

3 Mercado de Energia Elétrica no Brasil

3.1 Histórico

No longo período de expansão do setor elétrico brasileiro, houve fatores que tiveram papel determinante em sua consolidação como: a disponibilidade de crédito internacional a juros baixos, instrumentos tributários de financiamento setorial, forte ampliação da demanda, política tarifária realista e ampla disponibilidade de recursos hídricos de baixo custo próximos aos centros de carga. Entretanto, quando se delineou a crise financeira internacional no final da década de 70, esgotaram-se definitivamente os mecanismos de crescimento da economia brasileira e a partir de então, o setor público mergulhou em grave crise fiscal, desestabelecendo o tripé financiamento do tesouro, financiamento externo e autofinanciamento. O início da década de 80 configurou portanto o grave quadro de estrangulamento econômico e financeiro do setor de energia elétrica.

Essa crise de financiamento gerou desorganização do setor de energia elétrica e sua relação com o governo federal. Enquanto este procurava recuperar a coordenação do setor público, as empresas estatais perseguiram mecanismos alternativos de realização de suas estratégias de expansão, passando o setor elétrico ser palco de conflitos cada vez mais agudos entre as concessionárias e a Eletrobrás.

Outro fator agravante era a remuneração das empresas, sendo o gérmen a equalização tarifária (1974), que eliminou todo incentivo de melhoria de eficiência, desencadeou um ciclo vicioso de crescimento de custos, tendo como resultante uma cadeia de inadimplência no setor.

De forma a reverter esse quadro, somente em meados dos anos 90 tiveram início as reformas do Setor Elétrico Brasileiro, que consistem em um processo ad-hoc e gradual que só adquiriu um caráter mais abrangente a partir de 1997, quando foi implementada uma série de políticas regulatórias, muitas das quais propostas pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB).

Anteriormente, um conjunto de medidas legislativas já havia sido implementadas sem que, com isso, o modelo tradicional de organização do setor elétrico brasileiro fosse alterado. O novo modelo foi inaugurado pela lei 9427/96,

que institui a ANEEL e a lei 9648/98, que entre outros temas, definiu as regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado.

As reformas setoriais ocorreram paralelamente a privatização de ativos federais e estaduais e, além da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) baseiam-se em três pilares, todos eles consonantes com a experiência internacional: introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, criação de instrumental regulatório de defesa da concorrência (desverticalização, tarifas de uso da rede, livre acesso a rede básica) e regulação incentivada nos segmentos de monopólio natural (distribuição e transmissão).

3.2 O Novo Modelo do Setor Elétrico

Em razão do forte poder de mercado exercido no modelo estatal, da estrutura centralizada de operação e planejamento, a introdução da competição na geração e comercialização representa um desafio bastante acentuado. Com este objetivo o governo vem empregando uma série de alterações da estrutura regulatória do setor elétrico com a premissa de concorrência onde possível e regulação onde necessário, configurando um ambiente onde o Estado passa a ser o Regulador e não mais o Produtor.

Nesse novo contexto, as atribuições do Estado concentram-se essencialmente na formulação de políticas energéticas para o setor e na regulação de suas atividades, incluindo geração, transmissão, comercialização e distribuição.

A elaboração de políticas e diretrizes para o setor energético é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), auxiliado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A regulamentação e a fiscalização das referidas atividades, incluindo a operação do sistema interligado (função do ONS), são atributos da ANEEL. Neste novo modelo foram incorporados novos agentes como o consumidor livre, o autoprodutor e o produtor independente de energia.

A desverticalização do setor e a introdução da livre concorrência nas áreas de geração e comercialização visa a entrada de capital privado, redução de custos e ao aumento de eficiência global do sistema.

O nascimento desse mercado aberto foi feito através da criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) que acabou se transformando na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), um ambiente de comercialização de energia, onde predomina as regras do livre comércio numa sistemática de leilão (mercado Spot).

