

ALÉSSIO BENTO BORELLI

**A PERSPECTIVA DA INSERÇÃO DO PRODUTOR
INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA – PIE NO BRASIL, À
LUZ DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL**

**Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em Energia da
USP (Escola Politécnica/ Instituto de
Eletrotécnica e Energia/ Instituto de Física/
Faculdade de Economia e Administração) para
obtenção do título de Mestre em Energia**

**São Paulo
Julho-1999**

**621.31:338.246.025
B 731p
T-USP**

ALÉSSIO BENTO BORELLI

**A PERSPECTIVA DA INSERÇÃO DO PRODUTOR
INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA – PIE NO BRASIL, À
LUZ DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL**

**Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em Energia
da USP (Escola Politécnica/ Instituto de
Eletrotécnica e Energia/ Instituto de Física/
Faculdade de Economia e Administração) para
obtenção do título de Mestre em Energia.**

**Área de concentração: Energia
Orientador: Prof. Dr. Célio Bermann**

**São Paulo
Julho-1999**

**Para Vanessa, Marcel Felipe e Ana Paula,
minha família**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE FÍSICA

16/11/2011

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Célio Bermann, orientador e amigo, pelo apoio e valorização constante e pelas diretrizes concretas.

Ao Prof. Dr. Dorel S. Ramos, pelo apoio e ajuda nas indicações de bibliografias e nas observações sobre o assunto.

Ao Marcel Felipe Borelli, pelo apoio e ajuda para dar o toque da arte final deste documento.

Ao meu amigo, o jornalista Pedro Cafardo, na ajuda da revisão redação final do trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	
LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE ABREVIATURAS	
RESUMO	
“ABSTRACT”	
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 DEFINIÇÃO DO TEMA.....	1
1.2 RELEVÂNCIA DO TEMA.....	2
1.3 OBJETIVOS.....	3
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	5
2. MODELOS PARA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	6
2.1 O MODELO INTEGRADO.....	6
2.2 O MODELO “OPEN ACCESS”.....	9
2.3 MODELO “SPOT MARKET”.....	11
2.4 MODELO “RETAIL COMPETITION”.....	12
2.5 MODELO PROPOSTO PARA SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	13
3. A EVOLUÇÃO HISTÓRICA E A SITUAÇÃO ATUAL DO PIE, DENTRO DO CONTEXTO INTERNACIONAL.	18
3.1 Nos EUA.....	18
3.1.1 <i>Project Finance</i>	22
3.2 No REINO UNIDO.....	23
3.3 NA ARGENTINA.....	29
4. AS PECULIARIDADES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: AS LEIS E DECRETOS SOBRE O PIE, CUSTO DE TRANSPORTE, PLANEJAMENTO INDICATIVO E A COMERCIALIZAÇÃO.....	32
4.1 INTRODUÇÃO.....	32
4.2 ASPECTOS DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO.....	32
4.3 ASPECTOS RELATIVOS À VIABILIDADE OPERACIONAL DO PIE.....	34
4.3.1 <i>Econômica</i>	34

4.3.2	Operação.....	35
4.4	PRINCIPAIS INSTRUMENTOS LEGAIS EMITIDOS, RELATIVOS AO PIE.....	36
4.4.1	Emitidos antes da definição do Modelo para o Setor.....	36
4.4.2	Os instrumentos legais emitidos após definição do Modelo.....	39
4.5	VALORIZAÇÃO DO CUSTO DE TRANSPORTE.....	50
4.5.1	Custos de acesso à transmissão.....	50
4.5.2	Modelo de Alocação de Custos.....	51
4.5.3	Metodologia regulamentada pela Portaria nº 459.....	56
4.5.4	Nova metodologia.....	57
4.6	PLANEJAMENTO DO SISTEMA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	64
4.7	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO NOVO MARCO REGULATÓRIO.....	65
4.7.1	Características gerais do mercado.....	65
4.7.2	Estrutura do Mercado Atacadista de Energia.....	67
4.7.3	Regras de Negociação.....	68
4.7.4	Mecanismo de Realocação de Energia.....	69
4.7.5	Contratos Iniciais.....	72
4.7.6	Preços dos Contratos Iniciais.....	74
5.	POTENCIAL DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISPONÍVEL NO BRASIL PARA UTILIZAÇÃO DO PIE - ANÁLISE DE VIABILIDADE.....	77
5.1	PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA COM A UTILIZAÇÃO DE POTENCIAL HIDROELÉTRICO REMANESCENTE.....	78
5.1.1	Negociações da energia produzida pelo PIE.....	80
5.1.2	Estudo de Caso.....	84
5.2	PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA COM UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL.....	89
5.2.1	Projeto do Gasoduto Boívia - Brasil.....	90
5.2.2	Análise de viabilidade técnica e econômica de uma UTE, pertencente ao PIE.....	91
5.3	PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA COM UTILIZAÇÃO DE SOBRAS DE ENERGIA DO PROCESSO INDUSTRIAL (COGERAÇÃO).....	98
5.3.1	Potencial de Cogeração.....	99
5.3.2	Projeto Cogera.....	101
5.4	PROPOSTA DA APINE.....	102
6.	CONCLUSÕES.....	106
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	111

LISTAS DE TABELAS

3.1	Tarifas Médias para Consumidores Industriais nos EUA	21
4.1	Preços para centrais geradoras	63
4.2	Preços para Zonas de Cargas – nas principais Unidades da federação	63
4.3	Perfil de Volumes de Energia do Contratos Iniciais	75
5.1	Potencial Hidroelétrico Brasileiro	79
5.2	Receita de Venda de um Gerador Hipotético	83
5.3	Resultados possíveis de Receita de cada Ano no Período 2000/2007 em Função do Nível de Contratos Bilaterais assumido	85
5.4	CMCP por mês e sequência hidrológica Região Sul – 1998	92
5.5	Evolução do Potencial Instalado – MW	100
5.6	Potencial Existente a ser Vendido – MW	100
5.7	Potências nominais do Projeto Cogera	101

LISTAS DE FIGURAS

2.1	Modelo Integrado	7
2.2	Modelo Integrado “Competitivo”	8
2.3	Modelo “ Open Access – Wholesale Wheeling”	10
2.4	Modelo “ Open Access - Retail Wheeling “	11
2.5	Modelo “ Spot Market “	12
2.6	Modelo “Retail Competition	13
2.7	Modelo proposto pela COOPERS&LYBRAND para o Setor Elétrico Brasileiro	15
3.1	Curva de Oferta de Energia Elétrica	25
4.1	Modelo “ Selo Postal “	52
4.2	Modelo “ MW – Milha “	53
4.3	Modelo “ CMCP “	55
5.1	Resultados possíveis de receitas para cada ano do Período 2000/2007, em função do nível de Contratos Bilaterais assumidos	86
5.2	Limites de receita em função do nível de Contratos Bilaterais assumidos	88
5.3	Receita esperada mensal do gerador para o cenário do ano 2007	88
5.4	Média Anual do CMCP – Região Sul	93
5.5	Distribuição Anual CMCP – 2000	94
5.6	Distribuição Anual CMCP – 2002	95
5.7	Projeção do Fator de Capacidade para dois níveis de Carga	97

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APINE	Associação Brasileira das Empresas Produtoras de E. Ele.
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CHESF	Companhia Hidroeletrica do São Francisco
CMCP	Custo Marginal de Curto Prazo
CMLP	Custo Marginal de Longo Prazo
GTGAS	Grupo de Trabalho do Gás Natural
DC	“Direct Current
EIA	“Energy Information Administration”
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A.
EPACT	“Energy Policy Act
FC	“Fator de Capacidade”
FERC	“Federal Energy Regulatory Commission”
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S. A.
GCOI	Grupo de Coordenação da Operação Interligada
GCPS	Grupo de Coordenação de Planejamento do Sistema
ISE	Industria de Suprimento de Eletricidade
ITAIPU	ITAIPU Binacional S.A.
LOLP	“Loss of Load Probability”
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema
PIP	Pool Input Price
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
POP	“Pool Output Price”
PUC	“Public Utilities Commission”

PUHCA	“Public Utility Holding Company Act”
PURPA	“Public Utility Regulatory Policies Act”
QF	“Qualifying Facility”
RGG	Reserva Global de Garantia
RGR	Reserva Global de Reversão
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SINTREL	Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica
SMP	“System Marginal Price”
UTE	Usina Termoelétrica
VOLL	“Value of Lost Electricity”

RESUMO

Este trabalho analisa a perspectiva da inserção do Produtor Independente de Energia Elétrica no Brasil, com objetivo de introduzir a concorrência na geração, dentro da nova estruturação do Setor.

O Setor Elétrico em todo o mundo, desde os primórdios de sua instalação, caracterizou-se pelo monopólio e pela falta de concorrência em todos os segmentos, ou seja, na geração, transmissão e distribuição. Sempre houve a participação efetiva do governo, com base no conceito de que energia elétrica era um monopólio do Estado porque tinha a ver com a segurança nacional.

Com a mudança desse conceito e dentro de nova ótica política neoliberal, a energia elétrica passou a ser considerada uma commodity, isto é, uma mercadoria de primeira necessidade que poderia perfeitamente ser negociada em um mercado concorrencial. Para a transformação do sistema monopolista para o de mercado concorrencial existe a necessidade de uma grande reformulação do Setor. O modelo implementado na Reino Unido tem sido uma importante referência para aproximadamente 150 países no mundo que estão seguindo na direção da liberalização e privatização do setor.

Para criação de um mercado concorrencial na geração aproveitou-se um conceito que deu certo no EUA: o do Produtor Independente de Energia Elétrica, que era, na verdade, um investidor diferente das concessionárias e tinha como objetivo básico o lucro.

O presente trabalho tem como objetivo, portanto, dentro do contexto de reformulação do Setor Elétrico Brasileiro, analisar os mecanismos dentro dessa nova estrutura, que facilitem e incentivem a inserção do Produtor Independente de Energia Elétrica no cenário nacional, aproveitando para tanto as experiências internacionais.

ABSTRACT

This paper analyses perspectives for entry of Independent Power Producer – IPP in the Brazilian Electric Sector, currently going through a restructuring process.

Worldwide, as from the beginning of implantation, the Electric Sector has been characterized by monopoly and by the lack of competition in all segments: generation, transmission and distribution. Governments have always dominated the market based on the idea that electric energy is a natural monopoly, as it deals with national security.

With changes to this concept, and under a new neoliberal political view, electric energy has started being considered a commodity, a product of primary needs that can easily be traded in a competitive market. To make the system competitive, the sector needs to go through serious restructuring. The model used in Great Britain has been an important reference for approximately 150 countries worldwide which are going in the direction of liberalization and privatization of the sector.

The American Independent Power Producer concept is being used for creation of a competitive market. The IPP is a power producer independent from the distributor, and is geared at making a profit.

This main goal is to propose mechanisms for installation and incentivization of the Independent Power Producer in the new Brazilian Electric Sector. International experience used as a guide.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Definição do Tema

O grande desafio, para o próximo milênio, é sem dúvida nenhuma, a manutenção, dentro de níveis adequados de qualidade, da oferta dos serviços de infra-estruturas, tais como: energia elétrica, transportes, telecomunicações, abastecimento de água, saneamento, etc. As deficiências destas infra-estruturas, rapidamente reduzem a produtividade e deterioram a qualidade de vida. Por outro lado, a melhoria das mesmas aumenta o bem estar e promove o crescimento econômico. Após o término 2ª grande guerra mundial, tais serviços foram assumidos pelos governos dos respectivos países, baseados na teoria econômica vigente na época e fundamentada no conceito de que os mesmos eram monopólio natural e de segurança nacional. Dentro deste contexto, foram criadas as empresas estatais, das quais os governos eram acionistas majoritários.

No Setor Elétrico, estas empresas eram verticalizados, atuando desde a geração, transmissão e distribuição. As dificuldades financeiras e a predominância das idéias liberais, das quais podemos citar a: participação mínima do governo na economia e a competição, fizeram com que modelo vigente se esgotasse. Neste ambiente, o modelo preconizado pelos órgãos multilaterais (BID , BIRD) é da desverticalização das empresas estatais ou seja separação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Para o caso específico da geração hidroelétrico, o ideário prevê que os proprietários dos novos empreendimentos sejam delineados, através de concorrência pública e o preço da geração será determinado pelo mercado e não pelo custo de produção, que até então era a prática usual. Este quadro abre espaço para o PIE, que é um produtor independente de energia elétrica, diferente de uma concessionária de serviço público e também de um autoprodutor. Na realidade,

é um investidor, produzindo um produto de primeira necessidade, com objetivo de ter lucro. Este novo ator propiciou em vários países, uma participação efetiva da iniciativa privada nos novos empreendimentos e promoveu a competição, no preço da geração. Para Bernini (1996) "A produção independente foi um novo nicho encontrado pelos bancos e agentes de desenvolvimento de novos negócios, consciente dos riscos de grandes projetos de energia e da oportunidade de que, ao se descentralizar a produção, vir a se controlar os fluxos financeiros, impedindo na prática, que sobrecustos indesejados ou inadimplências atrapalhassem o retorno dos projetos. Este é o pano de fundo que precisa ser considerado, quando se discute a produção independente de energia elétrica no mundo, porque é assim que estão pensando os tomadores de decisão no contexto internacional, sejam banqueiros privados, sejam financiadores institucionais - caso do BID e BIRD, sejam fabricantes, projetistas, todos naturalmente interessados em diversificar investimentos e entrar no mercado brasileiro - o segundo maior do mundo em potencial, só perdendo para China."

1.2 Relevância do Tema

A introdução da figura do Produtor Independente tem como objetivos, a criação da competitividade no segmento de geração, facilitar a participação da iniciativa privada, possibilitar o atendimento do crescimento de carga do sistema e aproveitar sobras de energia de processo industrial (cogeração). Em alguns países do mundo os PIE's conseguiram alcançar tais objetivos, especialmente nos EUA, onde desde 1989 os mesmos foram responsáveis por 50% do incremento da potência instalada e operando atualmente cerca de 57 GW (praticamente a potência total instalada no Brasil).

Com relação ao Brasil, a maior experiência com produção privada de energia elétrica, foi com a autoprodução. O autoprodutor através de uma concessão ou autorização federal, produz para seu próprio uso, a energia

elétrica, a partir de um determinado energético. A cogeração é considerada como uma forma de autoprodução. A autoprodução foi concebida inicialmente, para que a energia elétrica gerada, fosse consumida no limite de sua propriedade.

Os principais fatores que incentivam a iniciativa privada, a investir em empreendimentos de geração são os seguintes:

- Redução de capacidade de investimentos das concessionárias e em consequência disso, a diminuição da oferta de energia e também a queda do nível de qualidade do fornecimento;
- Preço de energia - Conforme o nível preço a ser praticado poderá viabilizar os investimentos das empresas em autoprodução.

Atualmente já existe 859 MW de potência instalada, de geração proveniente de autoprodutores para uso exclusivo. Porém somente um número pouco significativo de autoprodutores, tem acordo com concessionárias locais para venda do superávit de energia. Neste contexto torna-se relevante a discussão sobre o papel que o PIE poderá assumir na configuração da nova estrutura do setor elétrico brasileiro.

1.3 Objetivos

Os objetivos do presente trabalho são de primeiramente, analisar o papel do Produtor Independente de Energia Elétrica nos países onde foi implantado, verificando o que o mesmo representou em termos de acréscimo de potência instalada e redução dos preços da geração. Iremos verificar também, quais foram as principais modificações introduzidas, nas legislações desses países e os modelos financeiros utilizados. Fará parte desta análise, de que forma foram superados os problemas elétricos e energéticos, tais como o acesso ao sistema

de transmissão, o preço do transporte (wheeling) e operação das UHE's, etc. Mesmo considerando que até o presente momento, o Brasil apresente um número pequeno de Produtores Independentes, já possui um conjunto de leis que tratam deste assunto. Iremos avaliar se estas leis são adequadas e suficientes para alcançar o objetivo pretendido. Serão abordadas as discussões que estão sendo feitas, sobre as seguintes questões:

- Modelo do Setor Elétrico Nacional;
- Definição da Rede Básica do Sistema Nacional de Transmissão ;
- Custos da Energia Elétrica Gerada;
- Custos de Transporte de Energia Elétrica;
- Plano Decenal de Geração;
- Plano e Programa de Operação.

Para possibilitar uma visão dos recursos primários para geração de energia elétrica que o PIE poderá utilizar, apresentaremos as disponibilidades dos recursos atualmente reconhecidos, tais como:

- Potenciais Hidráulicos Remanescentes;
- Aproveitamento do Gás Natural da Bolívia, Argentina e Peru;
- Utilização das Sobras de Energia do Processo Industrial (Cogeração);

O presente estudo procura avaliar também os modelos de financiamento que irão suportar estes investimentos, que além do volume ser muito grande, terão que ter um taxa de retorno atraente dentro do mercado mundial. Conforme BERNINI (1966). , o modelo deverá ter como linhas gerais; "uma escala modular dos projetos, o que implica em uma flexibilidade tecnológica e um volume relativamente pequeno de recursos a ser mobilizado por projeto; combustível adequado em disponibilidade - quantidade e preços, com perspectiva de estabilidade no longo prazo; e um mercado competitivo, sem barreiras à entrada de novos produtores; e que garanta a conversibilidade do preço de venda, o que significa que o preço de venda seja estável e previsível no futuro, em moeda forte."

1.4 Estrutura da Dissertação

Esta Dissertação se encontra subdividida em 6 capítulos.

O capítulo 1 possui um caráter introdutório, apresentando o conceito do PIE e a finalidade de sua criação.

No capítulo 2 são apresentados os modelos que podem ser utilizados, no processo de reestruturação do setor elétrico enfocando o modelo proposto para reestruturação do setor elétrico brasileiro.

No capítulo 3 é avaliada a experiência vivida por outros países (EUA, Reino Unido e Argentina) sobre o assunto, verificando as modificações introduzidas nas leis e fazendo também fazer um balanço para saber se os objetivos pretendidos realmente foram atingidos.

No capítulo 4 são considerados os seguintes aspectos; as peculiaridades do setor elétrico brasileiro; a reestruturação do setor em andamento; e as leis emitidas sobre o PIE. A partir destas considerações é avaliada a perspectiva do PIE de ter uma participação significativa, no contexto da geração brasileira.

No capítulo 5 são apresentados os principais recursos energéticos para geração de energia elétrica disponíveis no Brasil, que poderão ser utilizados pelos produtores independentes de energia elétrica. Para esta análise, foram consideradas as seguintes fontes; potencial hidroelétrico remanescente ; a cogeração e a utilização do gás natural.

Para cada uma destas possibilidades, foi realizada uma avaliação a partir de estudos de caso, considerando um gerador hipotético e utilizando os resultados de simulações realizadas pela Cesp.

Ainda neste capítulo, serão apresentadas as propostas elaboradas pela APINE (Associação Brasileira das Empresas Produtoras Independente de Energia Elétrica).

Finalizando, o capítulo 6 apresenta as conclusões do presente estudo.

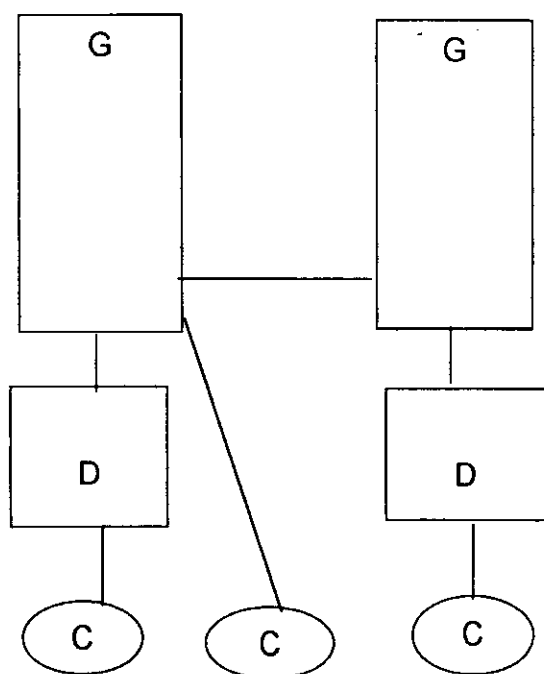
2. MODELOS PARA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Na maioria dos países, o objetivo de criar competitividade na geração, transmissão e distribuição de energia tem exigido a reformulação da estrutura do Setor Elétrico. Conforme receituário internacional, a primeira providência nesse sentido tem sido a desverticalização das empresas. Ou seja, as grandes empresas devem ser necessariamente separadas, ou seja, devem ser criadas companhias somente de geração ou transmissão ou distribuição. Além disso, as empresas que tenham os mesmos donos deverão ser juridicamente separadas. Tal modificação é necessária porque, para que a indústria de energia elétrica possa participar de um mercado concorrencial, tem que definir preços em todos os segmentos. Não pode haver, por exemplo, subsídio cruzado. Feitas essas separações, em seguida será necessário definir o novo arranjo para o Setor. Para alcançar esse objetivo, podemos adotar modelos que apresentam níveis de concorrência crescente, começando pelo monopólio, passando para a concorrência na geração, depois agregando a concorrência na venda em grosso (wholesale market) e finalmente acrescentando a concorrência na distribuição (retail competition). O modelo "retail competition" seria o modelo concorrencial por excelência, pois teria concorrência em todos os níveis. Esses modelos, segundo CASEAU (1994), são os seguintes:

2.1 O Modelo Integrado

Neste modelo, as atividades de Geração e Transmissão são fortemente coordenadas a longo prazo. A Geração e a Transmissão são entidades integradas e a Distribuição também pode ser integrada ou então separada, conforme figura mostra a figura 2.1:

Figura 2.1 Modelo Integrado



G – geração, T – transmissão, D – distribuição, C – consumidor

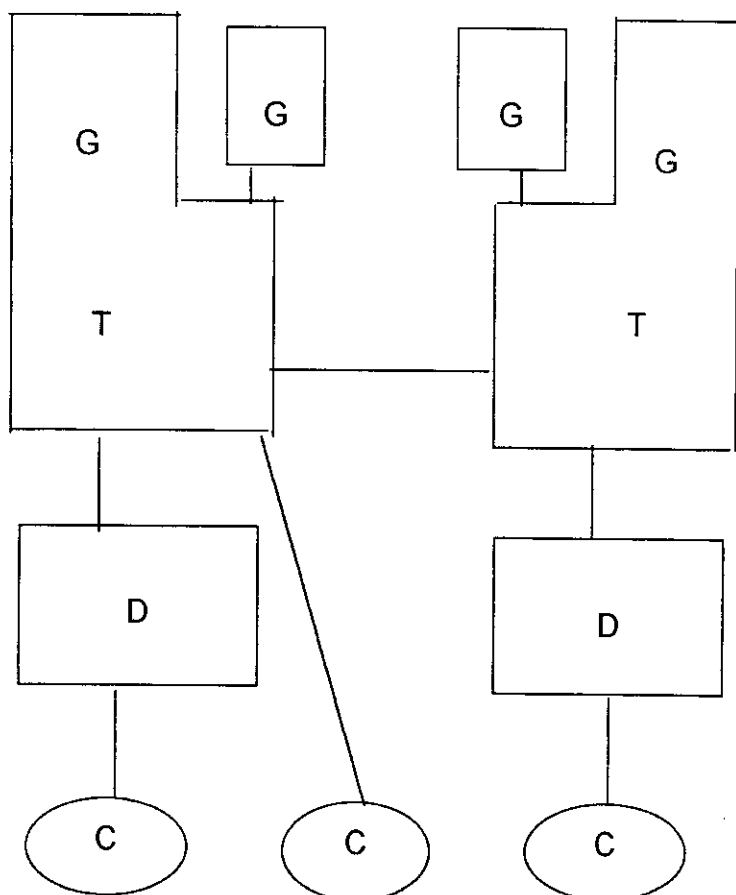
Fonte: CASEAU (1994)

A Companhia tem monopólio para suprir uma determinada área, mas tem obrigação de servi-la dentro dos termos do contrato de concessão. Como contrapartida a este monopólio, essa Companhia é fortemente regulada nos investimentos e nas tarifas pelas autoridades públicas.

As Companhias em diferentes áreas tem contrato entre elas, para compra ou venda de potência e energia para curto, médio e longo prazo para aumentar sua eficiência econômica e confiabilidade.

Além desse modelo integrado puro, existe também o modelo integrado “competitivo”, onde a geração é em aberta competição, mas o Produtor Independente de Energia Elétrica não tem acesso ao “grid”. Somente pode vender à Companhia onde se situa a zona de concessão de sua localização física, como está apresentado na figura 2.2 a seguir:

Figura 2.2 Modelo Integrado "Competitivo"



G – geração, T – transmissão, D – distribuição, C – consumidor

Fonte: CASEAU (1994)

O Modelo integrado "competitivo" é largamente encontrado na Europa continental.

O caráter integrador desse modelo não implica que o sistema de transmissão de uma Companhia esteja fechado a outras Companhias, como mostram os seguintes exemplos:

- Uma Companhia integrada pode ter uma usina localizada na área de concessão de outra Companhia.

- As Companhias tem energia para comprar ou vender entre elas, mesmo se elas não estiverem diretamente conectadas, mas poderão fazer isso através de sistema de Companhia intermediária.

