



**Universidade Federal de Campina Grande**

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

BRUNO RAPHAEL STENIO TENÓRIO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O  
MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Campina Grande, Paraíba  
Abril de 2012

BRUNO RAPHAEL STENIO TENÓRIO

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O  
MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande  
como parte dos requisitos necessários para a  
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no  
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Geração de energia

Orientador:

Professor Tarso Vilela Ferreira, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba  
Abril de 2012

BRUNO RAPHAEL STENIO TENÓRIO

# ANÁLISE DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Geração de energia

Aprovado em        /        /

**Professor Avaliador**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professor Tarso Vilela Ferreira, D. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho a minha mãe, mulher batalhadora que tem feito também o papel paterno desde a partida de nosso eterno companheiro.

## RESUMO

Este trabalho tem por objetivo descrever a evolução do mercado livre de energia elétrica no Brasil e seu órgão de controle, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, descrevendo o funcionamento do Preço de Liquidação das Diferenças. A partir desse entendimento, são apresentadas análises de soluções para reduzir custos com o fornecimento de energia elétrica. Usando como exemplo uma indústria com geração diesel na ponta no limite da capacidade, quantificaram-se as vantagens de migrar para o ambiente livre incentivado, buscando reduzir custos com energia, aumentar a continuidade de fornecimento, garantir a expansão da carga e evitar investimentos em subestações ou em novas unidades geradoras. Simulou-se a entrada desta unidade consumidora em questão no ambiente livre, utilizando preços atuais influenciados pelo Preço Líquido das Diferenças. Os resultados indicam que o mercado livre pode trazer bons frutos, pois permite uma maior flexibilidade de negociar preços, ao contrário do mercado cativo, que possui tarifas fixas.

**Palavras-chave:** Mercado Livre, Energia Elétrica, Tarifas de Energia.

## LISTA DE ACRÔNIMOS

MAE	Mercado atacadista de energia.
CCEE	Câmara de comercialização de energia elétrica.
THS V 13 kV	Tarifa hora sazonal verde consumidor , alimentado em 13,8 kV.
LIVRE 13 kV	Tarifas para mercado livre de energia, alimentado em 13,8 kV.
THS A 13 kV	Tarifa hora sazonal azul, alimentado em 13,8 kV.
LIVRE 69 kV	Tarifas para mercado livre de energia, alimentado em 69 kV.
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribuição.
ANEEL	Agência nacional de energia elétrica.
ACR	Ambiente de contratação regulada.
ACL	Ambiente de contratação livre.
CMO	Custos marginais de operação.
PLD	Preço de liquidação das diferenças.
ASMAE	Administradora de serviços do mercado atacadista de energia elétrica.

# SUMÁRIO

Resumo.....	v
Lista de Acrônimos .....	vi
Sumário .....	vii
1 Introdução.....	1
2 Mercado Livre de Energia Elétrica.....	4
2.1 Câmera de Comercialização de Energia Elétrica .....	4
2.1.1 Principais Agentes da CCEE .....	6
2.2 Tarifações.....	8
2.2.1 Tarifas Do Grupo A.....	8
2.2.2 Tarifa De Uso Do Sistema De Distribuição.....	11
2.3 Preço das Liquidações das Diferenças .....	12
3 Estudo de Caso: Migração de Fábrica Para o Mercado Livre .....	14
3.1 Descrição do problema .....	14
3.2 Geração à Diesel no horário de Ponta.....	14
3.3 Visão geral das alternativas no mercado.....	16
3.4 Vantagens da Migração.....	18
3.4.1 Pontos Relevantes.....	19
4 Conclusão .....	22
Bibliografia.....	23

# 1 INTRODUÇÃO

Seguindo uma tendência verificada em inúmeros países, a reforma do setor elétrico brasileiro, iniciada nos anos 90, teve como objetivo central introduzir um ambiente de competição e aumentar a participação privada nos investimentos do setor, na medida em que se constatava o fim do modelo de financiamento público. O propósito inicial era criar um sistema no qual a competição e os preços definidos no mercado *spot* (pronta entrega) estimulassem novos investimentos da geração à distribuição.

