a equalização tarifária.	Incapacidade em garantir a segurança do sistema. Grande volume de energia negociada no curto prazo. Incapacidade de reduzir tarifas.	Falta disponibilização dos estudos realizados para o planejamento. Regulação específica que concilie a presença de agentes privados e estatais no mesmo mercado. Necessidade de colocar recursos de geração em leilões diferentes em decorrência de suas características.

Quadro 5 – Comparativo entre modelos. Fonte: Diversas.Elaboração própria.

2.5 Considerações sobre a questão de mercados e mercado brasileiro

O presente capítulo buscou definir o comportamento dos mercados de energia elétrica, contextualizando modelos teóricos como Pool Models, em que haveria concorrência plena entre os agentes; Wheeling e thirf party Access, de concorrência incompleta em que existe exposição à competição tanto da capacidade instalada como em expansão; Monopólio, em geral modelos verticalizados vigentes durante as gestões estatais, e Monopsônio, modelos em que há um único comprador.

A seguir, realizou-se uma breve tentativa de esboçar tendências atuais de liberalização dos mercados de energia elétrica nos diversos países, buscando observar a existência de um padrão que defina em linhas gerais esta transformação dos mercados de energia.

Ressalta-se a necessidade percebida pela desvinculação dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Discute-se a possibilidade da instituição da concorrência nestes segmentos e suas implicações sobre a energia elétrica enquanto mercadoria.

Por fim, reconstitui-se parcela da história do mercado brasileiro de energia elétrica, tentando distinguir períodos de acordo com o modelo adotado para o funcionamento do mercado elétrico. Parte-se da década de 30, com o Código de Águas e direciona-se em forma de linha do tempo, até o momento atual, no qual se descreve brevemente características marcantes do sistema vigente, em especial em relação à características que o distinguem do modelo liberal implantado no período imediatamente anterior. Resumidamente, se trata de abordar aspectos essenciais dos modelos sob a gestão estatal, modelo liberal I e novo modelo instituído a partir da crise escancarada pela ocorrência do “apagão”.

Alerta-se, no âmbito deste capítulo, que a energia elétrica consista em mercadoria especial, com características que não permitam que ela seja tratada como commodity. Além disso, ressalta-se que mesmo nos segmentos em que se acreditava ser possível a concorrência, apresentou-se possibilidade de exercício de poder de mercado pelos agentes.

Considera-se também que a essencialidade da energia elétrica nos dias de hoje, configure fator determinante de assimetria de poder entre consumidores, especialmente consumidores domésticos, e agentes dos diversos segmentos do setor. Isto, portanto, consistiria mais um entrave ao funcionamento do modelo concorrencial no setor elétrico.

No que tange o mercado brasileiro, observa-se que de fato, a dominância de geração hidrelétrica implique a necessidade de maior grau de planejamento, e determine a ocorrência de despacho centralizado por meio do operador do sistema.

Resumidamente, o que se buscou contemplar no presente capítulo consiste na resposta às seguintes questões:

1. O que é mercado de energia elétrica e como funcionam?
2. Quais são as tendências observadas recentemente nos mercados dos diversos países?
3. Como se desenvolveu o mercado de energia elétrica no Brasil historicamente? Quais suas características marcantes? E qual rumo tem tomado?

Observe-se que em decorrência do escopo do trabalho tais discussões foram desenvolvidas brevemente, visando prover conceitos importantes e levantar temas relevantes à discussão a ser empreendida nos capítulos seguintes, em que se voltará para a apresentação, aplicação e avaliação de dois modelos de precificação para a energia elétrica, inicialmente sob modelo hipotético, e em segundo lugar através da utilização de dados brasileiros com as devidas adaptações.

3. Modelos de precificação de energia elétrica

3.1 Considerações a respeito de precificação de energia elétrica

De acordo com Weigt (WEIGT et alli, 2006), a realização de modelagem econômica que considere restrições técnicas e físicas traz importantes contribuições para a determinação da configuração e operação dos sistemas elétricos. Desta forma, a elaboração e avaliação de modelos de precificação para a energia elétrica que levem em conta características da rede de transmissão envolvida, se mostra deveras relevante.

Vale ressaltar que uma das principais justificativas apontadas para o fim do modelo estatal conforme indica (BURATINI, 2004), seria a ineficiência do Estado na gestão de atividades empresariais o que remete diretamente à questão dos preços praticados.

Além disso, diante da instituição de um mercado de energia elétrica propriamente dito emergem necessariamente questões relacionadas a como determinar preços adequadamente à energia. Conforme já assinalado, as discussões recentes apontam para a contraposição entre duas alternativas: modelos nodal e zonal.

Seriam objetivos dos mecanismos de precificação:

- Promover mercado eficiente para energia e capacidade de geração e transmissão;
- Emitir sinais eficientes para alocação de novos empreendimentos de geração e transmissão;
- Implementação de soluções coerentes com custos de transações que consistem nos custos de operação do sistema e nível de liquidez no mercado que sabidamente constitui uma barreira à entrada.

Ressalte-se que tais objetivos, presentes nas discussões teóricas de mercado devam ser observados criticamente de acordo com os elementos levantados no capítulo 2 deste trabalho em que se destaca a energia elétrica enquanto mercadoria especial.

Em decorrência da relevância da discussão de preços em energia elétrica, o presente capítulo se centra na apresentação destes dois modelos importantes de precificação: os modelos nodal e zonal.

Tais modelos são relevantes à medida que consideram aspectos referentes à restrições do sistema de transmissão, cuja administração se mostra de suma importância nos mercados desregulados de energia elétrica (MÉNDEZ, 2004).

Bjørndal & Jørnsten (2001) mostram que o método utilizado para a administração do congestionamento afeta grandemente os preços, e conseqüentemente os ganhos dos diversos

agentes envolvidos, inclusive o operador do sistema. Isto culmina na observação de que os agentes possam ter preferência por um determinado método, podendo exercer pressões para sua adoção.

Para Hogan (1999) o congestionamento das linhas de transmissão é um problema importante a ser levado em consideração, pois poucos sistemas seriam realmente irrestritos no que tange à transmissão. Além disso, para ele, os custos decorrentes das restrições de transmissão podem ser substancialmente maiores do que os custos de geração.

Conforme alerta Bjørndal (2001), em mercados de eletricidade desregulados, a gestão dos congestionamentos das redes é uma tarefa central do Operador Independente do Sistema (OIS). Isto ocorre, uma vez que linhas congestionadas podem efetivamente impedir o acesso dos geradores ao mercado, reduzindo em conseqüência os potenciais benefícios almejados pela instituição da concorrência nestes mercados.

Este efeito poderia acarretar inclusive, possibilidade de exercício de poder de mercado por parte de geradores isolados em relação aos demais pelas restrições de transmissão. Por outro lado, geradores competitivos podem ser impedidos de atender a carga diante de isolamento.

A opção por avaliar tais modelos não decorre de arbitrariedade, mas da observação de que além de modelos teóricos amplamente discutidos e polêmicos¹⁵, são ferramentas práticas utilizadas em diferentes países, por exemplo, aqueles apresentados no Quadro 6. Notadamente, tem-se a aplicação com sucesso de modelo zonal de precificação na Noruega desde 1991, enquanto o modelo nodal também apresenta resultados satisfatórios em sua aplicação no Reino Unido, conforme relata Weigt (2006).

Nodal		Zonal	
Mercado	Período	Mercado	Período
Chile	1982-atual	Noruega	1991- atual
Argentina	1992- atual	Austrália	1998-atual
Peru	1993 –atual	Dinamarca	2000-atual
Bolívia	1994-atual	Itália	1999-atual
Nova Zelândia	1996-atual		
Califórnia	2002-atual	Califórnia	1998-2002
PJM	1998-atual		
New York	1999-atual (oferta)	New York	1999-atual (carga)
New England	2003-atual	Texas	2001-atual

Quadro 6 - Quadro exemplificativo da aplicação nodal e zonal nos países e alguns estados americanos. Fonte: Ding (2005) e autoridades nacionais (2006)

¹⁵ Observe-se a discussão empreendida entre Harvey(2000) e o Operador da Califórnia (CAISO, 2000).

Em linhas gerais, pode-se dizer que o dilema presente na escolha entre um ou o outro modelo remete à questão da regulação, à medida que defender a precificação nodal subentende repudiar a ação governamental na instituição de zonas artificiais que delimitariam as fronteiras de atuação dos agentes.

Vale adiantar que em decorrência dos aspectos respectivos das curvas de oferta e demanda haverá variações nos resultados finais das modelagens dos preços. Em geral, os modelos assumem curvas de oferta infinitamente elásticas e curvas de demanda totalmente inelásticas. Será adotada tal suposição à medida que sabidamente tem-se uma baixa elasticidade da demanda por energia elétrica.

A discussão desenvolvida a seguir se realiza com base nos custos totais do sistema, como medida de comparação do desempenho das metodologias propostas.

3.2 Modelos Nodais de precificação

O modelo de precificação nodal, também conhecido como Locational Marginal Pricing (LMP), foi concebido e desenvolvido inicialmente por Schweppe (1988) e consiste em um mecanismo de precificação de curto prazo.

Este modelo, ou algo muito próximo deste, é utilizado atualmente para a determinação de preços nos mercados elétricos de Nova Iorque, Nova Inglaterra, Argentina e Chile. Sendo assim, autores como Weigt (2006), consideram que o modelo teórico nodal tenha o mérito de ter deixado de ser uma abordagem meramente teórica para tornar-se uma ferramenta eficiente na prática para a precificação e administração dos congestionamentos da transmissão.

Conforme Hogan (1999 a) não há nada de pouco usual a respeito da precificação nodal. É o sistema natural que foge aos princípios dos mercados competitivos em termos do comportamento físico das redes elétricas. Este seria o modelo mais simples a ser adotado por um Operador Independente que funcionaria realmente no contexto de um mercado flexível em que há oportunidade de escolha para os agentes. Para ele, a receita seria promover o ajuste de preços para que estes possam ser usados como sinais efetivos para os agentes do mercado.

3.2.1 Em busca de uma definição

Nos modelos nodais, a determinação do preço dá-se em função dos mercados locais de energia e suas limitações reais. Ou seja, se há uma localidade em que operam duas unidades de geração, o preço cobrado se originará da interação entre estes ofertantes, inicialmente buscando o suprimento a partir da fonte mais barata. Ao esgotamento da capacidade desta

diante da carga, complementa-se o fornecimento através do segundo gerador. Os preços nos nós poderão ser significativamente diferentes entre si.

Sendo assim, o principal benefício apontado para justificar a utilização dos modelos nodais é justamente a ocorrência de preços diferenciados entre as regiões, que seria responsável por sinalizar adequadamente onde há e onde falta eficiência na operação do mercado. Desta forma, a administração do mercado poderia embasar-se não mais em dados técnicos, mas nos preços que se tornariam sinais adequados da ocorrência de congestionamento.

Ding (2005) descreve o preço nodal como um design de mercado que promove uma escala de despachos que respeita de forma ótima as leis físicas do fluxo de potência nas redes de transmissão e restrições de fluxo nas linhas entre outras. Mas reconhece que em muitos sistemas pode-se haver mais de 100 nós, e conseqüentemente preços diferentes que venham a dificultar a compreensão e complicar o processamento dos dados e acertos financeiros.

A este respeito, Hogan (1999 a) alega que diferentes preços para nós distintos surgem diante de uma restrição de transmissão na rede elétrica porque acredita que esta tenha efeitos diferentes entre os nós. Tal efeito seria resultado da física de fluxos paralelos para o qual apenas engenheiros elétricos tenham intuição adequada à respeito.

Para Hogan (1999 a) o modelo efetivamente simples seria composto de uso do modelo nodal para a precificação associado ao despacho econômico administrado por um Operador Independente do Sistema elétrico através de leilão, considerando restrições para segurança do sistema.

Vale ressaltar o fato de que em geral, a precificação nodal é associada à administração de congestionamentos de transmissão (Hogan, 1998), mas que há estudos de sua aplicação na precificação de perdas nas linhas, mais uma vez, relacionando-se à busca de provisão de sinais adequados aos agentes transmitidos via preços.

Observe-se a seguir a operação do modelo nodal apresentada a partir de situações hipotéticas que possibilitem uma boa visualização dos procedimentos envolvidos tanto para o cálculo dos preços locais quanto para os custos totais do sistema.

3.2.2 Aplicação do modelo nodal

Consideremos inicialmente um sistema, em que não há perdas de energia, com apenas duas barras. Este sistema é alimentado apenas por geradores hidroelétricos. Além disso, a linha de transmissão que liga as duas barras tem capacidade térmica de 500 MW. As cargas, capacidades de geração e preços são apresentados na Figura 1.

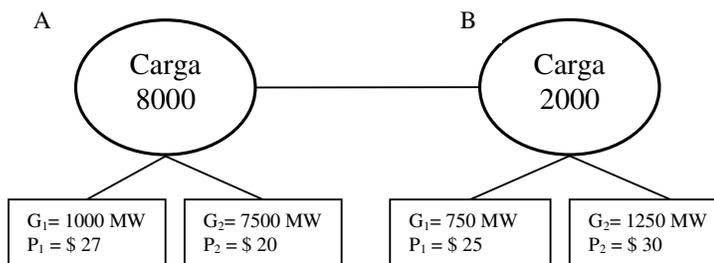


Figura 1 - Exemplo de duas barras para geradores hidrelétricos

Neste sistema pode-se, a partir da operação de um modelo de precificação nodal, obter que o consumidor de cada barra paga pela carga recebida de acordo com o preço de geração da barra local. Sendo assim, tem-se que: o preço na barra A será $P_a = \$27$ e na barra B será $P_b = \$30$. Haverá ainda um fator determinado pela diferença dos preços entre as barras positivo ou negativo em decorrência do preço da geração efetiva e preço cobrado do consumidor. O custo total do sistema, considerando as restrições térmicas de transmissão, será dado por:

$$CTN = \$27 \cdot 8000 + \$30 \cdot 2000 - \$3 \cdot 500 = \$274500$$

Pode-se observar que oscilações nos preços em cada barra serão absorvidos completamente pelos consumidores daquela região. Isto pode trazer uma grande instabilidade aos preços, possibilidade nociva aos consumidores deste bem tão essencial. Mesmo dada sua importância, a demanda por energia poderá sofrer retração diante de oscilações de preços de grandes magnitudes, resultando na exclusão involuntária do acesso ao consumo deste bem.

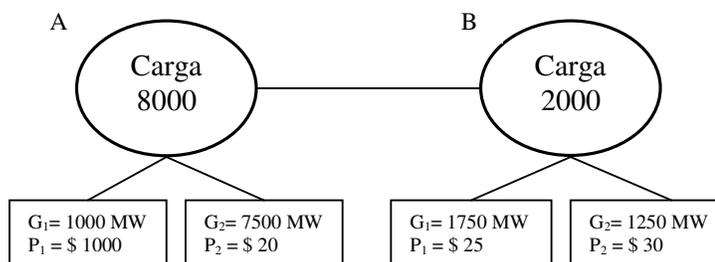


Figura 2- Exemplo de duas barras para geradores hidroelétrico e térmicos

Para o sistema da Figura 2, o custo total nodal, é dado por:

$$\text{CTN} = \$1000 * 8000 + \$30 * 2000 - \$970 * 500 = \$7575000$$

O modelo então pode ser expandido para a incorporação de mais um nó. A incorporação de mais nós no sistema permite a aproximação a modelos mais complexos, à medida que existe, por exemplo, mais de uma linha de transmissão com possibilidades diversas de intercâmbio entre os nós.

Considere-se inicialmente o seguinte modelo, com reatâncias iguais e limites térmicos iguais a 1000 MW - suposições que irão ser mantidas em todas as situações apresentadas a seguir.

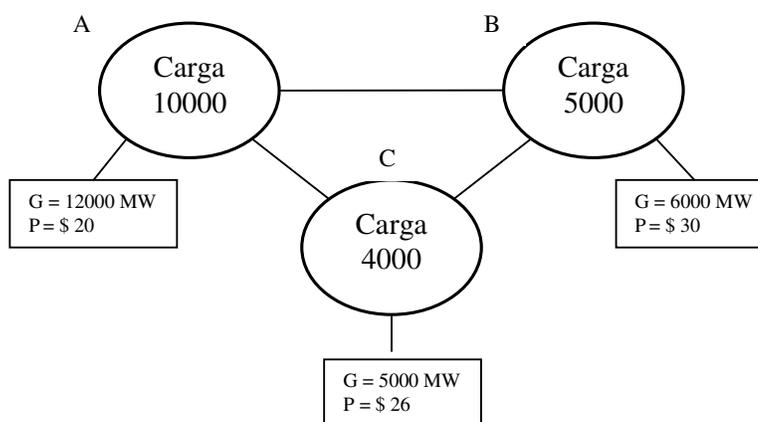


Figura 3 - Primeira situação para o sistema de 3 barras

Nesta situação, o resultado, em termos de custos nodais pode ser dada da seguinte forma:

$$\text{CTN} = \$20 * 10000 + \$30 * 5000 + \$26 * 4000 - \$10 * 1000 - \$4 * 1000 - \$6 * 1000 = \$434000$$

Observe-se que os termos positivos representam preço dos geradores ponderados pela energia gerada por estes respectivamente. Os termos negativos, por sua vez, remetem à redução de custos originada da do despacho geradores mais baratos. Tais termos poderiam ser positivos diante do despacho de geradores mais caros antes de esgotar as possibilidades com preços inferiores devido à limitação das linhas de transmissão.

Na situação a seguir, considera-se a presença de um monopolista¹⁶, havendo capacidade de geração suficiente nas demais barras para o fornecimento da carga total do sistema, como apresentado na Figura 4.

¹⁶ A noção de monopólio está definida no segundo capítulo, a saber, item 2.2.2. Neste exemplo hipotético caracteriza-se a presença do monopolista, ou seja, do agente capaz de manter preços acima dos preços

Como se pode observar, a existência de restrições de transmissão, que impedem os geradores mais baratos de suprirem toda a carga, leva à elevação dos custos totais da zona, uma vez que o gerador monopolista fixa seus preços muito acima dos custos marginais, e preços dos demais agentes.

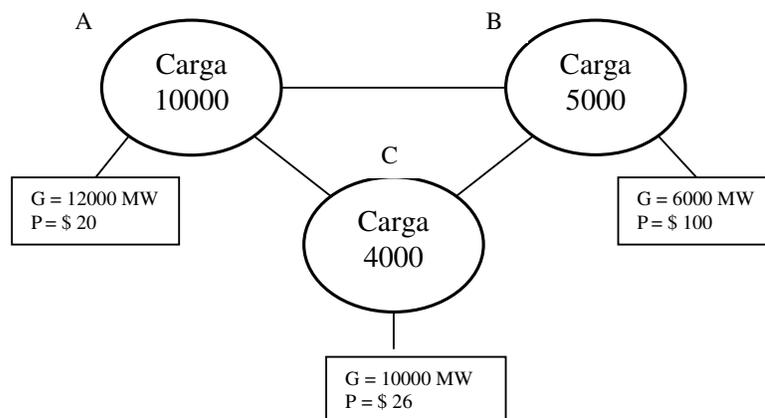


Figura 4 - Segunda situação para o sistema de 3 barras

Os custos totais de geração são dados por:

$$CTN = \$20 \cdot 10000 + \$100 \cdot 5000 + \$26 \cdot 4000 - \$80 \cdot 1000 - \$74 \cdot 1000 - \$6 \cdot 1000 = \$644000$$

Como se pode observar, em comparação à situação anterior, em que não havia monopolistas, sendo todos os geradores ofertantes a preços relativamente próximos, houve um acréscimo substancial nos custos totais imputados ao sistema.