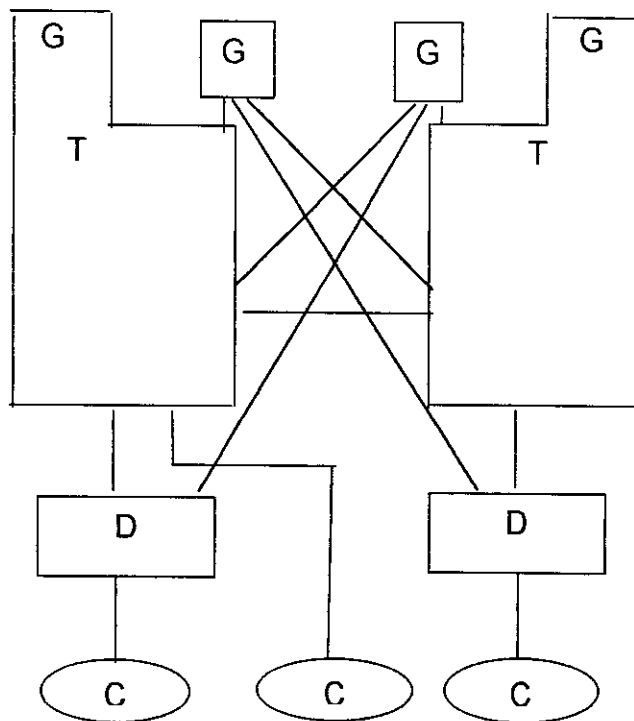
Dentro da Comunidade Européia, é o chamado "Directive Transit".

2.2 O Modelo "Open Access"

Neste modelo, as Companhias integradas ainda existem, porém o "grid" pode ser acessado pelo Produtor Independente de Energia Elétrica. Esse modelo tem duas formas diferentes, dependendo do acesso do PIE ao "grid" e aos consumidores.

- Venda a grosso (Wholesale Wheeling) onde os geradores têm o direito de vender para outras Companhias, porém não podem vender diretamente aos consumidores. Essas vendas são feitas a longo prazo. É o modelo existente nos EUA, desde que foi aprovado o "Energy Policy Act".

Figura: 2.3 - Modelo "Open Access – Wholesale Wheeling"

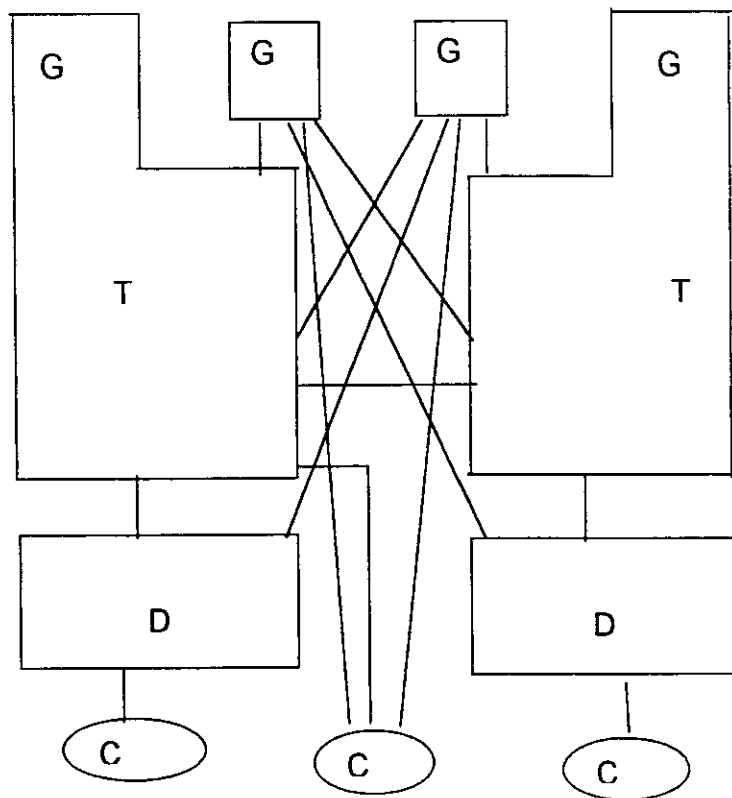


G – geração, T – transmissão, D – Distribuição, C – consumidor

Fonte: CASEAU (1994)

- Venda no Varejo (Retail Wheeling), onde os geradores têm o direito de vender para as Companhias e os consumidores.

Figura 2.4 – Modelo “Open Access – Retail Wheeling”



G – geração, T – transmissão, D - distribuição, C – consumidor

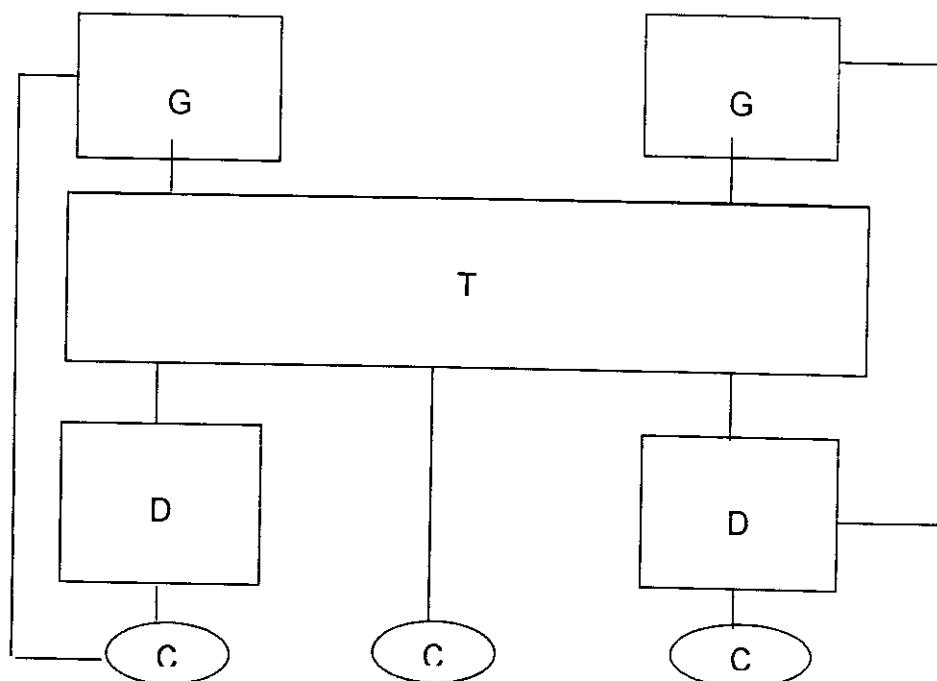
Fonte: CASEAU (1994)

2.3 Modelo “Spot Market”

Neste modelo, geração e transmissão serão entidades separadas, os serviços serão “unbundled”. Existirá um mercado “Spot” (Spot Market), que poderá ser organizado ou não pela transmissão, onde a geração e os consumidores poderão comparar as ofertas e as demandas. Por definição, o mercado “spot” é somente para curto prazo (em geral um dia a frente). Porém a geração, a distribuição e o consumidor poderão ter contrato de longo prazo,

utilizado para garantir a estabilidade de preço. A entidade transmissão tem o monopólio para organizar o mercado “spot”.

Figura 2.5 – Modelo “Spot Market”



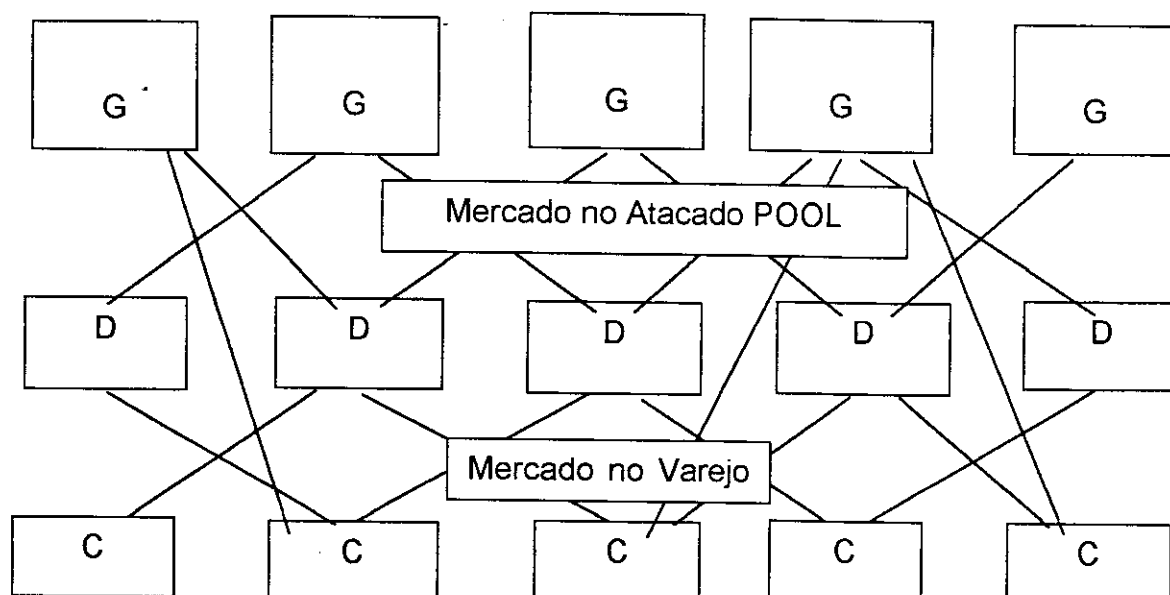
G – geração, T – transmissão e pool, D – distribuição, C – consumidor cativo e independente
 Fonte: CASEAU (1994)

Este modelo está sendo progressivamente implantado no Reino Unido.

2.4 Modelo “Retail Competition”

É uma evolução do modelo “Spot Market”, tendo sugerido por PAYNE (1997) e HUNT (1996), recebendo a denominação de Competição no Varejo (Retail Competition). Esse modelo seria uma perspectiva para o futuro, com o seguinte objetivo: qualquer consumidor, independentemente do seu nível de demanda, poderia escolher seu fornecedor. Assim, haveria concorrência nos segmentos: Geração, Distribuição e Comercialização.

Figura 2.6 – Modelo “Retail Competition”



G – geração, na maioria PIE, D – distribuidora e/ou varejista, C – consumidores.

Fonte: PAYNE (1996)

Esta estrutura mantém o mercado "spot" e acaba com os consumidores cativo. Todos são consumidores independentes, seja qual for o seu nível de demanda.

2.5 Modelo proposto para Setor Elétrico Brasileiro

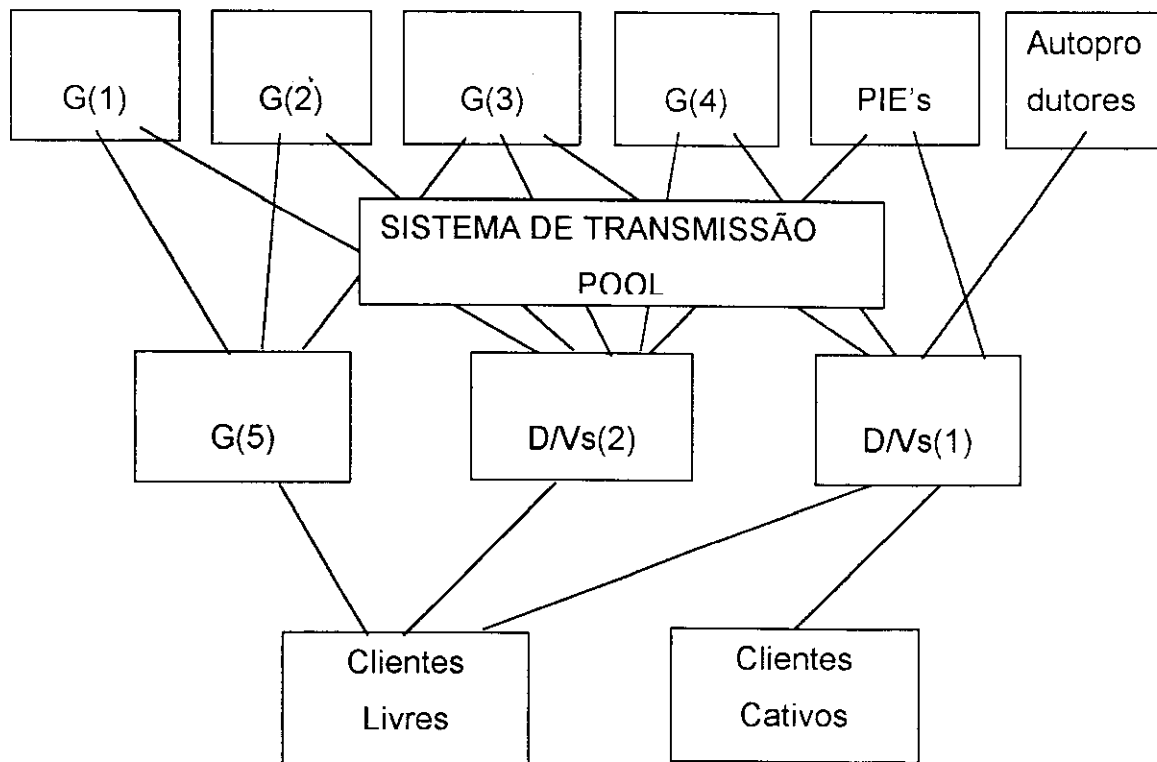
O modelo predominante no Sistema Brasileiro até o passado recente, é o integrado puro, por causa das grandes distâncias envolvidas e também das características da geração: praticamente 95% é de origem hidráulica. Está dividido em três sistemas:

- Sistema Interligado Norte /Nordeste
- Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste

- Sistemas Isolados da Região Norte

Para adequar o sistema a uma nova concepção empresarial, durante o governo Collor, a Secretaria Nacional de Energia, então dirigida por Armando Araújo, fez a primeira proposta de reformulação do setor energético. O modelo proposto tinha uma estrutura que possibilitava a concorrência na geração e contaria com uma Agência Nacional, que compraria toda a energia gerada e a venderia para as Concessionárias. O modelo foi combatido, na época, porque caracterizava uma estrutura de mercado monopsonio. Ou seja, haveria de um lado muitos vendedores e somente um comprador e, de outro lado, muitos compradores para um único vendedor. Face a essas críticas, a proposta foi engavetada e, mesmo depois da mudança de governo, não foi feita nenhuma manifestação no sentido de discutir a reformulação do setor. Porém, nos governos Itamar Franco e Fernando Henrique Cardoso, muitas leis foram aprovadas com o objetivo de modificar o Setor Elétrico, (Sintrel entre elas), sem nenhuma definição sobre o modelo a ser adotado. Até que a Secretaria Nacional de Energia resolveu contratar a consultora COOPERS & LYBRAND (1977), que, com a participação de vários técnicos do setor, recomendou a seguinte estrutura que pode ser visualizada na figura 2.7:

Figura 2.7 – Modelo proposto pela COOPERS & LYBRAND para Setor Elétrico Brasileira



G(1) – Geradoras Federais Nucleares e Itaipu,

G(2) – Geradoras Federais Segregadas, Por ex. Furnas e Chesf

G(3) – Geradoras Estaduais Segregadas, Por ex. CESP

G(4) – Geradoras Subsidiárias da Distribuição ou Varejistas ou Privadas

G(5) – Geradoras atuando como Varejistas sem uma área de concessão

Sistema de Transmissão formado pelas Transmissoras Federais, Transmissoras Subsidiárias da Distribuição, Varejistas, Novas Transmissoras e Novos Projetos

D/Vs(1) – Distribuidoras e Varejistas atuando em suas áreas de concessão

D/Vs(2) – Distribuidoras e Varejistas atuando fora de suas áreas de concessão

Fonte: COOPERS & LYBRAND (1997)

Principais Entidades e Associações Complementares

- OIS – OPERADOR INDEPENDENTE DO SISTEMA (Atual ONS)
- API – AGENTE DE PRODUÇÃO DE ITAIPU
- ANEEL – AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
- MAE – MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA

A estrutura proposta tem uma configuração semelhante ao modelo “Spot Market”, com algumas variações, e oferece ampla oportunidade para a atuação do PIE a partir de sua implementação. Entretanto conforme OLIVEIRA (1997), “existe uma grande dificuldade de implantar um modelo único para a indústria brasileira de suprimento de eletricidade. Enquanto no mercado interligado da região sul-sudeste-centroeste, relativamente maduro, é possível imaginar a introdução de fortes pressões competitivas a prazo relativamente curto, é difícil conceber a introdução de concorrência nos mercados isolados da Amazônia, onde o consumo segue crescendo rapidamente e permanecem sendo muito significativas as economias de escalas e de escopo. Neste último caso, a estrutura monopolista ainda é a mais adequada. Em situação intermediária se encontra o mercado interligado norte-nordeste, onde a geração de eletricidade está concentrada em poucas centrais e a redes de transporte não estão ainda suficientemente desenvolvidas.

Essa diversidade de situações sugere que a melhor alternativa para o nosso caso seria a adoção de estruturas diferenciadas para cada uma dessas três situações, com a progressiva convergência para um regime único, na medida em os mercados se desenvolvam e sejam plenamente interligados. Assim, no mercado isolado seria mantido o regime monopolista no suprimento de eletricidade para os consumidores finais, e, ao mesmo tempo, adotado o regime concorrencial para a expansão da oferta de energia e capacidade (comprador único).

No caso da região norte-nordeste, essa solução também seria adotada inicialmente, até que surja um número significativo de geradores

independentes, que permita passar para o estágio seguinte da reforma. Na região sul-sudeste-centroeste, seria adotado um estágio mais avançado da reforma, criando um mercado atacadista para a energia elétrica, aberto aos grandes consumidores e distribuidores de eletricidade, cujo preço seria determinado pela oferta e pela demanda.

3. A EVOLUÇÃO HISTÓRICA E A SITUAÇÃO ATUAL DO PIE, DENTRO DO CONTEXTO INTERNACIONAL.

3.1 Nos EUA

Conforme Oliveira (1997), a ISE americana caracteriza-se pela sua dimensão (700 GW de capacidade instalada), pelo grande número de concessionárias e pela diversidade de situações. As empresas privadas controlam a maior parte do sistema elétrico (cerca de 73% da capacidade instalada), porém existe uma significativa parcela sob o controle estatal (9% da capacidade instalada nas mãos do governo federal e 10% nas dos governos estaduais e municipais) e de cooperativas de consumidores e autogeradores (8%). As concessionárias municipais operam como distribuidoras de eletricidade, adquirindo sua energia de geradoras federais ou das empresas verticalmente integradas.

O mercado elétrico americano é fortemente regulamentado. O papel regulador do governo federal (FERC) fica restrito à regulação das relações comerciais interestaduais das concessionárias, sendo os reguladores estaduais (PUC) responsáveis pelo essencial da supervisão e controle da atuação das concessionárias, inclusive no que se refere à política tarifária. Apesar da diversidade de situações e do grande número de concessionárias, o sistema elétrico americano é operado de forma cooperativa, estruturando-se em pools regionais, supervisionados pelos órgãos reguladores, para permitir a busca da otimização do uso parque instalado.

Até a década de 70, esta estrutura industrial funcionou a contento. Após o primeiro choque do petróleo, contudo, os custos das concessionárias não pararam de crescer, principalmente no que se refere aos custos de capital. Por outro lado, a preocupação com abastecimento energético levou o governo Carter a editar uma lei (Energy Policy Act), em 1978, que pretendia promover a

transição ordenada do sistema energético americano para fontes alternativas ao petróleo. Entre outros dispositivos, essa lei introduziu um conjunto de incentivos (PURPA), que objetivavam oferecer condições econômicas favoráveis à difusão da co-geração e do uso de fontes renováveis de energia. Para tanto, foi criada a figura jurídica dos geradores qualificados (qualified facilities)¹, que tiveram garantido o mercado para toda sua energia excedente (obrigação de compra pela concessionária da sua área geográfica) a uma tarifa de custo evitado (avoided cost), isto é, uma tarifa equivalente à solicitada pela concessionária local nos seus projetos de expansão da oferta.

Esta tarifa, interpretada como o custo marginal de longo prazo da concessionária, mostrou-se extremamente rentável no caso dos geradores qualificados. Desde então, tem ocorrido uma forte expansão da oferta de eletricidade por parte de novos geradores, independentes das concessionárias (EIA). Isso pode ser explicado pelo fato destes geradores não serem submetidos à legislação PUHCA, e portanto, não terem seus custos supervisionados pelo regulador. Como a sua tarifa está previamente fixada (ao nível do custo evitado) e os custos não estão controlados (como ocorre com as concessionárias), toda redução de custos obtida pelo gerador independente aumenta sua lucratividade. O mesmo não ocorre no caso das concessionárias, porque, no seu regime tarifário (custo do serviço), a lucratividade é controlada, sendo toda redução de custo repassada para os consumidores sob a forma de menores tarifas. Obviamente, este regime não incentiva a redução de custos.

A emergência de muitos geradores independentes, de certa forma, sancionou as críticas ao regime regulatório que vinham sendo formuladas há algum tempo. Nesta perspectiva, os custos estariam crescendo não por falta de oportunidades de redução de custos mas sim pela acomodação das concessionárias, no que se refere ao controle de custos. Para reverter a tendência crescente dos custos, era, portanto, necessário abrir o mercado para

¹ No caso dos co-geradores, foram especificados níveis mínimos de eficiência na utilização efetiva das calorias contidas nos combustíveis queimados. No caso das fontes renováveis, bastava atender a requisitos técnicos operativos.

os geradores independentes e promover a concorrência na expansão de capacidade adicional de geração. Paulatinamente, as concessionárias americanas foram perdendo o monopólio da expansão da oferta de eletricidade, sendo obrigadas a concorrer com geradores independentes sempre que uma nova central se fez necessária para atender ao mercado em expansão.

Em 1992, o Congresso Americano editou nova lei energética que alterou profundamente as condições de operação do mercado elétrico naquele país (EIA, 1993). Essa legislação garante o acesso às redes de transporte para os geradores independentes de eletricidade, permitindo assim, que sua energia possa ser diretamente negociada com os grandes consumidores. Em outras palavras, abriu-se o mercado elétrico à concorrência, passando as concessionárias estabelecidas a ter que competir com os geradores independentes na oferta de eletricidade para uma boa parte de seu mercado. Em contrapartida, as concessionárias viram reduzidas as amarras financeiras, previstas na legislação PUHCA, podendo gerir melhor seu fluxo de caixa.

Os efeitos destas legislações têm sido enormes. O principal deles foi a rápida expansão da oferta independente de eletricidade, a custos sempre inferiores aos da concessionárias, particularmente nos estados, onde as tarifas são muito elevadas (tabela 3.1). Livres dos controles dos reguladores, os geradores independentes lançaram-se na conquista de mercados cativos das concessionárias, explorando novas oportunidades oferecidas, principalmente pela abertura do mercado do gás natural e pela tecnologia do ciclo combinado. Paulatinamente, a desverticalização das concessionárias americanas vem se processando na prática e, rapidamente, tem-se constituído um mercado não regulado para os geradores de eletricidade. Parcela crescente da energia elétrica gerada tem seu preço governado pelos geradores independentes, estruturando-se regimes contratuais e mercados futuros para dar sustentação aos projetos de expansão.

Tabela 3.1- Tarifas Médias para Consumidores Industrias nos EUA

	US\$/MWh
New England	83,5
- New Hampshire	93,5
Mid – Atlantic	70,3
- New Jersey	81,6
Pacific	63,8
- California	71,9
East South Central	42,4
- Kentucky	34,4
Mountain	43,5
- Idaho	27,7

Fonte: OLIVEIRA (1997)

Esta nova situação tem levado as concessionária verticalizadas, que, por razões históricas, encontram-se com altos custos de geração (comparados com os oferecidos pelos geradores independentes), a enfrentar uma difícil perspectiva financeira, já que boa parcela de seus investimentos tornaram-se irrecuperáveis (stranded). Esta situação tem gerado uma forte disputa entre concessionárias, reguladores (estaduais e federal), consumidores e geradores independentes sobre o ritmo e as condições econômicas que devem governar a abertura das redes de transportes.

O aspecto mais viável desta disputa são obviamente os custos irrecuperáveis, cuja estimativa inicia-se em US\$ 10 bilhões, indo até US\$ 200 bilhões. As concessionárias argumentam, com legitimidade, que seus investimentos foram feitos de boa fé, sob a supervisão dos reguladores, não sendo aceitável somente do ponto de vista estritamente legal e com as novas regras do jogo que venham a impor pesados prejuízos a seus acionistas. Os grandes consumidores, particularmente aqueles localizados nas regiões de

custos elétricos elevados, argumentam que suas tarifas não podem permanecer elevadas, pois sua competitividade econômica é colocada em risco. Os pequenos consumidores reagem à perspectiva dos custos irrecuperáveis serem a eles repassados, provocando substancial elevação de suas tarifas. No entanto, o regulador federal (FERC) pressiona na direção da rápida abertura da redes, tendo emitido em abril de 1996 uma diretiva (order 888) que especifica regras para a recuperação, pelos menos parcial, dos custos irrecuperáveis. Com estas diretiva, o regulador federal pretende promover o incremento rápido dos fluxos de energia das regiões de baixo custo para de alto custo, reduzindo as tarifas elétricas nestas últimas. Contudo, os reguladores estaduais, pressionados por seus constituintes locais, procuram defender suas concessionárias do risco de prejuízos, ou seus pequenos consumidores de aumentos tarifários. Este conflito de interesses tem dificultado a aceleração do processo de reforma do setor elétrico nos Estados Unidos.