Uma característica importante da reforma da indústria de eletricidade foi o processo de desverticalização das empresas, ou seja, a separação dos três segmentos que compõem a cadeia de produção: geração, transmissão e distribuição. A desverticalização tinha como objetivo prevenir o comportamento predatório e, dado o livre acesso à rede, aumentar o número de competidores no segmento de geração. A proposta de reestruturação da indústria de energia elétrica no Brasil no decênio de 1990 foi semelhante à inglesa, principalmente no que diz respeito aos mecanismos de incentivo à competição e à eficiência produtiva

A reforma proposta e executada apresentou falhas significativas, tanto de planejamento como de execução. O cronograma das reformas e do processo de privatização sofreu atrasos. No que tange às privatizações, elas não foram alvo de consenso da sociedade, e também político, sobre sua real necessidade. As privatizações foram acompanhadas de inconsistências significativas nas novas regras contratuais. Aspectos referentes às cláusulas de contratos de concessões e aos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras encerravam potenciais fontes de conflitos de interesses entre os agentes

Importa notar que no período pós-acionamento, as empresas concessionárias passaram a enfrentar séria crise de liquidez e prejuízos operacionais. Assim, a partir de 2003, iniciou-se no Brasil, um processo de ajuste e reestruturação do setor elétrico, determinado por uma nova estrutura de poder resultante do processo eleitoral.

Assim, iniciou-se, no âmbito do Ministério das Minas e Energia (MME), uma série de estudos para formular e implementar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, cujas bases institucionais e legais foram aprovadas pelo Congresso Nacional



por meio das Leis 10.847 e 10.848 de 2004. São dois os objetivos do novo modelo: a garantia de suprimento de eletricidade com modicidade tarifária.

O modelo dividiu o mercado brasileiro de energia elétrica em dois ambientes de comercialização, com lógicas e estruturas nitidamente distintas, ilustrado na Figura 1. O primeiro, que visa atender a demandas dos consumidores cativos, onde prevalecem os consumidores residenciais, de serviço e indústria com níveis de consumo menores, é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O segundo é voltado exclusivamente para empresas com maior volume de consumo e necessidades estratégicas de maior volume de energia em curto prazo, chamados de consumidores livres. Este mercado denominado por Ambiente de Contratação Livre (ACL) busca assegurar a concorrência e a liberdade efetiva dos seus participantes. No ACL, os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo-se preços, volumes, prazos e cláusulas de cobertura com um mínimo de intervenção do governo.



Figura 1. Visão geral da comercialização de energia (CCEE, 2012).

Uma importante característica do modelo é que a integração vertical das empresas não é mais permitida. As distribuidoras não podem ser proprietárias de ativos de geração, nem comercializar diretamente com consumidores livres. Isto é, elas podem atuar apenas no ACR, comprando por meio de leilões e vendendo para consumidores cativos. Essa é uma vantagem do modelo, porque reduz os prováveis e indesejáveis subsídios cruzados, em que as tarifas dos consumidores cativos poderiam subsidiar menores preços para os consumidores livres.

Isso tudo trouxe mais competitividade no mercado de energia elétrica, permitindo negociações e busca por melhores oportunidades para os consumidores.

Neste trabalho faz-se um apanhado histórico para resumir as mudanças ocorridas no mercado de energia elétrica do Brasil, buscando identificar nesse contexto o surgimento das atuais ferramentas de controle e de negociação. No capítulo 3, focou-se um estudo de caso referente a migração para o mercado livre de energia, de uma fábrica que não pode ter sua razão social publicada a pedido de seus representantes. Mesmo assim, os resultados do trabalho mostrarão as vantagens financeiras, e neste caso técnicas, da entrada nesse tipo de ambiente de contratação de energia.

## 2 MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA

No decênio de 2000, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. Com um modelo de geração essencialmente hidrelétrico, o Brasil se viu em situação de emergência ao atravessar um período de chuvas escassas que baixou consideravelmente os reservatórios das usinas. Em maio de 2001, o governo foi obrigado a adotar medidas emergenciais para evitar um colapso na oferta de energia. O período do racionamento atrasou o crescimento do setor.