3.3 Modelos zonais de precificação

Os modelos zonais de precificação consistem em uma tentativa de corrigir imperfeições observadas nos modelos de precificação uniforme, pelos quais cada país deveria adotar um preço único para a energia elétrica.

Estes modelos, de acordo com Xingwang (2003), não seriam capazes de alcançar a harmonia entre liquidez de mercado e precificação eficiente. Por isso, os modelos zonais foram desenhados de forma a restringir as áreas de preço único a regiões limitadas, determinadas com base na ocorrência e nos custos de congestionamento das linhas de transmissão.

Para alguns autores, como Ding (2005), o modelo zonal pode ser entendido como uma etapa de aproximação entre a metodologia de precificação uniforme e precificação nodal. Conforme observa, no período recente muitos mercados migraram para as metodologias nodal e zonal de precificação, embora alguns continuem adotando a precificação uniforme.

Atente-se para o fato de que a precificação zonal não consiste em mera simplificação do método nodal. Afinal, a agregação dos nós em zonas modifica a distribuição dos ganhos entre os agentes. Para Bjørndal & Jørnsten (2001), as conseqüências de escolher dentre as metodologias nodal e zonal são difíceis de antecipar. Para estes autores as diferenças no despacho ótimo e diferentes soluções zonais decorrem dos custos de congestionamento respectivamente das restrições reais e fictícias.

Tem-se que com mecanismos de administração, os congestionamentos não são precificados, mas socializados ex-post baseado em custos para usuários do sistema. Muitos autores consideram que os mecanismos de administração de congestionamentos, como os explanados na descrição do modelo zonal falham para:

- Promover de sinais adequados para investimentos futuros, pela unificação de nós não necessariamente uniformes em termos de interligações e suprimento da carga
- Permitir que usuários ofertem lances que reflitam sua disposição a pagar pelos recursos escassos, pois os preços serão uniformes por toda a zona.
- Alocar custos de congestionamento pelas causas, levando à socialização dos custos eventualmente locais para todos os consumidores da zona em questão.

Sendo assim, tal modelo seria considerado inadequado sob a ótica de funcionamento de um mercado perfeito não regulado, à medida que seria incapaz de produzir endogenamente os estímulos para a operação mais eficiente, o que é atribuído na maioria dos casos à presença de intervenção por parte de órgãos governamentais na definição de fronteiras artificiais dentro das quais considerar-se-ia a ausência de restrições de transmissão.

3.3.1 Em busca de uma definição

Stoft (1997) evidencia que a divisão de uma rede em zonas, seja, em geral, um questão cujo resultado não possa ser determinado de forma óbvia. Este autor determina que tal divisão deva ocorrer com base na afinidade entre os nós determinada através de preços nodais semelhantes.

Bjørndal (2001), por sua vez, aponta que a determinação das zonas conforme tal semelhança dos preços entre os nós não seja a maneira que leve indubitavelmente o sistema zonal à obtenção dos melhores resultados sociais. Tal autor observa que na prática, a

implementação das zonas se dê alocando separadamente nós terminais de uma linha congestionada.

Alguns autores propõem ainda uma solução dinâmica que pode ser de implementação complexa Bjørndal (2001). Neste sentido, Hogan (1999 b) tratando do número de zonas necessárias para a implementação do sistema zonal em um dos mercados americanos apresenta um critério embasado no desvio padrão dos preços entre as zonas que postula que este deva ser menor que 10% do preço médio da zona. Neste trabalho, Hogan (1999 b) aplicou a metodologia para alguns meses e encontrou em todos os meses delimitações diferentes para as zonas, e, em alguns casos, zonas descontínuas.

Ding (2005) aponta diversas possibilidades de definição para um modelo zonal. Pode, segundo este ser tido como uma coleção de modelos de preço unificado independentes para cada zona em que as exportações líquidas entre as zonas são dadas como na solução do modelo nodal. Por outro lado, também pode ser visto como um modelo único em que cada zona equivaleria a um único nó, ou seja, vários nós seriam agrupados para efeito de cálculo, não sendo consideradas restrições de transmissão e perdas entre eles.

Hogan (1999) rejeita os modelos zonais, por tratarem com igualdade localidades que para ele seriam distintas. Alayan e Wu (2004) reiteram tal repúdio, determinando a ocorrência de contribuição do emprego do modelo zonal na Califórnia para a ocorrência da crise observada em 2001.

No entanto, Krause (2005) alega que o modelo zonal seja adequado, tendo em vista a experiência de sucesso da Noruega, que o emprega desde 1991.

Para Souza (SOUZA et alli, 2002) o modelo de precificação zonal pode ser definido a partir de algumas abordagens diferentes:

1. Como definido em (HARVEY et alli, 2000), a determinação dos preços se daria pelo cálculo irrestrito, como no caso em que não houvesse estrangulamentos na transmissão. A seguir seria adicionada a elevação dos preços em função dos geradores designados a reduzir ou aumentar sua participação no fornecimento em decorrência das restrições de transmissão.
2. O preço zonal pode ser dado pelo máximo preço nodal da zona.
3. Zonas seriam áreas em que o congestionamento das vias de transmissão é incomum e em que os preços podem ser dados facilmente pela média dos custos. Em contrapartida, entre as zonas haveria congestionamento freqüente das vias de transmissão que poderiam ser eficientemente solucionadas através da utilização do custo marginal na determinação dos preços.

4. O preço zonal pode ainda ser definido através de ponderações. Pode-se proceder de duas formas: ou multiplica-se a capacidade total pelos preços e se pondera pela capacidade total, ou utiliza-se a geração real multiplicada pelos preços e ponderada por ela.

Ding (2005) aponta que o motivo típico para a ocorrência de perdas no modelo zonal em relação ao nodal se deva à necessidade de realizar o despacho efetivo com alterações em relação ao despacho idealizado na etapa inicial do modelo, justamente em decorrência da existência de restrições físicas à transmissão tal como prevista nesta etapa. Este autor propõe a utilização do despacho nodal como base para o despacho ótimo e determina que em consequência de tal alteração os modelos nodais e zonais não apresentem divergências em relação aos custos totais do sistema, apenas distribuição de riqueza de forma distinta entre os agentes.

Bjørndal and Jørnsten (2001) estudam características da abordagem zonal e definem o processo de intercâmbio para a precificação zonal em três etapas:

1. Determinação do preço de mercado e quantidades transacionadas ignorando as restrições de transmissão tendo como base as programações de oferta e demanda
2. Caso haja sobrecarga das linhas de transmissão, os nós são divididos em diferentes zonas de cada lado do gargalo
3. Um novo preço é determinado em cada área com base nas ofertas iniciais, mas considerando as capacidades máximas de transmissão. Tal preço determinará um ganho para o operador do sistema que iguala à diferença entre o preço das áreas ponderado pelas quantidades de energia transmitida entre elas.

Certamente, o resultado do despacho sem consideração das restrições se igualará à precificação nodal sem restrições. Em contrapartida, a instituição de fronteiras fictícias trará resultados diferentes daqueles obtidos sob o modelo nodal, mesmo diante dos mesmos parâmetros em decorrência do mecanismo utilizado para computar as diferenças.

Uma aplicação foi desenvolvida na seção 3.3.2 para a elucidação de algumas questões. Antecipa-se que a precificação zonal deveria simplificar os preços nodais devido à redução do número de preços diferentes e no mesmo sentido que na metodologia nodal, deve ser capaz de sinalizar a ocorrência de custos de congestionamento das linhas de transmissão.

3.3.2 Aplicação do modelo zonal

De forma semelhante ao realizado em relação ao modelo nodal, serão avaliadas situações, com duas e três barras para a obtenção dos custos totais ao sistema imputados pela escolha deste modelo. Para que em seção posterior, possa ser realizado o confronto entre os modelos, as situações hipotéticas utilizadas são exatamente iguais para ambos os modelos.

Pode-se supor a instituição de uma zona que contenha exclusivamente aquelas duas barras anteriormente apresentadas na Figura 5. Neste caso, o preço da zona, sem restrições é \$25 e o custo total de geração, calculado como em (Harvey et alli, 2000), é dado por:

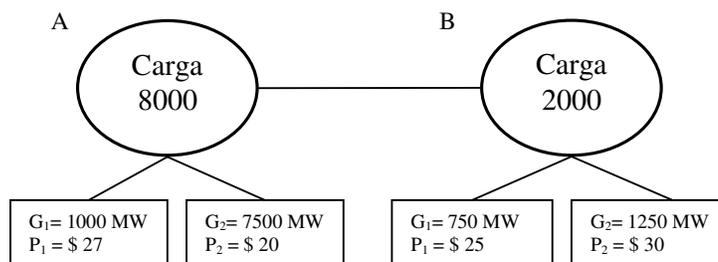


Figura 5 - Exemplo de duas barras para geradores hidrelétricos

Neste caso, o custo total pode ser obtido por:

$$CTZ= \$30*8000+\$30*2000+\$3*500=\$301500$$

Com isso, o custo por MW é dado pelo custo total dividido pela carga total do sistema. Assim, o custo zonal por MW é, portanto de \$30.15.

Observe-se que a existência de uma restrição de transmissão implicou a geração de 500MW a um preço \$3 mais caro do que na ausência de restrições. Desta forma, a terceiro termo da equação apresentada acima, remete ao mecanismo de ajuste diante da restrição.

Já para a situação apresentada na Figura 6, em que se considera a existência de geradores hidrelétricos e térmicos, o custo total do sistema é dado por:

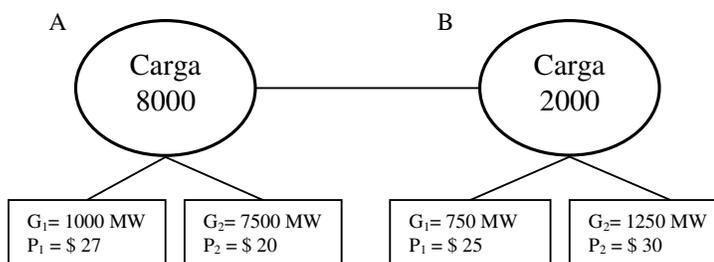


Figura 6 - Exemplo de duas barras para geradores hidroelétrico e térmicos

Para este caso os custos totais podem ser dados por:

$$CTZ = \$30 \cdot 8000 + \$30 \cdot 2000 + \$970 \cdot 500 = \$785000$$

Neste caso, assim como no anterior, o preço de geração é dado pelo último gerador despachado, portanto o mais caro em operação. Ocorre ainda um ajuste, evidenciado no último termo, em que a diferença, entre o valor do despacho ótimo e o despacho ocorrido em decorrência das restrições de transmissão, aparece ponderada pela energia que o gerador mais barato deixou de produzir em prol de geração mais cara.

Observe-se que a ocorrência de geradores hidrelétricos e térmicos, sabidamente com custos de operação bastante distintos, em decorrência da diferença entre o preço dos combustíveis fósseis e o custo praticamente zero em obter-se água (apesar da oscilação do preço da água nos reservatórios de acordo com sua abundância e escassez e as condições pluviométricas atuais e futuras), o preço de ajuste diante da necessidade de despacho de uma geradora térmica, eleva sobremaneira os custos totais e conseqüentemente o preço por MW da zona.

Caso a elevação do preço seja realmente decorrência do mecanismo de ajuste originado da existência das restrições, a existência de mais uma barra, estando todas interligadas, pode elucidar algumas questões, à medida que haverá mais duas linhas de transmissão que podem ou não representar entraves à operação ótima dos despachos no que diz respeito aos custos.

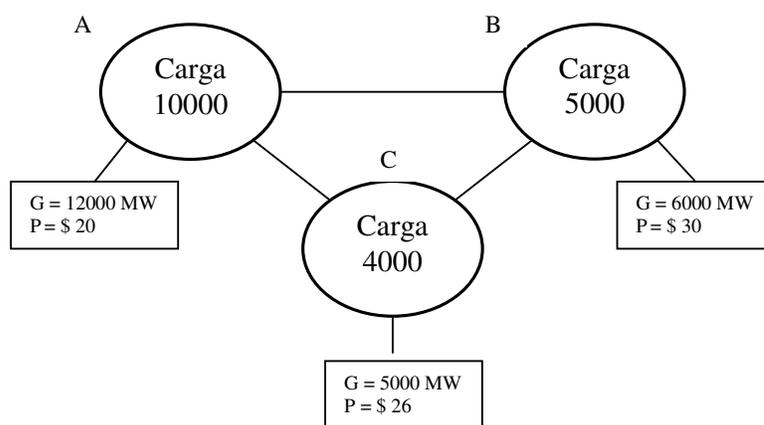


Figura 7 - Primeira situação para o sistema de 3 barras

Nesta situação, representada na Figura 7 os custos totais zonais podem ser obtidos pela equação a seguir:

$$CTZ = \$30 \cdot 19000 + \$10 \cdot 1000 + \$4 \cdot 1000 - \$6 \cdot 1000 = \$578000$$

Pode-se observar a existência de ajustes referentes a três geradores ofertantes a preços inferiores, mas que tiveram seus despachos reduzidos em detrimento de geração mais cara dadas as restrições de transmissão. Sendo assim, a carga total é multiplicada pelo preço do gerador mais caro despachado (\$30) e a seguir ocorrem ajustes evidenciados na diferença entre preços de \$20, \$26 e \$30 ponderados pelas cargas que passam a serem geradas pelas unidades mais caras.

Como se pode observar, a situação de três barras levou à ajustes relativos à restrições nas linhas de transmissão, sendo representados respectivamente por diferenças de preços de \$10, \$4 e \$6, em relação aos geradores mais baratos com capacidade de suprir tais cargas na ausência destas restrições.

Observe-se que as diferenças monetárias são ponderadas pelas quantidades medidas em MW relativas às transferências efetivas de energia elétrica entre uma barra e outra.

A próxima situação hipotética representa a inserção de um gerador monopolista, com capacidade de ofertar energia a preços bastante superiores aos demais e está representada na Figura 8.

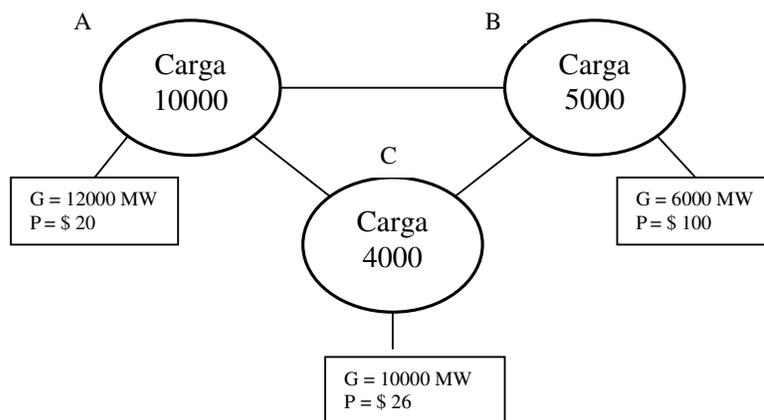


Figura 8 - Segunda situação para o sistema de 3 barras

Para esta situação, tem-se que o custo zonal é:

$$CTZ = \$26 \cdot 15000 + \$80 \cdot 1000 + \$74 \cdot 1000 - \$6 \cdot 1000 = \$538000$$

Observe-se que seria possível, na ausência de restrições de transmissão, o suprimento da carga pelos dois geradores mais baratos do sistema. Assim, os geradores despachados teriam respectivamente custos de \$20 e \$26, o que determina este como o preço irrestrito da zona. Em uma situação tal como esta, não havendo necessidade de despacho do monopolista, os custos totais seriam inferiores.

Porém, mesmo com seu despacho, e considerando os ajustes decorrentes do despacho de unidades mais caras mesmo diante de capacidade de geração pelas unidades menos onerosas, os custos totais se mostraram inferiores aos da situação anterior, mesmo sendo aquela uma situação sem quaisquer agentes monopolistas.

3.4 Modelos Nodais e Zonais sob diferentes níveis de carga

A realização de um modelo hipotético, contendo apenas duas barras, como nas situações mais simples apresentada em cada um dos modelos permite observar que a carga consiste em variável relevante para a determinação da supremacia de um modelo sobre o outro.

O modelo hipotético empregado consiste em um sistema de duas barras conforme apresentado na Figura 9. Foi estipulada uma faixa de variação de carga entre 0,5 e de 1,1 pu de seu valor. Sendo assim, pretende-se avaliar o comportamento dos modelos diante da elevação da carga.

Foram realizados, em um terceiro momento, a fim de testar a suposição de que a carga possa ser variável relevante para determinação do resultado do modelo de precificação, testes contendo carga variável que permitisse observar os comportamentos dos modelos em relação a esta.

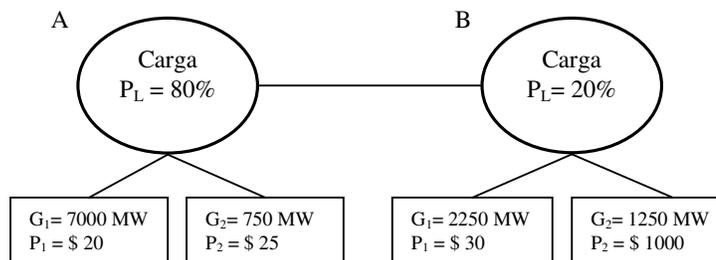


Figura 9 - Modelo de teste

A primeira situação hipotética é composta de duas barras com dois geradores em cada uma. Nelas, os dados utilizados foram respectivamente: Gerador 1A com custos de vinte

unidades monetárias por MW, Gerador 2A com custos de 25 unidades monetárias; Gerador 1 B com custo de 30 unidades monetárias e Gerador 2 B com custo de 1000.

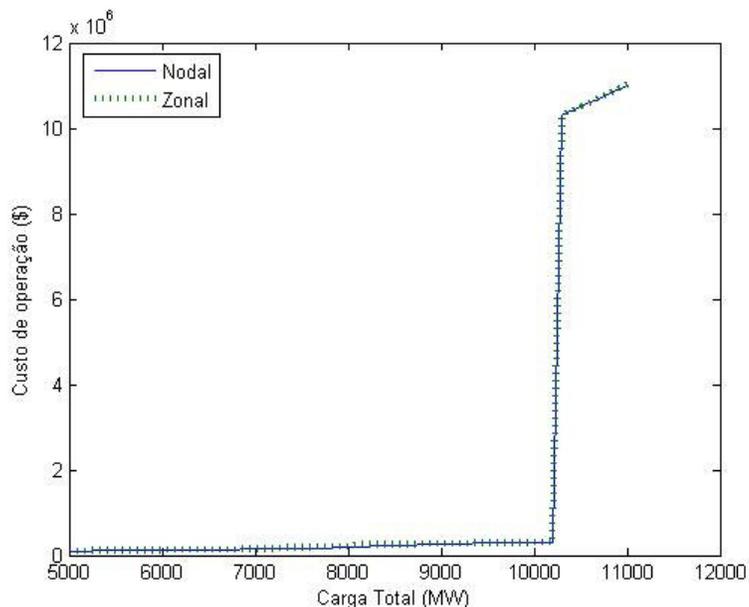


Figura 10- Custos de operação para situação 1

A Figura 10 acima demonstra que de fato, os custos de operações variam à medida que os níveis de carga são elevados na situação hipotética.

Note-se que para cada ponto de operação, os modelos de precificação nodal e zonal tendem a prover valores semelhantes de custos. Além disso, o termo de ajuste entre os despachos ideais e aqueles condicionados pelas restrições de transmissão não leva ao descolamento dos custos nodais e zonais, dado que o despacho do gerador mais caro se dá simultaneamente. Ou seja, no ponto em que sabidamente o modelo zonal apresenta comportamento explosivo, o modelo nodal o acompanha, à medida que também neste se alcança um nível em que o gerador mais caro deve ser despachado.