3.3 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's)

Pequena Central Hidrelétrica (PCH) é o aproveitamento de potencial hidrelétrico de potência superior a 1MW e inferior ou igual a 30 MW, destinado a produção independente ou autoprodução, com limite de reservatório a 3,0 km².

As recentes mudanças institucionais e regulamentares, introduzindo incentivos a empreendedores interessados e removendo uma série de barreiras de entrada para novos agentes na indústria de energia elétrica, assim como a revisão do conceito de PCH's tem estimulado a proliferação de aproveitamento hidrelétrico de pequeno porte e baixo impacto ambiental no Brasil.

Esses empreendimentos procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão e em pontos marcados pela expansão agrícola nacional, promovendo o desenvolvimento de regiões remotas no país. Com isso espera-se adicionar ao sistema elétrico nacional cerca de 5.000 MW de potência nos próximos 10 anos.

Ao final de 2005, existiam no Brasil 253 Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação, somando 1.276.924 KW ao sistema interligado nacional, ou 1,35%. O estado com maior concentração de PCH's é Minas Gerais, com 77 usinas em operação somando 397.697 KW.

3.4 Procedimentos para implementação de PCH's no Brasil

O início do processo é a identificação do aproveitamento hidrelétrico através da elaboração do estudo de inventário. Segundo o artigo 4º da Resolução ANEEL n.º393, de 04.12.98, o inventário das PCH's poderá ser realizado de forma simplificada, desde que reconhecida pela ANEEL o fundamento técnico

para tal simplificação, o que diminui o investimento a ser realizado. Após a elaboração do estudo de inventário, identificado o aproveitamento ótimo, segue-se à elaboração do estudo de viabilidade econômico-financeira do empreendimento. No caso das PCH's, muitas vezes o empreendedor suprime esta etapa de planejamento passando à etapa seguinte, que é a elaboração do projeto básico, tendo em vista que não é formalmente exigida a elaboração o estudo de viabilidade, ou é feito um estudo de viabilidade expedito. Abaixo, a figura 6 demonstra o fluxograma das atividades presentes no estudo e no projeto básico de PCH's.