3.1.1 Project Finance

O Project Finance é um modelo de engenharia financeira utilizado nos EUA, que facilitou em muito a produção independente. De acordo com FINNERTY (1998), entre o primeiro trimestre de 1987 e o terceiro trimestre de 1989 foram documentados mais de US \$ 23 bilhões em project finance. Foram identificados 168 projetos financiados nessa base, sendo que 102 envolviam com cogeração e outras formas de produção de energia. O project finance pode ser definido, segundo FINNERTY (1998), como a captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, no qual os provedores de recursos vêem o fluxo de caixa vindo do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre seu capital investido no projeto. Os prazos de vencimento da dívida e dos títulos patrimoniais são projetados sob medida para as característica do fluxo de caixa do projeto. A característica fundamental que

distingue o project finance dos demais financiamentos é que o projeto é uma entidade jurídica distinta; ativos do projeto, contratos a ele relacionados e o fluxo de caixa do mesmo são segregados da entidade patrocinadora. No project finance, os patrocinadores fornecem, na maioria dos casos, direitos de retorno limitados aos fluxos de caixa de seus demais ativos que não fazem parte do projeto. Além disso, normalmente oferecem os ativos do projeto, mas nenhum dos demais ativos, para garantir empréstimos ao mesmo.

Um project finance requer uma cuidadosa engenharia financeira para alocar os riscos e retornos entre as partes envolvidas, de forma que seja mutuamente aceitável.

3.2 No Reino Unido

Conforme OLIVEIRA (1997), a reforma revolucionou o mercado elétrico inglês, rompendo a secular trajetória de integração horizontal e vertical, que levou à constituição de vastos monopólios em todo mundo. Para viabilizar esta revolução, os ingleses formularam um regime regulatório, obrigando os participantes do mercado elétrico a respeitar regras operacionais que garantem a estabilidade física do sistema elétrico². Eles estruturaram um sofisticado mecanismo econômico-financeiro que permitiu abandonar o regime de custos contábeis na formulação das regras tarifárias e introduzir um regime ditado pelos custos econômicos. Foi também estabelecido um regime contratual que permite aos participantes do mercado, através de contratos individuais, livremente negociados, determinar as condições econômico-financeiras de sua oferta (ou demanda) de energia a longo prazo, se assim desejarem.

A reforma inglesa rompeu com conceitos historicamente estabelecidos. A geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de eletricidade foram

² Para participar do mercado elétrico os agentes econômico devem assinar acordo operativo, cujo conteúdo está expresso em um volume de 743 páginas.

estruturadas como atividades econômicas independentes, que devem necessariamente ser mantidas como tal³. Enquanto a rede transmissão e a rede de distribuição foram mantidos como monopólio, a comercialização foi liberada à concorrência, e a geração foi dividida entre três empresas⁴, que foram constrangidas a competir com cada uma de suas centrais no "POOL"⁵, mecanismo que coordena o despacho das centrais e fixa o preço da energia no mercado "spot". Neste mecanismo, os geradores devem declarar com antecedência sua capacidade disponível para geração e o preço que pretendem para sua energia para cada meia hora do dia. Esta informação permite à empresa de transmissão estabelecer a curva de oferta de energia elétrica (ver Figura 3.1) e, com base na sua experiência passada de comportamento da curva de demanda, oferecer aos consumidores uma expectativa de preço para cada meia hora seguinte. Esta informação é publicada nos jornais e deve ser utilizada pelos consumidores para definir seu programa de consumo⁶. O consumo agregado efetivo determina a capacidade (C*) necessária para atender à demanda e, portanto, a última usina que deve ser despachada para atender ao mercado e o preço para esta geração é SMP(Preço Marginal do Sistema).

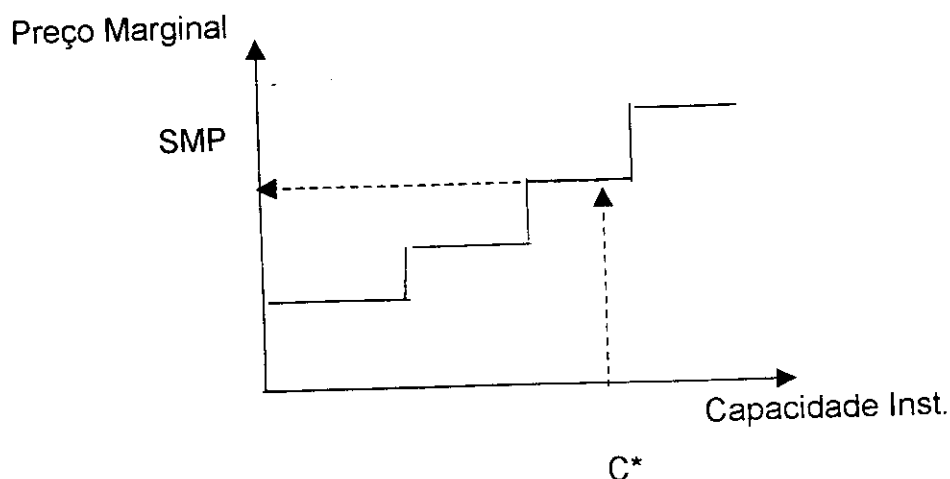
³ As sucessivas tentativas de reverticalização de algumas empresas elétricas inglesas têm sido objeto de acalorado debate tendo o regulador procurado resistir a estes movimentos.

⁴ A CEGB foi dividida em quatro empresas, uma de transmissão a três de geração, sendo que uma destas últimas ficou com o conjunto de empresas nucleares. As 12 (doze) empresas regionais de distribuição foram mantidas na sua forma anterior. Destas 16 (dezesesseis) empresa, apenas a empresa nuclear não foi privatizada.

⁵ Novos geradores vieram posteriormente se agregar a este universo, ampliando o número de atores do sistema.

⁶ Para que possam operar desta forma, os consumidores devem contar com medidores sofisticados, capazes de mensurar o consumo a cada meia hora do dia, e equipamento computadorizado, que permita ligar e desligar equipamentos com a necessária presteza.

Figura 3.1 - Curva de Oferta de Energia Elétrica



Fonte: OLIVEIRA (1997)

Todas as centrais despachadas são pagas com base no preço marginal do sistema (PIP), independentemente do preço que declaram inicialmente. É importante notar que o preço pago para os geradores é superior ao preço marginal, situações em que a utilização da capacidade instalada é superior a 80% (formula). Nestes casos, acrescenta-se ao SMP uma parcela adicional ($VOLL \times LOLP$), que deve refletir o valor que a sociedade está disposta a pagar para evitar um possível déficit de energia elétrica. Esta parcela funciona como incentivo econômico à construção de novas centrais (ou, alternativamente, ao achatamento da curvas de demanda), pois indica que o mercado elétrico está (ou não está) disposto a remunerar melhor novos investimentos na geração para evitar eventuais déficits de abastecimento. Desta forma, seja pela expansão da oferta, seja pela redução da demanda, cortes no fornecimento por falta de capacidade instalada deixarão de ocorrer. Obviamente, o valor adicional nestes casos é tanto maior a probabilidade de déficit ($LOLP$)⁷, sendo que nas ocasiões em que a utilização da capacidade instalada se aproxima de 100%, o PIP se aproxima ao valor do déficit ($VOLL$).

⁷ O valor do déficit ($VOLL$) foi fixada em 2 libras/KWh inicialmente. Para se ter uma idéia da magnitude deste valor, o SMP varia entre 0,15 e 0,28 libras/KWh.

Cálculo do Preço do Pool para Geradores

$$\text{PIP} = \text{SMP} \times (1 - \text{LOLP}) + \text{VOLL} \times \text{LOLP}$$

onde:

PIP = Preço do Pool para Geradores;

SMP = Preço Margina do Sistema ;

LOLP = Probabilidade de déficit;

VOLL = Valor do Risco de Queda do Sistema

É também importante ressaltar que as centrais não despachadas não recebem qualquer remuneração. Esta circunstância induz as empresas geradoras a praticar preços próximos de seu custo marginal, para evitar períodos sem remuneração, que podem comprometer a recuperação de seus investimentos. Por outro lado, a concentração da capacidade de geração em poucas empresas gera a possibilidade de manipulação dos preços declarados, de forma a garantir a remuneração desejada pelas empresas para seus investimentos.

Os distribuidores e os consumidores de eletricidade compram energia diretamente do POOL⁸, pagando o POP. Este é composto do PIP e de uma parcela adicional, que remunera a empresa de transmissão pelo serviços ancilares de manutenção da estabilidade da rede . A este preço, os grandes consumidores e o distribuidores devem somar o pedágio que deve ser pago pelo transporte , através da rede, até o ponto de entrega dos consumidores finais, para determinar seu custo de suprimento elétrico.

⁸ Inicialmente foram autorizados a comprar diretamente do POOL apenas os consumidores com demanda superior a 1 MW . A partir de 1994, foram autorizados os consumidores com a demanda superior a 100 KW e estava previsto que, a partir de 1998 qualquer consumidor será autorizado a comprar diretamente do POOL., porem isto não ocorreu.

Cálculo do Preço do Pool para Geradores

$$\text{POP} = \text{PIP} + \text{CA}$$

onde:

POP = Preço do Pool para Distribuidores e Grandes Consumidores;

PIP = Preço do Pool para Geradores;

CA = Custo de manter a estabilidade do sistema (6%)

O custo do pedágio é fixado pelo regulador sob regime de price cap incentivado, regime também utilizado para as distribuidoras pelos seus custos de transportes. Neste regime, a tarifa de transporte é fixada inicialmente em patamar considerado adequado para remunerar e amortizar os investimentos das transportadoras, bem como pagar seus custos operacionais. Nos anos subsequentes, a tarifa é reajustada com índice de inflação e, em épocas de revisão tarifária, o reajuste é inferior à inflação por um índice X, que deve refletir os ganhos de produtividade da empresa transportadora. Desta forma, a transportadora é incentivada a reduzir seus custos para aumentar sua lucratividade nos intervalos de revisão tarifária, e os consumidores são beneficiados com a posterior redução nas tarifas reais produzidas pelo efeito do índice X.

A desverticalização e introdução da concorrência geram significativos riscos de transação para os investidores interessados na ISE. Para administrar estes riscos e viabilizar investimentos de longo prazo, os ingleses idealizaram um regime de contratos financeiros de longo prazo, que permite a geradores e distribuidores / grandes consumidores reduzirem seus riscos econômicos. Estes contratos são bilaterais, fixando preço (kWh) e quantidades (kW), e sendo estruturados em função das características dos ofertantes e do consumidor de energia.

Os contratos financeiros têm a virtude de permitir desvincular o despacho físico das transações econômicas, sendo despachadas as centrais necessárias para atender ao mercado de acordo com o mérito econômico (SMP). Eventuais disparidades entre o despacho e os contratos são objeto de

encontros de conta financeiros entre contratantes e contratados, em função das especificações de cada contratado.

É importante notar que, nos casos em que o gerador (distribuidor/grande consumidor) tem toda a sua oferta (demanda) coberta por contratos, o preço efetivo do seu abastecimento é fixado, na prática, pelas condições do contrato, funcionando o preço no "POOL" apenas como indicador da qualidade do contrato realizado⁹. Por outro lado, nas situações em que o gerador (distribuidor/grande consumidor) opta por ofertar (demandar) sem contrato, ele assume todos riscos de oscilação do preço no "POOL." As especificidades do gerador (distribuidor/grande consumidor) e sua oferta (demanda) de energia que será contratada e as condições econômicas do contrato.

A experiência inglesa sugere algumas lições:

- a introdução da concorrência na ISE não é tarefa simples, devendo ser analisados com cuidado os custos de transação antes de serem tomadas decisões irreversíveis;
- envolvimento do governo na ISE não desaparece, apenas toma outra forma;
- papel do regulador é crucial na nova organização industrial, devendo ser dotado de instrumentos que lhe permitam uma equilibrada repartição dos benefícios econômicos gerados pela ISE;
- a introdução da concorrência não pode ser feita em detrimento dos benefícios econômicos da coordenação, atividade indispensável para garantir a eficiência econômica nos sistemas elétricos;
- a disponibilidade de recursos fósseis de baixo custo e a abertura do mercado de combustíveis são essenciais para a redução dos custos da ISE;
- a abertura da rede e a privatização não são condições suficientes para introdução da concorrência. É fundamental a existência de uma estrutura de mercado com número significativo de ofertantes e demandantes, para que o mercado opere eficientemente;

⁹ Isto é, caso do POOL esteja sistematicamente acima do preço do contrato, o gerador fez um mau contrato (e vice-versa)

- a reforma deve ser percebida como um processo e, neste sentido, ela deverá evoluir com o aprendizado obtido na medida em que ele avança.

3.3 Na Argentina

Na Argentina, as reformas foram regulamentadas através da lei de nº 24.065, de 03 de janeiro de 1992 e do decreto de nº 1.398/92. O setor elétrico foi dividido em três atividades: Produção, Transporte e Distribuição. A Produção foi definida como de interesse público e sujeita à livre concorrência. O Transporte e a Distribuição são atividades de serviços público. A geração térmica é desregulada. Entretanto, a geração hidroelétrica e nuclear são concedidas através de contrato de concessão. De acordo com OLIVEIRA (1997), a reforma argentina deu origem a 31 empresas de geração, 25 de distribuição e 13 de transmissão. Como no Reino Unido, a atuação das empresas de transmissão ficou limitada ao transporte, tendo sido aberta a rede para geradores, distribuidores e grandes consumidores, mediante o pagamento de um pedágio, estipulado com base em um regime tarifário fixado pelo regulador¹⁰. O mercado de consumo ficou dividido entre os grandes consumidores (pouco menos de uma centena) e os consumidores cativos, que continuam sendo atendidos pelas distribuidoras. Enquanto os grandes consumidores e as distribuidoras podem negociar livremente contratos de fornecimento com as geradoras, os consumidores cativos têm suas tarifas fixadas pelo regulador.

Para estimular o investimento em transmissão, as tarifas são diferenciadas por linha, porém não há obrigação de investimento, ficando a decisão de construção de uma nova linha na necessidade do mercado. Por outro lado, nenhum gerador pode deter mais de 10% do mercado, mas pode

¹⁰ No caso das tarifas de transporte e dos consumidores cativos, foi adotado o regime de price cap incentivado, ficando as tarifas fixadas em dólares e indexadas com a inflação americana.

negociar livremente sua energia no mercado atacadista (Spot) ou através de contratos. Os distribuidores têm suas tarifas reguladas, porém contam com fundo que permite estabilizar sazonalmente o preço para seus consumidores finais¹¹. É importante notar que as concessões para distribuição e transmissão são relicitadas a cada 10 (dez) anos, devendo ser fixado um preço para os ativos da concessionários previamente ao processo de licitação.

Diferentemente da reforma inglesa, no caso argentino foi criado uma empresa (CAMMESA)¹² para gerenciar o mercado atacadista de energia elétrica¹³ e para despachar as centrais, com base na disponibilidade e nos custos operacionais declarados pelos geradores. Neste sistema, os geradores informam a CAMMESA o preço que estão pagando pelo combustível que consomem e esta empresa, utilizando uma fórmula paramétrica pré - fixada para estimar o custo operacional de cada central, despacha as centrais na seqüência de seus custos, em função da demanda. Para centrais hidráulicas, o valor da água é assimilado como custo operacional e este é estimado através de um modelo computadorizado pré - estabelecido.

É interessante notar que foi fixado o custo de importação dos combustíveis como limite máximo para o preço que pode ser declarado pelos geradores. Pretende-se evitar possíveis manipulações do preço no mercado atacadista. Contudo, mais recentemente, constatou-se a necessidade estabelecer também valores mínimos para o preço do combustível para evitar manipulações do despacho, já que vários geradores vinham declarando preço nulo para seu combustível, de forma a garantir o despacho de suas centrais.

¹¹ Este fundo permite manter os preços por períodos trimestrais.

¹² A CAMMESA é uma empresa da qual participam acionariamente: as associações dos geradores transmissores, distribuidores e grandes consumidores cada qual detendo um bloco de 20% do capital; o governo inicialmente detinha os outros 20 % tendo reduzido sua parcela a 10% mais recentemente . Contudo a Secretaria de Energia goza de poder de veto nas decisões da CAMMESA

¹³ A CAMMESA tem ainda a responsabilidade da gestão dos contratos , que devem ser todos registrados nesta empresa

Esta situação estava levando a CMMESA a despachar centrais térmicas, enquanto centrais hidráulicas eram obrigadas a verter água por estarem com seus reservatórios plenos, indicando a inadequação das regras de despacho adotadas.

A reforma permitiu recolocar o sistema elétrico argentino em funcionamento com níveis de eficiência técnica adequados. A entrada de capitais privados e a concorrência induziram a recuperação de centrais indisponíveis, o término das obras paralisadas e a forte expansão de centrais alimentadas a gás natural. Hoje, devido a falta no novo modelo de um Planejamento Indicativo, a Argentina se defronta com situação inversa à do início da década, sendo o excesso de capacidade instalada disponível fonte de preocupação para os agentes do sistema elétrico. De fato, em razão desta situação, o preço da energia no mercado atacadista caiu para um patamar abaixo de US\$ 30/MWh, nível de preço que compromete a rentabilidade de diversas centrais privatizadas, apesar dos preços de venda dessas centrais terem sido fixados muito abaixo dos seus custos de reposição.

4. AS PECULIARIDADES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: AS LEIS E DECRETOS SOBRE O PIE, CUSTO DE TRANSPORTE, PLANEJAMENTO INDICATIVO E A COMERCIALIZAÇÃO

4.1 Introdução

Para possibilitar a introdução de mercado concorrencial no Setor Elétrico Nacional e possibilitar assim viabilização do PIE, será necessária a reformulação da atual estrutura. Como este Setor apresenta característica própria, diferente das de outras partes do mundo, conforme apresentaremos a seguir, e opera de forma eficiente os seus recursos energéticos, essas mudanças deverão ser feitas de forma a preservar, no início, as condições atuais para que, no futuro, tenhamos ganhos consideráveis.

4.2 Aspectos do Sistema Hidrotérmico Brasileiro

O Sistema Brasileiro de produção de energia elétrica, que tem base predominantemente hidráulica (95%), apresenta como peculiaridade a existência de grandes reservatórios de acumulação e a convivência de concessionárias de características distintas com aproveitamentos hidroelétricos situados em cascata, num mesmo curso de rio. Conseqüentemente, a operação desses aproveitamentos é interdependente, uma vez que cada um deles é influenciado pelo regime de operação dos demais situados a montante. Além disso, a diversidade hidrológica entre as diferentes bacias hidrográficas onde estão situados os aproveitamentos eleva ainda mais esta interdependência, na medida em que as fases de escassez de recursos em determinados aproveitamentos podem coincidir com fases de excedentes em outros, possibilitando assim uma complementação de recursos.

Dessa forma, a filosofia da operação do sistema elétrico brasileiro se baseia no regime de operação em condomínio, através da cooperação mútua entre seus integrantes, buscando-se o rateio dos ônus e benefícios da interligação e integração dos sistemas e a prevalência do interesse comum através da minimização do custo operativo para o sistema como um todo. Os procedimentos comerciais entre as empresas, associados à contratação de suprimentos para atendimento ao mercado firme, também empregam critérios que refletem a filosofia de operação condominial, tais como: o rateio de sobras e déficits de energia garantida, o atendimento ao mercado em situações de atraso de obras ou do crescimento de mercado através de re-rateio de sobras.

O atendimento ao mercado firme é assegurado através da definição de um programa de obras relacionado a um critério de suprimento preestabelecido que, no caso brasileiro, corresponde ao risco anual de 5% de ocorrência de déficits. A disponibilidade associada a este risco é denominada energia garantida. A desagregação desse valor a nível individualizado por aproveitamento pressupõe a otimização energética global do sistema coerente com a utilização racional dos recursos e das instalações existentes. A coordenação das atividades de operação interligada foi institucionalizada em 1973, quando o decreto n.º 73 102 regulamentou o artigo n.º 16 da lei n.º 5899 de julho de 1973 e criou o GCOI.

Segundo o texto do referido decreto, cabiam ao GCOI as funções de coordenar, decidir ou encaminhar as providências necessárias ao uso racional das instalações geradoras e de transmissão existentes e que vierem a existir nos sistemas elétricos interligados, com objetivo de assegurar os requisitos de energia e potência com padrões adequados de qualidade de suprimento e visando à economia dos combustíveis utilizados nos centrais termelétricos, mantendo seu consumo no nível estritamente necessário à complementação dos recursos hidroelétricos. Ainda segundo o decreto de n.º 73102, ao GCOI cabe tomar medidas que assegurem a utilização prioritária das disponibilidades de Itaipu e o rateio dos ônus e vantagens decorrentes das variações das condições hidrológicas e do consumo dos sistemas interligados

4.3 Aspectos relativos à viabilidade operacional do PIE

4.3.1 Econômica

a). Custos de Geração

Fonte	Custo US \$/MWh (1)
Hidráulica(2)	33% < que 40 39% entre 40 e 70 28 % > que 70
Carvão Mineral	50 a 65
Gás natural	35 a 40
Derivados de Petróleo	50 a 60
Biomassa/Resíduos de Cana de Açúcar	40 a 80
Alternativas (3)	Acima de 40

(1)Os custos consideram investimentos, operação e combustível

(3)Resíduos orgânicos e outros

(2) porcentual de estimativa do montante das fontes hidráulicas

Fonte –Plano Decenal da Expansão 1998/2007

b) Tarifa de Suprimento e Fornecimento

A tarifa atual de suprimento da Cesp (10/97) com relação à CPFL e à Eletropaulo é a seguinte: 32,07 US\$/MWh

Fator de carga médioconsiderado 0,55 – Fonte Cesp

Tarifa de Fornecimento (10/97) a Grande Consumidores

A2 - Consumidores atendidos na tensão 88 a 138 kV	33,80 US\$/MWh
A3 - Consumidores atendidos na tensão de 69 kV	36,43 US\$/MWh
A3a - Consumidores atendidos na tensão 30 a 44 kV	64,50 US\$/MWh
A4 - Consumidores atendidos na tensão 2,3 a 23 kV	69,90 US\$/MWh
Fator de carga médio considerado 0,6 - Fonte Cesp	

Considerando-se que um Custo Médio de Transporte seja em torno de 5,00 US\$/MWh, e que de acordo com os valores de Custo Unitário de Geração, o PIE teria uma faixa muito restrita para competir, praticamente os consumidores na classes A3 e A4. Os valores de suprimento e fornecimento atuais estão baseados em que o mercado está organizado em regime de monopólio pelo custo de serviço. Nesta situação, as tarifas são reguladas de forma a ressarcir os custos médios da concessionárias, referendadas pelo regulador. Contudo, ao passar para um regime concorrencial, em que o preço de energia passa a ser regulado pelo mercado, a tendência é que o mesmo coincida com custo marginal. Conforme o Plano Decenal da Expansão 1998/2007, o custo marginal de expansão da geração no país evoluiriam para 2005 de até 45 US\$/MWh de 2006 até 2010 50 US/MWh, de 2011 até 2015 55 US\$/MWh, de 2016 até 2020 60 MWh, 2012 até 2025 65 US\$/MWh. Nestas condições, ainda considerando o custo da transmissão, os custos do suprimento e fornecimento deverão ser superiores aos atuais, o que, em princípio, daria condições de competitividade ao custo de geração do PIE.

4.3.2 Operação

Conforme apresentado no item 4.2, a inclusão do PIE neste contexto seria bastante difícil, pois o conceito atual é de cooperação. A operação de uma fonte que busca o ótimo empresarial contrapõe os seus objetivos. Neste sentido, com a falta de mercado "Spot" não motivaria a participação de investidores privado nos investimentos de geração.

4.4 Principais instrumentos legais emitidos, relativos ao PIE.

4.4.1 Emitidos antes da definição do Modelo para o Setor

Os primeiros passos para negociar a compra de energia excedente produzida por autoprodutor foi dado através da portaria de nº 246 de 23/12/88, com alterações feitas pela portaria de nº 95 de 13/06/88. Essas portarias regulamentaram a aquisição de energia excedente de autoprodutor, através de celebração de contratos de curto prazo por concessionárias de serviço público de eletricidade e autorizaram também as concessionárias integrantes do Sistemas Elétricos Interligados a adquirir energia elétrica excedente, em montante previamente definido nos planos e programas de operação do GCOI. O preço a ser pago pela energia excedente, estabelecido por negociação entre as partes, não poderia ser superior ao valor do CMLP da geração do sistema interligado. A limitação do preço superior baseado no CMLP desmotivou os interessados a vender os seus excedentes e somente alguns contratos com usinas de produção de álcool foram concretizados, porém com valores contratuais muito baixos.

Mais recentemente, o governo, através do decreto de nº 1009 de 22/12/93, criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica – SINTREL, composto pelos sistemas de transmissão de propriedade das empresas controladas pela Eletrobrás, que integram a malha básica dos sistemas interligados da regiões Sul/Sudeste/Centroeste e Norte/Nordeste. O objetivo principal da criação do SINTREL é facilitar o acesso do autoprodutor, para vender o seu excedente para qualquer interessado, dentro do sistema interligado. Esse decreto definia um prazo de noventa dias para estabelecer:

- As condições para o acesso e a utilização do SINTREL;

- A metodologia para valoração da atividade de transporte de energia que estabelecerá critérios para definição das respectivas tarifas, bem como rateio das receitas;
- Os procedimentos a serem adotados em épocas de eventuais restrições de suprimento;
- Os critérios e a sistemática que propiciem a adequação técnica do sistema de transmissão, de forma a viabilizar o acesso de autoprodutores ao SINTREL.