Nestas condições, portanto, o modelo nodal não pode ser tido como superior ao zonal em relação aos custos totais imputados ao sistema, e vice-versa, mesmo diante da operação da elevação decorrente das limitações de transmissão.

No segundo teste o preço de gerador 1B foi substituído pelo preço do Gerador 2 B, e vice-versa. Desta maneira, o preço dos geradores 1A e 2 A são semelhantes ao da situação apresentada anteriormente. Por outro lado, Gerador 1 B passa a custar 1000 unidades monetárias por MW e o Gerador 2 B passa a custar 30 unidades monetárias por MW.

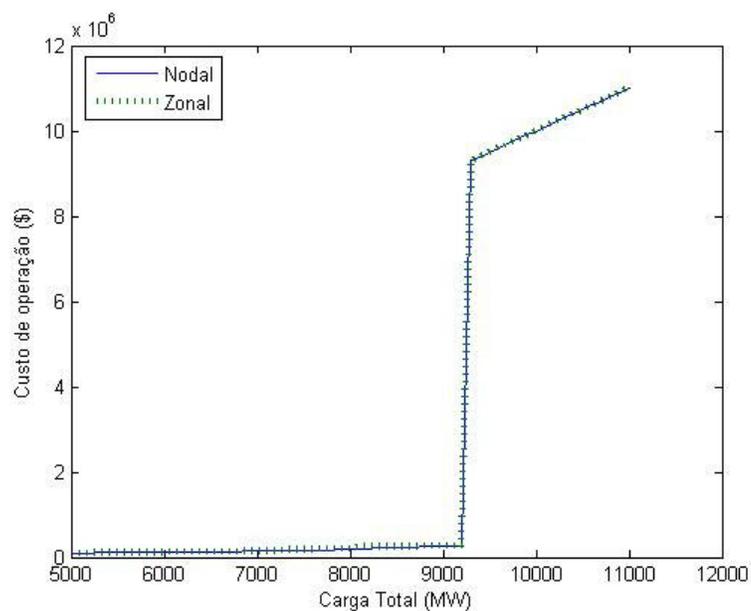


Figura 11- Custos de operação para situação 2

O comportamento do custo total de operação na situação representada no Figura 11 reforça as conclusões obtidas a partir da situação 1.

Na situação 2, a questão referente ao comportamento explosivo dos custos de operação diante do despacho do gerador mais caro ocorre evidentemente em um valor de carga inferior em relação à situação anterior. No entanto, as constatações relativas à comparação entre os modelos nodais e zonais permanecem inalteradas.

De qualquer forma, o que se observa é que o comportamento dos custos de operação parece bastante semelhante entre os modelos. Realizando um recorte mais afinado, considerando os resultados observados enquanto a carga se encontra entre 7000 e 9000 MW, exibido no Figura 12 abaixo, demonstra a ocorrência de faixas em que a aplicação da metodologia nodal represente a alternativa menos onerosa.

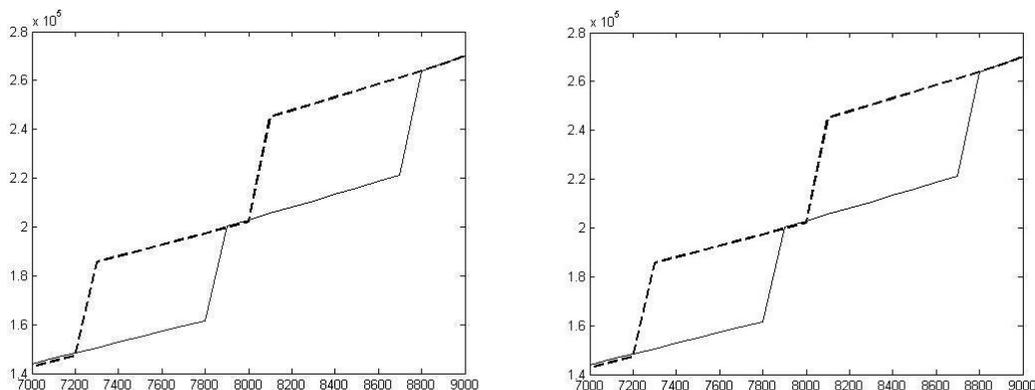


Figura 12 - Visão ampliada dos custos de operação comparados entre situações 1 e 2

Sendo assim, a opção por um ou outro modelo, deve, segundo apontado acima, ser tomada tendo o nível de carga como variável relevante.

Em relação ao comportamento explosivo dos preços dados tanto pelo modelo zonal quanto nodal diante da necessidade de despacho de geradores mais caros, pode-se sugerir que este comportamento implique a necessidade de maior controle e planejamento do setor elétrico. Nestas circunstâncias, o maior grau de planejamento e manutenção da oferta acima dos níveis de demanda, poderia ser fator determinante de maior estabilidade de custos.

A terceira situação apresentada aloca o gerador mais caro no nó A. Assim, o Gerador 1A custa, neste caso, 1000 unidades monetárias, e, o Gerador 2A custa 20 unidades monetárias, enquanto o gerador 1B custa 25 unidades monetárias e o gerador 2B custa 20 unidades monetárias por MW.

Esta situação encontra-se ilustrada no Figura 13 em que se pode observar a semelhança dos resultados fornecidos entre as metodologias até a carga de aproximadamente 10250 MW. Por outro lado, a partir deste valor de carga e até 10750 MW, os custos fornecidos pela metodologia zonal são muito menores do que aqueles dados pela metodologia nodal. Porém, a partir de 10750 MW, o preço zonal irrestrito se eleva abruptamente, refletindo o despacho do gerador mais caro. Neste ponto, portanto, o custo zonal apresenta o mesmo comportamento explosivo observado nas demais situações.

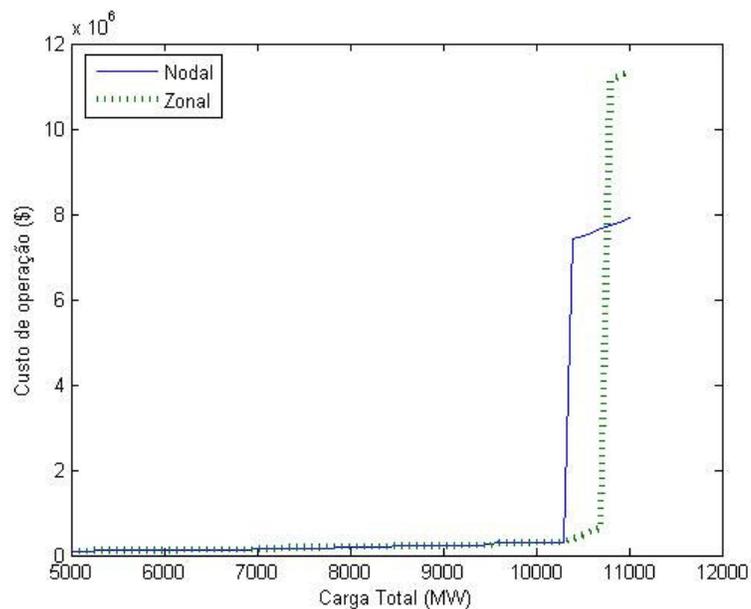


Figura 13 - Custos de operação para situação 3

A fim de testar a configuração do sistema, instituiu-se uma série aleatória utilizada para simular o comportamento da carga. Tal série é empregada para testar as três situações apresentadas nos parágrafos anteriores.

A série é composta de 100 valores e a carga do mercado A com limites inferiores e superiores respectivamente de 4000 e 8800 MW. Enquanto isso, no mercado B os limites são respectivamente de 1000 e 2200 MW. Tais suposições se mostram coerentes com os casos anteriormente apresentados e está graficamente representado no Figura 14 a seguir.

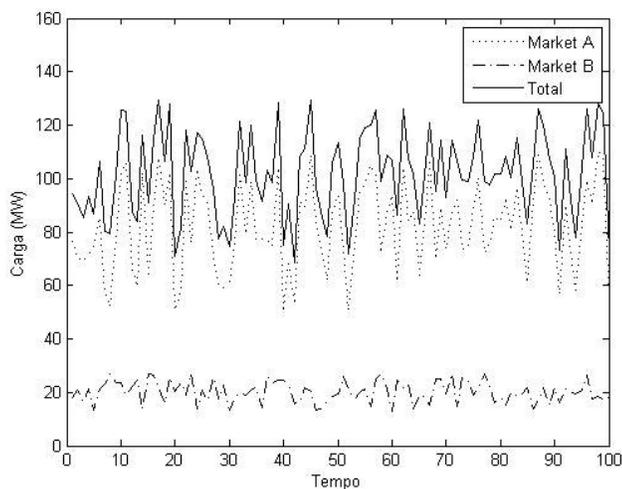


Figura 14 - Carga aleatória para situações 1 e 2

A aplicação de tal série contínua de cargas aleatórias culminou nos resultados apresentados na Tabela 1. Nesta, apresentam-se inicialmente os custos médios de operação, os quais demonstram resultados bastante semelhantes entres as metodologias.

De acordo com os dados apresentados na Tabela 1, pode-se perceber maior estabilidade dos resultados promovidos pela metodologia zonal, em uma série de 100 valores aleatórios de carga. A maior estabilidade dos resultados promovidos pela metodologia zonal diante das cargas variantes pode ser observado principalmente diante da situação 3.

Caso	Média do Custo de Operação		Desvio Padrão do Custo de Operação	
	Nodal	Zonal	Nodal	Zonal
1	\$612.382	\$624.347	\$1.992.649	\$1.990.121
2	\$2.320.916	\$2.332.881	\$4.039.439	\$4.033.076
3	\$1.002.764	\$237.059	\$2.331.975	\$140.181

Tabela 1 - Comportamento dos modelos dentro da faixa de carga aleatória

A plotagem de um gráfico considerando os custos delegados ao sistema a partir da aplicação dos modelos nodais e zonais sob carga aleatória para a situação 3 ao longo de um período de tempo, pode demonstrar a maior volatilidade dos resultados providos pela metodologia nodal em comparação á zonal.

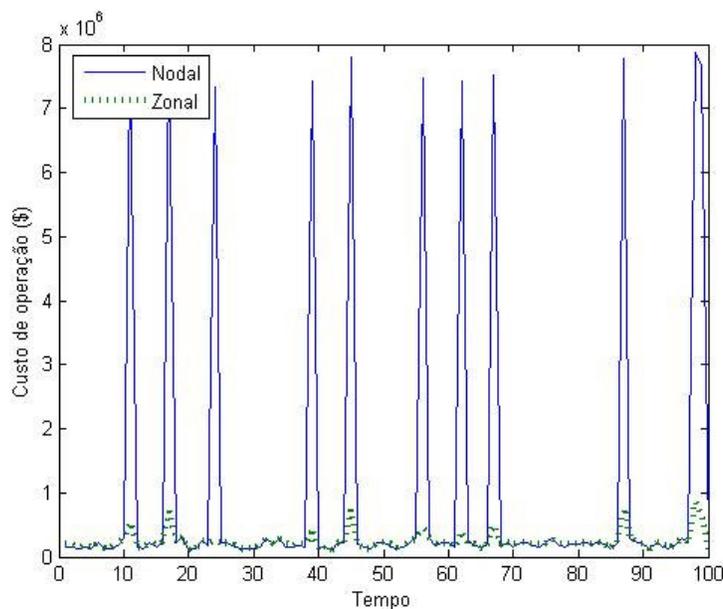


Figura 15 - Custos nodais e zonais ao longo do tempo na Situação 3

Para as situações 1 e 2, a proximidade entre as curvas, devido à coincidência entre os valores impede uma boa visualização.

A avaliação apresentada nesta seção sugere, portanto, que a melhor abordagem em termos de custos totais do sistema depende da carga, devendo esta ser considerada como variável relevante diante da avaliação de modelos para a precificação de energia elétrica.

3.5 Considerações a respeito dos modelos de precificação nodal e zonal

Nota-se que a depender das características do sistema pode-se ter um ou o outro modelo de precificação como o mecanismo mais adequado para a obtenção de custos totais menores para o sistema.

Sendo assim, tem-se que embora a metodologia zonal atinja resultados menos onerosos no que tange o custo total do sistema em alguns casos, diante da ocorrência de um caso em que a geração das demais barras seja incapaz de suprir a carga total do sistema, o preço do monopolista se tornará o preço da zona, consistindo em metodologia onerosa nesta situação. Com efeito, neste caso, conforme Harvey (2000), haverá incentivos para que os demais geradores cobrem preços acima dos preços que cobriam caso não estivesse instituída tal zona.

No entanto, devido à ocorrência de situações em que o modelo zonal apresenta melhores resultados, correspondendo a menores custos totais, considera-se que o modelo de precificação nodal não pode ser anunciado como metodologia que sempre fornece resultados menos onerosos em relação aos custos totais das cargas.

Ademais, através da discussão apresentada, nota-se que a adequação dos modelos para a obtenção de custos totais inferiores para o sistema depende principalmente da configuração do mercado específico o qual se pretende analisar.

Mais do que isso vale ressaltar que a opção por um modelo de precificação deve ser coerente com os objetivos do governo que o instituiu. Certamente, os interesses se alteram bastante conforme o posicionamento do agente daquele mercado, e, da mesma forma, os discursos a respeito costumam variar de acordo com o público ao qual se dirigem: consumidores, geradoras, acionistas, governos.

A discussão tal como desenvolvida em Harvey (HARVEY et alli, 2000) tende a colocar o modelo nodal como preferível ao modelo zonal. Este argumento se embasa na observação de que os mecanismos de mercado mitigariam o exercício do poder de mercado, enquanto no modelo zonal o mecanismo de superação de constrangimentos de transmissão

proporcionaria maiores possibilidades para seu exercício.

A visão de que diante da operação “livre” dos mercados alcança-se resultados de maior eficiência econômica através da obtenção do preço de “market clearing” remete aos modelos de concorrência perfeita. Tais modelos teóricos, no entanto, não mostram adequação à conformação dos mercados de energia elétrica¹⁷.

Em especial, tais modelos referem-se à existência de diversos ofertantes pulverizados, o que em geral não é dado em muitos casos – observe-se, por exemplo, a estrutura brasileira. Por outro lado, requer diversos compradores, detentores de informações perfeitas e possibilidade de a qualquer momento modificar sua opção diante de flutuações nos preços, de tal forma que se tornaria improvável o exercício do poder de mercado.

Harvey (HARVEY & HOGAN, 2000) critica o modelo zonal por tratar os mercados como grandes quando eles não o são realmente.

De fato, a existência de linhas de transmissão cuja carga desejada supera os limites de transmissão, e não o modelo de precificação zonal, se coloca como um entrave à aproximação das barras para a formação de um mercado integrado entre elas.

Harvey e Hogan ainda argumentam que o movimento de preços sinaliza a necessidade de ampliação das vias de transmissão, ao passo que no modelo zonal há acomodação diante da operação do mecanismo de socialização dos custos das unidades geradoras mais caras entre todas as barras daquela zona. Emerge, que diante de um modelo regulado, tal situação explicitamente requeira a existência de regulação específica. Por outro lado, não há garantias de que a existência de distorções nos preços venha realmente gerar respostas efetivas dos agentes do mercado para a superação destas restrições.

Sendo assim, neste caso também pode ser requerida a atuação de alguma ente governamental para a obtenção de resultados satisfatórios no mercado que realmente mitiguem a posição do monopolista. Portanto, em ambos os modelos, somente a operação de medidas adicionais seria capaz de mitigar o poder de mercado.

Por fim, ressalta-se a relevância de se considerar o nível de carga como variável relevante para a opção entre um ou outro modelo de precificação. Tal consideração decorre da observação diante de modelo hipotético, de que as metodologias possam ser mais ou menos onerosas em relação à outra, a depender do nível de carga do sistema em questão além das demais características já consagradas como relevantes.

¹⁷ Vide capítulo 2, em especial itens 2.2 e 2.3.

4. Simulação

4.1 Considerações a respeito da questão metodológica

Bertrand (BERTRAND et alli, 2002) coloca que a questão metodológica não tem recebido atenção explícita na literatura, em especial no que tange à engenharia de produção. Mas que, no entanto percebe-se uma necessidade do aumento do rigor das análises realizadas que deve se beneficiar de desenvolvimentos nesta área. Segundo ele, metodologia em modelagem quantitativa não tem sido considerada um ponto de produção científica. Tem-se valorizado muito mais a vertente empiricista.

Sendo assim, comungando com esta percepção de que seja relevante abordar explicitamente a metodologia, a Seção 4.1.1 se volta justamente à apresentação de conceitos principais de simulação.

Aponta-se em Bertrand (2002) a existência do trabalho de Mitroff et alli (Mitroff, 1974 APUD BERTRAND et alli, 2002) que empreende um esforço para desenvolver uma metodologia. Neste estudo apresentar-se-iam etapas tais quais:

- 1 - Conceituação: desenvolvimento de modelo conceitual para o objeto de estudo.
- 2 - Modelagem: efetiva construção do modelo quantitativo
- 3 - Solução do modelo: solução matemática do modelo
- 4 - Implementação: implementação do modelo e eventualmente início de novo ciclo.

Ficaria evidente a necessidade de obedecer a etapas encadeadas, sendo indesejada a escolha de atalhos pelo pesquisador.

A respeito destas etapas, pode-se alegar que a adequada conceituação do modelo em questão pode ser derivada de uma leitura aprofundada do Capítulo 3. No presente capítulo serão realizadas considerações necessárias à discussão de como integrar especificidades do modelo brasileiro às considerações teóricas apresentadas, a fim de obtermos um modelo conceitual coerente, que apresente resultados realistas.

Além disso, será abordada a efetiva modelagem realizada com o auxílio computacional do software MATLAB. Em seguida apresentam-se os resultados obtidos pela solução matemática do modelo a partir do software. A etapa de implementação não é cabível dentro do escopo do trabalho, mas possíveis proposições poderão ser derivadas quando adequadas.

O presente trabalho pode, portanto, de acordo com a classificação apresentada em Bertrand (2002), ser definido como pesquisa axiomática uma vez que os modelos elaborados são dirigidos primariamente pelos modelos idealizados e dependem fortemente das ferramentas matemáticas. Mais do que isso pode ser mais especificamente definida como axiomática normativa, à medida que, elaborado a partir de modelos extraídos da literatura, tem seu foco na fase de solução do modelo. Apresenta, portanto, primordialmente resultados e o feedback para o modelo conceitual.

4.1.1 A metodologia: simulação

A simulação computacional, segundo LAW e KELTON (2000), é a imitação de um sistema real modelado em computador, no qual serão executados experimentos para avaliação e melhoria de seu desempenho. De um modo geral, simulação é a importação da realidade despida de sua complexidade para um ambiente controlado onde se pode estudar o comportamento do mesmo sob diversas condições, sem os riscos físicos e / ou custos envolvidos em um estudo tradicional.

Conforme Kellner (KELLNER et alli, 1999) os modelos de simulação em geral podem ser divididos em modelos visuais, que em geral têm sido ricos em animações ou textual que consistem em maior quantidade de informações sobre inter-relações, variáveis, equações entre outros utilizando a forma de texto. Em ambos os casos estão previstos auxílio computacional para a solução à medida que em geral se tratam de sistemas complexos cujas soluções são obtidas em mais de uma etapa de desenvolvimento.

Bertrand (2002), por sua vez, ressalta que sejam objetivos da modelagem quantitativa: a captação de causalidade nas relações entre as variáveis e a mensuração dos impactos do incremento ou decréscimo de uma sobre a outra. Segundo ele, não há intenção de meramente descrever os acontecimentos, mas busca de realizar previsões sobre os comportamentos futuros das variáveis.