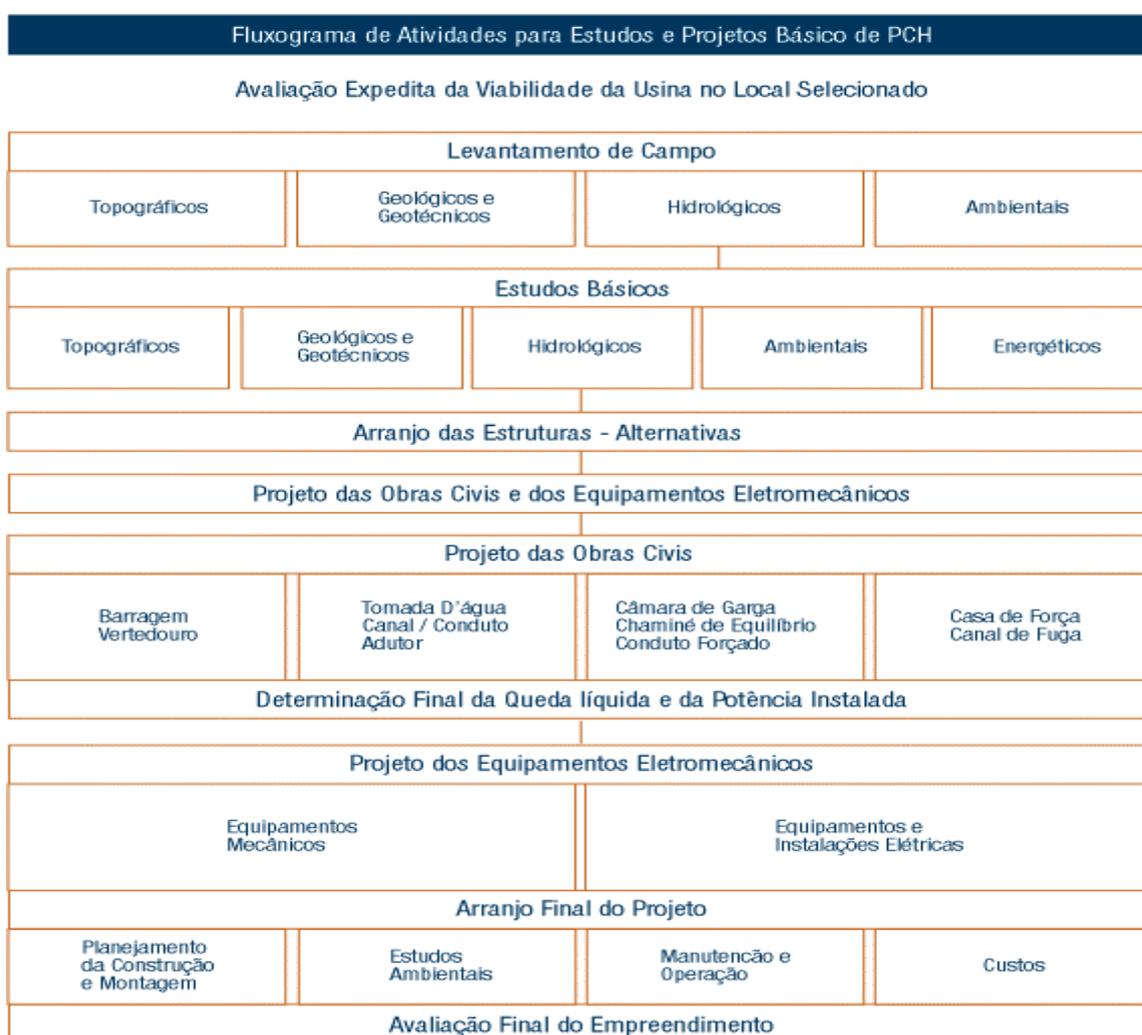


Figura 6 – Fluxograma das atividades presentes no estudo e no projeto básico de PCHs

O projeto básico apresenta-se como o estudo de engenharia do projeto e, nas vezes em que o empreendedor não tiver realizado os estudos de viabilidade econômica financeira, esta análise também passa a fazer parte do mesmo. Ato contínuo à elaboração do projeto básico, os empreendedores de Pequenas Centrais Hidrelétricas que desejarem obter autorização da ANEEL para exploração dos aproveitamentos hidrelétricos com capacidade de geração entre 1.000kW e 30.000kW, de acordo com a Resolução ANEEL n.º395/98, deverão registrar seus respectivos estudos de viabilidade e projeto básicos na agência e aguardar a sua aprovação para conseqüente obtenção da autorização.

Paralelamente à elaboração do projeto básico de engenharia, deverão ser realizados os estudos ambientais do empreendimento com a finalidade da obtenção, junto aos órgãos ambientais, das licenças ambientais pertinentes a cada etapa do projeto: Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença Operacional (LO).

Além das licenças ambientais, será necessário também os entendimentos com os órgãos responsáveis pela gestão do recurso hídrico a ser explorado para obtenção da respectiva outorga de uso da água. Entretanto, esse processo ainda não foi implementado e, portanto, as autorizações e registro da ANEEL estão sendo concedidas sem a emissão das outorgas de uso de água o que, futuramente, deverá ser regularizado pelos empreendedores.

As tratativas com os órgãos ambientais e com os órgãos gestores dos recursos hídricos deverá ocorrer tanto para as PCH's com capacidade instalada de até 1.000kW como para as demais, com capacidade acima desta.

No anexo 1, é ilustrado o fluxograma de todo o processo de implementação de PCH's comentado anteriormente.

3.5 Mecanismos de Venda de Energia Produzida por PCH

No mercado brasileiro, podemos considerar de maneira simplificada que as PCH's possuem 3 mecanismos para venda de sua energia produzida: através de contratos bilaterais de energia (PPA – Power Purchase Agreement), vendas à longo prazo para a Eletrobrás através do Programa de Incentivo às Fontes

Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) ou negociando sua produção de energia no mercado Spot na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE).