Até o presente momento, entretanto, essas questões supramencionadas, ainda não estão resolvidas e nunca mais serão, pois o Sintrel foi colocado de lado. A lei de nº 9074 de 07/07/95 criou a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica, definida da seguinte maneira: "Considera-se Produtor Independente de Energia Elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco".

A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

- Concessionária de serviço público de energia elétrica;
- Consumidor de energia de carga igual ou maior que 10.000 kW, atendido em tensão igual ou superior a 69 kV. Decorridos cinco anos da publicação dessa lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Após oito anos de publicação desta lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior de 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão;
- Consumidores de energia elétrica integrante de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;

- Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com a concessionária local de distribuição;
- Qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contatos da respectiva solicitação.

Para regulamentar a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor, o governo federal publicou o decreto de nº 2003 de 10/09/96. A produção de energia elétrica, por produtor independente e por autoprodutor depende de concessão ou autorização, que serão outorgadas na forma da legislação em vigor e deste decreto. Dependem de concessão de uso de bem público, precedido de licitação:

- aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW, por produtor independente;
- aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 10.000 kW, por autoprodutor.

Dependem de autorização:

- A implantação de usina termelétrica de potência superior a 5.000 kW, destinada a autoprodutor e a produtor independente;
- aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, por autoprodutor.

O aproveitamento de potencial hidráulico igual ou inferior a 1.000 kW e a implantação de usina termelétrica de potência igual ou inferior a 5.000 kW independem de concessão ou autorização, devendo, entretanto, ser comunicado ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, para fins de registro.

Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o produtor independente e o autoprodutor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários

de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido.

A operação energética das centrais geradoras de produtor independente e de autoprodutor poderá ser feita na modalidade integrada ou na não integrada. Considera-se operação integrada ao sistema aquela em que as regras operativas buscam assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros.

O governo promulgou a Lei de nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia e tem as seguintes finalidades, entre outras:

- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal para exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei nº 9074, de 7 de julho de 1995;
- Promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- Definir o aproveitamento ótimo de que se tratam os §§ 2º e 3º do art. 5º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- Fixar os critérios para cálculo do preço de transportes de que trata o § 6º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos

4.4.2 Os instrumentos legais emitidos após definição do Modelo

As várias edições da MP de nº 1531 resultaram na lei de nº 9.648 de 27/05/98, procurando assim dar ao Setor os contornos que foram propostos

pelos estudos da Coopers & Lybrand. Esta lei decreta os seguintes pontos principais:

- Altera os seguintes arts. da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995:

Art.15.....

§ 1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário e autorizados de energia elétrica.

§ 5º O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescente da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.

Art.28.....

§ 1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, é igualmente facultado ao poder concedente alterar o regime de exploração, no todo ou em parte, para produção independente, inclusive quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida.

- Altera os seguinte arts. da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL:

Art.3º.....

VIII – estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto da obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si;

Art.26. Depende de autorização da ANEEL:

I – o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantida as características de pequena central hidroelétrica

§ 1º Para cada aproveitamento de que se trata o inciso I, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento.

E também decreta os seguintes artigos:

Art. 7º Em caso de alteração do regime do regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produção independente, a nova concessão será outorgada a título oneroso, devendo o concessionário pagar pelo uso de bem público, pelo prazo de cinco anos, a contar da assinatura do respectivo contrato de concessão, valor correspondente a até 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) da receita anual que auferir.

Art. 8º A cota anual da Reserva Global de Reversão – RGR ficará extinta ao final do exercício de 2002, devendo a ANEEL proceder a revisão tarifária de modo a que os consumidores sejam beneficiados pela extinção do encargo.

Art. 9º Para todos os efeitos legais, a compra e venda de energia elétrica entre concessionárias ou autorizadas, devem ser contratadas separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Art. 10. Passa a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, observados os seguintes prazos e demais condições de transição: – nos anos de 1998 a 2002, deverão ser contratados os seguintes montantes de energia e de demanda de potência:

- a) durante o ano de 1998, os montantes definidos e atualizados pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI e, na falta destes, os montantes acordados entre as partes;
- b) durante os anos de 1999, 2000 e 2001, os respectivos montantes de energia já de definidos pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, nos Planos Decenais de Expansão 1996/2005, 1997/2006 e 1998/2007, a serem atualizados e complementados com definição dos respectivos montantes de demanda

de potência pelo GCOI e referendados pelo Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste – CCON, para o sistema elétrico Norte/Nordeste;

- c) durante o ano de 2002, os mesmos montantes definidos para o ano de 2001, de acordo com disposto na alínea anterior: II – no período contínuo imediatamente subsequente ao prazo de que se trata o inciso anterior, os montantes de energia e de demanda de potência referidos em sua alínea “c”, deverão ser contratados com redução gradual à razão de 25%(vinte e cinco por cento) do montante referentes ao ano de 2002.

Art.12. – Observado o dispostos no art.10, as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados, serão realizados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados.

§ 1º Cabe à ANEEL definir as regras de participação no MAE, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores.

§ 2º A compra e venda de energia elétrica que não for objeto de contrato bilateral, será realizado a preços determinados conforme as regras do Acordo do Mercado.

§ 3º O Acordo de Mercado, que será submetido à homologação da ANEEL, estabelecerá as regras comerciais e os critérios de rateio dos custos administrativos de suas atividades, bem assim a forma de solução das eventuais divergências entre os agentes integrantes, sem prejuízos da competência para dirimir os impasses.

Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, serão executados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas em contratos específicos celebrados com agentes do setor elétrico, constituirão atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico:

- a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- b) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- d) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços auxiliares;
- e) propor à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;
- f) a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL.

Art. 14. Cabe ao poder concedente estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar a assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes, definir as regras da organização inicial do Operador Nacional do Sistema Elétrico e implementar os procedimentos necessários para o seu funcionamento.

§ 1º A regulamentação prevista neste artigo abrangerá dentre outros, os seguintes aspectos:

- a) o processo de definição de preços de curto prazo;
- b) a definição de mecanismo de relocação de energia para mitigação do risco hidrológico;
- c) as regras para intercâmbios internacionais ;
- d) o processo de definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão;
- e) o tratamento dos serviços auxiliares e das restrições de transmissão;

f) os processos de contabilização e liquidação financeira.

Conforme determina o art 14 da Lei citada anteriormente, o governo através o Decreto N° 2655, de 02 de julho de 1998, regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico e dá outras providências.

DECRETA:

Capítulo 1

DA EXPLORAÇÃO DOS SERVIÇOS E INSTALAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

Art.2° As atividades de geração e de comercialização de energia elétrica, inclusive a importação e exportação, deverão ser exercidas em caráter competitivo, assegurado aos agentes econômicos interessados livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o pagamento dos encargos correspondentes e nas condições gerais estabelecidas pela ANEEL.

Art. 3° No exercício das atividades vinculadas à exploração de energia elétrica serão observadas as seguintes regras:

I – o concessionário de distribuição contabilizará, em separado, as receitas, despesas e custos referentes à distribuição, à comercialização para consumidores cativos e à comercialização para consumidores livres;

II – o concessionário de transmissão contabilizará, em separado, as receitas, despesas e custos referentes às instalações de rede básica e os relativos às demais instalações de transmissão;

III - os concessionários de serviço público de energia elétrica contabilizará, em separado, as receitas , despesas e custos referentes às atividades vinculadas à concessão e as relativas a outras atividades econômica porventura exercidas.

Capítulo II

DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ART. 4° Atividade de geração de energia elétrica, será exercida mediante, concessão ou autorização e a energia produzida será destinada:

- I – ao atendimento do serviço público de distribuição
- II – à comercialização livre, assim considerada aquela contratada com os consumidores a que se referem os artigos 12, 15 e 16 da Lei 9074, bem como com concessionários, permissionários e autorizados;
- III – ao consumo exclusivo em instalações industriais ou comerciais do gerador, admitida a comercialização, eventual e temporária, dos excedentes, mediante autorização da ANEEL.

Art. 5º No caso de privatização de empresa federal detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica para fins de serviço público, o regime de exploração será alterado, no todo ou em parte, para o de produção independente, mediante as condições que serão estabelecidas no respectivo edital, previamente aprovado pela ANEEL.

Capítulo III

DA TRANSMISSÃO, DA DISTRIBUIÇÃO E DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º Ressalvados os casos indicados na legislação específica, a atividade de transmissão de energia elétrica será exercida mediante concessão, precedido de licitação, observado o disposto no art. 3º deste regulamento.

§ 1º Os reforços das instalações existentes serão de responsabilidade da concessionária, mediante de autorização da ANEEL;

§ 2º As instalações e equipamentos considerados integrantes da Rede Básica de Transmissão, de conformidade com os procedimentos e critérios estabelecidos pela ANEEL, serão disponibilizadas ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, mediante Contrato de Prestação de Transmissão, e a este estarão subordinadas suas ações de coordenação e operação;

§ 3º As demais instalações de transmissão, não integrante da Rede Básica, serão disponibilizadas diretamente aos acessantes interessados, contra o pagamento dos encargos correspondentes.

Art. 7º A ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes, com vistas a:

- I – assegurar tratamento não discriminatório a todos os usuários dos sistemas de transmissão e de distribuição, ressalvado o disposto no § 1º do art. 26 da Lei nº9427, de 1996, com a redação da pelo art. 4º da Lei nº 9648, de 1998.
- II – assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos - padrão;
- III – estimular novos investimentos na expansão dos sistemas;
- IV – induzir a utilização racional dos sistemas;
- V – minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos.

Art. 8º A atividade de distribuição será exercida mediante concessão ou permissão, sempre precedida da licitação.

Art. 9º Depende de autorização da ANEEL, o exercício das atividades de comercialização, inclusive a importação e exportação de energia elétrica.

Capítulo IV

DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Seção I

Das Regras do Mercado Atacadista de Energia

Art. 12. As transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE, instituindo mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados.

§ 1º A ANEEL definirá as regras de participação no MAE, bem como os mecanismo de proteção dos interesses dos consumidores.

§ 2º Além das regras comerciais e dos critérios de rateio dos custos administrativos de suas atividades, o Acordo de Mercado deverá contemplar:

- I – procedimento para a admissão de novos membros e indicação de representantes;
- II – obrigação para vender e comprar toda a disponibilidade e requisitos de energia através do MAE;

III – regras para a comercialização de energia elétrica e subseqüentes contabilização e liquidação, incluindo o tratamento das perdas;

IV – o registro dos contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica;

V – execução ou contratação dos serviços de contabilização e liquidação das operações realizadas no âmbito do MAE;

VI – requisitos de garantia financeira relacionada com os montantes comercializados no MAE, não cobertos pelos contratos bilaterais registrados;

VII – procedimentos para mediação de questões entre os membros do MAE, mantidas a ANEEL, como instância de recursos;

VIII – contratação de auditoria independente para fiscalizar a operação do mercado e informar aos membros do MAE e à ANEEL;

IX – regras para tratamento e divisão dos riscos hidrológicos.

Art. 13. Para efeito de determinação dos preços da energia elétrica no mercado de curto prazo, serão levados em conta os seguintes fatores:

I – a otimização do uso dos recursos para o atendimento aos requisitos de carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II – as previsões das necessidade de energia dos agentes;

III – o custo do déficit de energia;

IV – as restrições de transmissão;

V – a redução voluntária da demanda em função do preço de curto prazo;

VI – as interligações internacionais.

Art. 14. Os preços de mercado de curto prazo serão determinados para intervalos previamente definidos, que reflitam as variações do valor econômico da energia elétrica.

Parágrafo único. Um preço adicional, associado á capacidade das usinas geradoras, poderá ser introduzido, como incentivo à potência gerada ou posta á disposição do sistema elétrico.

Seção II

Do Mecanismo de Realocação de Energia

Art.20. As regras do MAE deverão estabelecer o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, com objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

§ 1º A critério do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, as usinas hidrelétricas de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW serão despachadas centralizadamente, ou não.

§ 2º O MRE abrangerá a parcela de cada empresa, na proporção da cota parte, da energia gerada pela Itaipu Binacional destinada ao sistema brasileiro.

§ 3º As regras de natureza contábil do MRE, relativa à redistribuição dos créditos e débitos de geração entre usinas de sua abrangência, deverão levar em conta a existência de áreas de mercado.

Art. 21 A cada usina hidrelétrica despachada centralizadamente, corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

§ 1º Considera-se energia assegurada do sistema aquela que se pode ser obtida, a risco de déficit pré-estabelecido, conforme regras aprovadas pela ANEEL.

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participantes do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participantes do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétrico do sistema, nos termos deste regulamento.

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º As revisões de que trata-se o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitado as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

Art. 23. A MRE incluirá regras para alocação entre os seus membros da energia efetivamente gerada, as quais levarão em conta as perdas de transmissão e deverão se basear em um ou mais dos seguintes parâmetros:

- I – energia assegurada da usina;
- II – capacidade instalada da usina;
- III – geração efetiva de energia de cada usina.

Art. 24. Os riscos de indisponibilidade das usinas de geração hidrelétrica, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

Capítulo V

DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 25. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados serão executadas pelo ONS.

§ 4º O ONS, entidade de direito privado que atuará mediante autorização da ANEEL, será regido por estatuto próprio, por esta aprovado.

§ 5º O ONS não poderá desempenhar qualquer atividade comercial de compra e venda de energia elétrica.

Capítulo VI

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 26. Os contratos iniciais, a serem celebrados entre concessionários, permissionários e autorizados, na forma do dispostos no art.10 da Lei no 9648, e os demais previstos no art. 9º da mesma Lei, substituirão, para todos os efeitos, aqueles ajustados nos termos do art. 3º da Lei nº 8361, de 1993.

Art. 34. Ficam revogados os Decretos nº 73.102, de 7 de novembro de 1973, e 1009, de 22 de dezembro de 1993

O MME emitiu a portaria de Nº 459 de 10/09/97, que regulamenta as condições para o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e valores a serem cobrados pela sua utilização, porém essa portaria será discutida no item “Valorização do Custo de Transporte”.

- **Comentários:**

O conjunto de leis emitidas até o presente momento não possibilita ao investidor interessado ter uma visão de todos aspectos que são necessários para uma análise técnica e econômica para viabilizar um investimento de uma usina de geração de energia elétrica. As leis emitidas até o presente momento não preenchem os requisitos básicos de reestruturação o setor elétrico, se for seguido o modelo sugerido pela Coopers & Lybrand. Para tanto, será necessário criar legislação adicional que permita uma definição completa do modelo. Alguns novos atores sugeridos pela consultoria já estão definidos por lei tais como: ONS – Operador Nacional do Sistema, MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica,

4.5 Valorização do Custo de Transporte

Baseia-se na simulação do uso compartilhado da rede de transmissão, atribuindo-se ao agente acessante custos proporcionais à intensidade e forma de utilização das instalações de transmissão destinadas a cobertura dos custos fixos e custos vinculados às perdas incrementais no sistemas para cobertura dos custos variáveis de operação.

4.5.1 Custos de acesso à transmissão

Um “bom” modelo de alocação de custos de transmissão deve satisfazer, dentre outras, as seguintes características conforme GORENSTIN (1996):

- “Estabilidade - Os benefícios associados a qualquer agente que utilize o sistema de transmissão devem exceder os custos incididos por este agente para a utilização da rede. Por exemplo, o custo de utilização da rede compartilhada deve ser sempre menor do que o custo incidido

pelo agente econômico na construção do seu sistema de transmissão particular.

- Sinais. Sinais econômicos e rateio de custos devem levar a uma utilização ótima dos recursos existentes e enviar os sinais econômicos convenientes para expansão do sistema.
- Remuneração adequada. O sistema de preços deve ser capaz de remunerar os custos dos investimentos realizados e prover recursos para a expansão futura.
- Neutralidade. O sistema de rateio de custos deve fornecer o mesmo tratamento para todos os agentes que utilizam o sistema, evitando os subsídios cruzados entre os agentes.
- Facilidade de regulamentação do acesso à transmissão, como também pelos usuários dos serviços.”

4.5.2 Modelo de Alocação de Custos

Os modelos de alocação baseiam-se no rateio dos custos do sistema existente e dos reforços para expansão entre os usuários da rede. Estes modelos podem considerar dois tipos de custos:

- Custo embutido – todos os custos do sistema, incluindo os do sistema existente e reforços são rateados proporcionalmente a utilização da rede;
- Custo incremental – indica que a responsabilidade dos novos agentes, que utilizam a rede está restrita à variação dos custos de operação e expansão causados por estes.

As principais metodologias baseadas no custo embutido:

- a) Selo Postal (Postage Stamp);
- b) MW-Milha.

As principais metodologias baseadas no custo incremental :

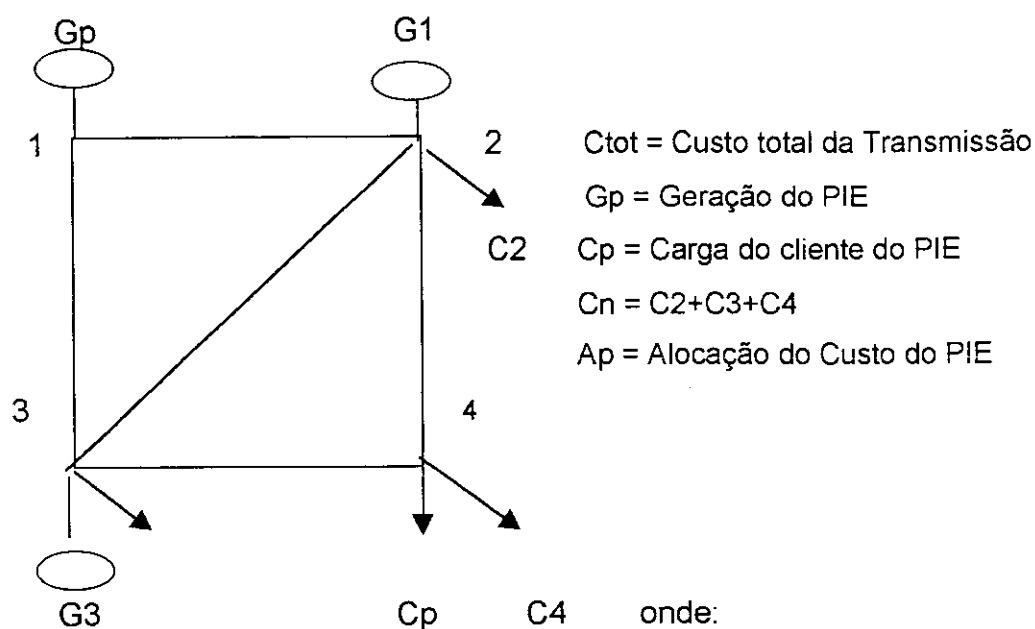
- c) CMCP;

d) CMLP

a) Modelo do Selo Postal (Postage Stamp)

Este método considera que a rede de transmissão é planejada e operada para garantir o atendimento a uma determinada carga total, composta pela soma de todas as cargas que utilizam a rede de transmissão. Portanto, os custos devem ser rateados em proporção à carga do participante, independentemente da sua localização.

Figura 4.1 – Modelo Selo Postal



$$A_p = C_{tot} \frac{C_p}{C_n} + C_p$$

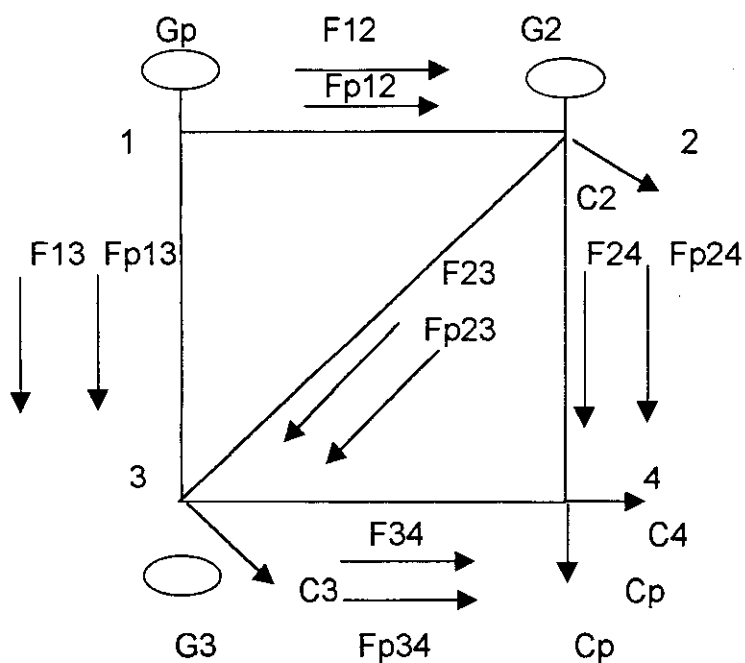
- Comentários

- Não leva em conta a distância que a carga do PIE será transportada pelo sistema
- Não leva conta o carregamento do sistema.

b) Método do MW – Milha

Este método tem por objetivo compensar as limitações do método do Selo Postal. Neste caso, o rateio é proporcional à utilização de cada trecho de circuito, conforme o esquema apresentado a seguir:

Figura 4.2 – Modelo MW - Milha



G2 e G3 – geração das empresas

Gp – geração do PIE

C_{ij} – Custo da transmissão da barra i para j

A_p – Custo de alocação para o PIE

C_p – Carga do consumidor do PIE

C_2, C_3, C_4 – cargas normais do sistema

$F_{p_{ij}}$ – Fluxo de potência nos trechos devido a C_p

F_{ij} – Fluxo de potência nos trechos devido C_2, C_3, C_4 .

Fonte: GORENSTIN (1996)

onde:

$$A_p = C_{12} * \frac{|F_{p_{12}}|}{|F_{p_{12}} + F_{12}|} + C_{13} * \frac{|F_{p_{13}}|}{|F_{p_{13}} + F_{13}|} \\ + C_{24} * \frac{|F_{p_{24}}|}{|F_{p_{24}} + F_{24}|} + C_{34} * \frac{|F_{p_{34}}|}{|F_{p_{34}} + F_{34}|} \\ + C_{23} * \frac{|F_{p_{23}}|}{|F_{p_{23}} + F_{23}|}$$

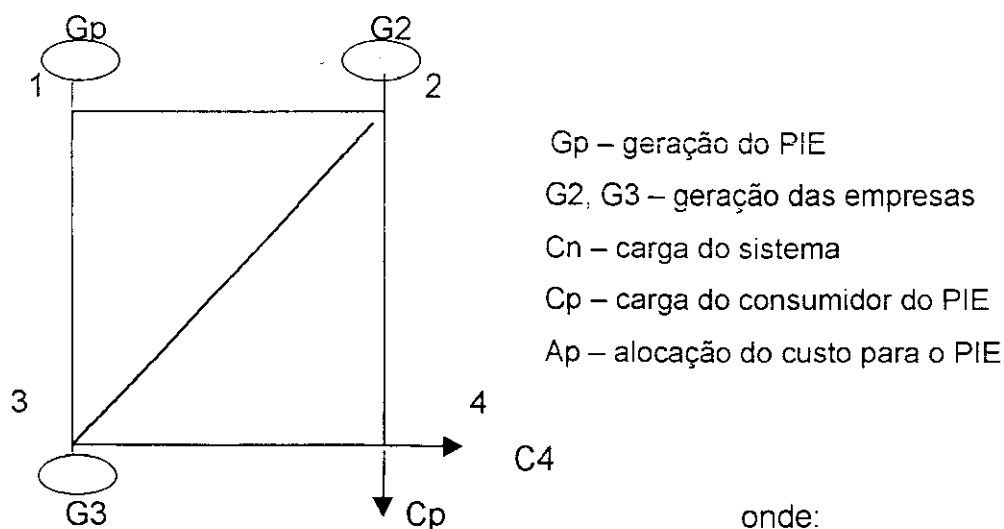
- Comentários

- Não considera os custos de operação e manutenção.
- Não leva em consideração o carregamento do sistema .
- Não considera a antecipação e a postergação de obras
- Custo de transação depende da distância elétrica entre os agentes

c) Método do Custo Marginal de Curto Prazo - CMCP

Conforme a teoria econômica, o custo marginal de curto prazo representa o “preço” de compra ou venda de energia em cada ponto da rede de transmissão. O método do CMCP é de compreensão bastante simples. No sistema ilustrado a seguir, nós tomaríamos a diferença dos CMCP das barras de injeção e das barras de retirada e simplesmente a multiplicaríamos pela carga transacionada, conforme figura 4.3:

Figura 4.3 – Modelo CMCP



$$A_p = |CMCP_4 - CMCP_1| * C_p$$

Fonte: GORENSTIN (1996)

- Comentários

- Não garante a recuperação dos investimentos realizados.
- O método não é fácil de ser implementado.
- Custo cresce com o congestionamento

d) Método do Custo Marginal de Longo Prazo – CMLP

O custo da energia em um ponto qualquer da rede é dado pela variação marginal do custo de expansão e operação em relação à uma variação incremental da demanda neste ponto. O custo marginal de longo prazo tem as mesmas limitações do CMCP. Seu cálculo, porém, é mais complexo.