A crise alertou para a necessidade de introduzir novas formas de geração na matriz energética nacional. Ganharam destaque as termelétricas que operam com combustíveis como o bagaço de cana (biomassa) e o gás natural (a participação deste na oferta de energia do país saltou de 2,2% em 1985 para 6,6% em 2001). O Governo adotou também medidas que apóiam o desenvolvimento de projetos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), fontes não-convencionais e conservação de energia.

Entre 2003 e 2004 o Governo Federal deu mais alguns importantes passos no sentido de tornar menos vulnerável o setor elétrico nacional. Foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para planejar o setor elétrico a longo prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no lugar do antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), para organizar as atividades de comercialização de energia no sistema interligado.

### 2.1 CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme o art. 10 da Lei nº 9.648, de 27/05/1998, e Decreto nº 2.655, de 02/07/1998, foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), ambiente virtual, sem personalidade jurídica. O MAE foi instituído pela assinatura de um contrato de adesão multilateral de todos os Agentes (Acordo de Mercado), como um mercado auto-regulado, com a finalidade de viabilizar as transações de energia elétrica por meio de Contratos Bilaterais e do Mercado de Curto Prazo, entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Com o objetivo de administrar esse mercado foi criada a - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE), sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE e empresa autorizada da ANEEL.

Quando da crise energética vivida no ano de 2001, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, com o intuito de aprimorar o modelo de governança/gestão adotado e possibilitar um ambiente estruturado de mediação dos diversos interesses no setor elétrico, propôs no Relatório de Progresso N° 1 a reestruturação do MAE, consolidada através da Lei n° 10.433, de 24 de abril de 2002, transformando a instituição ASMAE em pessoa jurídica de direito privado, com a denominação MAE, e terminando com a sua auto-regulamentação.

A partir de um amplo debate com a sociedade, o governo brasileiro estabeleceu em 2004 um novo marco regulatório para o setor elétrico, visando garantir estabilidade, transparência e tranquilidade para o mercado de energia no país, pré-requisitos para a viabilização de investimentos, indispensáveis ao desenvolvimento econômico e social.

Fruto dessa regulamentação, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) começou a operar em 10 de novembro de 2004, regulamentada pelo Decreto n° 5.177, de 12 de agosto de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Associação civil integrada pelos agentes das categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, a instituição desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres.

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL n° 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

As principais atribuições da CCEE são:

- Manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL);

- Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE;
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do Mercado de Curto Prazo por submercado;
- Efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades;
- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;
- Promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL;
- Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL;
- Executar outras atividades, expressamente determinadas pela ANEEL, pela Assembléia Geral ou por determinação legal, conforme o art. 3º do Estatuto Social da CCEE.

### 2.1.1 PRINCIPAIS AGENTES DA CCEE

Os Agentes da CCEE são divididos em três categorias:

- Geração: composta pelas classes de Agentes geradores concessionários de serviço público, Produtores Independentes e Autoprodutores.
- Distribuição: composta pela classe dos Agentes Distribuidores de energia elétrica.
- Comercialização: composta pelas classes de Agentes Importadores, Exportadores, Comercializadores, Consumidores Livre e Especiais.

Devem ser membros da CCEE obrigatoriamente:

- Os concessionários, permissionários ou autorizados de geração geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- Os autorizados para importação ou exportação de energia elétrica com intercâmbio igual ou superior a 50 MW;
- Os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior;
- Os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica, cujo volume comercializado seja inferior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior, quando não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada.
- Os autorizados de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior.
- Os consumidores livres e os consumidores que adquirirem energia na forma do § 5º do artigo 26 da LEI Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Os consumidores livres supracitados deverão ser Agentes da CCEE, podendo ser representados para efeitos de contabilização e liquidação, por outros Agentes da CCEE. As condições para classificação dos consumidores são:

- Os consumidores em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 3MW, podem optar pela compra de energia elétrica de qualquer fornecedor, desde que atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, para aqueles ligados antes de 08 de julho de 1995, ou atendidos em qualquer tensão, para os consumidores ligados após esta data;
- Os consumidores em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 500 kW, podem optar pela compra de energia diretamente de titular de autorização ou

concessão de aproveitamento hidráulico com característica de pequena central hidrelétrica ou fonte alternativa (fonte eólica, biomassa ou solar). É a chamada energia livre incentivada. Estas fontes alternativas trazem um benefício global tanto para a sociedade (por causa do baixo impacto ambiental) quanto para o Sistema Interligado Nacional (SIN) (pois dispensam o uso de linhas de transmissão de altíssima tensão, uma vez que, via de regra, as mesmas se conectam diretamente ao sistema de distribuição das concessionárias). Sendo assim, a própria Lei 10.762, também no seu Art. 8, determinou que os compradores de energia destas fontes recebessem um desconto de no mínimo 50% sobre as tarifas de uso do sistema de distribuição das concessionárias onde estão conectadas. Essa determinação acabou sendo regulamentada pela ANEEL através da Resolução Normativa da ANEEL numero 77 de 18 de agosto de 2004.

## 2.2 TARIFAÇÕES

Define-se estrutura tarifária como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”. Neste trabalho daremos atenção maior ao grupo A, no qual se encaixa a fábrica em questão no estudo de caso.

### 2.2.1 TARIFAS DO GRUPO A

As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV), e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como segue:

- A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3 para o nível de tensão de 69 kV;

- A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS para sistema subterrâneo.

As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde, sendo que a convenção por cores é apenas para facilitar a referência.

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora.

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

A estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata.

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia. O posto tarifário “fora da ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e às 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

O período seco do ano corresponde ao período de leitura das faturas referentes aos meses de maio a novembro – 7 meses, e o período úmido corresponde ao período de leitura das faturas referentes aos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte – 5 meses.

As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido à menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por



geração térmica, que é mais cara. O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril.

A tarifa horo sazonal azul é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Ela é aplicável obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

A tarifa horo sazonal azul tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW):

- Um valor para o horário de ponta
- Um valor para o horário fora de ponta

Consumo de energia (R\$/MWh):

- Um valor para o horário de ponta em período úmido
- Um valor para o horário fora de ponta em período úmido
- Um valor para o horário de ponta em período seco
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco

A tarifa horo-sazonal verde é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

A tarifa horo sazonal verde tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW):

- Valor único

Consumo de energia (R\$/MWh):

- Um valor para o horário de ponta em período úmido
- Um valor para o horário fora de ponta em período úmido

- Um valor para o horário de ponta em período seco
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco

### 2.2.2 TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) possuem a função de recuperar a receita definida pelo órgão regulador e também de fornecer o sinal econômico adequado para utilização racional do sistema de distribuição. Atualmente, a TUSD é utilizada para os seguintes fins:

- Faturamento de encargos de uso dos sistemas de distribuição de consumidores livres;
- Faturamento de encargos de uso dos sistemas de distribuição de unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição;
- Abertura das tarifas de fornecimento dos consumidores cativos para fins de realinhamento tarifário, conforme o disposto no Decreto 4.667 de 4 de abril de 2003.
- Faturamento de encargos de uso dos sistemas de distribuição de distribuidoras que acessam os sistemas de distribuição de outra distribuidora;

Para os usuários do segmento consumo (consumidores livres e cativos e outras distribuidoras), a TUSD é calculada por subgrupo tarifário e ainda possui uma sinalização diferente para os postos tarifários ponta e fora de ponta.

Em geral a TUSD aplicada aos Consumidores Livres é menor que as parcelas das tarifas horo sazonais, referentes à demanda, utilizadas para tarifação dos grandes consumidores cativos das distribuidoras.

Os consumidores potencialmente livres têm a vantagem de negociar preços com o comercializador de energia, confrontando o custo dos serviços prestados pela distribuidora na condição de cativos com o custo resultante da agregação das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, e dos preços de geração e comercialização, estes dois últimos sendo negociados livremente no mercado.