Considerando os mecanismos de venda de energia, podemos classificar as PCH's no Brasil basicamente em dois grupos: PCH's com venda inflexível e PCH's com venda flexível.

As PCH's inflexíveis são aquelas onde a venda da energia é negociada através de contratos de longo prazo, seja através de Contratos Bilaterais (PPA's – Power Purchase Agreement), ou participantes do PROINFA. Elas podem ser consideradas inflexíveis pois não são afetadas por variações no preço Spot de energia causadas por quaisquer variações no mercado, pois seus preços de venda já estarão pré-estabelecidos nos contratos de longo prazo.

As PCH's flexíveis já possuem a venda de energia diretamente no mercado Spot (CCEE), estando sujeitas as oscilações de preço desse mercado.

3.5.1 Power Purchase Agreement - PPA

Os acordos bilaterais são definidos como contratos de compra e venda de energia negociados livremente entre dois agentes de Mercado sem a interferência da CCEE, sendo divididos em duas subcategorias de acordo com o prazo de duração do Contrato: Longo Prazo (igual ou superior a seis meses de duração sendo necessário o protocolo de registro de contrato na ANEEL) e Curto Prazo (inferior a seis meses de fornecimento).

O registro de contratos na CCEE não contém informações de preços negociados, apenas os montantes contratados em MWh entre as empresas, que serão contabilizados em base horária e modulados por patamar de carga sem validações, ou seja, os dados não precisam ser iguais para um mesmo período.

O preço da energia no mercado de curto prazo é demasiadamente volátil para sinalizar com eficiência a necessidade de entrada de nova geração. Devido a esse fato, a concepção do modelo conceitua que o “motor” para a expansão do sistema é a disposição de contratar parte da demanda através de contratos bilaterais de compra antecipada de energia, denominados PPAs- Power Purchase Agreement. Embora os PPAs sejam instrumentos financeiros, a exigência

regulatória de que os mesmos sejam respaldados por capacidade física de geração, garante que o estímulo à contratação bilateral resulte na entrada de nova oferta.

3.5.2 PROINFA

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em seu art. 3º, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, para aumentar a participação da energia elétrica gerada a partir de unidades de produção baseadas em biomassa, eólica e Pequena Central Hidrelétrica – PCH no Sistema Interligado Nacional – SIN.

O PROINFA já teve duas etapas de procedimentos distintos. Na primeira etapa, foram contratados 3.300 MW de potência instalada, mediante duas Chamadas Públicas com datas-limite de assinatura de contrato em 29 de abril e 30 de outubro de 2004. Tais contratações foram divididas igualmente entre aquelas fontes, cabendo, portanto, 1.100 MW para cada uma. O prazo para entrada em operação comercial dos empreendimentos contratados será 30 de dezembro de 2006.

Após a primeira etapa do PROINFA, o MME definirá o montante de energia renovável a ser contratado, considerando que o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa média de suprimento não poderá exceder a um limite pré-definido, em qualquer ano, quando comparado com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais.

O valor econômico correspondente a cada fonte, a ser definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, e válido para a primeira etapa do Programa, será o de venda da energia elétrica para a Centrais Elétricas Brasileiras S.A- ELETROBRÁS, e terá como piso, no caso de pequenas centrais hidrelétricas, o equivalente a 70% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao consumidor final.

3.5.3 Câmara de Comercialização de Energia e o mercado Spot

É na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) que ocorre o processamento da contabilização da Energia Elétrica produzida e consumida no Brasil. Um mercado que conta com cerca de 500 milhões de MWh por ano.

Basicamente, a contabilização da CCEE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos Agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada).