Por meio do Grupo de Trabalho de Trabalho de Metodologia – GTMV do Comitê de Administração do Sintrel – CAS, foi elaborada uma metodologia para valorização da transmissão. A metodologia consiste em 4 parcelas:

- P1 – Contabiliza a utilização da rede pelo acessante durante condições normais de operação. É baseado no MW-Milha;
- P2 – Contabiliza a utilização da rede pelo acessante durante condições de emergências. É baseado no MW-Milha;
- P3 - Valor de ajuste para assegurar a cobertura total dos elementos de transmissão, que não foi considerada nas parcelas P1 e P2;
- P4 - Custos das Perdas

4.5.3 Metodologia regulamentada pela Portaria n° 459

O MME emitiu a portaria de n° 459 de 10/09/97, que regulamenta as condições para o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e os valores a serem cobrados pela sua utilização. A metodologia utilizada foi dos preços nodais, que refletem os custos incrementais do investimento em potência adicional e até o fato que o ponto de cada usuário contribui para a necessidade de investimento naquele nodo. Os preços nodais dependem, portanto, dos:

- Fluxos incrementais em cada linha e transformador, ocasionados pelo uso incremental do sistema de transmissão sob condições que causam sobrecarga no sistema de transmissão (estas condições podem variar de linha para linha); e
- Custos unitários de cada linha e transformador.

Esta regulamentação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, aplica-se aos produtores independentes de energia elétrica e aos consumidores e concessionárias, nas condições definidas nos respectivos contratos. As transações de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição serão regidas por Contrato de Conexão com Rede Elétrica e Contrato de Uso do Sistema de Transmissão. A coordenação do acesso será exercida pelo ONS quando for o caso, e será baseada nos critérios definidos no Manual de

Instruções de Acesso a Rede Elétrica. Os encargos mensais pelo uso da transmissão serão calculados com base nos valores contratados de demanda para o horário de ponta - constante nos contratos de Conexão com a Rede Elétrica e no de Uso do Sistema de Transmissão

Como exemplo desta da portaria, mostraremos o caso do Estado de São Paulo, que foi dividido em zona de geração (São Paulo, São Paulo Norte, São Paulo Oeste, São Paulo Leste, São Paulo Centro) e em zona de carga (São Paulo, São Paulo Norte, São Paulo Oeste, São Paulo Leste, São Paulo Centro). A transação entre a mesma zona de carga e zona de geração teria um custo de 0,89 R\$/kW. Com um fator de carga de 0,6, o custo seria de 1,48 R\$/MWh.

- **Comentários:**

Essa portaria já está sendo considerada ultrapassada, pois não otimiza o uso da rede de transmissão existente e não minimiza os investimentos na geração.

4.5.4 Nova metodologia

Para superação de tais problemas, considerando a desistência da implementação do SINTREL e tendo em conta a estrutura de multipropriedade da transmissão no Brasil, é proposto que o ONS, responsável pela operação da Rede Básica de Transmissão, contrate o uso desses ativos com empresas proprietárias, mediante o pagamento de uma receita anual estabelecida pela ANEEL, ressarcindo-se através da cobrança de encargos de uso da transmissão aos usuários do sistema, geradores e consumidores.

Os encargos de uso da transmissão devem ser definidos de modo a atender os seguintes objetivos:

- Remunerar os custos reconhecidos da transmissão, inclusive custos de operação e manutenção, além dos custos do próprio ONS.

- Dar sinais locacionais adequados, tendo em vista, principalmente, os novos usuários que tenham flexibilidade de escolher em que ponto da malha irão se conectar, de modo a otimizar o uso da rede de transmissão existente e minimizar investimentos na expansão.

Além disso, para que sejam minimizados os riscos dos agentes e para assegurar que a competição entre estes se dê em igualdade de condições, esses encargos devem apresentar, na medida do possível, as seguintes características: estabilidade; previsibilidade; ser intuitivamente justos; ser transparentes e reprodutíveis; ser não discriminatórios.

A Coopers & Lybrand recomenda que os encargos de uso do sistema de transmissão sejam calculados utilizando uma metodologia que reflita os custos marginais de longo prazo. As alternativas a essa opção seriam:

- Selo postal, considerando inadequado por não fornecer qualquer sinal locacional aos usuários;
- Custos marginais de curto prazo, não recomendados devido às dificuldades de implementação e à característica indesejável de resultarem em tarifas extremamente instáveis;
- Metodologias baseadas em custos contábeis, que não fornecem os sinais corretos aos novos usuários, uma vez que as tarifas refletem os custos passados ao invés dos custos de expansão da rede existente.

Essa proposta de metodologia se baseia fundamentalmente nas recomendações dos consultores, embora sejam propostos alguns aperfeiçoamentos de menor monta à metodologia original, em função de aspectos práticos de implementação e de forma a adequar a metodologia às características do sistema brasileiro.

Para o desenvolvimento dessa metodologia, as recomendações são as seguintes:

- Definir os encargos de uso da transmissão em função do ponto de conexão do usuários, gerador ou consumidor à rede elétrica, independentemente dos

contratos existentes entre geradores e consumidores. As tarifas assim definidas denominam-se “tarifas nodais”;

- Calcular os encargos utilizando uma metodologia baseada nos custos marginais de longo prazo;
- Não trabalhar com cenários de expansão. Modelar uma rede ideal de custo mínimo, com a topologia da rede existente, mas com capacidades de transmissão modificadas de modo a atender à demanda máxima prevista nos estudos de planejamento da operação, dentro dos critérios de confiabilidade considerados;
- Quantificar a influência de cada usuário nos custos de expansão da transmissão pela variação incremental do custo ideal de custo mínimo em função de variações incrementais na carga ou geração do usuário;
- Estimar as variações incrementais das capacidades de transmissão das linhas e transformadores usando a matriz de sensibilidade dos fluxos nas linhas em relação às injeções nas barras, obtida da solução do fluxo de potência simplificado (fluxo de potência DC);
- Não definir explicitamente uma barra de referência para o cálculo das tarifas nodais. Defini-la implicitamente, de forma a obter o rateio desejado da receita requerida entre geradores e consumidores ;
- Trabalhar inicialmente com premissa de que metade da receita será paga pelos geradores e metade pelos consumidores. Essa proporção poderá ser revista, adiante, em função de outras considerações.
- Custear a rede de transmissão ideal a partir da qual serão definidos os encargos usando custos de reposição, isto é, pelo investimento que seria necessário para construí-lo no momento atual. Usar na anualização desses custos as taxas de remuneração efetivamente praticadas no mercado;
- Quanto à capacidade de transmissão das linhas e transformadores, usada no cálculo do custo unitário de cada elemento (custo dividido pela capacidade de transmissão do elemento), adotar seu limite operativo, dado

pelo menor valor dentre o limite térmico do elemento, o limite para controle de tensão e o limite de estabilidade;

- Por simplicidade, desconsiderar a diferença entre a capacidade de transmissão de cada elemento, em MVA e em MW. Isto é, será desconsiderada a redução da capacidade de transmissão de potência ativa em função do fluxo reativo;
- Dimensionar a rede ideal de custo mínimo pelo uso do sistema em regime normal de operação, isto é, com todos os elementos presentes. Na hipótese de se adotar algum critério de confiabilidade, propõe-se a utilização de um único fator de segurança para todo sistema e não fatores de segurança diferenciados por área ou critérios de confiabilidade mais elaborados, como o de contingência simples (rede dimensionada para operar com N-1 elementos presentes);
- Dentre as diferentes condições de demanda previstas (cargas pesadas e média, de verão e de inverno), considerar que cada elemento de transmissão, linha ou transformador, deve ser remunerado pelo uso naquela em que apresentar carregamento máximo, uma vez que é essa a situação que levará à expansão da rede;
- Na avaliação do uso que os diferentes usuários fazem do sistema de transmissão, levar em conta os vários cenários de hidrologia possíveis, com as respectivas probabilidades, determinadas a partir das séries históricas de vazões. Essa consideração visa a contemplar, principalmente, as grandes variações de intercâmbios entre regiões e as diferentes possibilidades de geração térmica – fatores que têm influência sensível nos encargos de transmissão;
- Definir os encargos de uso da transmissão dos geradores por sua capacidade instalada;
- Definir os encargos dos comercializadores e consumidores pela demanda contratada. A demanda máxima em cada barra da rede será estimada em função da demanda total contratada, em cada zona geométrica, e de sua

distribuição por barra nos dados de fluxo de potência considerados no planejamento da operação. Prever o faturamento das diferenças e eventuais penalidades caso as demandas máximas anuais verificadas ultrapassem os valores do contrato.

- Agregar em zonas geoeletricas as barras de carga da transmissão e de distribuição, em função da semelhança dos valores das tarifas nodais. Os consumidores em cada zona geoeletrica pagarão a tarifa média da zona.

São pressupostos e simplificações da metodologia:

- Os encargos são calculados com base, não na rede existente, mas em uma rede ideal de custo mínimo, dimensionado exatamente para atender à demanda, dentro dos critérios de confiabilidade adotados.
- Essa rede ideal tem a mesma topologia e impedâncias da rede existente, sendo a capacidade de cada linha e transformador alterada de forma a igualar o maior fluxo verificado no elemento, nas condições de demanda consideradas no planejamento da operação.
- A expansão da transmissão pode ser feita por acréscimos marginais da capacidade de transmissão das rotas de transmissão existentes;
- As variações incrementais de fluxo em cada elemento da transmissão, em função das variações incrementais da geração ou da demanda em cada barra do sistema, podem ser aproximadas usando os fatores de sensibilidade do fluxo de potência DC.
- A partir desses fluxos incrementais, é determinada a variação do custo de reposição da rede ideal para um aumento de 1MW na geração ou na demanda de cada barra do sistema.

Esse modelo está em fase de teste. Os valores que serão apresentados serão meramente indicativos das tendências, mostrados pela metodologia em relação as diversas possibilidades de simulação investigada. Não devem ser consideradas, portanto, como valores finais de tarifas de transmissão a serem utilizados pelo ONS para determinação dos encargos..

Para este cálculo, foram considerados os seguintes itens:

- Cenários de cargas
- Receita Permitida de Transmissão – RPT
- Custo de Reposição da Instalação
- Taxa de desconto para anualização dos custos das instalações
- Confiabilidade no Cálculo dos Custos Nodais
- Responsabilidade pela Cobertura da RPT de Geradores e Cargas
- Cenários Hidrológicos e Métodos de Ponderação

Convenção de Sinais

- Gerador cuja tarifa é positiva pagará pelo uso do sistema
- Gerador com tarifa negativa será remunerado

Tabela 4.1- Preço para as centrais geradoras

Central Geradora	Tarifa (R\$/kW.mês)
Água Vermelha	0,712
Angra 1 e 2	0,424
Cachoeira Dourada	0,975
Ilha Solteiro	0,656
Itaipu – Setor 50 hz	0,532
P. Médici	0,324
Porto Primavera	0,731
Mascarenha (Escelsa)	-0,221
Tucuruí	2,145
Serra da Mesa	1,202
Salto Santiago	0,666

Fonte: Resultados preliminares das simulações da ANEEL, 1999

Tabela 4.2 - Preço para zonas de carga – nas principais unidade da federação.

Estado	Tarifa (R\$/kW.mês)
Bahia	0,795
Minas Gerais	1,331
Pernambuco	0,991
Rio Janeiro	1,425
Rio Grande do Sul	1,389
São Paulo	1,417
Tocantins	1,344

Fonte: Resultados preliminares das simulações da ANEEL, 1999

- Comentários:

Conforme podemos verificar, serão necessários ajustes para que o modelo possa ter resultados dentro das premissas propostas. Entretanto a

maior preocupação é que os valores estão se modificando ao longo dos anos pela própria dinâmica do sistema de geração, transmissão e distribuição. Com isso o fluxo monetário poderá passar de recebedor para pagador ou vice versa, o que dificultaria em muito a avaliação econômica dos investimentos a serem realizados pelo PIE.

4.6 Planejamento do Sistema Geração e Transmissão

Conforme sugestão da Coopers & Lybrand (1997), o planejamento a longo prazo da expansão do sistema elétrico brasileiro deve ser apenas indicativo e deve ser executado por um organismo planejador. O Planejamento Indicativo proposto é composto pelos seguintes procedimentos:

- Identificará os investimentos em geração hidrelétrica e termelétrica, percebidos como condizentes com o desenvolvimento a mínimo custo do sistema interligado. Contudo não haverá determinação de que os investidores potenciais desenvolvam qualquer projetos especificados no Plano Indicativo ou desenvolvam apenas projetos dele constantes;
- Integrará geração e transmissão para os fins de planejamento de longo prazo. Os principais sistemas interligados serão planejados separadamente, apesar do fato de que os íntimos elos hidrológicos e futuros elos elétricos entre eles deverem ser expressamente reconhecidos no processo de planejamento;
- Considerará aspectos regionais do planejamento. Os aspectos regionais do planejamento serão levados em consideração através de extensivas consultas as empresas de Distribuição e Comercialização durante o processo de planejamento; e através da formação de comitês regionais de coordenação, presididos pelo ONS, que reunirá as companhia de transmissão e as Distribuidoras/Consumidores que detenham ativos de sub-

transmissão para permitir que se forme uma visão coordenada das necessidades de investimentos da rede;

- Basear-se-á em critérios econômicos de planejamento de geração (ou seja, o “valor energia não suprida”) e não a probabilidade de déficit tornar-se-á um produto do processo de planejamento. O critério de planejamento da transmissão será probabilístico;
- Basear-se-á em estudos apropriados do mercado. Estes serão executados pelo órgão de planejamento indicativo com “inputs” dos comercializadores. Creemos que deve ser dada alta prioridade ao aprimoramento de estudos de mercado no que se refere aos horizontes de tempo tanto de estudos de planejamento expansão ao longo prazo quanto de estudos de planejamento operacional de curto e médio prazos. Estes estudos são essenciais para o suprimento para o suprimento seguro e confiável de energia elétrica;
- Apresentará o efeito da sensibilidade a diferentes taxas de desconto, e
- Identificará projetos específicos em um horizonte de tempo de 12 a 15 anos. Basear-se-á em cenários para refletir previsões divergentes e para ser robusto a diversas incertezas.

4.7 Comercialização de energia no novo Marco Regulatório

Apresentaremos a seguir os principais aspectos do novo marco regulatório que mais afetam as oportunidades de negócio para o PIE.

4.7.1 Características gerais do mercado

A característica principal do novo modelo comercial do ISE brasileira é a criação de um mercado, denominado de MAE, que substituirá o atual sistema de preços regulamentados de geração e contrato renováveis de suprimento.

O funcionamento do mercado para compra e venda de energia está se organizando segundo as seguintes premissas:

- Estabelecimento de uma nova entidade, o Operador Nacional do Sistema, de propriedade conjunta dos agentes do setor, o qual será responsável pelo planejamento operacional, programação e despacho;
- Como parte do estágio final do planejamento operacional, o ONS calculará um preço que representará o custo marginal do sistema ou preço “spot”. Esse preço deverá apresentar variação diária e provavelmente mesmo dentro do dia;
- Os geradores e as empresas de serviço público de distribuição e comercialização negociarão a maior parte de sua energia através de contratos bilaterais que especificarão o preço e os volumes contratados durante a sua vigência. O objetivo desses contratos será o de proteger as partes contra a exposição ao risco representado pela volatilidade do preço “spot” de energia do MAE, não tendo por finalidade garantir a entrega física da energia, esse é um direito dos membros do MAE. A entrega física será estabelecida em condições isonômicas a todos os consumidores independente de contrato e respeitados apenas condicionantes de natureza técnicas; e
- Somente fluxos de energia não contratados serão negociados diretamente no MAE e liquidado ao preço deste. Todos os fluxos de energia serão, no entanto, levados em consideração na determinação da programação ideal, no tratamento de perdas e para outras funções relevantes. A contabilização de energia no MAE deverá envolver, portanto, os dados de medição para toda energia do sistema.

Estes arranjos propostos tem implicações importantes no que se refere à concorrência e a regulamentação dos preços da energia conforme apresentamos a seguir:

- preço "spot" do MAE será estabelecido para cada período de liquidação, utilizando-se modelos e procedimentos acordados por todos os membros do MAE e pela ANEEL e refletindo a oferta e demanda subjacentes de energia;
- Os preços contratuais da energia serão desregulamentados e acordados entre as partes nos termos de um mercado competitivo, a não ser no que se refere aos Contratos Iniciais descritos posteriormente. Os preços do mercado de contrato refletirão expectativas quanto ao preço "spot" no decorrer do período em questão. Em situação de equilíbrio, a média de preços deveria ser suficiente para proporcionar retorno comercial ao mais competitivo dos novos participantes do mercado.

4.7.2 Estrutura do Mercado Atacadista de Energia

A organização do mercado se baseia num Mercado Atacadista de Energia, criado por um acordo multilateral (Acordo do Mercado Atacadista de Energia). Toda a energia de cada sistema interligado será negociada através do MAE, embora uma proporção considerável deverá ser coberta pelos contratos bilaterais.

O MAE deverá ser estruturado de tal forma que todos os geradores com capacidade acima de 50MW e as empresas de distribuição e varejista com vendas superiores a 300GWh ao ano deverão pertencer ao MAE (ou serem representados). Consumidores livres poderão participar. Outras características do processo de fixação de preços merecem ser mencionadas: clientes de grande porte, ou comercializadores atuando em seu nome, capazes de oferecer redução ou interrupção de carga também poderão participar do processo de fixação de preços. Se for econômico programar isto antes da geração adicional, a oferta do cliente de grande porte estabelecerá o preço do MAE. O uso mais intenso de participação da demanda no MAE pode ser considerado no futuro. Reduções de carga de clientes de grande porte, também podem ser licitada por

comercializadores em nome dos mesmos. Isto elimina a necessidade de que o próprio cliente de grande porte participe do MAE. O comercializador oferecerá ao cliente uma tarifa que reflita seus próprios custos previstos de compra do MAE.

4.7.3 Regras de Negociação

As principais regras de negociação envolverão a fixação de:

- Arranjos para estabelecer preços do MAE diferentes em diversos sub - mercados definidos por grandes restrições à transmissão;
- Uso de uma função de custo de racionamento na otimização, em que o valor da energia não suprida aumente como função do volume do déficit. Em caso extremos de hidrologia desfavorável for necessário o racionamento físico, a energia será alocada de acordo com regras técnicas, independentemente dos volumes de energia contratados bilateralmente.
- Uso de fatores de perda de transmissão nodais para ajustar geração e demanda a um único ponto para liquidação;
- Uma arranjo especial, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), para proteger geradores hidrelétricos individuais do risco hidrológico . O efeito do MRE será equivalente a um pool de risco hidrológico ao nível do sistema entre todos os geradores hidrelétricos despachados de maneira centralizada;
- Responsabilidade dos compradores de toda a energia recebida do MAE de pagar um encargo de serviços do sistema para recuperar o custo de serviços ancilares, pequenas restrições à transmissão e outros custos comuns; e
- Um sistema de contabilidade e liquidação de energia em que somente os fluxos não contratados de energia serão liquidados através do sistema central. Toda a energia contratual será liquidada bilateralmente

4.7.4 Mecanismo de Realocação de Energia

Um Mecanismo de Realocação de Energia multilateral será introduzido para administrar o risco com que se defrontam os geradores hidrelétricos.

O MRE garantirá que, sob condições normais de operação, os geradores hidrelétricos recebam a receita associada à sua energia garantida através da realocação da geração das usinas superavitárias para as deficitárias. Para garantir justiça e transparência, as regras do MRE serão parte do MAE. Os geradores termelétricos não participarão do MRE e a mais longo prazo, o MRE poderá ser desativado à medida em que aumentar a participação da geração termelétrica no sistema e diminuir o impacto das variações hidrológicas sobre o custo marginal dos sub-sistemas.

Os arranjos propostos para o MAE criarão um ambiente comercial muito diferente do atualmente existente. É particularmente preocupante a exposição dos geradores hidrelétricos ao preço do MAE em decorrência da otimização do sistema - quando um gerador seja instruído a aumentar ou diminuir sua produção em relação à sua energia firme para otimizar o uso da água em todo o sistema e também das condições hidrológica. Se em qualquer período de liquidação o gerador for instruído a gerar bem menos do que seu nível de energia assegurada (e estiver contratado até o limite desta) se deparará com exposição a este "gap", representado pela diferença entre seu preço contratual e o preço do MAE.

O tratamento da exposição dos geradores ao risco hidrológico é crucial para a viabilidade financeira do setor e será um fator-chave na privatização e atração de novos participantes. Simulações realizadas na Cesp, em relação a ativos existentes indicam que, sob as atuais condições, o impacto da exposição ao preço do MAE sobre qualquer gerador específico em decorrência de condições hidrológicas severas seria suficiente para levá-lo à falência.

O mecanismo garantirá que, sob condições normais de operação, os geradores hidrelétricos recebam a receita associada à sua energia assegurada. Enfatiza-se que a tendência é de estabelecer este mecanismo com características de provisório. Deve-se manter em vigor somente até que o risco hidrológico possa ser administrado de maneira mais comercial, estando aberto tanto aos geradores hidrelétricos existentes quanto aos novos.

O MRE funcionará como segue:

- Nível de energia assegurada do sistema alocada a cada usina será aprovado pela ANEEL;
- A energia assegurada será determinada para todas as usinas hidrelétricas e usinas termelétricas flexíveis que operem em regime de complementação térmica, de maneira a aumentar a energia garantida do sistema¹⁴;
- MRE garantirá aos geradores hidrelétricos a energia assegurada a que fazem jus desde que, em seu total, os geradores hidrelétricos do MRE produzam o bastante para atender à energia assegurada global. Irá realocar, em termos puramente comerciais, a produção das usinas que gerarem acima de seus níveis de energia assegurada para as que gerarem menos.
- O preço da realocação de energia entre os geradores será bastante baixo refletindo apenas os custos operacionais e royalties dos geradores hidrelétricos. Será fixado neste nível para tornar os geradores hidrelétricos indiferentes ao nível de produção de que são capazes, uma vez que têm garantida a receita associada à sua energia assegurada sob condições normais do sistema; se a geração hidrelétrica efetiva total exceder a energia assegurada do sistema (ou seja, produção de "energia secundária"), há a possibilidade de que apenas os produtores de secundária se beneficiarem ou, em alternativa, metade do superávit poderia ser compartilhado por todos

¹⁴ Esta abordagem permite alocar energia assegurada aos esquemas hídricos que têm pouca ou nenhuma capacidade de geração, mas que através de sua regulação contribuem para firmar a energia do sistema.

os geradores hidrelétricos na proporção de sua energia firme e a outra metade alocada aos geradores responsáveis pelo superávit na proporção de sua geração além dos níveis de energia assegurada. Desta forma os geradores receberiam um incentivo adicional quando produzissem em níveis ótimos¹⁵;

- as transferências de energia entre os membros do MRE serão precificadas com base nos custos variáveis do gerador; as vendas de energia ao MAE serão precificadas de acordo com o preço “spot” do MAE
- se os geradores hidrelétricos como um todo não gerarem o suficiente para atingir o nível da energia assegurada do sistema, deverão comprar a diferença de geradores termelétricos ao preço do MAE em vigor ou através de contratos. Isto deverá ocorrer como resultado do processo de otimização, quando for mais econômico despachar termelétricas flexíveis do que hidrelétricas; tais volumes poderão ser futuramente cobertos por contratos entre geradores; e
- durante períodos de déficit, pode não haver geração total no sistema suficiente para atender aos níveis de geração firme das usinas hidrelétricas. Os geradores hidrelétricos terão, portanto, exposição ao MAE e ao preço de racionamento. O MRE dará a todos os geradores hidrelétricos a mesma exposição proporcional e, portanto, os riscos de cada gerador serão menores do que se cada gerador tivesse exposição vinculada à sua própria geração.

¹⁵ Enquanto esta abordagem cria incentivos para os geradores, pode também trazer desincentivos. Um gerador que espere que o preço do MAE seja crescente (por exemplo devido a efeitos sazonais mas que suas expectativas sejam diferentes das do ONS) poderia ser tentado a subestimar a disponibilidade de energia (água) na expectativa de que seria pago um valor superior no futuro para o estoque armazenado. Para evitar estes efeitos, a produção e a disponibilidade do gerador deverão ser monitoradas e penalidades aplicadas se for comprovado um comportamento desonesto.

Através do MRE, os geradores hidrelétricos terão exposição muito limitada aos efeitos da otimização, resultante de ser sua usina instruída a gerar abaixo de seu nível de energia firme¹⁶.

- Os valores da energia assegurada no MAE serão avaliados periodicamente para garantir que continuem a refletir de maneira razoável as condições reais do sistema. A revisão não deve ocorrer com muita frequência, uma vez que isto daria origem a um incentivo perverso à consecução de novos investimentos em usinas hidrelétricas. Portanto, recomendou-se que a revisão ocorra a cada 5 ou 10 anos para usinas existentes, mas que usinas novas tenham sua energia firme fixada por 15 anos;
- A mais longo prazo, prevê-se uma evolução gradual do mecanismo proposto para outro baseado somente em princípios de contratação comercial¹⁷. Isto se tornaria mais factível à medida que aumentar a participação das usinas termelétricas no sistema, reduzindo a volatilidade do preço do MAE e limitando o risco dos geradores.

4.7.5 Contratos Iniciais

Os contratos bilaterais são elemento crucial do modelo comercial. Contratos bilaterais são contratos financeiros, predominantemente entre geradores e comercializadores, que fixam o preço da energia negociada através do MAE. Os contratos bilaterais reduzem a exposição de um gerador ou comercializador ao preço do MAE. Geradores e comercializadores estarão livres para negociar os termos de seus contratos bilaterais em futuro próximo, que se inicia agora para novos empreendimentos de Produtores Independentes

¹⁶ Uma questão levantada é se o MRE deveria ser individualizado por sistema ou único para o sistema interligado. No estágio atual dos trabalhos de reestruturação, recomenda-se que o MRE somente deve ter âmbito nacional quando existir um MAE nacional, ou seja, quando houver suficiente interconexão entre os dois sistemas.

e energia de consumidores livres ainda não coberta por contratos existentes, sendo que o montante de energia do mercado liberado para negociação livre irá sendo gradativamente ampliado a partir de 2003 e na razão de 25% de todo o montante coberto por Contratos Iniciais, até que se atinja a liberação completa em 2006.