Um modelo, portanto, é a representação simplificada de um sistema real. A simulação é uma ferramenta que utiliza tal modelo para fazer experimentos e responder questões.

De acordo com Pidd (1997) a modelagem computacional de um sistema é uma tarefa que exige muito esforço por parte do modelador e que deve ser conduzida por raciocínio cuidadoso e planejado. Este autor propõe cinco princípios básicos e indispensáveis em qualquer metodologia para a implementação da simulação:

1. Modelos simples: o modelo deve ser simples apesar de partir de pensamentos complicados. Os modelos são sabidamente simplificações da realidade;

2. Parcimônia do modelador: começar sempre do mais simples e acrescentar complexidade na medida do necessário.
3. Preferência de modelos menores: a regra é dividir grandes modelos, modelos muito grandes são difíceis de compreender.
4. Coleta imparcial de dados: a coleta dos dados deve ser orientada pelo modelo, não por preferências pessoais.
5. Abordagem de problema: muitas vezes modelar pode ser um processo desordenado, portanto, ater-se ao problema pode ser uma boa solução de ordenamento.

Ainda no que diz respeito ao ordenamento adequado de atividades para a realização de um modelo de simulação, tem-se que, de acordo com Bertrand (2002) a pesquisa Axiomática quantitativa, a qual identifica-se como classificação adequada à presente aplicação, deve ser realizada em 4 etapas:

1. Começa com a descrição detalhada do processo (descritivo) ou problema (normativo) a ser analisado (corresponde ao modelo conceitual). A contribuição do trabalho para a literatura existente é muito relevante. Pode se dar pela utilização de um método consagrado na análise de um novo problema, ou pela utilização de um novo método em problema conhecido.
2. A segunda etapa consiste na especificação do modelo científico a ser analisado. Deve se dar em termos matemáticos apesar da solução poder ser quantitativa, numérica ou computacional. A simulação neste caso seria um instrumento de pesquisa que requer passos adicionais como justificativa, e desenho do modelo e análise estatística dos resultados.
3. Segue-se com a solução do modelo e sua comprovação.
4. Enfim atinge-se o momento em que devem ser levantados *insights* originados do modelo e resultados obtidos.

Uma oportunidade observada remete ao uso de pesquisas axiomáticas, embasadas em modelos matemáticos poderosos como ponto de partida das pesquisas empíricas, que podem ser capazes de validá-los diante da realidade.

Neste sentido, ocorrem as considerações e modelagens realizadas e apresentadas nas próximas seções deste capítulo.

4.2 Descrição do problema de planejamento da operação

De acordo com Silva (2001), um dos aspectos cruciais do modelo de reestruturação do setor elétrico brasileiro é o mecanismo de precificação.

Este mercado, além dos agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição, foi dotado de entidades como o operador nacional do sistema, operador do mercado, regulador do mercado e planejador do sistema.

Em decorrência da grande parcela de geração hídrica, fez-se a opção pela operação de um modelo pool, em que o despacho é realizado de forma centralizada, buscando a obtenção dos menores custos totais para o sistema. Neste modelo, o despacho é realizado de acordo com o ONS que ordena os geradores de acordo com seus custos marginais de operação que são função do nível de água nos reservatórios e resultado de simulações a respeito das condições pluviométricas.

Conforme Buratini (2004), “o sistema hidrelétrico construído no país durante ao longo da vigência do modelo estatal possui dimensão e complexidade não desprezíveis. A interligação dos sub-sistemas possibilita expressivos ganhos energéticos e, por outro lado, impõe a interdependência entre os geradores e a coordenação centralizada do despacho de energia pelas redes de transmissão” (BURATINI, 2004:p.95).

Com efeito, a existência de interligações com os sistemas vizinhos permite reduzir os custos totais de operação do sistema, através do intercâmbio de energia. Ao mesmo tempo, representa um aumento da confiabilidade do fornecimento, pois define também a ocorrência de possibilidade de repartição das reservas entre as diversas regiões.

Observa-se que no Brasil, a partir de 1999 apenas 31% da capacidade de produção elétrica está fora do sistema interligado nacional. Desde então, temos quatro sub-regiões distintas, interligadas por linhas de transmissão acrescidas de Itaipu, que caso agregada, em sua parcela nacional, deve ser considerada como parte do sub-sistema sudeste.

Desta maneira, podemos representar o sistema como se segue, observando-se a ocorrência de linhas de transmissão que permitem classificar o sistema como um sistema integrado nacional.

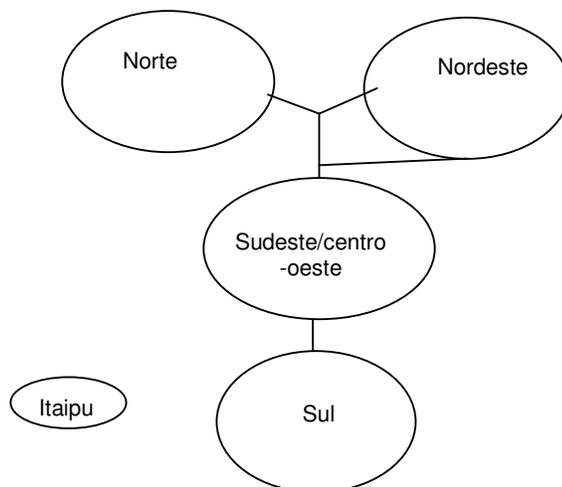


Figura 16 – O sistema interligado nacional. Fonte: ONS. Elaboração própria.

O sistema elétrico brasileiro ainda possui uma peculiaridade que o afasta dos ideais concorrenciais teóricos. Por ser um sistema predominantemente hídrico, com usinas térmicas representando essencialmente a segurança do sistema, tem-se complicações na determinação do despacho ótimo que decorrem da necessidade de levar-se em conta a perspectiva de operação e custos futuros decorrentes do ciclo de chuvas e capacidade dos reservatórios.

Na seção seguinte, serão resumidamente apresentados os problemas de operação do sistema para sistemas hidrelétricos e termoeletrônicos, ilustrando as relevantes diferenças existentes entre estes dois sistemas.

4.2.1 Sistemas hidrelétricos e termoeletrônicos

Tem-se que em sistemas de geração compostos exclusivamente de unidades de geração termoeletrônicas, o custo de cada usina depende fortemente do custo de combustível. Desta forma, o problema de operação consiste em determinar a combinação de usinas que devem ser despachadas de forma a atender a demanda com uma combinação que minimize o custo total de combustível (carvão, óleo, nucleares, etc.) satisfazendo os limites de geração em cada usina.

Nos sistemas termoeletrônicos fica mais nítida a possibilidade de se estabelecer um ambiente de mercado, dado que as geradoras em geral são relativamente pequenas e detentoras de parcelas não substanciais dos mercados em que atuam, diferentemente dos grandes empreendimentos hidrelétricos.

Os sistemas termoeletricos ainda apresentam algumas caracteristicas que tornam sua operacao mais simples que a de sistemas predominantemente hidreletricos.

Em primeiro lugar, observa-se a percepcao de existencia infinita de insumos para sua operacao a medida que independentemente de quanto esta empresa gerar hoje, haverá combustivel disponivel no mercado para que ela opere no futuro. Sendo assim, o fator tempo não representa uma variavel importante em sua programacao porque diferentemente das geradoras hidreletricas, nas termoeletricas uma decisao de operacao hoje não tem efeitos sobre os custos de operacao do proximo periodo.

Em segundo lugar, tem-se que a determinacao da seguranga do sistema remeta, justamente devido a esta desvinculacao temporal entre as decisoes, a capacidade de geracao da usina termica, a capacidade de geracao das usinas confrontadas a carga prevista.

Em terceiro lugar, o fato de que os combustiveis necessarios a operacao das termicas serem disponiveis em relativa abundancia para aquisicao no mercado, define capacidade de definicao da operacao determinada dadas caracteristicas individuais das plantas de geracao. Diferentemente de usinas hidreletricas, por exemplo, localizadas na mesma bacia hidrografica, que dependem das decisoes coordenadas para a determinacao de sua operacao individual, e inclusive são capazes de afetar custos ou mesmo a capacidade de operacao das demais unidades de geracao.

De forma diversa ao que se observa nos sistemas puramente termoeletricos, nos sistemas com uma parcela importante de geracao hidroeletrica o fator determinante para a capacidade de geracao é o nivel de agua nos reservatorios. Isto torna a geracao hidreletrica muito menos dispendiosa do que a das unidades termoeletricas, a medida que a agua nos reservatorios não consiste em elevados onus para as geradoras.

Por outro lado, o volume de agua afluyente para os reservatorios não é determinado pela disposicao das geradoras em obtê-la no mercado. Ao contrario, depende da quantidade de chuvas que irão ocorrer no futuro.

Mais do que isso, a disponibilidade de energia hidroeletrica é restringida pela capacidade de armazenamento nos reservatorios. Portanto, pode-se alegar que exista uma relacao importante entre uma decisao de operacao em uma determinada data e as consequencias futuras desta decisao.

Tem-se que no Brasil algumas empresas geradoras sejam empresas de fio d'agua, ou seja, cuja capacidade dos reservatorios é muito pequena, tornando-as dependentes extremas do abastecimento contínuo vindo da agua dos rios. Mais um agravante é a presenca de mais de

uma geradora na mesma bacia hidrográfica, o que requer planejamento centralizado para garantir que haverá provisão de água para ambas.

Portanto, os objetivos de economia de operação e confiabilidade de atendimento são claramente divergentes. Isto ocorre porque dado o baixo custo de utilização das águas existentes no reservatório em um período “t” representa opção mais barata para a operação em termos estáticos. Porém tal escolha acarreta maiores riscos de déficits futuros. Uma vez que maior confiabilidade de fornecimento é obtida quando se conserva o nível dos reservatórios o mais elevado possível.

Com efeito, poupar o uso de geração hidrelétrica em “t” para suprir o período “t+1” significa, em sistemas termoeletricos, utilizar maior parcela de geração termoeletrica. Ou seja, poupar os reservatórios representa aumentar os custos de operação presente.

Porém, o que à primeira vista pode parecer um determinante para maior oneração do sistema, dado que seria mais barato optar pela geração hidrelétrica no período t, tem seu contraponto nos custos de operação e confiabilidade da geração futura.

Ocorre que uma vez incorporados os custos de enfrentar uma interrupção no fornecimento, a elevação dos custos presentes decorrentes da determinação de maior parcela de geração térmica se mostra menos relevante. O problema reside na dificuldade em se determinar tais custos (HOGAN, 2006; NOOJI, 2006), para que possam ser confrontados de maneira objetiva aos custos de operação presente.

De qualquer forma, a centralidade da determinação do custo do déficit para a definição da política de operação mais adequada para o sistema é reconhecida por diversos autores e autoridades nacionais.

Em poucas palavras o problema pode ser caracterizado como se segue: se o risco do déficit é muito baixo, há utilização excessiva dos reservatórios, portanto, maiores riscos de racionamento no futuro. Logo, se o risco de déficit é elevado, a utilização comedida da geração hídrica leva à excessiva utilização dos recursos termoeletricos do sistema e, com isso, resulta em custos de operação elevados.

As questões principais referentes ao modelo hídrico estão resumidas no quadro abaixo, extraído de Silva (2001):

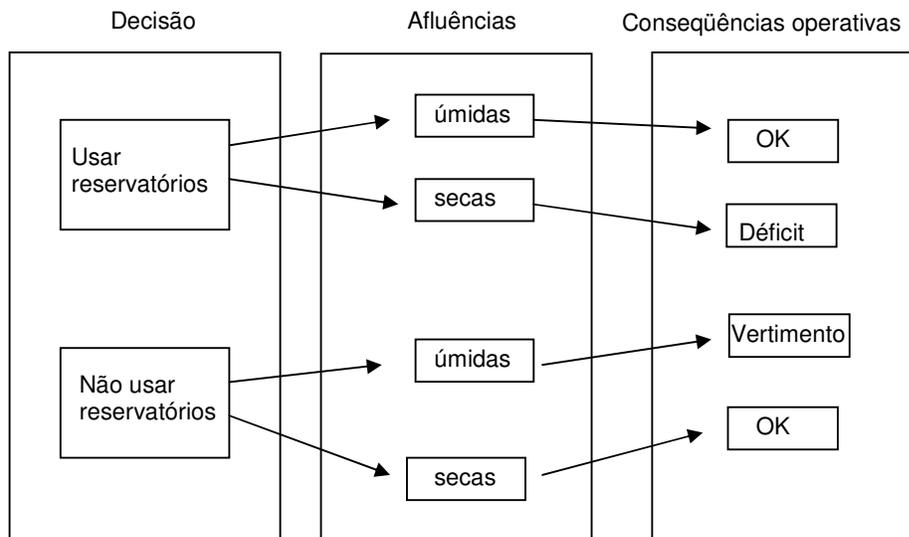


Figura 17 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos

Com estas informações, já se pode ter idéia das dimensões do problema de determinação do sistema brasileiro, afinal, este se trata de um sistema: interligado e com importante presença de geradores hidrelétricos.

No caso de sistemas puramente térmicos, a operação pode ser determinada de forma mais sintética, uma vez que os custos de combustível proporcionam um mecanismo intuitivo de coordenação para a troca de energia entre os sistemas. Afinal, se o custo de operação da térmica mais cara operando no sistema for inferior à do sistema vizinho, é relativamente fácil deduzir que a operação recomendada para este, seja receber energia mais barata.

Sendo assim, pode-se determinar o intercâmbio de energia entre sistemas térmicos através de um problema de otimização dos custos de operação do sistema interligado. Afinal, pela ausência de interdependência entre os geradores térmicos, pode-se proceder a determinação dos intercâmbios com base nos custos das térmicas marginais. Não haveria, portanto, a necessidade de operação centralizada, uma vez que as decisões individuais não estão condicionadas à coordenação.

No caso de sistemas hidrotérmicos, o problema fica mais complexo, à medida que o problema parte da necessidade de determinar anteriormente o custo marginal de operação da geração hidroelétrica. E, como apresentado anteriormente, tal valor depende de planejamento coordenado de operação das unidades de geração levando em conta inclusive fatores referentes à segurança da operação futura.

De acordo com dados do ONS (2005) no ano de 2005 a produção determinada pelo processo otimizado de despacho a menor custo, conduzido pelo ONS, foi da ordem de 90,5% hidroelétrica.

No entanto, coloca-se que de acordo com os dados do Balanço Energético Nacional (BEN/ MME, 2006), houve crescimento da capacidade termoelétrica instalada nos últimos anos. Tal crescimento pode ser ilustrado por uma taxa de crescimento acumulado entre 2000 e 2005, que gera resultado próximo aos 72%. O dado é ainda mais relevante quanto apresentado no cômputo dos dez anos compreendidos entre 1995 e 2005, que representam um crescimento de 184,4 %.

ANOS	Termo (MW)	(%)
1995	7.097	-
1996	7.025	-1,0
1997	7.426	5,7
1998	7.793	4,9
1999	8.526	9,4
2000	10.642	24,8
2001	11.725	10,2
2002	15.140	29,1
2003	16.705	10,3
2004	19.727	18,1
2005	20.184	2,3

Tabela 2 - Capacidade instalada de geração termoelétrica (Fonte: MME/ BEN, 2006)

Desta forma, considera-se uma crescente importância da geração térmica para o setor elétrico brasileiro, dado o crescimento desta fonte de geração nos últimos anos. Mesmo diante da supremacia de geração hídrica no país, o estudo do funcionamento, e, em especial do papel destas geradoras no sistema como um todo é muito relevante. Isto decorre do fato de serem justamente estas usinas os despachos marginais do sistema, que definirão o patamar de preços observados no sistema.

Portanto, para um estudo que vise acessar aspectos referentes à custos totais imputados ao sistema elétrico brasileiro, que se volte à utilização das indústrias térmicas como parâmetro para a análise não pode ser desconsiderado à medida que analisa uma forma de geração pouco importante do ponto de vista da geração total. Ao contrário, deve ser tido como relevante, à medida que toca justamente no ponto determinante dos custos totais do sistema e conseqüentemente fator de determinação dos custos com os quais os consumidores deverão arcar.

4.2.2 O problema sob a perspectiva do ONS

Apesar do preço spot do mercado brasileiro ser determinado através do Preço de Liquidação das Diferenças¹⁸, dado no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

De fato, na CCEE, são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE. No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios).

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado.

Segundo ressalta Vieira Filho (VIEIRA FILHO et alli, 2006) um dos maiores desafios do regulador brasileiro é minimizar o poder de mercado para assegurar o processo concorrencial. Neste sentido, o papel do ONS, enquanto coordenador das atividades de geração e transmissão, sob fiscalização e regulação da ANEEL, é primordial. Isto decorre do fato de que será do ONS, a responsabilidade pelo controle das operações e acesso relativas ao Sistema Interligado Nacional.

De acordo com o ONS, o Sistema Interligado Nacional possui hoje, conforme dados disponíveis no site do operador, 560 usinas e subestações e 1079 linhas de transmissão que formam a Rede de Operação do ONS.

Para tornar possível sua operação de forma coordenada e eficiente, o ONS dispõe de procedimentos de rede, que consistem em documentos elaborados pelo ONS, com a participação dos Agentes e homologados pela ANEEL, que estabelecem os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do Sistema Interligado Nacional e as responsabilidades do ONS e de todos os demais Agentes de

¹⁸ O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

Operação. Tais procedimentos vêm sendo revisados em decorrência de requisitos presentes na resolução REN 115/2004 da ANEEL.

Acredita-se, porém, que os objetivos principais não serão essencialmente alterados, sendo apresentados a seguir ainda sem revisão, uma vez que esta versão somente estará disponível para consulta em período posterior.

De acordo com o ONS, os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão -CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

O módulo seis dos procedimentos de rede remete à atribuição do ONS para a realização de estudos sobre o setor elétrico brasileiro a fim de viabilizar planejamentos coerentes que permitam instituir diretrizes para o sistema. Dentro deste processo, está prevista a utilização de procedimentos de simulação como ferramenta de apoio.

Por sua vez, colocam-se como alguns dos objetivos inerentes ao módulo dez, a definição da organização da operação, quanto à hierarquia funcional e operacional, os níveis de autoridade, as atribuições e os sistemas eletroenergéticos de atuação, envolvendo os Centros de Operação próprios do ONS, os Centros de Operação por meio dos quais serão prestados ao ONS serviços de operação de sistema, os Centros de Operação dos Agentes, órgãos designados pelos Agentes e as instalações integrantes da Rede de Operação no relacionamento operacional com o ONS. Além disso, caberia também a esta, estabelecer os processos que serão utilizados pelo ONS e pelos Agentes envolvidos para execução de suas atribuições e cumprimento de suas responsabilidades.

Ainda no âmbito do módulo dez são estabelecidas as definições táticas para a operação da Rede, através de premissas, diretrizes, responsabilidades e critérios que norteiam o desenvolvimento de cada um dos processos de Pré-Operação, Operação em Tempo Real e

Pós-Operação, permitindo também que os Agentes tenham visão global da gestão operacional exercida pelo ONS na Rede de Operação e, também, uma visão geral dos recursos de supervisão e controle que deverão ser empregados.

Desta, forma, é diante de um complexo esquema de normas provenientes da ANEEL e do próprio ONS, através dos procedimentos de rede que este realizará a efetiva operação do Sistema Interligado Nacional.