Desta forma, pode-se dizer que a contabilização da CCEE é baseada nas diferenças (figura 7):

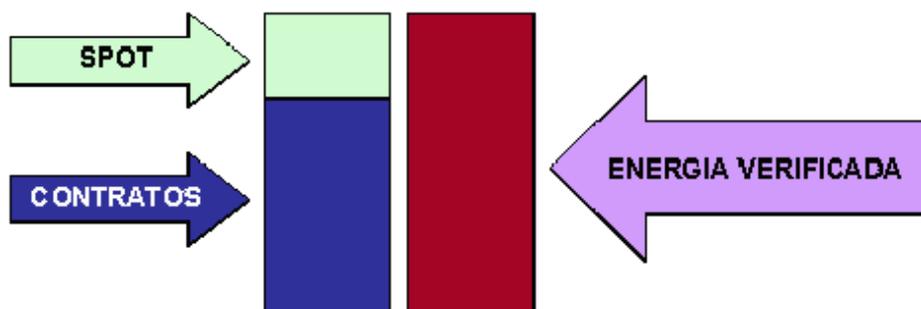


Figura 7 – Contabilização da energia disponível no sistema

As empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram na CCEE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que desta forma se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado.

Essa diferença é liquidada na CCEE, ao Preço de Mercado, para cada submercado (Norte, Sul, Sudeste e Nordeste) e para cada patamar (Leve, Médio e Pesado), mensalmente. É o chamado mercado de curto prazo ou "Spot".

O preço da energia no mercado Spot ainda não decorre diretamente da lei da oferta e da procura. O preço Spot é calculado mensalmente, por meio de modelos matemáticos que definem o Custo Marginal de Operação (CMO), ou seja, o custo de produzir uma unidade de energia adicional à última unidade consumida pelo mercado. Atualmente os preços variam de acordo com três patamares de cargas distintos: Período Pesado (das 18h01 às 21h00), Médio (das 07h01 às 18h00 e das 21h01 às 24h00) e Leve (das 00h01 às 07h00) para dias úteis (de segunda a sábado). Para os domingos e feriados nacionais não há a consideração do período pesado.

Uma vez calculado o CMO, a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia - ASMAE publica o preço a ser praticado no mercado Spot,

que é igual ao CMO de cada região do Brasil (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste). Esse é o preço utilizado para liquidar as transações entre os agentes de mercado complementares aos montantes dos Contratos Bilaterais. Assim sendo, o preço Spot é influenciado pelo nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas (responsável por aproximadamente 95% da produção total de energia), pela evolução prevista da demanda de energia e pela disponibilidade atual e futura de usinas e linhas de transmissão de energia elétrica.

3.6 Preço Spot de Eletricidade no Brasil

No Brasil, a CCEE é a responsável pelo cálculo do preço Spot de eletricidade. Para isto, ferramentas computacionais de despacho são usadas durante o processo de otimização do sistema. O preço Spot é calculado para quatro submercados (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste) definidos por restrições de transmissão.

O preço Spot de uma maneira geral refletirá o custo marginal do sistema. Ele levará em conta os custos de geração das usinas térmicas e o custo de racionamento de sistema. O preço será calculado com um dia de antecedência e será baseado em declarações de disponibilidade e custos operacionais daquela data.

Em países onde o setor de energia elétrica foi reestruturado, a determinação do preço à vista da eletricidade é realizada através do Custo Marginal da Operação (CMO). A utilização deste método em sistemas com predominância hidráulica, que é o caso brasileiro, apresenta uma dificuldade adicional devido principalmente à variabilidade das condições hidrológicas.

Devido às características do sistema brasileiro e as distintas decisões a serem tomadas nos diversos horizontes, o planejamento da operação é dividido basicamente em duas etapas, conforme ilustrado na figura 8, que também apresenta os principais modelos eletro-energéticos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para o ONS e a CCEE.