Para dar início ordenado ao MAE, sem descolamento dos preços que estão hoje sendo praticados no nível do consumidor, haverá um conjunto de Contratos Iniciais. Estes Contratos deverão apresentar as características que seguem:

- Volumes dos Contratos Iniciais. Os Contratos Iniciais entre geradores e empresas de D/C especificarão o volume de energia que a empresa de D/C comprará do gerador a um preço pré-determinado. Os contratos serão por volumes fixos e, portanto, sob circunstâncias normais, o volume contratado não variará de acordo com a energia disponível do gerador ou com a demanda efetiva do comercializador. Quaisquer superávits ou déficits podem ser negociados no MAE;
- Os Contratos Iniciais serão suportados por toda a carteira de usinas do gerador e não serão, portanto, específicos para cada usina. A metodologia para cálculo da energia agregada a ser incluída na carteira de Contratos Iniciais de cada Empresa de Geração ou PIE será determinada pelo ONS através da aplicação de regras aprovadas pela ANEEL. Os volumes a serem incluídos nos Contratos Iniciais basear-se-ão no atual critério de déficit de 5%, aplicado às unidades de geração atualmente em operação. Os volumes fixos estarão sujeitos à revisão em anos muito secos ou em caso de racionamento, para proteger os geradores contra riscos excessivos;
- Os Contratos Iniciais identificarão separadamente os volumes de energia necessários para o segmento do mercado cativo e os necessários para o

¹⁷ O MRE não permite a geradores individuais determinar o nível de risco a incorrer, já que os hidro-geradores estão operando sob a forma de pool e assim todos sofrem a mesma exposição

mercado livre. Devido aos arranjos regulamentares diferentes aplicáveis a estes dois setores, as empresas de D/C precisarão negociar separadamente a energia para cada um deles.

4.7.6 Preços dos Contratos Iniciais

Salvo poucas exceções, a energia será vendida sob os Contratos Iniciais com base em um preço simples expresso em R\$/MWh. O preço manter-se-á constante em termos reais [pela duração do contrato], sujeitos à indexação. Será próximo dos preços atuais de suprimento, excluído o componente de transmissão.

a) Duração dos Contratos Iniciais e a Transição

A duração dos Contratos Iniciais será de 8 anos. Os volumes contratados serão constantes nos anos de um a cinco (iniciando no ano de 1998) e passarão a ser reduzidos gradualmente a partir de então, à razão de 25% de liberação de volume ao ano. Geradores e empresas de D/C estarão assim livres para negociar novos contratos aos preços de mercado para substituir os volumes não contratados e atender à demanda crescente. A idéia subjacente à definição deste perfil de contratos foi de que assim se proporcionaria equilíbrio razoável entre a proteção dos consumidores contra aumentos súbitos de preços, permitindo um ajuste gradual dos preços de geração ao custo marginal de longo prazo, de maneira a estimular investimentos e melhorar a eficiência alocativa;

ao risco.

Tabela 4.3 - Perfil de volumes de energia dos Contratos Iniciais

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Volume (em %)	100	100	100	100	100	75	50	25	0

Fonte: Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998

A duração contratual de 8 anos, combinada a volumes de energia gradualmente decrescentes a partir do quinto ano proporciona equilíbrio razoável entre os interesses dos clientes em se beneficiarem de preços em níveis atuais por um período longo, sendo que o incentivo à eficiência alocativa e energética será decorrente de se permitir que os preços da geração sejam ajustados ao CMLP – Custo Marginal de Longo Prazo.

A longa duração dos Contratos Iniciais é consistente com o objetivo de maximizar as receitas de privatização, pois dá aos investidores em potencial alto grau de certeza de receitas, proporcionando uma base razoável sobre o desenvolvimento do mercado. À medida em que o volume de energia coberto pelos Contratos Iniciais decrescer gradualmente, a partir do quinto ano, geradores e empresas de D/C negociarão novos contratos para cobrir os volumes liberados; o preço de tal cobertura contratual será objeto de negociação bilateral, mas prevê-se que reflita o preço cobrado de novos participantes ou o Custo Marginal de Longo Prazo.

Se os consumidores finais tiverem ou não que enfrentar aumentos de preços a longo prazo, isto dependerá parcialmente do sucesso dos geradores em reduzir o custo da nova geração e, portanto, da manutenção do CMLP em níveis baixos; e, parcialmente, do grau da redução de custos obtido nos segmentos de distribuição/comercialização do setor (em relação à qual há evidências no mundo e no Brasil de que consideráveis reduções de custos podem ser obtidas através de um gerenciamento mais eficaz). Os novos arranjos comerciais darão pleno apoio à concorrência na comercialização por consumidores livres que atendam aos critérios aplicáveis e por consumidores

que se tornarem livres quando for reduzido o limite em MW atualmente em vigor. Os consumidores livres poderão comprar de qualquer Comercializador Autorizado do Mercado Livre ou através do MAE. A posição de consumidores de grande porte que já tenham contratos de longo prazo será mantida inalterada.

5. POTENCIAL DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISPONÍVEL NO BRASIL PARA UTILIZAÇÃO DO PIE - ANÁLISE DE VIABILIDADE

Neste capítulo iremos apresentar os principais recursos energéticos, para geração de energia elétrica disponíveis no Brasil, que poderão ser utilizados pelo PIE. Também apresentaremos uma análise das condições de negociações da energia produzida pelo PIE tanto através de geração hídrica quanto de geração térmica. Segundo nosso ponto de vista, e com base em experiências de outros países, os recursos que têm as maiores possibilidades de serem utilizados na produção independente são os seguintes: gás natural, cogeração e potencial hidroelétrico de até 30 MW.

A geração de energia elétrica a partir do gás natural será, provavelmente, a que terá maiores oportunidades dentro deste contexto, pois já existe internacionalmente uma tecnologia de alta eficiência e confiabilidade em ciclo combinado. Entretanto, esta tecnologia não se encontra disponível nas indústrias nacionais, o que restringe uma maior participação do capital privado nacional. Por outro lado, a queima do gás natural tem um conteúdo menor de poluição quando comparado com carvão mineral e derivados de petróleo com exceção aos óxidos de nitrogênio.

A cogeração, por sua vez, foi um sucesso dentro do contexto de geração de energia elétrica independente em vários países do mundo, pois era um potencial disponível na indústria e não utilizado. Este processo termodinâmico que combina a produção simultânea e seqüencial de energia térmica e elétrica, pode alcançar uma eficiência energética de 90% ou mais, dependendo do modo que as energias são disponibilizadas no processo. Além do mais, serão fontes de geração elétrica distribuídas e geralmente localizadas perto do mercado consumidor.

Para outros tipos de insumos para geração termelétrica, como a geração termelétrica a partir do carvão mineral, a expansão no Brasil, a exemplo do que vem ocorrendo nos países do primeiro mundo, está condicionada à utilização

de tecnologias que minimizam os impactos ambientais. O aproveitamento do carvão nacional, considerando-se as suas características, necessita de adoção de tecnologia baseada em caldeiras com combustão em leito fluidizado atmosférico, por razões ambientais. Levando-se em conta o custo de transporte, sua utilização deverá permanecer restrita à região Sul. Nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste, a termoeletricidade à carvão mineral deverá ser provavelmente baseada no consumo do combustível importado e na tecnologia convencional. Face ao exposto, no presente estudo não foram consideradas as possibilidades do PIE implantar termoelétrica a carvão mineral.

Uma outra possibilidade seria a produção de energia elétrica através da queima do lixo nos grandes centros urbanos, que tem sido uma forma muito interessante de agregar aumento de disponibilidade de potência perto da carga. Além disso, essa opção pode resolver um problema de difícil solução: o grande volume de lixo produzido nestes centros e que vem aumentando de forma assustadora nos últimos anos. Em vários países, como França e EUA, esta solução tem sido bastante utilizada. Nos EUA, algumas destas UTE's têm sido construídas por produtores independentes. Face a situação incipiente que se encontra este assunto no Brasil, é muito prematuro estudar a possibilidade de utilização desse energético pelo PIE. O tema, portanto, também não fará parte do escopo deste trabalho.

5.1 Produção independente de energia elétrica com a utilização de potencial hidroelétrico remanescente.

O potencial hidroelétrico total do país corresponde a 129 GW ano de energia firme a cerca de 261 GW de capacidade instalável. Descontadas as usinas em operação e em construção, o potencial hidroelétrico a aproveitar é de 102 GW ano a cerca de 205 GW da capacidade instalável. Aproximadamente 50% desse potencial encontra-se na região Amazônica, grande parte no Estado do Pará, nas bacias dos rios Tocantins, Araguaia, Xingu e Tapajós. A estimativa

do potencial hidroelétrico considera os aproveitamentos cuja avaliação técnico-econômica atendeu aos critérios vigentes quando da realização dos estudos. Em função disso, essa avaliação está sujeita a alterações, principalmente em decorrência dos impactos ambientais daqueles aproveitamentos. A concepção dos diversos aproveitamentos deverá ser modificada, com objetivo de reduzir os impactos ambientais.

A tabela 5.1 apresenta o resumo do potencial hidroelétrico, em valores de energia firme, por bacia, considerando-se o nível atual de conhecimento.

Tabela 5.1 - Potencial hidroelétrico brasileiro

MWano

Bacia	operação/ construção	Inventário/ viabilidade/ projeto básico.	estimado	total
Amazonas	191,50	16.662,20	37.173,50	54.027,20
Tocantins	3.515,50	9.531,10	1.549,40	14.596,00
Atlant.N-Ne *	140,00	94,60	1.329,00	1.563,60
São Francis.	5.707,00	2.673,00	1.270,50	9.650,50
Atlant.Les **	909,70	5.579,90	1.327,00	7.816,60
Paraná	18.715,20	6.045,80	5.426,10	30.187,10
Uruguai	141,70	6.268,00	1.355,40	7.765,10
Atlan.Sud.***	743,80	765,10	1.931,00	3.439,90
Total	30.064,40	47.619,70	51.361,90	129.046,00
	(23,3 %)	(36,9 %)	(39,8 %)	(100 %)

*Compreende as bacias dos rios que deságuem no Oceano Atlântico, ao norte da bacia Amazônica e entre a foz do rio Tocantins e a do rio São Francisco.

**Compreende as bacias dos rios que deságuam no Oceano Atlântico, entre a foz do rio São Francisco e a Divisa RJ/SP

***Compreende as bacias dos rios que deságuam no Oceano Atlântico, ao Sul da divisa RJ/SP.

Fonte: Eletrobrás - Plano 2015 – 1992

- **Comentários:**

Aproximadamente 50% do potencial remanescente do Brasil encontra-se na região Amazônica, segundo critérios estritamente econômico, as UHE's deverão ser de grande porte. Para essas obras serão necessários grandes investimentos, prazo de construção muito longo, muitas dificuldades para aprovação do EIA – RIMA. Deve-se também considerar a necessidade de implantação de um sistema de transmissão muito pesado, condições praticamente afastam qualquer possibilidade de participação do PIE. Nas outras regiões, a geração hidroelétrica para utilização do PIE seria mais viável, desde que atendesse as seguintes condições: custo por kW instalado relativamente baixo, prazo curto para sua construção, pouco ou nenhum problema para aprovação do EIA – RIMA e relativamente perto da rede básica. Os pequenos aproveitamentos hidroelétricos (até 30 MW) surgem como possibilidade bastante atrativo, principalmente se o PIE considerar os benefícios que a lei nº 9648 de 27 de maio de 1998 concede a este tipo de investimento.

5.1.1 Negociações da energia produzida pelo PIE

Conforme as novas regras do MAE, iremos analisar quais as formas mais viáveis para o PIE negociar a sua produção e viabilizar os seus investimentos. Em muitos países, como a Argentina, a volatilidade do preço “spot” é reduzida e, em conseqüência, há uma proporção pequena de contratos bilaterais. No caso do sistema brasileiro, entretanto, o preço “spot” apresenta uma volatilidade extrema: é igual à zero por longos períodos, que podem chegar a três ou quatro anos; e sobe rapidamente para valores muito elevados, chegando até ao preço de racionamento, 540 US\$/MWh. Conforme simulações a seguir, isto se deve à predominância hídrica do sistema brasileiro, que é projetado para atender à demanda mesmo em situações de seca severa. Como conseqüência, há um excesso de energia hidráulica em situações hidrológicas médias ou até

ligeiramente secas, que leva o preço a zero. Portanto, é essencial para os produtores independentes garantir contratos, pois as condições de sobrevivência financeira nos longos períodos de preço “spot” nulo seriam muito difíceis para não dizer impossível.

Entretanto, a assinatura de um contrato expõe o gerador a outro tipo de risco, que é o de ser obrigado a comprar energia do “spot” a preços elevados para complementar a diferença entre produção e energia. No caso de uma usina térmica, este risco é relativamente pequeno, pois nestes períodos de preço “spot” elevado a planta estaria gerando em sua capacidade máxima e, portanto, atendendo a seu contrato¹⁸. No caso de uma hidroelétrica, entretanto, este risco é substancial, pois os períodos de preço “spot” elevados são justamente os de seca severa, onde sua produção diminui.

Em outras palavras, a comercialização de geração hidroelétrica no sistema brasileiro expõe o dono do ativo a riscos financeiros elevados. Para aliviar o problema, foram implementadas várias medidas, entre as quais se destacam:

- os geradores hidroelétricos participam de um grande “condomínio” (o MRE), onde a energia creditada a cada hora para efeito do MAE e de atendimento aos contratos é a energia assegurada de cada usina, quando o conjunto de usinas participantes do MRE produzir acima de sua energia assegurada total, ou então uma percentagem da produção total do sistema hidroelétrico, quando a produção das usinas do MRE for inferior à energia assegurada global (soma das energias asseguradas dos participantes); com isto, se reduz automaticamente os efeitos financeiros da variabilidade da produção de uma usina individual.
- nos contratos iniciais, os geradores cuja produção é inferior à energia contratada (e que portanto estariam obrigados a comprar energia cara no “spot”) têm o direito de reduzir temporariamente suas obrigações

¹⁸ A exceção seria a saída forçada da usina ou problemas de suprimento de combustível.

contratuais; com isso, reduz-se ainda mais a exposição do gerador hidroelétrico ao preço do Mercado Atacadista de Energia.

Apesar dessas medidas, a comercialização da energia de ativos hidroelétricos permanece com um risco substancial. Em particular, observa-se que nos contratos iniciais este risco foi transferido às distribuidoras. Entretanto, na assinatura de novos contratos, este tema deverá ser negociado diretamente entre os agentes.

Se o dono do ativo hidroelétrico for uma grande concessionária como Gerasul ou Furnas, parte deste risco financeiro pode ser absorvido¹⁹, tendo em vista a possível diversidade de condições que estará afetando a produção de suas plantas, fato que deverá permitir alguma compensação financeira interna à companhia. Entretanto, se este ativo pertencer a um Produtor Independente de Energia de pequeno ou médio porte, o risco pode ser muito elevado.

No sentido de aferir as conseqüências da exposição ao risco de preço do MAE que os geradores deverão enfrentar, foram realizadas algumas simulações de natureza prospectiva, nas quais se buscou avaliar a variação de receita (em termos médios, para um número muito grande de situações hidrológicas) em função da existência ou não do mecanismo de realocação de energia – MRE -, bem como em função do nível de contratação de longo prazo, que mede o grau de exposição a preços altos do MAE.

A Tabela 5.2 ilustra os resultados obtidos²⁰, permitindo verificar que o MRE atenua as conseqüências de exposição a preços altos, especialmente quando o nível de contratação bilateral é elevado, desaparecendo o efeito do mecanismo quando o nível de contratação de longo prazo é baixo (50%, no exemplo), de vez que para esta situação a exposição resulta nula em

¹⁹ Mesmo assim, um dos grandes problemas dos investidores na avaliação econômica da Gerasul foi a exposição financeira da empresa no caso de períodos hidrológicos desfavoráveis.

²⁰ Hipóteses do estudo: energia contratada: 720 MW; valor do contrato: US\$36.5/MWh; pagamento por potência: US\$ 2.65/kW; potência garantida: 1450 MW; taxa por geração hidro (O&M + royalties): US\$ 5/MWh. É importante observar que estes valores não correspondem às expectativas futuras de preços, e foram usados somente como ilustração.

decorrência do fato de que o gerador somente deveria comprar do "spot" a preços altos se sua produção estivesse abaixo de 50%, o que é muito raro.

Tabela 5.2 - Receita de venda de uma gerador hipotético

RECEITA DE VENDA DA ENERGIA (EM US\$ MILHÕES)									
AVALIAÇÃO DO EFEITO DO MRE									
NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DE LONGO PRAZO									
ANO	100%			90%			50%		
	C/ MRE	S/ MRE	(%)	C/ MRE	S/ MRE	(%)	C/MRE	S/MRE	(%)
2000	252,63	235,17	7,42	281,04	267,98	4,87	365,96	365,96	0,00
2001	251,45	235,15	6,93	257,27	243,26	5,76	251,86	251,86	0,00
2002	283,13	274,21	3,25	281,46	274,96	2,36	261,72	261,72	0,00
2003	259,82	250,92	3,55	260,15	253,60	2,58	249,14	249,14	0,00
2004	258,62	251,05	3,02	261,90	256,49	2,11	259,41	259,41	0,00
2005	260,50	254,88	2,20	267,10	262,37	1,80	272,23	272,23	0,00
2006	265,57	255,33	4,01	270,64	263,89	2,56	275,42	275,42	0,00
2007	260,21	249,08	4,47	264,94	258,59	2,46	268,83	268,83	0,00

Fonte: CESP – Dados de simulação, 1998

Sob o ponto de vista do consumidor, o problema é análogo: um consumidor livre, uma indústria de médio porte, por exemplo, sofreria grande prejuízo nos momentos em que seu abastecimento estivesse muito reduzido, provavelmente optando por comprar energia a preços elevados no caso de condições hidrológicas desfavoráveis.

Observa-se, finalmente, que este risco depende da relação entre demanda e oferta de energia assegurada do sistema. Se 100% da demanda for contratada, haverá um equilíbrio e o risco de períodos hidrológicos desfavoráveis estará em torno de 5%. Entretanto, a nova regulamentação

permite que a demanda contrate 85% de seu consumo. Neste caso, a oferta será inferior à demanda e o risco hidrológico aumenta.

5.1.2 Estudo de Caso

Para esse estudo de caso será considerada uma usina hidroelétrica de 1450 MW instalados, com uma energia constante em termos comerciais, equivalente a um montante de 668 Mwmédios.

a) Avaliação das Receitas para diferentes níveis de compromisso estabelecidos através de Contratos Bilaterais

A seguir, apresenta-se uma avaliação das receitas de comercialização dessa UHE, embasando-se a análise em simulações representativas, feitas na CESP, da operação real do sistema brasileiro, com aplicação do mesmo mecanismo de definição do preço “spot” que deverá ser utilizado no futuro. Considera-se, ainda, as características especiais da energia alocada aos Consorciados Privados da usina, respaldadas por um Contrato que especifica que todas as flutuações de produção física devem ser absorvidas pela ONS, exceto em situações de racionamento.

Na Tabela 5.3 e Figura 5.1 a seguir estão resumidos os resultados obtidos de uma série de simulações da operação do sistema, contemplando o período 2000 a 2007, de modo a aferir as conclusões perante diferentes cenários das condições operativas do sistema, quais sejam, com maior ou menor risco de déficit ²¹.

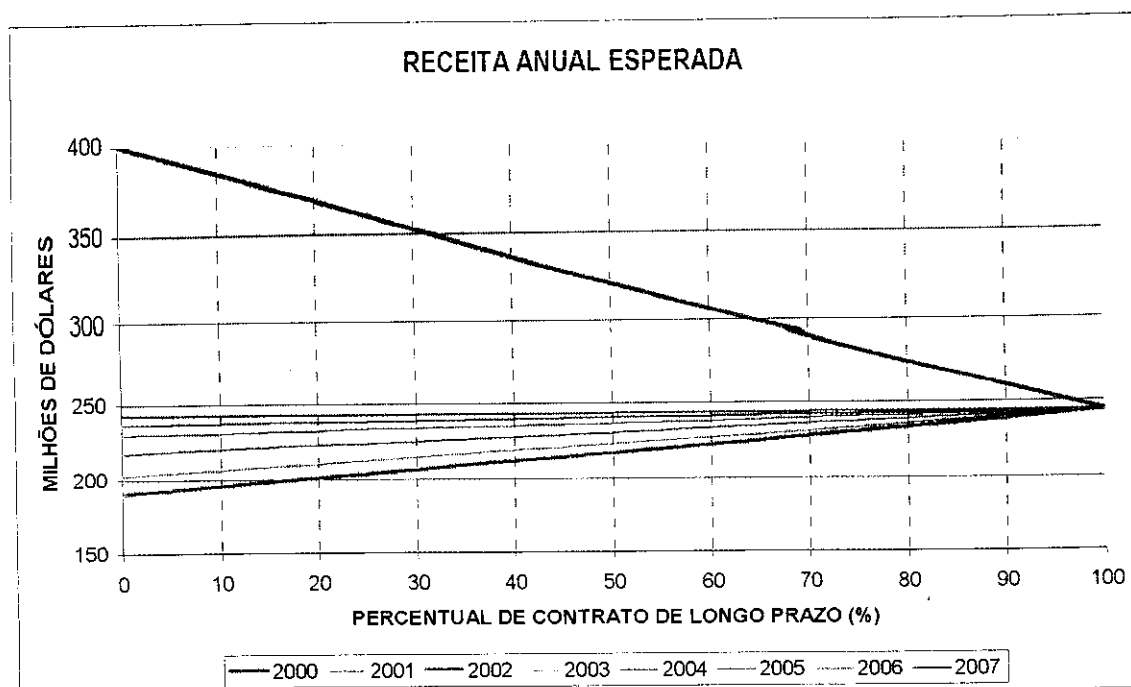
²¹ foram utilizadas as mesmas hipóteses da tabela 5.2

Tabela 5.3 – Resultados possíveis de receita para cada ano do Período 2000 /2007, em função do nível de Contratos Bilaterais assumido.

RECEITA ANUAL ESPERADA - MILHÕES DE DÓLARES								
CONTRATO (%)	ANO DO CENÁRIO CONSIDERADO							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
0	399	230	190	203	218	238	243	247
10	384	232	196	207	221	238	243	247
20	369	233	201	211	223	239	243	247
30	353	235	207	215	226	240	244	246
40	338	236	212	220	229	240	244	246
50	322	238	217	224	231	241	244	246
60	307	239	223	228	234	242	244	246
70	291	240	228	232	237	243	244	245
80	276	242	234	236	239	243	244	245
90	260	243	239	241	242	244	245	245
100	245	245	245	245	245	245	245	245
MAXIMA	399	245	245	245	245	245	245	247
MÍNIMA	245	230	190	203	218	238	243	245
RISCO DE SUL	7,9	4,3	1,5	1,2	1,0	2,0	1,3	1,5
DEFICIT (%) SUDESTE	11,9	7,5	3,8	3,2	2,6	3,4	3,7	4,1

Fonte: CESP – Dados de simulação, 1998

Figura 5.1 – Resultados possíveis de receita para cada ano do Período 2000 / 2007, em função do nível de Contratos Bilaterais assumido.



Fonte: CESP – Dados de simulação, 1998

Da observação desses resultados, pode-se avançar algumas conclusões

- Quando o sistema opera em condições de razoável equilíbrio entre oferta e demanda (risco de racionamento próximo a 5%), a maximização da receita ocorre para o nível mais alto de contrato possível, ou seja, quando se comercializa 100% da energia assegurada através de Contratos Bilaterais. Observa-se que no caso dessa UHE, considerando-se a característica especial de sua energia, onde existe a garantia de um valor constante, exceto em situação de déficit no sistema, a variação de receita ocorre unicamente quando não há redução de valores contratuais por racionamento, devido à variação de preços de venda da parcela não contratada, preços esses que acompanham, por sua vez, as flutuações de preço no mercado “spot” de energia.

- Observa-se que quando o sistema opera com elevados riscos de racionamento, os períodos de preço elevado são mais freqüentes e proporcionam maior receita quando se aproveita o preço de oportunidade do que quando se estabelece a venda através de contratos bilaterais, que não são passíveis de flutuações de preço. No período amostrado, no entanto, somente em um dos anos avaliados (2000) mostrou-se maior vantajosa a venda no "spot" em relação à venda através de contratos bilaterais, sendo um dos anos (2007) praticamente indiferente sob este aspecto.