Tem-se que para além dos objetivos conceituais do ONS e o desafio colocado à coordenação ótima dos recursos disponíveis e necessários para obtenção de resultados satisfatórios de operação, existam objetivos pontuais, que remetem à operação efetiva do sistema, promovendo balanço entre carga e geração diante das restrições de transmissão conhecidas e a fim de obter resultados mínimos sob a ótica dos custos colocados ao sistema diante desta opção.

Apesar da preocupação com o provimento de custos baixos ao sistema, existe a contrapartida referente ao ônus representado pela ocorrência de falhas por parte do sistema para o fornecimento eficiente que supra a demanda existente por energia.

A este respeito, é interessante observar o quadro apresentado no Relatório Anual do ONS (2005), em que se observa uma queda no número de perturbações observadas no sistema em 2005 em relação aos dois anos anteriores (Figura 18). No entanto, este permanece em patamares entre 1000 e 2000 ocorrências no ano. Observa-se ainda que em relação ao ano anterior, houve um crescimento no número de perturbações com corte de carga em 2005.

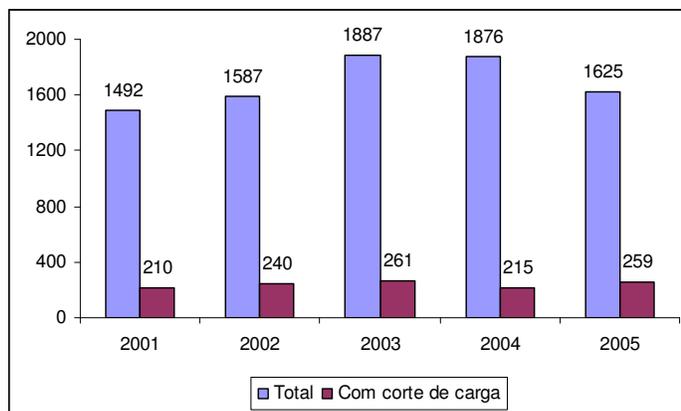


Figura 18 - Número de perturbações e impactos sobre o Sistema Interligado (ONS, 2005)

Com efeito, o modelo utilizado pelo ONS no Brasil para a determinação do despacho do sistema interligado nacional é um problema de otimização. Para a solução deste problema são utilizados pelo ONS três programas computacionais:

1. Newave: modelo encarregado da determinação da operação de médio prazo do sistema. Trabalha com um horizonte de 5 anos considerando os patamares de carga leve, média e pesada. É a partir dele que se calcula a função de custo futuro do sistema a qual é utilizada como dado de entrada para o modelo subsequente a ser operado.
2. Decomp: modelo responsável pela operação de curto prazo, considerando os patamares de carga leve, média e pesada. Opera com horizonte de um ano com dados discretizados semanalmente. Não considera as restrições de transmissão internas dos sub-mercados. Tem como objetivo proporcionar o planejamento de geração de forma a promover o atendimento da demanda ao mínimo custo esperado para o total de operação.
3. Dessem: modelo que determina o despacho de geração. Consiste em um modelo de programação diária. Considera o custo futuro calculado pelo Decomp.

O objetivo básico do planejamento da operação é obter, para cada etapa, as metas de geração de cada usina (hidrelétrica e termoeletrica) do sistema de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas termoeletricas, custo das águas nos reservatórios (que pode ser volátil pela variação do volume de águas nos reservatórios) e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia, representado por uma função de penalização dos déficits de energia (custo do déficit).

4.3 Apresentação do modelo

Conforme avaliado no item 2.2, tem-se que o preço spot pode ser dado, considerando um mercado competitivo, em termos de custo marginal.

Sendo assim, o preço pode ser dado a qualquer momento do tempo como função de:

- Custo marginal de geração
- Custo marginal das perdas
- Custo marginal da transmissão
- Qualidade do fornecimento (custo de oportunidade entre produzir hoje ou amanhã)

Um modelo de precificação para o setor elétrico baseia-se principalmente no fluxo ótimo de potencia, que leva em conta a estrutura física do sistema de transmissão, incluindo limites de fluxos e custos marginais de geração de cada unidade do sistema e características da demanda, buscando qual é a forma menos custosa de despachar os recursos a fim de atingir

a carga. E leva em conta questões de segurança no despacho com constrangimentos, uma vez que os fluxos de potência baseiam-se nas leis de Kirchhoff.

Sendo assim, o primeiro passo na elaboração do modelo consiste em determinar a precificação nodal. Como tratado anteriormente, considerando a teoria microeconômica como ponto de partida para a explanação sobre o funcionamento dos mercados de energia, tem-se que o preço ótimo será determinado a partir do cruzamento entre curvas de demanda e oferta em um ponto que determinará o que se define como o preço de equilíbrio. Este preço, na ausência de restrições, que neste caso se caracterizam em geral como restrições de transmissão, se igualará ao custo de produção da unidade marginal.

Imaginando a ocorrência de restrições de transmissão, considera-se que haverá preços diferentes para as localidades isoladas, dado que devido à impossibilidade de transacionar em decorrência desta restrição física serão determinados dois submercados. Posto isto, considera-se que o preço nodal seja o custo marginal local, baseado na teoria de precificação depreendida da dispersão espacial dos geradores. Sendo assim, todas as transações serão cobradas e creditadas ao custo marginal local, ou seja, geradores cobrarão este preço e os consumidores pagarão o mesmo.

O mecanismo opera de forma que os produtores ofertam a energia ao preço que desejam realizar suas vendas. Em contrapartida a demanda é prevista. E, com base nestas informações o operador do sistema busca determinar o despacho ótimo com vistas à minimização de custos. O custo marginal local é calculado ex-post, quando a demanda realizada pode ser determinada. A partir de então, cobra-se pela carga e remuneram-se os geradores.

O modelo pode ser descrito matematicamente como se segue:

$$\text{Minimizar custo total do sistema} = \sum_{i \in I} \text{Custo de geração}_i * \text{Geração}_i$$

Em que i representa o identificador da barra em questão e I constitui o conjunto de todas as barras contidas no modelo.

Sujeito às seguintes restrições:

- (1) $\text{Geração} \leq \text{Capacidade máxima}$
- (2) $\sum_{i \in I} \text{Geração} = \sum_{a \in A} \text{Carga}_a + \text{Total exportado para outro subsistema}$
- (3) $\text{Fluxo de potência}_l \leq \text{Limite térmico da linha}_l$

Para qualquer $l \in L$

Observe-se que em decorrência do escopo restrito deste trabalho não incorporamos variável relevante para a avaliação do sistema hídrico refletida na necessidade de adicionar à

função objetivo tarefa de minimizar também o custo da geração futura. Desta forma, o modelo foi desenvolvido de forma a estimar a parcela de geração e carga dirigida às geradoras térmicas, desconsiderando a existência de tais restrições típicas dos modelos hídricos.

Realizou-se, portanto, em segundo momento, a programação para obtenção do modelo de precificação Zonal. Neste modelo considera-se que o mercado de energia seja distinto do mercado de transmissão, e que haja transparência.

Para a realização deste modelo foi necessário considerar a ocorrência de congestionamento e restrições relevantes comercialmente, assim como as interfaces entre as zonas. O problema à semelhança do modelo nodal, colocou-se como:

$$\text{Minimizar custo total do sistema} = \sum_{i \in I} \text{Custo de geração}_i * \text{Geração}_i$$

Sujeito a

$$(1) \text{ Geração} \leq \text{Capacidade máxima}$$

$$(2) \sum_{i \in I} \text{Geração} = \sum_{a \in A} \text{Carga}_a + \text{Total exportado para outro subsistema}$$

$$(3) \text{ Fluxo de potência } l \leq \text{Limite térmico da linha } l$$

Para qualquer $l \in L$

Acrescido dos mecanismos de administração dos congestionamentos de acordo com diversas metodologias propostas¹⁹.

O modelo foi desenvolvido e executado com o auxílio do software MATLAB. Para a solução computacional, este foi elaborado na forma de matrizes que se originaram da lógica decorrente das equações provenientes dos modelos teóricos nodais e zonais apresentados.

Rapidamente, pode-se descrever o problema a partir de três matrizes principais.

A primeira delas corresponde aos dados de barra e é composta por colunas que representam respectivamente, o número da barra em questão (foi atribuído um número a cada um dos subsistemas), uma variável binária determinante da presença ou ausência de unidades geradoras, e a carga da barra em questão dada em MW.

A segunda matriz remete à informações sobre os geradores, sendo a primeira coluna relativa à barra à qual o gerador está conectado, a segunda referente à capacidade de geração e a terceira ao custo de geração do gerador dado.

Por fim, a terceira matriz montada diz respeito aos fluxos entre as barras, possuindo colunas de importações e exportações e capacidade das linhas de transmissão correspondentes.

¹⁹ Vide discussão apresentada no item 3.3 deste trabalho.

Os dados de entrada foram fornecidos pelo NEWAVE

Dentre os dados fornecidos destacam-se:

- Geração hídrica
- Preços das geradoras termoelétricas
- Carga prevista

Apesar do modelo se centrar nos geradores térmicos para a definição dos preços, proveniente da percepção que sejam estes, em última instância os responsáveis pela determinação destes, foi necessária a obtenção dos dados dos geradores hídricos para a determinação proporcional das cargas a serem atendidas pelos geradores térmicos.

O esquema da Figura 19 permite a observação gráfica dos dados utilizados e esquemas utilizados para a transformação dos dados a fim de adequá-los ao modelo proposto.

Conforme consta nestes dados, disponibilizado pelo ONS sobre o Balanço Energético Nacional (2006), a quantificação das cargas, gerações e intercâmbios possibilitou determinar o percentual da carga e utilização das linhas de transmissão representadas pela geração termoelétrica de energia.

É apresentado na última linha do quadro de cada sub-mercado representado na Figura 19 o percentual de exportação ou importação de energia para as demais regiões sobre o total gerado naquela zona. Observe-se que valores negativos representam importação líquida de carga enquanto valores positivos demonstram regiões exportadoras líquidas de energia.

Vale ressaltar que os dados situados ao longo das representações dos fluxos entre as regiões não representam os limites térmicos das linhas em questão, mas trocas efetivas entre estas em valores médios anuais.

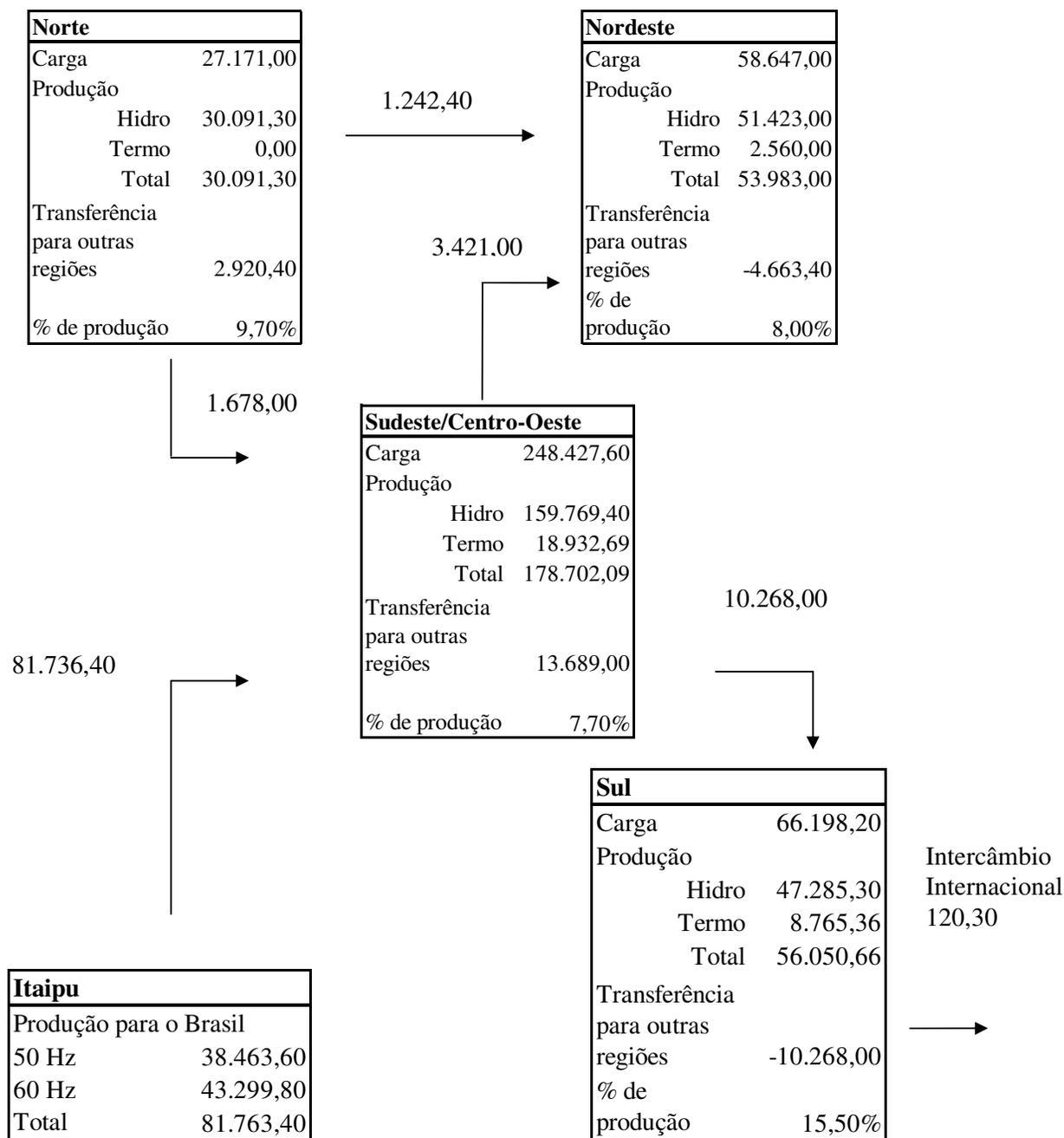


Figura 19 - Balanço do Sistema Interligado Nacional em 2005 (média anual) (Fonte: ONS, 2006)

Os resultados obtidos para comparação entre os modelos foram os custos totais do sistema e visam observar o comportamento dos modelos diante dos dados empregados.

Foram executados diversos modelos utilizando, conforme já assinalado, dados obtidos do sistema brasileiro.

Para a realização do modelo de simulação foi necessário incluir um nó fictício representando o entroncamento das linhas de transmissão que ligam os subsistemas sudeste/centro-oeste, norte e nordeste. Para organizar a simulação, os subsistemas foram numerados, a fim de serem facilmente identificados na notação matricial. O esquema foi montado como se segue:

1. Sudeste e Centro-oeste
2. Sul
3. Nordeste
4. Nó fictício
5. Norte

Em primeiro lugar, realizaram-se operações correspondentes à obtenção do preço nodal para cada um dos sub-mercados brasileiros considerado a partir dos valores correspondentes à geração térmica e seus respectivos custos e taxas de utilização do sistema interligado nacional.

A seguir, foram obtidos preços zonais para os sub-mercados efetivamente existentes e para possíveis conformações alternativas de sub-mercados para o país. Realizou-se, por exemplo, a agregação dos mercados sul e sudeste para averiguar a possibilidade de redução do preço zonal encontrado a partir da expansão do tamanho do mercado em questão. Também avaliou-se a possibilidade de realizar a operação retirando todas as fronteiras do sistema, considerando-o como uma zona única.

Os modelos aplicados inicialmente no presente trabalho foram modelos estáticos com relação à carga, visando testar essencialmente efeitos da alteração das fronteiras das zonas em relação aos custos totais. Vale ressaltar que tal variação das fronteiras remete ao dimensionamento dos mercados em questão, os aproximando ou afastando dos modelos nodais ou, inversamente, dos modelos de preço único.

Em segundo lugar, foram realizados testes considerando, em primeiro lugar uma faixa de carga e a seguir, carga variável o que possibilita observar o comportamento dos modelos diante de oscilações na demanda.

4.4 Avaliação dos Resultados

Esta seção se volta para a apresentação dos resultados obtidos através do modelo simulado com o auxílio computacional do MATLAB.

As etapas realizadas serão semelhantes àquelas observadas nos modelos hipotéticos formulados ao longo do capítulo 3.

Em primeiro lugar serão apresentados e comentados os dados referentes a um modelo simples, com dados estáticos de carga.

A seguir, realiza-se a simulação de uma faixa de carga contendo uma série de 500 valores gerados aleatoriamente, porém de forma consistente com os dados provenientes do sistema brasileiro.

4.4.1 O modelo simples – carga determinada

4.4.1.1 A primeira situação – sistema brasileiro na configuração atual

A primeira classe de modelos avaliados corresponde à simulação do sistema Interligado brasileiro diante da configuração atualmente observada neste. Esquemáticamente, corresponde à configuração apresentada na Figura 20.

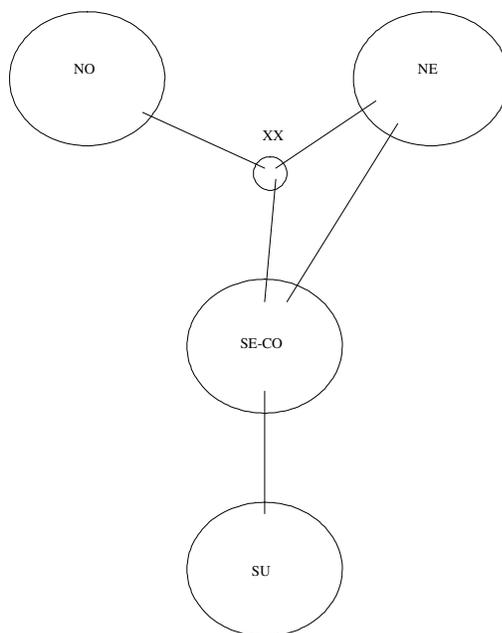


Figura 20 – Esquema do Sistema Interligado Nacional / configuração atual

À medida que se realizaram simulações considerando exclusivamente os geradores térmicos, foram necessários ajustes no que diz respeito à capacidade de transmissão das linhas à medida que a consideração de sua totalidade poderia ser considerada um sobre-dimensionamento da capacidade de transmissão direcionada à energia gerada pelas termelétricas.

Interligação			
DE	PARA	Limite Real	Limite Considerado
SE-CO	SU	4574	1143,5
SE-CO	NE	370	92,5
SE-CO	XX	1700	425
NE	XX	117	29,25
XX	NO	3741	935,25

Tabela 3 - Limites térmicos das linhas de transmissão entre as zonas (caso atual)

Também se estimou o percentual de carga consumido por cada uma das regiões em questão a fim de ponderar o que seria relativo ao consumo de energia gerado por fontes de geração térmica, conforme Tabela 4.

Mercados		
Mercados	Carga	Porcentagem
SE-CO	2700	65,85%
SU	700	17,07%
NE	600	14,63%
NO	100	2,44%
Total	4100	100,00%

Tabela 4 – Percentual relativo das cargas por região

Os resultados obtidos para a simulação do caso simples, em que os dados são avaliados de maneira estática encontram-se relacionados na Tabela 5. Tais resultados demonstram a ocorrência de preços bastante distintos entre as zonas, variando entre uma faixa de aproximadamente sessenta a noventa e quatro reais. Vale ressaltar que o valor máximo cobrado foi observado no Nordeste, Estado em que sabidamente há maior carência da população. Por outro lado, os menores custos foram observados no Norte, possivelmente referindo uma menor dependência de geração térmica na região²⁰.

²⁰ Vale ressaltar que a Região Norte representa a região mais dependente de geração térmica do país. No entanto, este fato não está representado na modelagem empreendida à medida que foram utilizados dados do Sistema Interligado Nacional (SIN) e grande parte desta geração encontra-se em sistemas isolados.