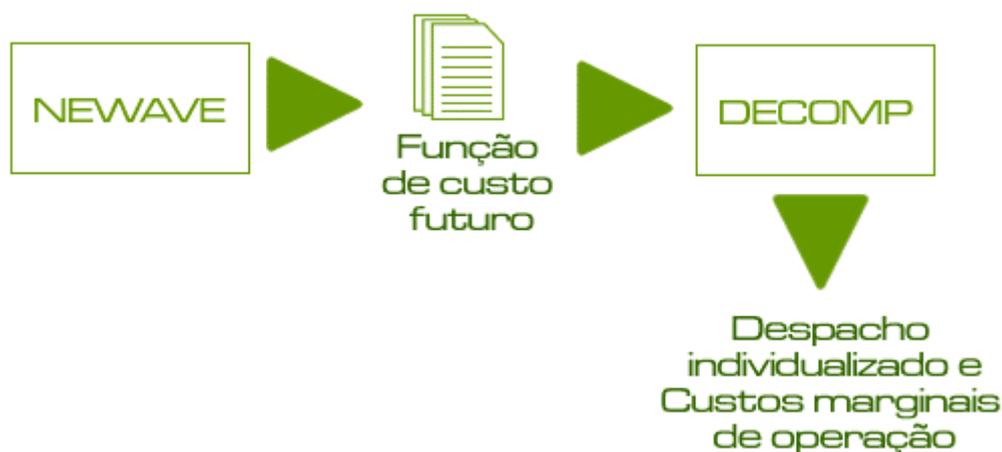


Figura 8 – Planejamento da operação e possíveis preços futuros do spot

Estes sistemas computacionais são desenvolvidos levando-se em conta características importantes da operação de sistemas hidro-térmicos, tais como: acoplamento temporal - a operação de uma usina hidrelétrica depende do uso futuro da água, sua disponibilidade e valor; e variáveis estocásticas – as afluências nos reservatórios, a oferta e a demanda por eletricidade são variáveis aleatórias.

Para estudos de longo prazo o preço spot pode ser obtido através do modelo NEWAVE. Este modelo determina a estratégia ótima de operação hidrotérmica a longo prazo, com representação agregada do parque hidrelétrico e cálculo da política ótima de operação do sistema interligado representada pelas funções de custo futuro. Além disso, fornece o custo esperado de operação de um mês qualquer, até o final do horizonte de planejamento.

Normalmente, sistemas de base hídrica são projetados para assegurar a oferta de energia mesmo sob condições adversas, que acontece muito infreqüentemente. Como consequência, na maior parte do tempo existem excessos de energia que implicam em um CMO do sistema muito baixo. Caso um período muito seco aconteça, o CMO poderá aumentar bruscamente, e até mesmo alcançar o custo de racionamento do sistema. Devido à capacidade de armazenamento dos reservatórios, os períodos de baixo custo ocorrem usualmente durante vários anos, separados por períodos de alto custo, causados por secas ou rápido crescimento de demanda não lastreado por geração de energia, como mostrado na Figura 9.