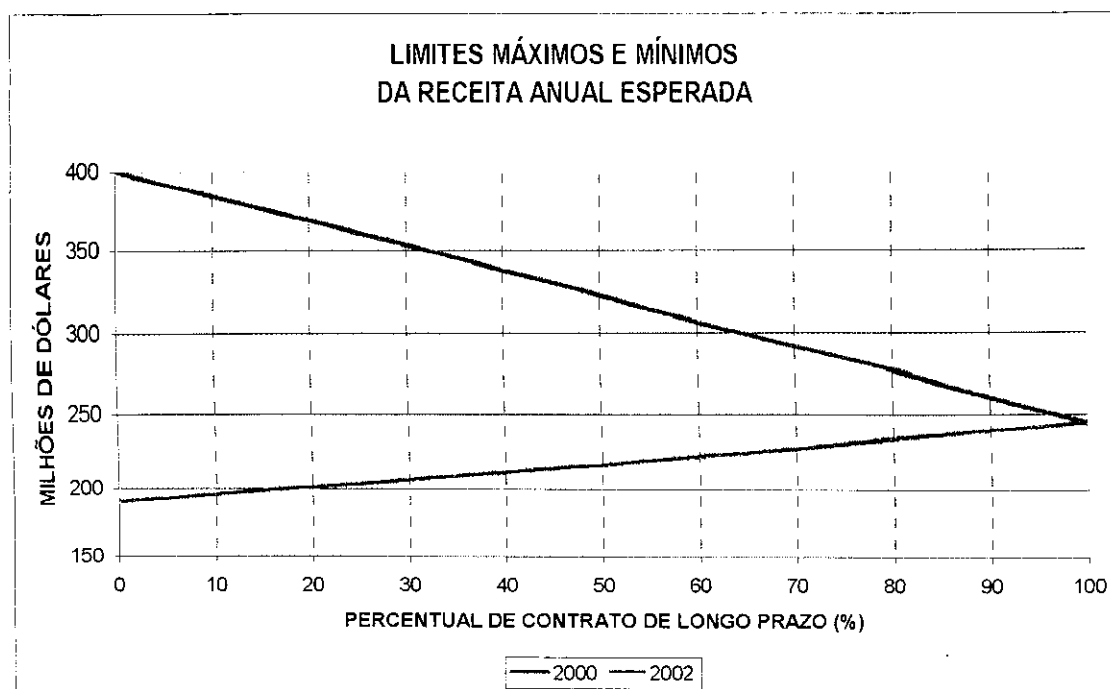
Na Figura 5.2 ilustra-se a amplitude de variação de receita que se pode experimentar para cada nível de contratação bilateral assumido, em função da condição operativa do sistema (operação com maior ou menor risco de déficit). A análise cuidadosa dos resultados estampados mostra que o agente gerador estará arriscando mais se contratar menos para o futuro. Com 0% de contrato, estaria sujeito a ganhar até US\$ 400 milhões. Porém, se vier o pior cenário, o mesmo agente poderia ganhar menos de US\$ 200 milhões. Por outro lado, se contratar 100%, ganhará cerca de US \$ 250 milhões, mas não correrá riscos com os cenários possíveis. O gráfico confirma essa idéia.

Um aspecto extremamente importante para nortear a decisão de um agente que fosse proprietário dessa UHE, diz respeito ao perfil do fluxo de caixa que resultaria em uma situação ou outra.

Para ilustrar melhor, escolheu-se o ano de 2007, onde o nível de receita, em termos de valor esperado, é praticamente constante o ano todo, verificando-se como a receita poderia vir a flutuar em função do nível de contratação bilateral assumido.

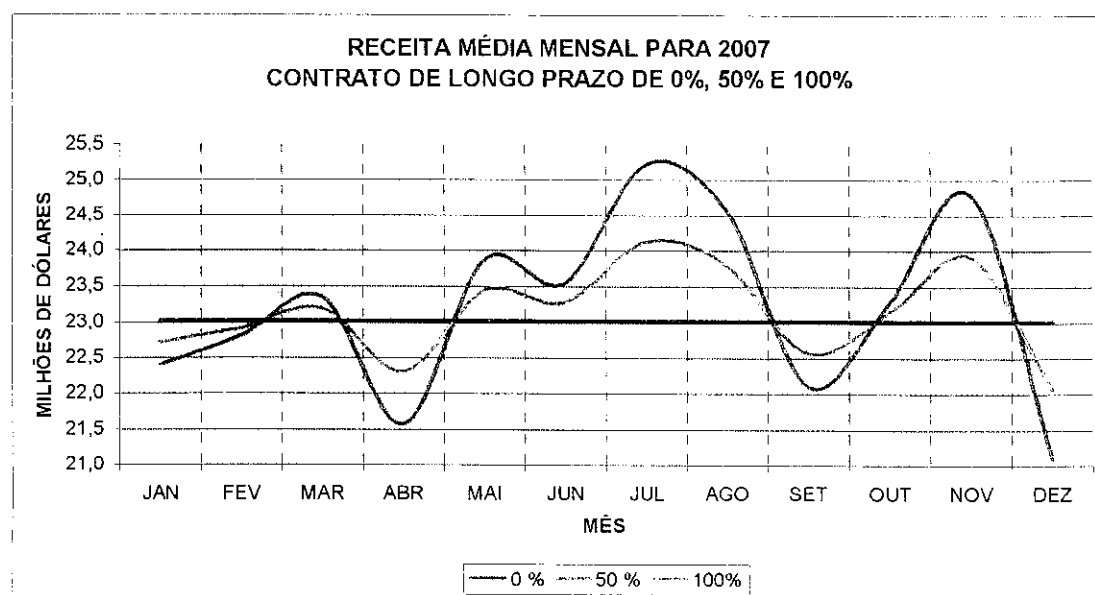
Nesse sentido, a figura a 5.3 ilustra as flutuações de receita, em termos médios mensais, para níveis de contratação que variam entre os extremos 0% e 100%.

Figura 5.2 – Limites de receita em função do nível de Contratos Bilaterais Assumido.



Fonte: CESP – Dados de simulação, 1998

Figura 5.3 – Receita esperada mensal do gerador para o cenário simulado do ano 2007



Fonte: CESP – Dados de simulação, 1998

Na figura 5.3, pode-se observar que quanto menor o percentual de contratação, maior a oscilação da receita em torno da receita obtida com 100% de contrato. Nesse caso, como os resultados estão expressos em termos médios mensais, as flutuações estão contidas em uma faixa pouco maior de +/- 10% em torno da média, fato que poderia induzir à uma conclusão precipitada de que valeria à pena se expor a tais flutuações, em função de maximizar a receita a ser obtida.

Verifica-se uma flutuação extrema nos valores amostrados, com períodos muito longos de receita mensal muito reduzida, enquanto que em outros períodos a receita auferida pode ser superior a 10 vezes a receita baseada em Contrato de Longo Prazo.

Evidentemente que esta variabilidade extrema de fluxo de caixa é totalmente indesejável para a administração financeira de uma empresa, recomendando que se opte pelo fluxo "melhor comportado", ainda que por vezes isto conduza a uma perda de receita em termos de valor esperado.

5.2 Produção Independente de Energia Elétrica com utilização do gás natural

O gás natural, que principalmente na região Sudeste, tem sua produção associada à produção de petróleo, é um combustível de penetração recente no mercado nacional, tendo sua expansão iniciada no final da década de setenta, acompanhando o crescimento acelerado da produção nacional de petróleo. Com o uso limitado, representa cerca de 2,2% do consumo nacional de energia primária. Nos próximos anos, acredita-se, haverá uma significativa ampliação da participação do gás natural na matriz energética nacional, que pode ser reforçada pela importação da Bolívia e da Argentina. Essa expansão deverá ser liderada pelo uso do gás como combustível industrial, promovido não apenas por ganhos operacionais, mas principalmente motivada por sua vantagem em termos ambientais. A geração a gás, ainda incipiente no Brasil, tem tido um desenvolvimento acelerado, a nível mundial nos últimos anos,

tendo aumentado significativamente sua participação na geração termoelétrica em vários países.

5.2.1 Projeto do Gasoduto Bolívia - Brasil

Nos últimos 30 anos, os entendimentos para uma integração energética entre o Brasil e a Bolívia têm se dado mais pela via diplomática, nunca chegando a compromissos formais que resultassem em fatos irreversíveis na direção de acordos completos e duradouros. Só em 22/08/95 foi finalmente assinado um acordo entre a Petrobras e YPCB, sobre o fornecimento de gás e a construção do gasoduto. Trata-se de um contrato que assegura a exclusividade e a soberania dos governos na construção e exploração do gasoduto. Este evento precipitou decisões que deram a partida no Projeto do Gasoduto Bolívia – Brasil, que está sendo conduzido de uma forma especial, tendo em vista as suas características não ortodoxas, em relação aos projetos implantados no Brasil. Além do forte envolvimento da iniciativa privada, com a concepção de "Project Finance", a implantação do empreendimento envolve questões de promoção de venda de produto, diferentes daquelas observadas para construção de uma refinaria, onde a demanda de mercado já é previamente estabelecido.

A geração a gás, do nosso ponto de vista, será provavelmente a que terá as maiores oportunidades para o PIE, uma vez que, na queima de gás, polui-se menos do que na de outro tipo de combustível. Há também uma maior confiabilidade de funcionamento das turbinas, pois serão utilizadas as mesmas da aviação. O prazo para sua implantação será curto e o custo de instalação, mais baixo com relação a outro tipo de UTE. No Plano Decenal 1998/2007 da Eletrobrás, , tem um planejamento indicativo de mais 5000 MW de potência instalada de UTE com gás natural para o Brasil.

5.2.2 Análise de viabilidade técnica e econômica de uma UTE, pertencente ao PIE.

Os principais aspectos de operação de uma UTE, dentro da nova estrutura regulatória são:

- A ONS irá despachar a geração, sob uma base de um "pool", usando para tanto um esquema de otimização. Agregando junto ao volume de produção horária das gerações térmica e hidro (MWh), a ONS determinará o CMCP (\$/MWh) para cada hora.
- Os geradores e consumidores deverão participar do MAE (exceto geradores com capacidade menores de 50 MW e varejista com vendas menores que 300 GWh/ano). Os geradores irão cobrar do MAE o valor (\$) correspondente à diferença entre as suas energias produzidas (MWh) e as dos contratos bilaterais a longo prazo que porventura tenham, multiplicado pelo CMCP (\$/MWh) para cada respectivo valor horário. Por outro lado, o consumidor irá pagar ONS o valor correspondente ao produto do CMCP para cada respectivo valor horário e a diferença entre a energia consumida e a energia dos contratos bilaterais de longo prazo.
- Os geradores e consumidores irão pagar também os custos de transmissão, os quais dependem exclusivamente da localização em relação ao sistema elétrico. Esta tarifa não depende do montante do contrato e deverá cobrir todos os gastos da transmissão.

a) Cálculo do Custo Marginal a Curto Prazo (CMCP)

Para o cálculo do CMCP será utilizado o programa Despacho Estocástico Ótimo, o mesmo utilizado pela Eletrobrás em seus estudos de planejamento. Nós simulamos a operação do sistema para um total de 64 séries de afluência histórica e foi produzida uma tabela com os valores de CMCP, para cada mês, e a respectiva seqüência de afluência no período. A tabela 5.4 ilustra parte do

arquivo do Excel. A primeira linha representa os meses. A segunda linha representa o resultado para o ano de 1998 do resultado para 1932 de seqüências hidrológicas. Por exemplo, para o Sistema Sul o CMCP em janeiro de 1998 para 1932, a seqüência foi de 59,3 US \$/MWh..

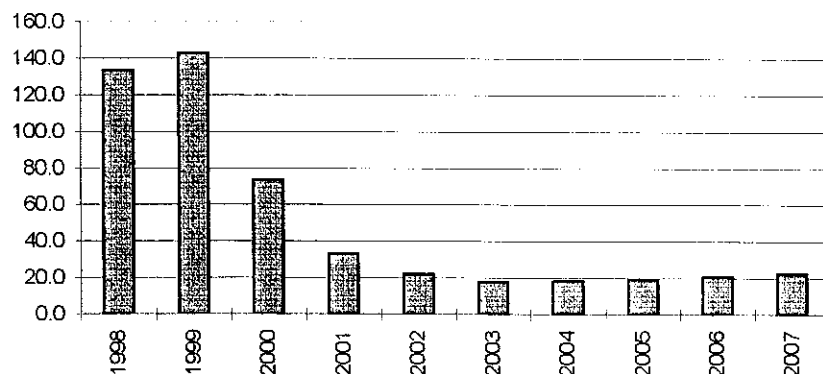
Tabela 5.4 - CMCP por mês e seqüência hidrológica – Região Sul -1998

Hidro Sequenci.	Jan	Fev	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1932	59.3	76.1	98.6	0.0	79.6	51.0	52.1	58.9	58.7	24.3	74.5	16.2
1933	46.1	66.9	141.2	353.7	176.3	369.3	429.0	334.7	117.6	160.6	237.1	252.5
1934	152.6	356.6	331.8	375.3	467.2	522.4	564.3	566.0	540.0	540.0	540.0	540.0
1935	278.4	274.5	179.7	219.6	357.3	206.7	80.7	51.3	43.5	7.2	17.9	31.7
1936	223.0	276.5	374.2	437.6	291.0	312.0	246.6	200.8	184.1	232.5	274.6	283.5

Fonte: CESP – Dados da simulação, 1998

A figura 5.4 mostra a média anual da CMCP desde 1998 até 2007. Nota-se que a média anual decresce de US\$ 140/MWh em 1999 para US\$ 20/MWh nos anos seguintes. Este comportamento ilustra o fato de que o sistema brasileiro não está equilibrado entre a oferta e a demanda para os próximos dois anos. Os anos 1999 e 2000 serão os piores anos para o suprimento do mercado brasileiro, como reflexo da redução dos investimentos no período e o crescimento da carga. Estas dificuldades de suprimento serão aliviadas com a entrada em operação de novas usinas hidroelétricas e térmicas de concessionárias e PIE, muitas das quais, aliás, estão programadas para entrar em operação no corrente ano. É muito interessante notar que o CMCP nos anos de 2004 e 2005 se apresentará numa situação equilibrada e é menor que o CMLP, que de acordo com a publicação da Eletrobrás deverá estar em torno de US\$ 40/MWh.

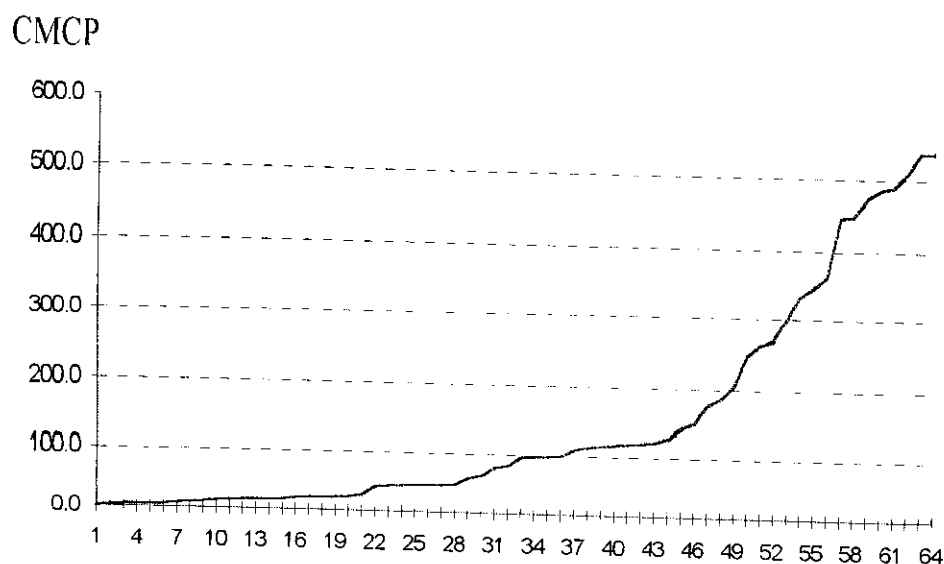
Figura 5.4 - Média anual do CMCP – Região Sul



Fonte: CESP – Dados de simulação, 1998

Dado que a média do CMCP estará em torno de US\$ 20/MWh, o que se poderá esperar é que a UTE opere na base, desde que o seu custo variável seja menor do que esse valor. Porém, como demonstraremos a seguir, o valor do Fator Capacidade é muito baixo. Este Fator está relacionado com a grande variação do custo marginal de cada mês, o que está diretamente relacionado com a disponibilidade de energia hidroelétrica. Em outras palavras, o valor médio do CMCP resulta de uma combinação de um número elevado de cenários hidrológicos, onde o CMCP é pequeno (úmido e condição hidrológica normal) e com um número de cenários onde o CMCP é muito alto (condições hidrológica seca). Estas situações estão ilustradas na figura 5.5, que apresenta a distribuição probabilística do CMCP para o ano 2000 (média mensal do CMCP para cada cenário hidrológico).

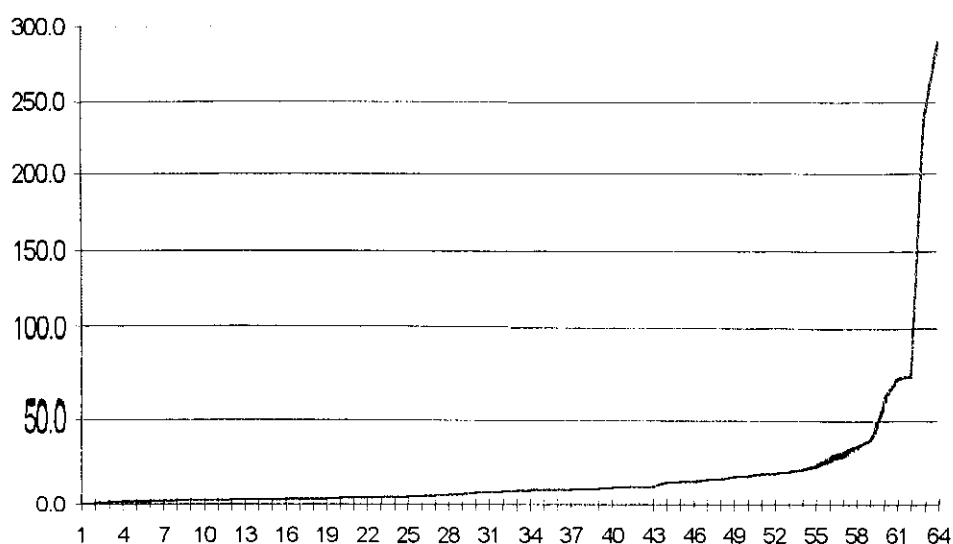
Figura 5.5 - Distribuição anual do CMCP – 2000



Fonte: CESP – Dados de simulação, 1998

Nota-se que em 45 dos cenários hidrológicos do total de 64 (~ 70%) o CMCP é menor do que 142 US\$/MWh. Em 16 (~25%) este custo é menor do que 20 US\$/MWh. No outro extremo, temos 14 cenários (~ 22%) nos quais o CMCP excede 250 US\$/MWh. Entretanto, mesmo no ano 2000, onde o suprimento deverá ser crítico, deveremos ter valores do CMCP muito baixos. Porém, a tendência é de ocorrência de afluência crítica, com a tendência do valor do CMCP ser alto, em torno de 142 US\$/MWh. Essa alta variação deverá permanecer até o ano 2002, quando a geração e o consumo estarão mais equilibradas. Conforme podemos verificar no figura 5.6, o CMCP é menor que 22,1 US\$/MWh em 49 cenários (~ 76%). Em adição, 31 deste cenários (~ 48) têm CMCP menor do que 10 US\$/MWh. No outro extremo, em 5 cenários (~ 8%) CMCP excede 50 US\$/MWh e 2 cenários (~ 3) com valores acima dos 200 US\$/MWh.

Figura 5.6 - Distribuição anual do CMCP 2002



Fonte: CESP – Dados de simulação, 1998

b) Resultado da Simulação do Sistema

A proposta foi de simular a operação de uma planta termoelétrica de forma a valorizar a performance da operação desta usina depois que for integrada no sistema elétrico brasileiro interligado, como também estabelecer uma perspectiva do comportamento de planta típica térmica a gás, quando temos de atender a diferentes níveis de take-or-pay para os contratos de suprimento de combustível. Tal simulação foi feita na CESP de acordo com o procedimento oficial para operação das plantas térmicas, dentro de um contexto em que se procura determinar a operação ótima de um sistema de geração hidrotérmico, com forte predominância de usinas hidroelétricas. A especial característica do sistema de geração brasileira requer que a operação de uma planta hidroelétrica seja coordenada de forma a otimizar a produtividade das plantas na mesma bacia do rio. Também requer que a operação das termoelétricas sejam feitas no contexto sistêmico que considera as condições de acumulação dos reservatórios e a tendência hidrológica futura.

Desta forma, quando as condições são favoráveis, o complexo hidráulico pode gerar muito mais do que o previsto dentro de estimativa de risco. Neste caso, o sistema poderá atender o mercado sem necessidade de geração térmica. Em tal situação, as termoelétricas poderão ficar sem gerar ou então gerar um mínimo devido ao contrato de fornecimento do combustível. Essa forma de operação é chamada de “Complementação Térmica”.

Para nossa avaliação, foi considerada uma UTE a gás natural a ser instalada na região Sudeste, que poderá representar um bom exemplo, do qual poderemos tirar algumas conclusões que poderão ser generalizadas.

Características da UTE:

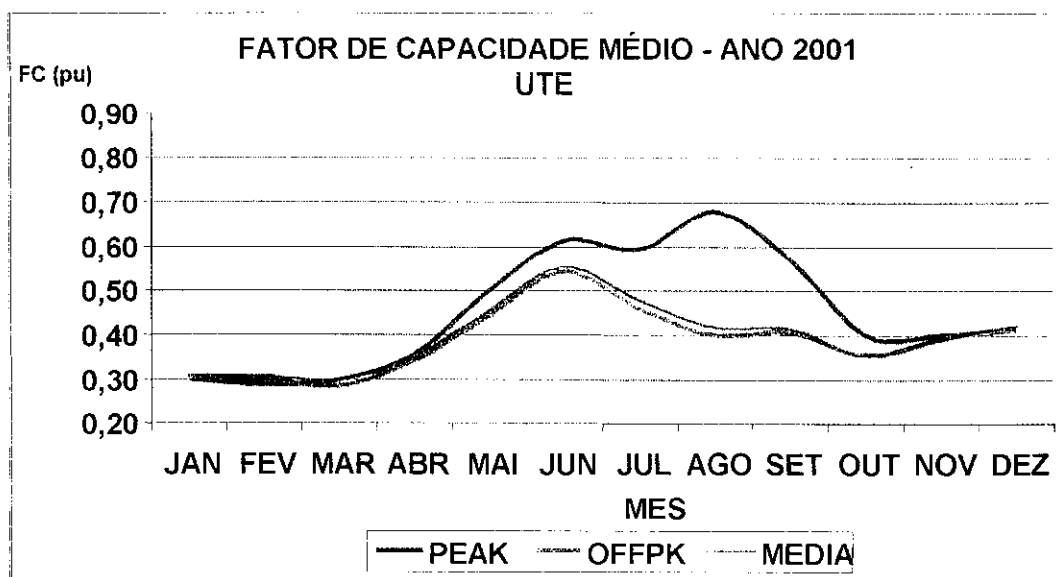
- Potência nominal de 1920 MW
- Custo de O&M assumido US 21/MWh

Para a sensibilidade da análise desta planta selecionada, a simulação será feita considerando a condição de take-or-pay igual a 0, isto é, máxima flexibilidade operativa. Conforme o despacho do sistema hidrotérmico brasileiro, onde a hidroeletricidade é predominante, poderá haver uma situação em que o fator de capacidade seja igual 0. Nessa situação, deverá haver água suficiente para suprir a demanda. Se por alguma razão a usina térmica (com menos flexibilidade) operar nesta situação, poderá ocorrer vertimento de água turbinável, com a queima de combustível sem necessidade e desviando assim da geração ótima do sistema.

Entretanto, do ponto de vista técnico, as unidades térmicas não podem ficar completamente fora ($FC=0$), pois podem precisar entrar em operação repentinamente em caso de emergência do sistema ou aumento repentino de carga. Portanto, estas unidades deverão estar sempre com geração mínima para que, quando necessário, possam assumir cargas do sistema imediatamente. O empreendimento para viabilização da disponibilidade do gás depende da transferência permanente de uma quantidade mínima de gás. A consideração de $FC=0$ para as simulações é puramente teórico. Nas simulações, o fator de capacidade foi realmente o valor monitorado.

Com o propósito de analisar o comportamento da usina térmica, para uma dada série histórica de afluições de água no sistema hidráulico (1931 a 1994), foi simulado para uma seqüência de afluição natural, considerando para tanto configuração do sistema para o ano 2001. Essa simulação objetivou mostrar os diferentes regimes de despacho que a usina térmica pode apresentar de acordo com o nível de carga e também quando o despacho econômico já estava definido. O resultado foi obtido considerando o fator capacidade mínimo igual a zero

Figura 5.7 - Projeção do Fator de Capacidade para dois níveis de carga



Fonte: CESP – Dados de simulação, 1998

O resultado obtido indica que uma usina térmica a gás deverá ter um Fator de Capacidade de 30% a 70% ao longo do ano e com uma tendência para estabilizar em torno de 40%. Entretanto, como o contrato para compra de gás natural da Bolívia exige take-or-pay acima de 70%, é necessário estudo para verificar o que fazer com gás pago porém não utilizado. Uma solução seria a criação do mercado do gás interruptível, sob o risco do gás acabar sendo queimado no "flair".

5.3 Produção independente de energia elétrica com utilização de sobras de energia do processo industrial (cogeração)

A produção compartilhada de calor útil e trabalho tem sido alvo de diversos artigos, estudos, trabalhos e experiências. Entretanto, sua viabilização ainda encontra dificuldades.