Preço nodal (em \$)	
Custo da zona 1 (SE-CO)	77,46
Custo da zona 2 (S)	77,46
Custo da zona 3 (N)	60,00
Custo da zona 4 (nó fictício)	94,92
Custo da zona 5 (NE)	94,92
Custo total de operação	307.323,88

Tabela 5– Resultados do Modelo Nodal Simples para a configuração atual

Os resultados obtidos pela realização do modelo zonal sobre dados estáticos podem ser observados na Tabela 6. Observe-se que estão relacionadas na Tabela 6 as três partes que representam em linhas gerais as etapas para obtenção do preço zonal.

Preço Zonal (em \$)	
Custo sem limites / MW	67,18
Custo do redespacho / MW	0,73
Custo Zonal com limites / MW	67,91
Custo total de operação	278.436,74

Tabela 6 – Resultados do Modelo Zonal Simples para a configuração atual

Como se pode perceber, os custos totais para o sistema gerados pela metodologia zonal se mostraram inferiores aos custos nodais. Desta forma, pode-se considerar que haja indícios para se acreditar que a metodologia zonal seja a mais adequada para a operação do sistema brasileiro diante da atual configuração das redes de transmissão e dados os custos dos geradores marginais existentes.

4.4.1.2 A segunda situação – sistema brasileiro com 2 zonas apenas

A segunda verificação realizada remete ao comportamento do sistema brasileiro diante da instituição de apenas duas zonas para a operação do sistema. A avaliação neste âmbito ainda se dá em relação ao modelo estático. A representação esquemática do modelo em questão está na

Figura 21.

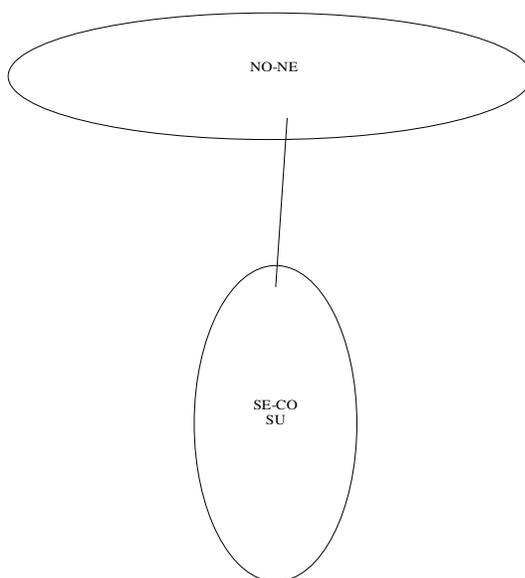


Figura 21 - Esquema do Sistema Interligado Nacional / configuração com duas zonas

Foram realizadas novas estimativas em relação aos limites térmicos, que neste caso remetem à uma única linha de transmissão. Tal consideração remete à Tabela 7.

Interligação			
DE	PARA	Limite Real	Limite Considerado
SE-CO-SU	NO-NE	2070	517,5

Tabela 7 - Limites térmicos das linhas de transmissão entre as zonas (caso 2 zonas)

Também as cargas foram novamente ponderadas para refletir a realidade da nova situação a ser estudada. Os dados obtidos em termos percentuais estão na Tabela 8.

Mercados		
Mercados	Carga	Porcentagem
SE-CO-SU	3400	82,93%
NO-NE	700	17,07%
Total	4100	100,00%

Tabela 8 - Percentual relativo das cargas por região (caso 2 zonas)

Foram executados novamente os modelos nodais e zonais para a observação dos resultados fornecidos para o sistema diante da aplicação de cada um deles. Os resultados referentes à simulação na situação descrita encontra-se nas Tabela 9 e Tabela 10.

Preço Nodal (em \$)	
Custo da zona 1	67,18
Custo da zona 2	67,18
Custo total de operação	275.438,00

Tabela 9 – Resultados do Modelo Nodal Simples para a configuração 2 zonas

Preço Zonal (em \$)	
Custo sem limites / MW	67,18
Custo do redespacho / MW	0,00
Custo Zonal com limites / MW	67,18
Custo total de operação	275.438,00

Tabela 10 - Resultados do Modelo Zodal Simples para a configuração 2 zonas

Uma rápida observação permite perceber que os custos totais providos pelas duas metodologias, são, no caso em questão, idênticos. Sendo assim, sob esta configuração, seria, à princípio desnecessária a definição de zonas, à medida que os resultados para o sistema são indiferentes e os preços observados em ambas as zonas sob a metodologia nodal não é diferente.

4.4.1.3 A terceira situação – sistema brasileiro com 3 zonas

A terceira situação simulada corresponde à união entre as zonas Sul e Sudeste-Centro-oeste. Esquemáticamente, para esta situação a configuração seria representada conforme a Figura 22.

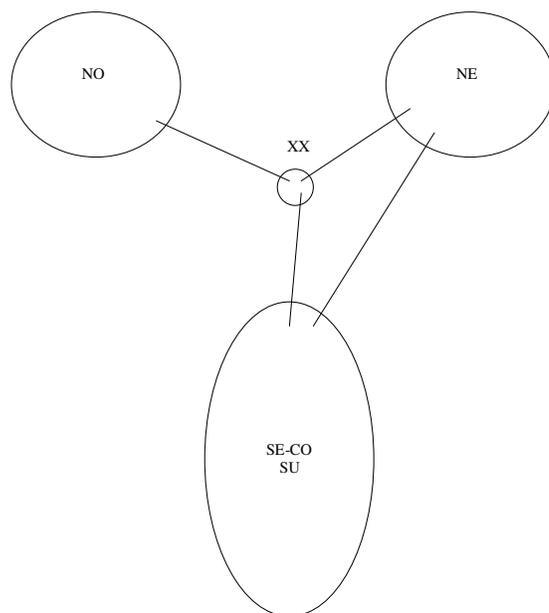


Figura 22 - Esquema do Sistema Interligado Nacional / caso 3 zonas

As novas estimações de capacidade de transmissão coerentes com o caso a ser testado se encontram na Tabela 11.

Interligação			
DE	PARA	Limite Real	Limite Considerado
SE-CO-SU	NE	370	92,5
SE-CO-SU	XX	1700	425
NE	XX	117	29,25
XX	NO	3741	935,25

Tabela 11 - Limites térmicos das linhas de transmissão entre as zonas (caso 3 zonas)

As novas estimações percentuais de carga estão representadas na Tabela 12.

Mercados		
Mercados	Carga	Porcentagem
SE-CO-SU	3400	82,93%
NE	600	14,63%
NO	100	2,44%
Total	4100	100,00%

Tabela 12 - Percentual relativo das cargas por região (caso 3 zonas)

Igualmente aos procedimentos adotados nas demais aplicações apresentadas, realizou-se a modelagem para a obtenção dos custos totais do sistema providos pelos modelos nodais e zonais.

Preço nodal (em \$)	
Custo da zona 1	77,46
Custo da zona 2	60,00
Custo da zona 3	94,92
Custo da zona 4	94,92
Custo total de operação	307.323,88

Tabela 13 - Resultados do Modelo Nodal Simples para a configuração 3 zonas

Os resultados para o custo zonal encontram-se na Tabela 14.

Preço Zonal (em \$)	
Custo sem limites / MW	67,18
Custo do redespacho / MW	0,73
Custo Zonal com limites / MW	67,91
Custo total de operação	278.436,74

Tabela 14 - -- Resultados do Modelo Zonal Simples para a configuração 3 zonas

Nesta situação também se encontraram custos inferiores de operação sob o modelo zonal em relação ao nodal. No entanto, resultado mais interessante que pode ser obtido do confronto entre a Tabela 6 e a Tabela 14. Nitidamente, os modelos de configuração atual e configuração 3 barras, em que o submercado Sul é integrado ao Sudeste-Centro-oeste apresentam resultados semelhantes em relação aos custos totais do sistema, o que sugere que possa ser indiferente operar em uma ou outra configuração.

Por outro lado, ocorre uma leve redução dos custos totais quando da operação com menor quantidade de segmentação de mercados, conforme observado na situação em que se consideram apenas duas zonas.

4.4.2 O modelo com faixa de carga

Para a realização dos próximos testes considerou-se uma carga gradativamente crescente a fim de observar o comportamento dos modelos de precificação diante de níveis de carga diferentes.

Para todas as situações a seguir considerou-se uma variação em pu²¹ de 0,0 a 1,5.

As faixas de carga compreendem-se entre os limites inferiores e superiores de respectivamente 0 e 7000 MW.

4.4.2.1 A primeira situação - configuração atual

Esta situação obedece aos padrões determinados no item 4.4.1.1. Portanto, para a visualização dos dados de linha e carga recomenda-se utilizar as tabelas a seguir: Tabela 3, Tabela 4.

Os resultados obtidos dentro da faixa de carga estipulada sob a configuração atual do sistema brasileiro encontram-se no Figura 23.

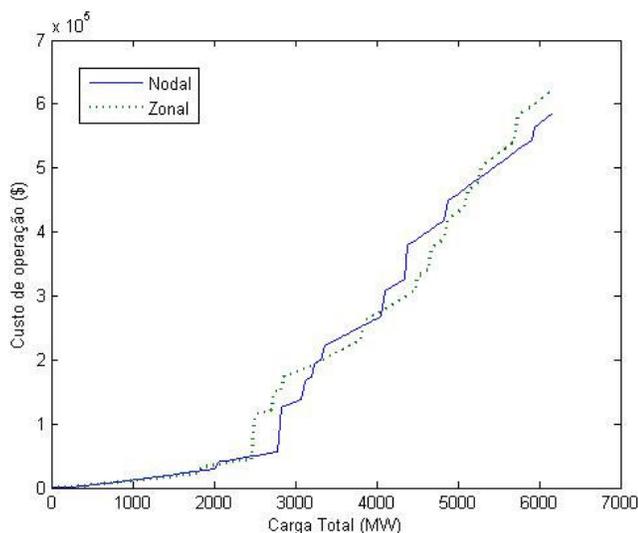


Figura 23– Modelo com faixa de carga para configuração atual

Observa-se uma relativa proximidade entre os dados fornecidos por ambas metodologias. Pode-se relatar a ocorrência de segmentos em que um ou outro modelo proporciona resultados menos onerosos. Porém, não se evidencia um descolamento entre as curvas que sugira que uma ou outra metodologia vá superar definitivamente a outra no que diz respeito aos custos totais.

Tem-se que na faixa entre 2000 e 3000 MW, assim como entre 5000 e 7000 MW, o modelo zonal promova resultados mais onerosos que o nodal. No entanto, entre 3000 e 5000, observa-se que este proporciona resultados inferiores em relação aos custos.

²¹ Unidade de representação percentual

4.4.2.2 A segunda situação - modelo 2 zonas

A simulação com faixa de carga referente ao modelo com duas zonas se embasa nos dados de limites térmicos e carga relativa apresentados nas tabelas: Tabela 7 e Tabela 8.

Foram comparados graficamente os resultados dos modelos nodais e zonais para a faixa de carga contida entre 0 e 7000 MW. Os resultados se encontram na Figura 24.

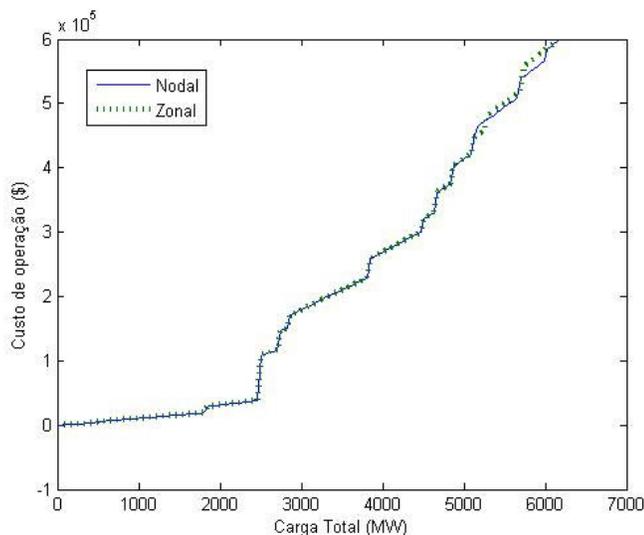


Figura 24 - Modelo com faixa de carga para configuração 2 zonas

A avaliação dos resultados sugere que não haja diferenças nos resultados em relação aos custos totais do sistema entre os modelos avaliados. Assim como na observação estática, sob faixa de carga, na maior parte do recorte feito as duas metodologias proporcionam resultados iguais em termos de custos totais para o sistema.

Da mesma forma que observado no caso para a configuração atual, o gráfico não representa ocorrência de descolamento entre as curvas, nem tampouco de tendências mais estáveis de um em relação ao outro.

4.4.2.3 A terceira situação – modelo 3 zonas

A avaliação subsequente remete ao modelo de três zonas, em que se propõe a união entre a zona Sul e a zona Sudeste – Centro-oeste. Os dados de linha e de carga remetem às tabelas: Tabela 11 e Tabela 12.

A comparação gráfica entre os resultados proporcionados pelos modelos nodal e zonal está evidenciada na Figura 25.

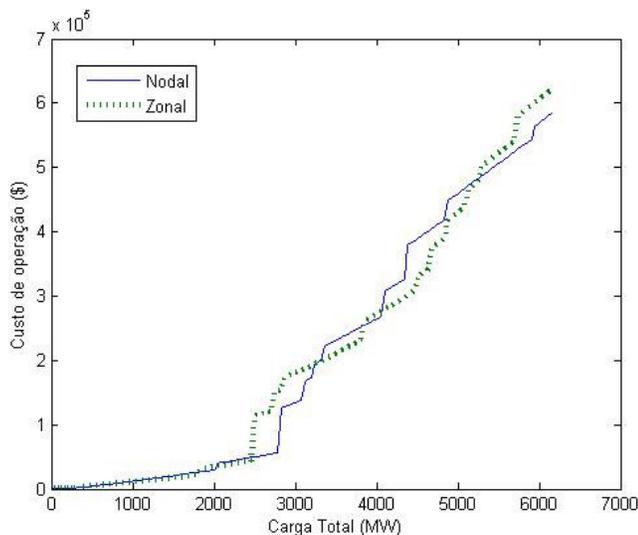


Figura 25 - Modelo com faixa de carga para configuração 3 zonas

Na situação montada sob a configuração do sistema com três zonas, observa-se melhores resultados para o sistema nodal entre 2500 e 3000MW e para cargas acima de 5000 até 7000 MW. Entre 3000 e 5000 MW o modelo zonal permitiu a operação a custos inferiores em relação aos custos obtidos sob a metodologia nodal.

Nas três situações observadas não existem elementos que sejam indícios de que um ou outro modelo tenda a prover resultados permanentemente melhores do que o outro por todo recorte avaliado.

4.4.3 O modelo carga aleatória

As avaliações a realizadas nos próximos itens se darão sob uma curva formada a partir de uma série de 500 dados aleatórios de carga.

Continuarão a ser observados resultados dos modelos nodais e zonais para a conformação do sistema brasileiro de acordo com os aspectos descritos para o modelo simples nos itens 4.4.1.1, 4.4.1.2 e 4.4.1.3 do presente capítulo. A ordem de apresentação dos modelos será mantida tal como nos itens mencionados. Serão apresentados os dados aleatórios de carga, os resultados dos modelos sob tais condições em termos de custos, custos médios e desvios padrão.

4.4.3.1 A primeira situação – configuração atual

A simulação realizada neste item remete aos dados de linha explicitados nas Tabela 3. Foram criadas séries aleatórias para cada uma das zonas. Os resultados das séries geradas se encontram representadas na Figura 26.

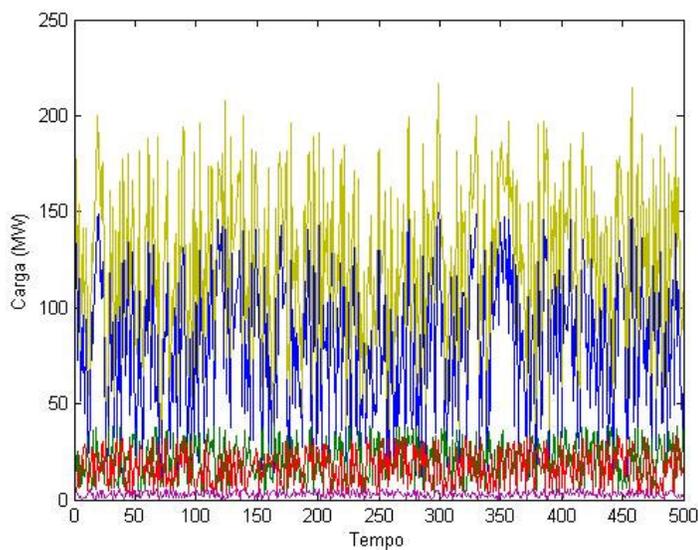


Figura 26 - Série de Carga aleatória para a configuração atual

A partir desta série de carga aleatória executou-se o modelo para a configuração atual a fim de encontrar os custos fornecidos sob as metodologias nodal e zonal, respectivamente.

Os dados encontrados correspondem, portanto, às 500 observações aleatórias de carga. Os objetivos, por sua vez, remetem à observação da ocorrência de melhor ou pior performance dos modelos nos diversos níveis de carga.

Conforme ilustra a Figura 27, as mesmas tendências observadas nos testes anteriores pode ser reafirmada nesta análise. Isto ocorre à medida que os modelos aparentemente se comportam se forma bastante próxima ao longo das observações.

Há uma aparência gráfica que indica maior concentração dos valores relativos aos custos zonais, enquanto os nodais parecem estar mais dispersos entre os diferentes níveis de carga. A avaliação desta assertiva pode ser respaldada pelos dados apresentados na Tabela 15.

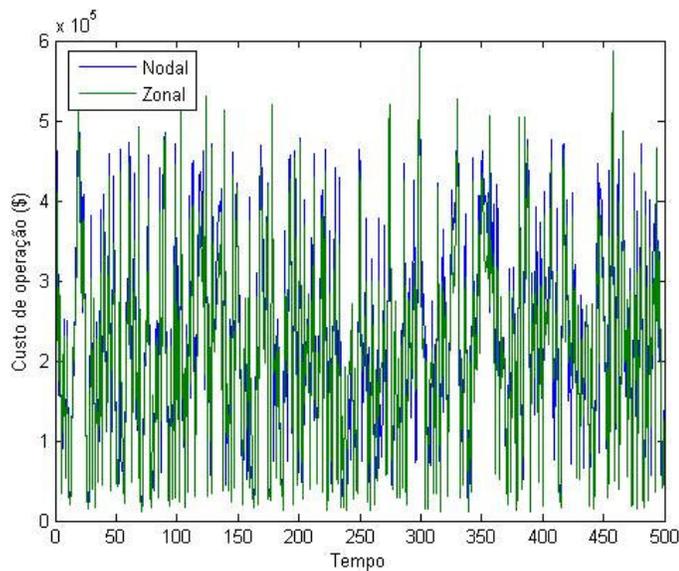


Figura 27 - Resultado dos modelos nodal e zonal sob série aleatória de carga / configuração atual

Um recorte permite uma visualização mais adequada dos resultados expressidos pelos dados de média e desvio-padrão. Observe-se que apesar de ilustrativo dos resultados, o recorte não seria coincidente à média e desvio-padrão calculados para os 500 valores de carga, conforme Tabela 15.