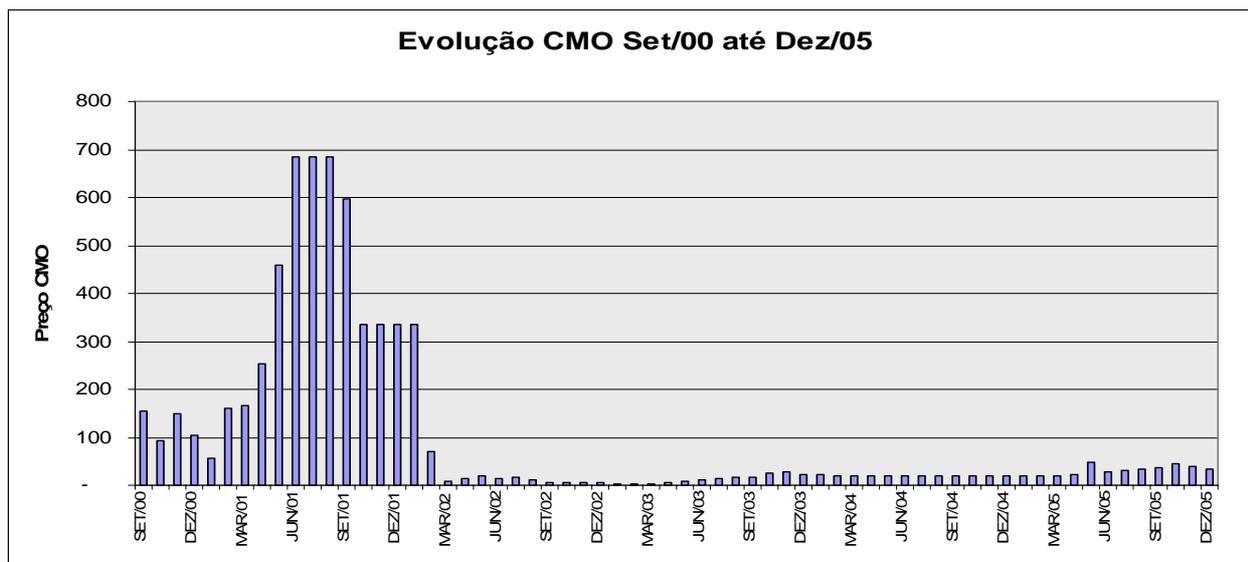


Figura 9 – Evolução preço CMO

O CMO reflete o equilíbrio dinâmico entre a oferta e a demanda por eletricidade. A previsão deste preço é difícil devido às incertezas nas afluências futuras aos reservatórios, acarretando um nível considerável de volatilidade. Além disso, a distribuição de probabilidades dos preços futuros é bastante assimétrica.

A tabela 2 a seguir mostra as principais estatísticas descritivas do CMO por subsistema. Observe-se que os coeficientes de assimetria são bem maiores do que zero, indicando que as distribuições dos preços spot têm assimetria positiva. Além disso, verifica-se que o coeficiente de achatamento é maior do que 3 em quase todos os casos, indicando o pouco achatamento das distribuições e uma concentração de valores em torno da média.

Estatísticas Descritivas do CMO por Subsistema (set/00 a Dez/05)

Mercado	Mín	Máx	Média	Desvio Padrão	Assimetria	Curtose	Vol %
Sudeste	4,00	684,00	93,91	165,64	2,55	6,08	1,76
Sul	4,00	430,34	44,60	68,09	3,66	16,75	1,53
Nordeste	4,00	684,00	112,80	197,87	1,98	2,58	1,75
Norte	4,00	684,00	85,37	158,33	2,58	6,21	1,85
Média Mercados	4,00	534,74	84,17	136,22	2,21	4,02	1,62

Fonte: CCEE

Tabela 2 – Estatísticas descritivas do CMO (Set/00 a Dez/05)

Conforme verificado na figura 9, os meses de alto CMO foram exatamente no período de racionamento de energia no Brasil (Maio 2001 até Fevereiro 2002). Após esse período, a agência reguladora (Aneel) e o ONS vem tomando diversas medidas preventivas para se evitar novos racionamentos de energia, como revisão anual da demanda futura nos próximos 10 anos e amarração de contratos de venda futura de energia com a construção de novas fontes geradoras, assim dando maior garantia as demandas futuras.

Sendo assim na tabela 3, tiramos as principais estatísticas descritivas do CMO por subsistema de um período mais recente e sem impactos de racionamento de energia (Junho 2003 até Dezembro 2005).

Os coeficientes de assimetria continuam maiores do que zero, indicando que as distribuições dos preços Spot possuem tendência de assimetria positiva. Verificamos também uma sensível diminuição no coeficiente de curtose, indicando um maior achatamento das distribuições frente a amostra anterior.

Estatísticas Descritivas do CMO por Subsistema (Jun/03 a Dez/05)

Mercado	Mín	Máx	Média	Desvio Padrão	Assimetria	Curtose	Vol %
Sudeste	10,76	50,52	23,08	8,54	1,36	2,07	0,37
Sul	10,76	34,42	22,11	6,06	0,59	(0,27)	0,27
Nordeste	9,08	29,23	18,48	3,43	(0,01)	4,73	0,19
Norte	10,55	50,52	22,44	8,30	1,63	3,15	0,37
Média Mercados	10,65	34,72	21,53	5,79	0,58	(0,10)	0,27

Fonte: CCEE

Tabela 3 - Estatísticas descritivas do CMO (Jun/03 a Dez/05)