Os principais aspectos desta opção no Brasil são:

- Os sinais econômicos não são adequados , indicando controvertidamente o não incentivo a esta opção de aumento de oferta;
- Os agentes naturais de viabilização são as unidades que já operam ou irão operar (futuras unidades) ciclos térmicos de baixo rendimento.
- Sua viabilização depende, quanto aos aspectos de produção, basicamente de investimento em bens de capital;
- Parque industrial brasileiro possui uma demanda reprimida por modernização, frente ao processo de abertura da economia, que requer esforços plenos para consecução (parque industrial velho);
- País ainda depende fortemente da industrialização como vetor de desenvolvimento;
- Sistema elétrico encontra dificuldades de promover interconexões pulverizadas de sistemas de geração.

Associado a estes aspectos e dificuldades históricas, lembramos que o setor elétrico conviveu, nos últimos anos, com sobras na oferta de energia disponível em relação ao mercado consumidor, o que também inibia a expansão da cogeração, tendo em vista os preços de suprimento de energia vigentes serem inferiores ao ofertado pelos cogeradores e o pequeno interesse das concessionárias de energia elétrica nesta fonte energética devido ao excesso de oferta existente. As iniciativas das concessionárias restringiram-se a contratos experimentais de pequenos montantes, envolvendo compra de excedentes e paralelismo com o sistema elétrico.

A atual realidade do setor elétrico é totalmente diferente da verificada nos últimos anos. Vislumbram-se riscos de déficits elevados para os próximos anos, conforme pode ser observado nos relatórios do GCPS e GCOI que, em conjunto com as empresas de energia, estão tomando providências no sentido de diminuir os riscos previstos para o período 2000/2001. Somado a esta nova realidade deve ser destacado que a cogeração também permite uma série de ganhos e oportunidades, com benefícios para todo o setor, tais como:

- Redução de perdas elétricas;
- Otimização do sistema elétrico;
- Otimização do suprimento regionalizado;
- Aumento da capacidade de reserva estratégica;
- Postergação de investimento na expansão do sistema;
- Maior eficiência energética - economia para cogeradores;
- Melhoria ambiental com a introdução de melhorias tecnológicas;
- Estímulo ao desenvolvimento dos setores de bens e serviços;
- Possibilidade de novos negócios para as concessionárias de serviços de energia

Neste contexto, as iniciativas de expansão dos processos devem ser estimuladas através de políticas de incentivos com regras claras e estáveis, que permitam segurança para o investimentos.

5.3.1 Potencial de Cogeração

O potencial de cogeração mostrado a seguir é resultado dos trabalhos da Comissão de Identificação do Potencial de Cogeração e Autoprodução criada no âmbito do GCOI. Devemos ressaltar que este potencial identificado, apesar de bastante significativo, não contempla a totalidade do potencial existente, que poderá, com certeza, ser maior diante da existência de diretrizes claras de incentivo as iniciativas de cogeração

Tabela 5.5 - Evolução do Potencial Instalado (em MW)

SETOR	ATÉ 1996	1997	1998	1999	AP. 2000
SUCROALCOLEIRO	466	532	571	746	1585
DEMAIS TÉRMICO	810	866	875	1182	2890
TOTAL	1276	1389	1446	1928	4475

Fonte: GCOI- Sugestões do Setor Elétrico ao MME para viabilização das iniciativas de produção de energia elétrica a partir de processos de cogeração, 1994.

Tabela 5.6 - Potencial Existente a ser Vendido (em MW)

SETOR	ATÉ 1996	1997	1998	1999	AP.2000
SUCRO ALCOO.	30	79	118	293	890
DEMAIS TÉRMICOS	58	114	122	185	1643
TOTAL	88	193	240	478	2533

Fonte: GCOI - Sugestões do Setor Elétrico ao MME para viabilização das iniciativas de produção de energia elétrica a partir de processos de cogeração - 1994 - GCOI

As grandes dificuldades de implementação da cogeração no Brasil, nos mesmos níveis dos EUA e de países europeus, estão relacionadas com a legislação e as tarifas de suprimentos. E em outubro de 97, completou-se um ano de intensas discussões entre as áreas envolvidas, na busca de uma política que venha a disciplinar e estimular a cogeração no país, complementando por conseguinte, as regras já estabelecidas e ainda insuficientes para esse fim. Basicamente, as maiores divergências se concentram nos seguintes pontos: a compra compulsória de energia elétrica gerada pelos cogeneradores pelas concessionárias; as tarifas de suprimentos pré-fixadas; a duração de 10 anos para os contratos entre as partes e a disponibilidade de energia de "back up".

5.3.2 Projeto Cogera

Apresentaremos um relato de implantação de um PIE, que atualmente encontra-se suspenso, tentando superar as dificuldades encontradas. Este é um dos vários estudos que foram feitos e outros que se encontram em andamento, que dificilmente serão implementados sem a superação dos problemas que serão mencionados.

Este programa de cogeração previa a instalação de três UTE's movidas a gás natural fornecidas pela Comgás a partir do gasoduto Bolívia – Brasil. As UTE's seriam instaladas nas fábricas da Rhodia, em Paulínia, da Carbocloro, em Cubatão, e da Solvay, em Santo André, todas no Estado de São Paulo, garantindo o suprimento de energia elétrica e vapor suficiente para a produção industrial nestes locais. Ao consórcio Cogera associou-se Cogentrix Energy Inc. dos EUA, que é um tradicional IPP e tem uma potência instalada de 2000 MW, e seria responsável pela viabilidade do projeto e montagem de um mecanismo financeiro para o aporte de recursos internacionais da ordem de US\$ 400 milhões, necessários para construção das usinas.

As usinas do Projeto Cogera deveriam ser implantadas na primeira fase do gasoduto Bolívia – Brasil e teria as seguintes potências nominais:

Tabela 5.7 – Potências Nominais do Projeto Cogera

	Potência Instalada	Necessidade Empresas	Necessidade Empresas	Excedente de Potência para o Mercado
Empresas	MW	MW	Vapor (t/h)	MW
SOLVAY	215	84	84	131
CABOCLORO	237	110	85	127
RHODIA	169	52	370	117
TOTAL	621	246	539	375

Fonte: Projeto COGERA, 1997

A proposta seria de estruturar uma empresa que supriria de eletricidade e vapor as plantas das empresas envolvidas por um preço módico e venderia o excedente de eletricidade ao mercado. Estaria baseada nas seguintes premissas:

- Financiamento do projeto com recursos internacionais à base do mecanismo financeiro " non-recourse funding" com garantia nos seguintes aspectos; contrato bilaterais de longo prazo, take-or-pay da demanda; indexação cambial.
- Utilização de tecnologia mais avançada, mais eficiente e ambientalmente viável já comprovada e das melhores técnicas de construção disponíveis;
- Aproveitar experiência internacional de projetos já instalados e em operação.

As dificuldades que obrigaram a suspensão do empreendimento foram os seguintes:

- As tarifas a serem pagas para acesso a transmissão e distribuição foram consideradas altas;
- Projetos não licitados que, portanto, não possuem contratos iniciais;
- Não existe obrigatoriedade de compra dos excedentes, como nos EUA e Europa.

5.4 Proposta da APINE

Apine que é Associação Brasileira das Empresas Produtoras Independentes de Energia Elétrica, foi constituída em 26 de setembro de 1995, representa a experiência de mais de 30.000 MW de produção independente, implantados no mundo inteiro, e tem como objetivo básico representar as empresas interessadas na produção independente de energia elétrica junto aos

poderes públicos e instituições nacionais e internacionais, procurando facilitar a consecução da meta governamental de contar, significativamente, com a parceria da iniciativa privada para a expansão dos sistemas elétricos.

Apresentaremos a seguir as propostas APINE (1999) para possibilitar a ampliação da oferta de energia elétrica, entregue ao Ministro de Minas e Energia em 29/03/99. As propostas são as seguintes:

- “Cabe ao Governo Federal, representado pelo Ministério de Minas e Energia, assumir o verdadeiro compromisso com a expansão dos sistemas elétricos, de forma a assegurar o pleno atendimento do mercado em todo território nacional, acima dos atores envolvidos;
- Cabe ao Governo Federal a responsabilidade do planejamento indicativo e a definição de como e sob a coordenação de qual de seus agentes ele será elaborado;
- Formular e implementar políticas de estímulo à expansão dos sistemas elétricos, incluindo: a participação minoritária em investimentos do setor; atuação no papel de comprador de última instância; financiamento a projetos constantes do planejamento indicativo;
- Dar início a estudos, sob a liderança do Ministério de Minas e Energia, e com apoio da sociedade, visando ao estabelecimento, dentro da legislação brasileira, de mecanismos efetivos de “proteção cambial”, considerando as medidas adotadas por outros países que enfrentaram problemas similares;
- Eleger seus agentes e respectivos papéis no financiamento de projetos de expansão da geração e da transmissão;
- Utilizar os editais para licitação de concessão de uso de bem público, também como instrumentos de estímulo à competição, os quais devem explicitar compartilhamentos de riscos e estímulos cabíveis segundo as políticas voltadas ao estímulo à expansão dos sistemas e conter informações com amplitude e profundidade compatíveis com o porte e a complexidade do empreendimento correspondente;

- Cabe ao Governo Federal assumir a responsabilidade de obtenção de dados e informações relativas aos empreendimentos sob licitação recomendados pelo planejamento indicativo, a partir de certo porte; deve assegurar que as licitações sejam “neutras”, inspirando confiança, e de livre acesso a todos os interessados;
- Implementar o Conselho Nacional de Política Energética, já legalmente criado e regulamentado para atuar sob a presidência do Ministro de Minas e Energia, devidamente apoiado por um board de técnicos, que poderiam ser assegurados por intermédio da Secretaria de Energia, envolvendo entidades representativas de segmentos do setor, como a Apine;
- Explicitar de forma equilibrada os direitos e obrigações dos concessionários de serviços públicos, por meio de emissão de leis e regulamentos que possibilitem efetiva fiscalização por parte da Aneel, com ações tempestivas para as correções que mostrarem requeridas;
- Aprimorar o MAE e ONS de forma que as regras de mercado e de operação passem a ser desenvolvidas em ambiente que assegure e estimule a representação de todos interessados, tanto os atuais operadores como aqueles potenciais novos atores, em processo que assegure ampla, irrestrita e permanente divulgação dos estudos em andamento;
- Formular e implementar política governamental que resulte na justa remuneração do gerador térmico, em que se insere: a decisão de remunerá-lo pela capacidade instalada colocada à disposição do sistema; a postura de compensá-lo pelos serviços ancilares; a implantação efetiva dos limites já estabelecidos de self dealing; o equacionamento dos problemas decorrentes da assinatura de contratos na modalidade take-or-pay entre supridores de gás natural e produtores térmicos que estarão sujeitos às regras do despacho determinativo estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;

- Concluir os estudos em desenvolvimento que possibilitem a formulação de políticas governamentais e o estabelecimento de adequada regulamentação voltadas ao estímulo da cogeração e da geração distribuída;
- Elaborar o Regulamento nacional de Energia Elétrica como instrumento sistematizador da legislação setorial, por meio de decreto presidencial referendado exclusivamente pelo Ministro de Minas e Energia.”
- Comentários

A grande preocupação da APINE, com relação a expansão da oferta de energia elétrica, é que poderia ter interessados na não expansão da geração. Ela baseia na idéia, de quanto mais restrita a oferta de eletricidade, maior a capacidade de pressão por parte dos detentores da “energia velha” para aumento de preço, segundo a lei de mercado. A solução proposta seria a participação da APINE e outras entidades, no MAE e no ONS. Tal participação é inviável tanto no MAE como na ONS, pois APINE não se enquadra nas características do membro destas entidades, porém para o seus associados é possível desde que sejam titulares de concessão ou autorização para exploração de serviço de geração.

Com relação as questões das políticas de estímulo à expansão dos sistemas elétricos, entre as quais podemos citar: compartilhamento de riscos envolvendo a participação do governo como sócio minoritário; instituição do governo como comprador de última instância; agente do governo para financiar o setor; “proteção cambial” no casos em que envolvam investimentos e compra de combustível em dólares, são muito importantes e que realmente seriam medidas catalisadoras para promover a inserção do PIE. Entretanto esta participação governamental deverá enfrentar uma dura oposição da sociedade, pois a experiência brasileira no negócio entre público e privado, tem tido inúmeros conluios e de triste lembranças para pobre contribuinte.

6. CONCLUSÕES

A análise realizada ao longo do presente estudo permite concluir que os PIEs encontram grandes dificuldades para conseguir sua inserção no Setor Elétrico Brasileiro. Alguns passos importantes, entretanto, já foram dados na tentativa de superar essas dificuldades, como apresentamos a seguir:

A nova estrutura proposta pelo COOPERS & LYBRAND considera a efetiva participação do PIE na comercialização de sua energia, tanto para o "pool" como diretamente para distribuidora ou para varejista ou para consumidores.

A lei nº 9074 de 07/07/95 define os possíveis clientes da venda de sua energia elétrica, que são os seguintes:

- Concessionária de serviço público de energia elétrica;
- Consumidor de energia de carga igual ou maior que 10.000 kW, atendido em tensão igual ou superior a 69 kV. Decorridos cinco anos da publicação dessa lei (julho/2000), os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Após oito anos de publicação desta lei (julho/2003), o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior de 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão;
- Consumidores de energia elétrica integrante de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;
- Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com a concessionária local de distribuição;

- Qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contatos da respectiva solicitação.

Para regulamentar a produção de energia elétrica para produtor independente e por autoprodutor, o governo federal publicou o decreto de nº 2003 de 10/09/96. A produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor depende de concessão ou autorização, que serão outorgadas na forma da legislação em vigor e deste decreto. Dependem de concessão de uso de bem público, precedido de licitação:

- aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW, por produtor independente;
- aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 10.000 kW, por autoprodutor.

Dependem de autorização:

- A implantação de usina termelétrica de potência superior a 5.000 kW, destinada a autoprodutor e a produtor independente;
- aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, por autoprodutor.

O aproveitamento de potencial hidráulico igual ou inferior a 1.000 kW e a implantação de usina termelétrica de potência igual ou inferior a 5.000 kW independem de concessão ou autorização, devendo, entretanto, ser comunicado ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, para fins de registro.

O artigo supracitado foi modificado pela Lei de nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no que se segue :

- aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a PIE ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroeletrica .

Com relação a utilização de insumo para geração de energia, deveria ser avaliada a experiência inglesa, relativa à disponibilidade de recursos fósseis e

à abertura do mercado de combustíveis, que foram essenciais para a redução dos custos da ISE. Poderia também ser utilizado o mecanismo de “proteção cambial”, como sugere a APINE, a exemplo do que ocorre em outros países.

A Lei nº 9.648 de 27/05/98 determinou que a ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, compreendendo o uso da conexão, e regulará as tarifas correspondentes.

As restrições da aplicação da atual portaria DNAEE nº 459 (redefinição da rede básica, as receitas permitidas de transmissão e a caracterização do par carga/geração), exigem uma nova regulamentação. Portanto, os valores dos custos de transporte, fundamentais na viabilização do PIE, ainda não foram definidos. Conforme a proposta da metodologia, este valor poderá variar significativamente com o passar do tempo, dependendo da mudança das condicionantes de disponibilidade de potência local onde o PIE estiver localizado. Tal fato poderá dificultar em muito a montagem de um mecanismo financeiro tipo project finance, pois este projeto necessita de previsões das receitas e despesas bastante próximas das que realmente serão realizadas. Poderia ser avaliada a proposta do Reino Unido, de utilização do “price cap” incentivado. Nesse regime, a tarifa de transporte é fixada inicialmente em patamar considerado adequado para remunerar e amortizar os investimento das transportadoras, bem como pagar seus custos operacionais. Nos anos subsequentes, a tarifa é reajustada com base no índice de inflação. Em épocas de revisão tarifária, o reajuste deve ser inferior à inflação, para necessariamente refletir ganhos de produtividade da empresa transportadora.

Ainda Lei de nº 9.648/98 também decretou a livre negociação da compra e venda de energia, criou o ONS e criou também o MAE, que juntamente com a ANEEL estão estruturando o mercado de energia elétrica. A maior dificuldade para o PIE atualmente é fazer contratos bilaterais. O mercado da livre negociação será muito restrito, devendo representar de 10% a 15% do total no início e expandir-se em cerca de 25% ao ano a partir do ano 2003.

Conforme os resultados das simulações dos PIEs hipotéticos, sua viabilidade econômico-financeira só será possível se eles tiverem contratos

bilaterais que possibilitem um fluxo caixa constante, mesmo que em algumas circunstâncias possa haver ganho de receitas devido ao alto custo do mercado "spot". A geração termoeletrica - mesmo para 2001, ano com perspectiva de um déficit acima do valor de referência (5%), apresenta um fator de capacidade média de 0,4, que é muito baixo e que dificulta o contrato "take-or-pay" de fornecimento de gás com insumo dessa geração. A possibilidade de o governo ser comprador de última instância poderá superar estas dificuldades, conforme proposta da APINE. O governo teria a mesma função que teve nos EUA a lei que obrigava as concessionárias a comprar toda a produção do IPP. No caso brasileiro, entretanto, o governo teria que repassar essa energia para o mercado.

Por outro lado, o Planejamento Indicativo deverá ser um elemento fundamental na nova estrutura. Será uma referência para o programa do governo de licitação de concessões, comprometido com o aproveitamento ótimo de seus recursos energéticos e com o pleno abastecimento em todo o território nacional. Será também uma fonte referencial a municiar seus agentes financiadores de orientações diretas para traçar uma adequada política de estímulo a investimentos. Para os potenciais empreendedores, investidores e produtores, o planejamento indicativo é um orientador importante na definição de suas inversões. Conforme a APINE (1999) "o Governo precisa dirigir ações no sentido do planejamento indicativo ser elaborado, assumindo ser essa tarefa de sua responsabilidade. Estabelecido que esse planejamento é função de governo, resta a este definir quem o fará e como será elaborado e mantido em permanente atualização. Devem ser estimuladas contribuições de todos os interessados, entre os quais entidades representativas como a própria APINE, que possam colaborar com especialistas contratados para elaborar o planejamento sob a orientação de diretrizes e políticas públicas. Na Argentina, em virtude principalmente da falta de um planejamento indicativo, existe um excesso de capacidade instalada disponível e, em face dessa situação, o preço de energia no mercado atacadista está abaixo de US\$ 30/MWh, nível que compromete a rentabilidade e os futuros investimentos do PIE.

Para finalizar devemos comentar da importância do momento de discutir o papel da produção independente de energia elétrica, pois estamos no período de transição de mercado monopolista para o concorrencial, e também estamos preparando a legislação sobre o assunto e definindo também as empresas e órgãos que irão planejar, negociar, operar o setor elétrico brasileiro. Portanto a inserção do Produtor Independente de Energia Elétrica depende ainda de uma melhor definição do planejamento indicativo, do valor do custo de transporte, da forma em que irá negociar e o preço que irá vender esta energia. A demora destas definições poderá adiar investimentos no setor que poderá refletir qualidade e quantidade no atendimento do mercado

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- APINE, **Relatório – Produção independente de Energia Elétrica no Brasil.** 1998
- APINE, **Relatório – Ações necessárias para assegurar a expansão do setor elétrico brasileiro.** 1999
- ARAÚJO, A. **Novo modelo institucional para o setor.** Secretaria Nacional de Energia, novembro de 1961/Xerocopiado.
- ATKINSON, G. **As lições da competição no modelo britânico de eletricidade,** Revista Eletricidade Moderna, p.112-121, outubro de 1996.
- BANCO MUNDIAL. **Relatório sobre o desenvolvimento mundial 1994 – Infra – estrutura para o desenvolvimento.** maio de 1994.
- BANKS, F. E. **Economics of electricity deregulation and privatization: na introductory survey.** Energy, Vol.21, nº 4, p.249-261, 1996.
- BERNINI, E. J. **Produção independente e o contexto modernizador da indústria de energia elétrica no Brasil.** Revista Brasileira de Energia, vol. 5, p.49-61, 1996.
- BOND, G. **Looking for an Asian Model.** Março de 1996
- BORELLI, A. B. **Participação da iniciativa privada no setor de energia elétrica da Inglaterra, Chile e o Brasil.** junho de 1994.

- BORELLI, A. B.; E. DE. P. **Concessão onerosa da UHE de Água Vermelha para iniciativa privada para conclusão da UHE de Porto Primavera.** dezembro de 1993.
- BORELLI, A. B.; Y.M.S. **O consumo de energia elétrica no setor residencial na cidade de São Paulo, nos anos 1980, 1985 e 1990.** Julho de 1994.
- BORELLI, A. B. **Perspectiva da geração termoelétrica no Brasil a partir do carvão mineral.** 1995.
- BUCH, J. F. ; J.E. **Estimation of avoided costs for electric utility demand-side-planing.** Energy Sources, p.473-499,1996.
- CASEAU, P. , **Cigre facing several organizations of the electricity supply industry.** Electra, p.7 – 12, fevereiro, 1994.
- CESP, ; MOSBACHER, ; SCHAHIN CURY, **Relatório de pré-viabilidade da usina termoelétrica do Vale do Paraíba.** 1998
- CHRISTOFARI, V. D., **Produtor independente, tendência irreversível.** Revista Volts, maio, 1997.
- CIER. **El Desarrollo dela producion independiente de eletricidad en Europa y sus puntos claves.** Setembro, 1995
- COGERA, Ltda., **Relatório Electrical energy supply a alternative for the 21 st century.** 1997
- COSTA, F. S.; L.S.R.V., **Cogeração: legislação, meio ambiente, atratividade e mercado.** Revista Eletricidade Moderna, p 128 – 138, agosto, 1996

COMITÊ DE ADMINISTRAÇÃO DO SINTEL – CAS – GMTV. **Metodologia para valoração dos custos de transações de transmissão.** janeiro, 1994

COOPERS & LYBRAND. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro; relatório consolidado etapa IV 1; vol. 1, **Sumário executivo e anexo F: Encargos de Transmissão.** junho. 1997.

ELETROBRÁS, **Plano nacional de energia elétrica 1993-2015: plano 2015.** Rio de Janeiro, abril de 1994.

ELETROBRÁS, **Plano decenal de expansão 1997-2006.** Rio de Janeiro, 1996.

FINNERTY, J.D. , **Project Finance – Engenharia financeira baseada em ativos.** Rio de Janeiro, Qualitymark Editora, 1998.

GCOI, **Revisão institucional do setor elétrico – avaliação dos reflexos na operação interligada – termo de referência.** novembro de 1995

GCOI ; GCPS, **Sugestões do setor elétrico ao DNDE-MME para viabilização das iniciativas de produção de energia a partir de processo de cogeração.** novembro de 1996

GORENSTIN,B.G.; M.V.F.P. **Metodologia para cálculo dos custos de acesso à transmissão.** Revista Brasileira de Energia, vol.5, nº 2, p.98 - 113,1996.

GRAY,P. **Competition and regulation in electricity: experiences from England and Wales and implications for Latin America,** Revista IEEE power engineering – Review, vol.18, nº 12, p. 20 – 23, dezembro, 1998.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and choice in electricity.** England, John Wiley & Sons Ltda., 1996.

LITTECHILD, S. ; TENENBAUM, B. W. ; VIEIRA FILHO, X.; **Questões Comerciais e Tarifárias sob Condições de Participação do Setor Privado : Acesso à Rede.** Seminário Reformulação do Setor Elétrico: Competição, Produtividade e Participação Privada, Rio de Janeiro, 25-26, abril, 1994. Anais. Rio de Janeiro, Conselho Mundial de Energia – Comitê Brasileiro, Seção IV.

MIRKIN, A. **Evolução Internacional do PIE e Mudanças Estruturais.** II Workshop Internacional sobre Produção Independente de Eletricidade, Anais Proceedings, INEE, Conselho Mundial de Energia - Comitê Brasileiro, São Paulo, 21 a 23 de novembro de 1995

OLIVEIRA, A. **Reforma do setor elétrico: que podemos aprender com experiência alheia?** Mimeo, 1997.

PAYNE, W.F. , **Utility and Independent power: concept for a new millennium.** USA, The Fairmont Press, Inc, 1997.

RAMOS, D. S. ; ENNES, S. A. W., **A competitividade térmica no parque gerador interligado sul/sudeste brasileiro: O caso do gás natural.** Revista Brasileira de Energia, vol. 5, nº 2, p. 243 – 270, 1996.

ROSA, L. P.; SENRA, P. M. A., **Participação privada na expansão do setor elétrico ou venda se empresas públicas?.** Rio Janeiro: COPPE/UFRJ, 1995.

SANTOS, R. H. , **O planejamento integrado de recursos e a regulação: a experiência dos EUA e as perspectivas no Brasil.**, dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da USP, São Paulo, 1997

SECRETARIA DE ENERGIA, **Experiência do produtor independente de energia no mercado americano – Relatório da missão técnica aos Estados Unidos da América.** março, 1996

SECRETARIA DE ENERGIA, **Encontro internacional sobre produção independente de energia, Resumo Executivo.** São Paulo, dezembro de 1995.

SKILNIK, C., **Project finance: conceito e aplicações para o setor elétrico.** Trabalho de formatura no departamento de engenharia de produção, EPUSP, 1995

TAKAHATA, D., **Custos de transporte de energia elétrica - análise de metodologia,** 149 p. Dissertação apresentada à EPUSP para obtenção do título de mestre em engenharia, São Paulo, 1997.

ZARNIKAU, J., **The evolution of the cogeneration market in Texas.** Energy Policy, vol. 24, p. 67-79, 1996.