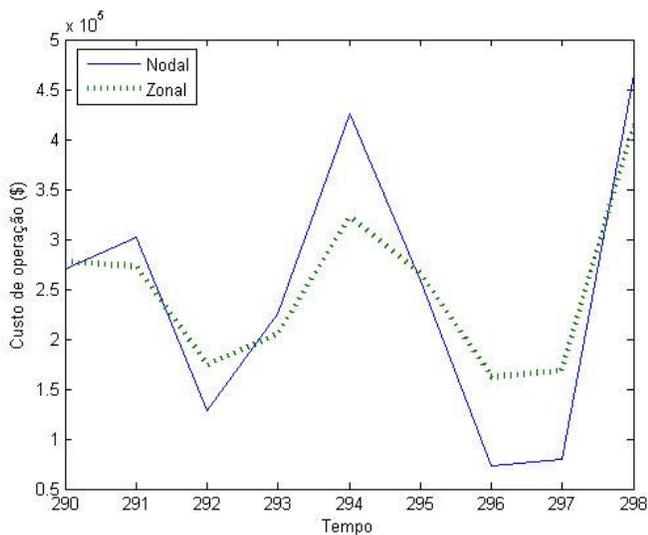


Figura 28 – Recorte para custos nodal e zonal sob carga aleatória – configuração atual

Com o intuito de obter avaliação mais completa sobre as observações realizadas graficamente, foram calculados os custos médios e desvios padrão dos resultados para cada um dos modelos em questão.

Metodologia	Custo médio	Desvio Padrão
Nodal	220.104,0	155.461,2
Zonal	211.513,5	137.111,5

Tabela 15 - Resultados da operação em termos de média e desvio padrão

Conforme indicavam os indícios gráficos, o modelo zonal apresenta menor dispersão de resultados indicados através do menor desvio padrão em relação ao modelo nodal. Além disso, seus custos médios parecem ser inferiores aos do modelo nodal.²²

Alerta-se para o fato de que, no entanto, não se exclui a possibilidade de que haja casos em que apesar do menor desvio o modelo zonal possa trazer maiores custos medidos em termos de custos médios.

4.4.3.2 A segunda situação – configuração 2 zonas

A segunda situação avaliada remete ao esquema apresentado na

Figura 21. Sendo assim, tem-se que esta obedece as restrições de transmissão e percentuais de carga dados pelas tabelas: Tabela 7 e Tabela 8.

A Figura 29 apresenta a série de 500 valores aleatórios de carga a serem utilizados como dados de entrada na simulação a ser empreendida para a obtenção dos resultados em termos de custos sob os modelos nodais e zonais.

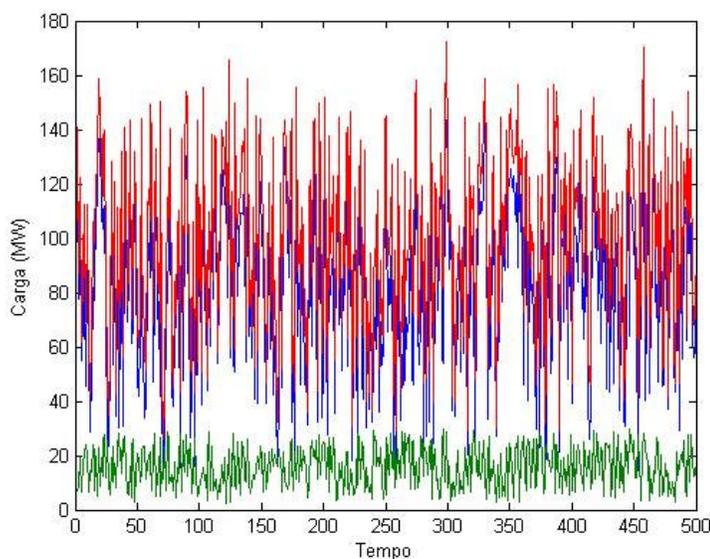


Figura 29 - Série de Carga aleatória sobre configuração 2 zonas

²² Para alegar com maior grau de certeza considera-se adequado conduzir um teste de hipóteses acerca da igualdade entre as médias em questão.

Os resultados dos modelos estão apresentados na Figura 30. Nesta, pode-se observar uma grande proximidade entre os resultados obtidos pela aplicação de cada uma das metodologias. Não se pode, inclusive distinguir graficamente a ocorrência de maior ou menor dispersão relativa entre os modelos.

A avaliação das médias e dos desvios padrão para os resultados, em termos de custos, de cada uma das metodologias empregadas revela, que realmente, neste caso, os custos médios e desvios padrão sejam bastante semelhantes.

Isto se mostra coerente com as avaliações realizadas anteriormente para o modelo em que se simula a ocorrência de apenas duas zonas, que, no caso da avaliação estática demonstrou a coincidência entre as curvas de custos de ambos os modelos durante grande parte do recorte utilizado para a avaliação.

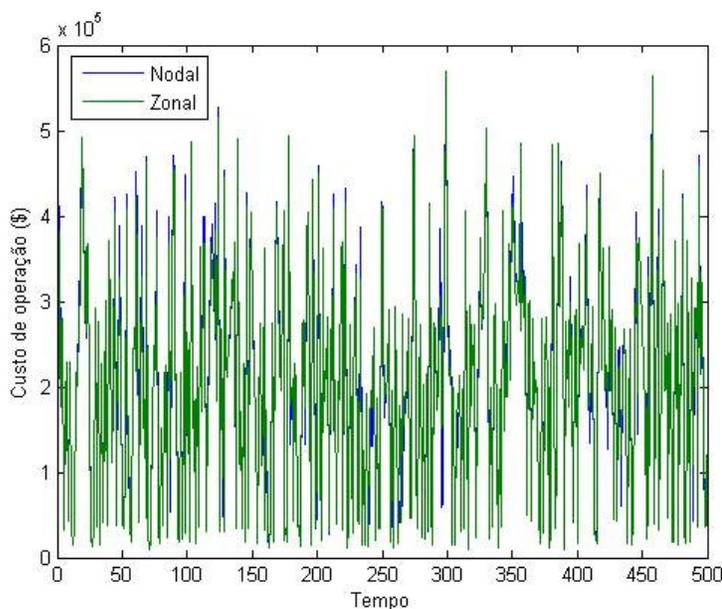


Figura 30 - Resultados das metodologias Nodal e Zonal sob carga aleatória / configuração 2 zonas

A semelhança entre as curvas pode ser percebida claramente diante da observação de um recorte composto de uma quantidade menor de observações. Assim como no caso anterior, o gráfico representado na Figura 31 tem caráter ilustrativo, uma vez que se mostra dificultada a apreensão de resultados a partir do gráfico correspondente à totalidade das observações.

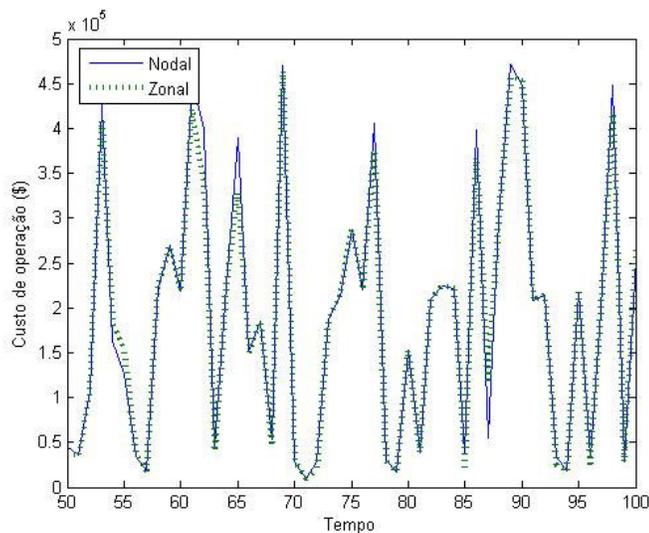


Figura 31 - Recorte para custos nodal e zonal sob carga aleatória – configuração duas zonas

Como se pode observar pela Tabela 16, os custos médios para os dois modelos são bastante semelhantes neste caso. O mesmo pode ser dito dos desvios-padrão.

Metodologia	Custo médio	Desvio Padrão
Nodal	204486,7	136715,3
Zonal	204424,0	132599,8

Tabela 16 - Resultados da operação em termos de média e desvio padrão

Desta forma, sob a configuração de duas zonas, conclui-se que seria praticamente indiferente, sob a ótica dos custos, operar o sistema brasileiro (dentro do ambiente proposto pelo modelo elaborado que abstraiu para fins de modelagem aspectos do sistema real) pelo modelo nodal ou zonal. Não haveria, portanto, sob esta configuração diferenças relevantes entre custos gerados e suas respectivas dispersões que promovessem a predileção de um modelo a outro.

4.4.3.3 A terceira situação – configuração 3 zonas

A terceira situação apresentada diz respeito à configuração definida de acordo com a Figura 22.

Os dados aleatórios de carga utilizados para a realização da simulação encontram-se na Figura 32.

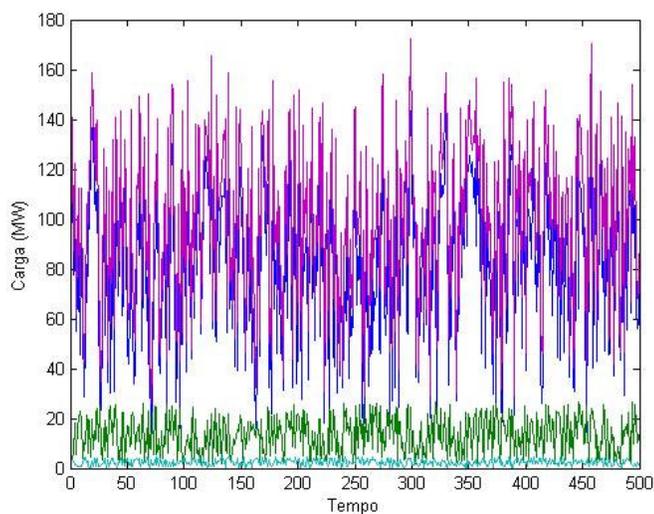


Figura 32- Série de Carga aleatória sobre configuração 3 zonas

O resultado em relação ao custo provido pelas metodologias aplicadas encontra-se na Figura 33. Neste, sugere-se graficamente, através da aplicação dos modelos sob dados aleatórios de carga, que o modelo zonal tenda a apresentar resultados mais estáveis em relação ao nodal.

Coerentemente com esta percepção, pode-se observar, através dos dados da Tabela 17, que de fato, o modelo zonal fornece um dado de custo médio inferior ao correspondente no modelo nodal e que seu desvio padrão também é menor que o desvio apresentado diante da aplicação do modelo nodal para a obtenção dos custos de operação.

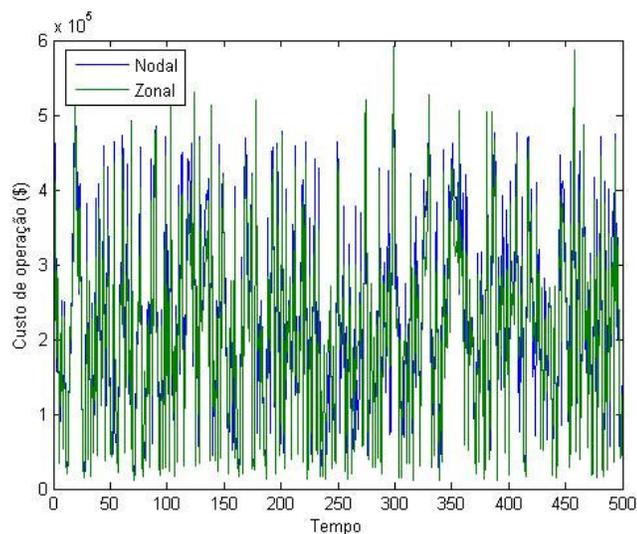


Figura 33 – Resultados dos modelos nodal e zonal sob serie aleatória / configuração três zonas

Na situação representativa da configuração de três zonas o gráfico para os 500 valores aleatórios de carga não se mostrou muito elucidativo, apesar de demonstrar a inexistência de descolamento entre as curvas. Sendo assim, a Figura 34 pretende ilustrar os resultados obtidos através de um recorte composto de um menor número de observações.

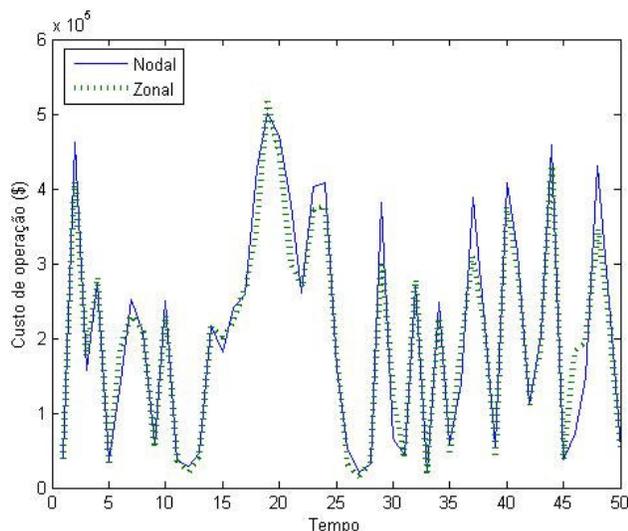


Figura 34 – Recorte para custos nodal e zonal sob carga aleatória – configuração três zonas

Os dados da Tabela 17 remetem à simulação do modelo referente ao caso brasileiro sob hipótese da operação de três zonas. Representa, conforme dito anteriormente, menor custo e maior estabilidade dos resultados originados do modelo zonal em relação ao modelo nodal.

Metodologia	Custo médio	Desvio Padrão
Nodal	219.927,7	155.236,7
Zonal	211.500,1	137.093,9

Tabela 17 - Resultados da operação em termos de média e desvio padrão

Conforme pode-se observar, nos casos avaliados, o modelo zonal de precificação apresenta resultados mais estáveis aos custos providos sob a metodologia nodal.

4.5 Considerações a respeito dos modelos aplicados ao mercado brasileiro

O presente capítulo discutiu e apresentou aspectos da metodologia de simulação empregada para a avaliação dos modelos nodais e zonais sendo aplicados ao mercado brasileiro.

A seguir, levantou questões relativas à operação de sistemas hidrotérmicos, e descreveu procedimentos e questões abordadas pelo ONS, visando explicitar o panorama da operação do Sistema Interligado Nacional Brasileiro.

Uma vez apresentada a unidade de estudo, a saber, o mercado brasileiro, e, tendo sido explorado o objeto de estudo no capítulo anterior (os modelos nodais e zonais), prosseguiu-se com a descrição do modelo.

Apresentaram-se dados relevantes à construção do modelo em questão e as principais formulações matemáticas a ele relacionadas. Realizou-se então aplicação deste com o auxílio computacional do MATLAB para avaliar os resultados dos modelos sobre os dados do modelo brasileiro.

Os modelos foram aplicados sobre a configuração atual e duas configurações alternativas. Estas representam respectivamente, um modelo de duas zonas, integrando o norte e Nordeste de um lado e Sudeste-Centro-oeste e Sul de outro; e um modelo em que se agrega a região Sul ao sub-mercado Sudeste-Centro-oeste.

As avaliações realizadas ao longo deste capítulo demonstraram que o modelo zonal parece ser de fato capaz de proporcionar resultados menos onerosos para o sistema brasileiro em termos de custos.

Além disso, pode-se observar que a aplicação da metodologia zonal sob três ou quatro zonas, considerando no primeiro caso a união entre o Sul e Sudeste-Centro-oeste e no segundo a configuração atual, culmine em resultados semelhantes. Desta forma, sugere-se que a operação de uma ou outra maneira traga poucas diferenças para o sistema, ao menos sob a ótica dos custos que foi a variável de análise eleita pelo presente trabalho.

Um fato interessante explicitado pelos modelos aplicados remete à maior estabilidade de custos providos pelo modelo zonal em relação ao nodal.

5. CONCLUSÃO

O presente capítulo destina-se à apresentação concisa dos principais resultados do trabalho em questão. Faz-se um breve retrospecto dos assuntos abordados nos capítulos anteriores e levanta questionamentos a serem respondidos, ou avaliados futuramente.

A segunda seção se destina especificamente à proposição de aspectos relevantes a serem abordados em trabalhos futuros.

5.1 Conclusão

No âmbito deste trabalho buscou-se:

1. Apresentar formas de funcionamento dos mercados teóricos e contextualizá-las ao mercado de energia elétrica, assim como relacioná-las à questões discutidas na atualidade.
2. Descrever e realizar exercícios que possibilitassem maior compreensão dos modelos nodais e zonais de precificação, assim como conclusões prévias acerca de seu funcionamento comparado.
3. Descrever o modelo brasileiro de operação, discutir suas especificidades. Realizar abstrações a fim de definir um modelo de simulação adequado à aplicação dos modelos nodais e zonais sobre este. E, aplicar o modelo a fim de avaliar os resultados das metodologias diante das configurações propostas para este mercado.

A questão dos modelos teóricos de mercado, abordada no Capítulo 2, remete à uma percepção de que seja necessário explorar a fundamentação teórica antes de mergulhar-se no tema de interesse. Certamente, modelos específicos e aplicados partem de algo mais genérico, que, por estar implícito, pode ser aceito tacitamente, muitas vezes sem se conhecer as verdadeiras implicações da aplicação de determinados preceitos como hipóteses fundamentais implícitas. Observe-se que a modelagem empreendida no âmbito deste trabalho representou, como convém a um modelo, a abstração e simplificação do modelo real.

A fim de explicitar aspectos teóricos referentes a mercados, e especificamente, mercados de energia elétrica, desenvolveu-se o capítulo 2, em que se buscou apresentar, já contextualizando modelos teóricos como Pool Models, em que haveria concorrência plena entre os agentes; Wheeling e third party Access, de concorrência incompleta em que haveria existe exposição à competição tanto da capacidade instalada como em expansão; Monopólio,

em geral modelos verticalizados vigentes durante as gestões estatais, e Monopsônio, modelos em que há um único comprador.

A seguir, ainda no Capítulo 2 realizou-se uma breve tentativa de esboçar tendências atuais de liberalização dos mercados de energia elétrica nos diversos países, buscando observar a existência de um padrão que defina em linhas gerais esta transformação dos mercados de energia. Tal etapa é primordial para a compreensão de que apesar de ter um caso específico como objeto, a questão abordada consiste em problema relevante mundialmente. Além disso, permite acessar a atualidade da discussão acerca das questões de mercado no setor de energia elétrica.

Ressalta-se, no processo atual de liberalização dos mercados de energia elétrica, a necessidade, enfatizada pelos defensores desta, de desvinculação dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Discute-se a possibilidade da instituição da concorrência nestes segmentos e suas implicações sobre a energia elétrica enquanto mercadoria e serviço público.

Alerta-se, no âmbito deste capítulo, que a energia elétrica consista em mercadoria especial, com características que não permitam que ela seja tratada como commodity. Além disso, ressalta-se que mesmo nos segmentos em que se acreditava ser possível a concorrência, apresentou-se possibilidade de exercício de poder de mercado pelos agentes.

Considera-se também que a essencialidade da energia elétrica nos dias de hoje configure fator determinante de assimetria de poder entre consumidores, especialmente consumidores domésticos, e agentes dos diversos segmentos do setor. Isto, portanto, consistiria mais um entrave ao funcionamento do modelo concorrencial no setor elétrico.

Ainda no Capítulo 2, reconstitui-se parcela da história do mercado brasileiro de energia elétrica, tentando distinguir períodos de acordo com o modelo adotado para o funcionamento do mercado elétrico. Trata-se de uma tentativa ambiciosa de resumir uma densa história em alguns pontos principais que apontem aspectos relevantes para a discussão travada neste capítulo. Parte-se da década de 30, com o Código de Águas e direciona-se em forma de linha do tempo, até o momento atual, no qual se descreve brevemente características marcantes do sistema vigente, em especial em relação às características que o distinguem do modelo liberal implantado no período imediatamente anterior. Resumidamente, trata-se de abordar aspectos essenciais dos modelos sob a gestão estatal, modelo liberal inicial e novo modelo instituído a partir da crise escancarada pela ocorrência do racionamento de energia elétrica.

O Capítulo 3, por sua vez, volta-se para a discussão detida dos modelos de

precificação nodal e zonal. Tal discussão se liga com a do capítulo anterior, à medida que por trás dos argumentos de defesa de um ou outro modelo, observa-se, muitas vezes implicitamente, a utilização de conceitos originados dos modelos microeconômicos abordados no Capítulo 2.

Um importante conceito proveniente da discussão teórica, mas muito presente nas discussões aplicadas, em especial no que diz respeito à precificação remete à noção de poder de Mercado. Vale dizer, que grande parte dos autores aponta este como um dos principais entraves ao bom funcionamento dos mercados de energia elétrica. No entanto, o que se coloca como decorrência da discussão empreendida no Capítulo 2 é que o exercício do poder de mercado decorra de características intrínsecas ao mercado de energia elétrica, que o impeçam de operar mediante condições concorrenciais.

Tal discussão remete diretamente aos modelos de precificação nodal e zonal abordados, uma vez que as principais críticas ao modelo zonal, em que o tamanho dos mercados é determinado por uma autoridade exógena, e não por forças “naturais” do mercado, é a de que este propicie o exercício e exacerbação do poder de mercado.

A visão de que diante da operação “livre” dos mercados alcança-se resultados de maior eficiência econômica através da obtenção do preço de “market clearing” remete aos modelos de concorrência perfeita. Tais modelos teóricos, no entanto, não mostram adequação imediata à conformação dos mercados de energia elétrica²³.

Em especial, tais modelos referem-se à existência de diversos ofertantes pulverizados, o que em geral não é dado em muitos casos – observe-se, por exemplo, a estrutura brasileira. Por outro lado, requer diversos compradores, detentores de informações perfeitas e possibilidade de a qualquer momento modificar sua opção diante de flutuações nos preços, de tal forma que se tornaria improvável o exercício do poder de mercado.

Considera-se, que apesar da bibliografia a respeito muitas vezes defender um modelo ou outro, deva-se empreender um exercício, neste capítulo ainda hipotético, em que o funcionamento dos modelos possa ser efetivamente comparado em termos de custos totais.

Nota-se da discussão empreendida, que a depender das características do sistema pode-se ter um ou o outro modelo de precificação como o mecanismo mais adequado para a obtenção de custos totais menores para o sistema.

Mais do que isso vale ressaltar que a opção por um modelo de precificação deve ser coerente com os objetivos do governo que o instituiu. Certamente, os interesses se alteram

²³ Vide capítulo 2, em especial itens 2.2 e 2.3.

bastante conforme o posicionamento do agente daquele mercado, e, da mesma forma, os discursos a respeito costumam variar de acordo com o público ao qual se dirigem: consumidores, geradoras, acionistas, governos.

A referência (HARVEY et alli, 2000) critica o modelo Zonal por tratar os mercados como grandes quando eles não o são realmente.

De fato, a existência de linhas de transmissão cuja carga desejada supera os limites de transmissão, e não o modelo de precificação zonal, se coloca como um entrave à aproximação das barras para a formação de um mercado integrado entre elas.

Harvey e Hogan (HARVEY et alli, 2000), ainda argumentam que o movimento de preços sinaliza a necessidade de ampliação das vias de transmissão, ao passo que no modelo zonal ha acomodação diante da operação do mecanismo de socialização dos custos das unidades geradoras mais caras entre todas as barras daquela zona. Emerge, que diante de um modelo regulado, tal situação explicitamente requeira a existência de regulação específica. Por outro lado, não há garantias de que a existência de distorções nos preços venha realmente gerar respostas efetivas dos agentes do mercado para a superação destas restrições.

Sendo assim, neste caso também pode ser requerida a atuação de algum ente governamental para a obtenção de resultados satisfatórios no mercado que realmente mitiguem a posição do monopolista. Portanto, em ambos os modelos, somente a operação de medidas adicionais seriam capazes de mitigar o poder de mercado.

Por fim, a partir da aplicação de modelos em que se consideram faixas de carga, ressalta-se a relevância de se considerar o nível de carga como variável relevante para a opção entre um ou outro modelo de precificação.

O Capítulo 4 discutiu e apresentou aspectos da metodologia de simulação empregada para a avaliação dos modelos nodais e zonais sendo aplicados ao mercado brasileiro.

A seguir, levantou questões relativas à operação de sistemas hidrotérmicos, e descreveu procedimentos e questões abordadas pelo ONS, visando explicitar o panorama da operação do Sistema Interligado Nacional Brasileiro.

Uma vez apresentada a unidade de estudo, a saber, o mercado brasileiro, e, tendo sido explorado o objeto de estudo no capítulo anterior (os modelos nodais e zonais), prosseguiu-se com a descrição do modelo.

Apresentaram-se dados relevantes à construção do modelo em questão e as principais formulações matemáticas a ele relacionadas. Realizou-se então aplicação deste com o auxílio computacional do MATLAB para avaliar os resultados dos modelos sobre os dados do modelo brasileiro.

Os modelos foram aplicados sobre a configuração atual e duas configurações alternativas considerando exclusivamente as unidades de geração termelétricas e limites térmicos das linhas de transmissão estimados em relação à utilização exclusiva por energia gerada a partir destas fontes. Estas configurações representam respectivamente, um modelo de duas zonas, integrando o norte e Nordeste de um lado e Sudeste-Centro-oeste e Sul de outro; e um modelo em que se agrega a região Sul ao sub-mercado Sudeste-Centro-oeste.

As avaliações realizadas ao longo deste capítulo demonstraram que o modelo zonal parece ser de fato capaz de proporcionar resultados menos onerosos em termos de custos para o sistema brasileiro hipotético representado pelo modelo simulado.

Além disso, pode-se observar que a aplicação da metodologia zonal sob três ou quatro zonas, considerando no primeiro caso a união entre o Sul e Sudeste-Centro-oeste e no segundo a configuração atual, culmine em resultados semelhantes. Desta forma, sugere-se que a operação de uma ou outra maneira traga poucas diferenças para o sistema, ao menos sob a ótica dos custos que foi a variável de análise eleita pelo presente trabalho.

Uma conclusão interessante pode ser obtida dos exercícios de simulação observados através dos modelos realizados: os modelos zonais apresentam maior estabilidade de custos em relação aos modelos nodais empreendidos com os dados do sistema brasileiro.

Sendo assim, considera-se que a opção pela operação do sistema brasileiro através de zonas consista na forma mais adequada de operação para este sistema, quando avaliado através dos modelos realizados no âmbito deste trabalho. Observe-se que somente foram considerados os geradores marginais, ou seja, os geradores térmicos, que em última instância são os que determinam os custos do sistema, e, portanto, consistem no objeto relevante para a simulação empreendida.

Resumidamente, considera-se que as principais contribuições do trabalho são:

1. No âmbito teórico: a carga é variável relevante na avaliação do desempenho dos modelos de precificação nodal e zonal
2. No âmbito do sistema brasileiro: a realização de um modelo hipotético composto das unidades geradoras termelétricas dá indícios de que a metodologia zonal possa ser adequada à operação do Sistema Interligado Nacional do Brasil à medida que foi, nos testes de simulação empreendidos, capaz de promover menores custos médios com maior estabilidade medida em termos de desvio padrão. Desenvolvimentos futuros são necessários para que alegação semelhante possa ser feita em relação ao sistema real.

Recomendações para Futuros Trabalhos

Em decorrência de questões de escopo do presente trabalho, ou ainda devido a questões suscitadas a partir deste, colocam-se alguns tópicos relevantes a serem abordados convenientemente em trabalhos futuros.

1. Salta aos olhos a necessidade de desenvolvimento de modelo de determinação de custos capaz de incluir aspectos adequados para a simulação, em especial do caso brasileiro, que possa englobar os fatores decorrentes da predominância hidrelétrica que agravam a relevância da coordenação como fator que se sobrepõe na determinação de custos mínimos para o sistema e determinam a inserção de fator capaz de incorporar aspectos importantes provenientes da racionalidade intertemporal.
2. Ainda com relação à modelagens do sistema brasileiro, sugere-se a realização de modelo mais completo que possua aderência com os Planos Decenais, importante aspecto das mudanças implantadas no modelo pós-2004
3. Trabalhos que visem comparar concretamente os avanços e retrocessos dos dois períodos de mercado liberalizado no Brasil, confrontando dados de operação do mercado atacadista inicial (MAE) com dados para o período pós-2004 podem trazer contribuições interessantes.
4. A realização de comparações internacionais é bastante rica no desenvolvimento de trabalhos de avaliação acerca de modelos. Considera-se que no caso do setor elétrico seja relevante avaliar antes de mais nada as semelhanças no padrão de geração para que a comparação seja crível. Um possível comparativo se coloca entre os modelos do Brasil e do Canadá, ambos com geração fortemente hidrelétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALAYWAN, Z., WU, T. Transitioning the California Market from a Zonal to a Nodal Framework: An Operational perspective. In: **Proceedings of the Power Systems Conference and Expositions**, v.2, pp.862-867, 2004.

ARENTSEN M J; KIINNEKE R.W.. Economic organization and liberalization of the electricity industry. Elsevier: **Energy Policy**, v. 24, No, 6, pp. 541-552, 1996.

BAJAY, S. Integrating competition and planning: A mixed institutional model of the Brazilian electric power sector. **Energy**, v. 31, pp.865–876, 2006.

BERNARD, J-T., CLAVET, F.; ONDO J-C.. Seamless electricity trade between Canada and US Northeast. **Energy Policy**, v.33, pp. 1853–1863, 2005.

BERTRAND J. W. M.; FRANSOO J. C.. Operations Management research methodologies using quantitative modeling. **International Journal of production and operations management**. V.22, n° 2, 2002.

BJØRNDAL, M. e Kurt Jørnsten. Zonal Pricing in a Deregulated Energy Market. **The Energy Journal**, v. 22, pp. 51-73, 2001.

BLANCHARD, O., Dornbusch, R., Krugman, P., Layard, R. and Summers, L. **Reform in Eastern Europe**, Cambridge, MA: MIT Press, 1991.

BORENSTEIN, S.. The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster", **J. Economic Perspectives**, vol.16, n°1, pp.191-211, 2002.

BURATINI, R. **Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro: da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo**. UNICAMP, Doutorado em Economia, 2004.

BRANCO, A. Murgel. As concessões de serviços públicos no Brasil. In: BRANCO, A. M. (Org.). **Política energética e crise de desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco**. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

BRASIL. Ministério da Fazenda. **Política Econômica e Reformas Estruturais**. Brasília: Secretaria de Política Econômica, abril de 2003.

CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR CORPORATION, Department of Market Analysis. **Response to Nodal and Zonal Congestion Management and the exercise of market power**. Federal Energy Regulatory Commission, Docket No ER00-703-000, pp16-20, 27 de Janeiro de 2000.

CAMARGO, F.J.. **Da crise às incertezas: Estado e agentes privados na indústria brasileira de energia elétrica**. UNICAMP, Mestrado em economia, 2001.

CARPIO, L. G. T. ; PEREIRA JR., A. O.. Economical efficiency of coordinating the generation by subsystems with the capacity of transmission in the Brazilian market of electricity **Energy**, v.28, In Press, 2007.

COOK, P. Privatization and Utility Regulation in Developing Countries: the Lessons So Far, **Annals of Public and Cooperative Economics**, v.70(4), pp.549-87, 1999.

COYLE, E.. **Price discrimination, electronic redlining, and price fixing in deregulated electric power**. Report. American Public Power Association. Washington, 2000.

DING, F.; Fuller, D.. Nodal, Uniform, or zonal pricing: Distribution of economic surplus. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, 2005.

FELDER, F. Power System Economics: Designing markets for electricity. **The Energy Journal**, v. 23 (4), 2002.

FLETEN, S.; LEMMING, J.. Constructing forward price curves in electricity markets. **Energy Economics**, v. 25, pp. 409–424, 2003.

FRAYER, J., ULUDERE, N.Z., LOVICK, S.. Beyond Market shares and cost-plus pricing: Designing a horizontal market power mitigation framework for today's electricity markets. **The electricity journal**, v.17 (9) , pp.41-60 , 2004.

GUERNSEY, K.N.. **Energy Market Restructuring and the Environment**. Japan Foundation Center for Global Partnership and the Social Science Research Council, 2001. Online: https://www.jpfc.go.jp/j/cgp_j/intel/abe/original/report_09.pdf

HARVEY; S., HOGAN W.. **Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power**, working paper, 2000. Disponível: <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/> (acessado em abril de 2006).

HOGAN,W.. **Resource Adequacy Mandates and scarcity pricing**. Paper, 2006. Disponível: <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/> (acessado setembro de 2006).

HOGAN, W.. **Transmission Congestion. The Nodal-Zonal debate revisited**. Paper, 1999 a. Disponível: <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/> (acessado em setembro de 2006).

HOGAN, W. **Restructuring the Electricity Market: Institutions for Network Systems**, 1999 b. Disponível: <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/> (acessado em abril de 2006).

HOGAN W..Nodes and zones in Electricity Markets: seeking simplified Congestion pricing. In: **Designing Competitive Electricity Markets**. Hung-Chao, Hillard G. Huntington (editores). Springer-Verlag, Nova Iorque, 1998.

Kellner, M. I., Madachy, R. J., Raffo, D. M.. Software process simulation modeling: Why? What? How?. **The Journal of Systems and Software**, v. 46, pp. 91-105, 1999.

KRAUSE, T.. **Congestion Management in Liberalized Electricity Markets – Theoretical concepts and international Application**. EEH power Systems Laboratory, Zurich, 2005.

KRAUSE, T., et alli. A comparison of Nash equilibria analysis and agent-based modelling for power markets. **Electrical Power and Energy Systems**. v. 28 (9), pp. 599-607, 2006.

LAI, L. L.. Insights from World Experience in regulating Electricity. **IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies**. Hong Kong, 2004.

LAW, W.; KELTON, D.. **Simulation modeling and analysis**. Nova Iorque, McGraw-Hill, 2000.

LESIEUTRE, B. C.; THOMAS, R. J.; MOUNT T. D.. Identification of load pockets and market power in electric power systems. **Decision Support Systems**, v. 40, Issues 3-4, pp. 517-528, 2005.

MARRECO, J. M.; CARPIO, L. G. T.. Improving Flexibility valuation in the Brazilian power system: A real options approach. **Energy Policy**, v. 34, n. 18, pp. 3749-3756, 2006.

MEIRELLES, H.L.. **Direito Administrativo Brasileiro**. Editora Malheiros. São Paulo, 2000.

MÉNDEZ, R.; Rudnich, H.. Congestion Management and transmission rights in centralized electric markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, 2004.

MICHAELS, R. J.. **Vertical Integration and the Restructuring of the U.S. Electricity Industry**. Harvard Electricity Policy Group. Paper, 2006.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Balço energético Anual 2006** (base 2005). Brasil. Disponível online: www.mme.gov.br (Acessado em outubro de 2006)

NAKAMURA, M.; NAKASHIMA, T.; NIIMURA, T.. Electricity markets volatility: estimates, regularities and risk management applications. **Energy Policy**, v.34, pp. 1736-1749, 2006.

NEWBERY, D. M.. European Deregulation: problems of liberalizing the electricity industry. **European Economic Review**, v. 46, Issues 4-5, pp. 919-927 2002.

NOOIJ, M.; KOOPMANS, C.; BIJOVOET, C.. The value of supply security. The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks **Energy Economics**. No prelo. Aceito em maio de 2006

OECD. Organization for Economic Cooperation and Development. **Recent privatization trends**, n. 72, 1999. (Disponível em: www.oecd.org – acessado em abril de 2006)

OLIVEIRA, F.. O surgimento do antivalor: capital, força de trabalho e fundo público. In **Novos estudos Cebrap – Centro Brasileiro de Análise e Planejamento**, no 22, São Paulo: Cebrap, 1988.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Relatório Anual 2005**. Disponível online: www.ons.org.br

PIDD, M.. Five simple principles of simulation modeling. Rio de Janeiro: **Workshop de Simulação**, 1997.

- PINDYCK, R. S. RUBINFELD, D. L.. **Microeconomia**. Prentice Hall, quinta edição, São Paulo, 2002.
- PIRES, J. C.. **Os desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro** (Texto para discussão, 76) - BNDES, 2000.
- REINISCH, W., Tezuka, T.. Market Power and trading strategies on the Electricity Market: A Market design view. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.21, n. 3, 2006.
- ROMERO, C. A.. **Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino**. Série Reformas Económicas - N° 05. Divisão de desenvolvimento econômico – Nações Unidas, 1998.
- SAUER, I.. Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas. In: Branco, A. M. (org). **Política energética e crise de desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco**. São Paulo, Paz e Terra, 2002 (a).
- SAUER, I.. **Um Novo Modelo para o Setor elétrico Brasileiro**. Programa Inter-unidades de Pós-graduação em energia. USP, 2002 (b).
- SCHWEPPE, F. C; Caramanis, M. C; Tabors, R. D.. **Spot Pricing of electricity**. Kluwer Academic Publishers, Boston, 1988.
- SILVA, E.L.; Menezes, E.M.. **Metodologia da Pesquisa e elaboração de dissertação**. UFSC. Florianópolis, 2005.
- SILVA, E.L.. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Editora Sagra Luzzatto: Porto Alegre, 2001.
- SOUZA;A. C. Z. ALVARADO;F. LIMA J. W. M.. Exercising Market Power: The Role of Price Definition. In: **VIII SEPOPE**, 2002, Brasília.
- SOTKIEWICZ P. M, VIGNOLO J. M.. **Nodal Pricing for Distribution Networks: Efficient Pricing for Efficiency Enhancing Distributed Generation**. Working Paper, 2005.
- STIGLITZ, J.E. **Globalization and Its Discontents**, Penguin: Harmondsworth, 2002.
- STOFT, S. Zones: Simple or Complex?, **The Electricity Journal**, v. 10 (1) , pp.24-31, 1997 .
- TAMASCHKE, R.; DOCWRA, G. ; STILLMAN R.. Measuring market power in electricity generation: A long-term perspective using a programming model. **Energy Economics**, v.27 pp. 317– 335, 2005.
- VIEIRA, J. P.. **Energia elétrica como antimercadoria e sua metamorfose no Brasil: a reestruturação do setor e as revisões tarifárias**. USP, Doutorado, 2005.
- VIEIRA FILHO, X., et alli. A comparison between the initial and the current power sector model in Brazil. **Cigré**, 2006.
- XINGWANG, M., Sun D., Kwok, C.. Evolution Toward Standarized Market Design. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, pp.460-469, 2003.

WATTS, P.C.. Heresy? The case against deregulation of electricity generation. The electricity journal. vol. 14 (4), pp.19-24, 2001.

WEIGT, H., Freund, K., Jeske, T.. Nodal pricing of the European electricity grid – A welfare economic analysis for feeding – in Offshore Wind Electricity. Submitted to the 2006. **Annual Congress of the European Economics Association**, 2006.

ZHANG, Y.; Parker, D. and Kirkpatrick, C.. **Electricity Sector Reform in Developing Countries: an Econometric Assessment of the Effects of Privatisation, competition and Regulation**, Working Paper no.31, the Centre on Regulation and Competition, University of Manchester: Manchester, 2002.

ZHANG, Y., Parker, D., Kirkpatrick , C..**Competition, Regulation and Privatisation of Electricity Generation in Developing Countries: Does the Sequencing of the Reforms Matter?** Centre on Regulation and Competition, Institute for Development Policy and Management University of Manchester and Cranfield University. Working paper, UK, 2004