A TUSD é composta por vários elementos que não são alvo de análise do autor. Para este trabalho, utilizaremos os preços da ANEEL para simular preços finais. Em

síntese, a TUSD, está atualmente subdividida em Fio onde é cobrado do consumidor a parcela relativa ao transporte da energia mais a remuneração da distribuidora e a parcela encargos, componente que tem por objetivo restituir a distribuidora pelos encargos e tributos que são repassados aos órgãos competentes.

## 2.3 PREÇO DAS LIQUIDAÇÕES DAS DIFERENÇAS

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros.

Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultados desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de

cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL).

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

As usinas que apresentarem limitações operativas (inflexibilidade) para o cumprimento de despacho por parte do ONS têm sua parte inflexível não considerada no estabelecimento do preço e são consideradas como abatimentos da carga a ser atendida. Contudo, se a unidade geradora tiver declarado um nível mínimo de geração obrigatória (inflexível) e estiver programada para gerar acima desse nível (flexível), esse será considerado na formação do preço. As gerações de teste produzidas pela entrada de novas unidades também não são consideradas no processo de formação do PLD.

O cálculo do preço baseia-se no despacho *ex-ante*, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

## 3 ESTUDO DE CASO: MIGRAÇÃO DE FÁBRICA PARA O MERCADO LIVRE

### 3.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

A fábrica em questão se enquadra no grupo tarifário A4, tarifa horo sazonal verde. Possui um contrato de demanda de 3200 kW no ACR. Para os horários de ponta, utiliza energia provinda de grupos geradores com potência instalada de 5 MVA. A unidade consumidora possui um consumo médio de 1,8 MWh por mês.

De acordo com especificações do fabricante dos geradores, estes equipamentos operam com segurança no máximo até 3600 kW. Portanto, iniciou-se a projeção de quais seriam os melhores caminhos a seguir para continuar alimentando a fábrica com o menor custo possível e com garantia de confiabilidade.

### 3.2 GERAÇÃO À DIESEL NO HORÁRIO DE PONTA

O horário de ponta é o período de três horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais, no qual o consumo de energia elétrica está em seu ápice. Nesse período a tarifa praticada pela concessionária de energia aumenta consideravelmente, pois há uma elevação do consumo em nível nacional, sobrecarregando os sistemas de geração, transmissão e distribuição. Esse período de três horas é definido pela concessionária em função das características de seu sistema elétrico, sendo os valores máximos atingidos entre as 17 e 22 horas.

Gerar energia para consumo no horário de ponta tem o inconveniente da necessidade de trocar a fonte supridora duas vezes por dia, no início e ao término do período, nos dias úteis. Embora a transferência de carga possa ser feita rapidamente, haverá interrupção do suprimento de energia, o que poderá ser inaceitável para algumas atividades que não estejam protegidas por fontes de energia segura. Para solucionar este inconveniente, pode-se dotar o(s) grupo(s) gerador(es) com sistemas de transferência em transição fechada, sem interrupção e passagem da carga de uma para outra fonte em

rampa suave. Entretanto, para isso é necessário operar instantaneamente na condição de paralelismo com a rede da concessionária.

Do ponto de vista das tarifas aplicadas, a geração diesel se faz viável pela sua tarifa R\$/kWh. Na Tabela 2, podem-se notar as vantagens de operar com geração na ponta, comparando com as tarifas de consumo na ponta e utilizando uma tarifa de referencia para este tipo de fonte de R\$ 550,00 por MWh gerado. Esse valor inclui custos com manutenção e combustível isento de impostos.

Porém, alguns problemas técnicos são comuns com empresas que utilizam geradores na ponta. Apesar de serem máquinas robustas, necessitam de uma manutenção especializada. Por exemplo, problemas no momento do paralelismo são frequentes, o que pode acarretar em perda de fornecimento de energia para a carga gerando transtornos para processos produtivos mais sensíveis. Como se trata de uma carga relativamente alta, quando ocorrem falhas com o grupo gerador, as multas por consumo na ponta são exorbitantes.

Para a planta fabril examinada, existe uma projeção de aumento de carga baseada na instalação de novos equipamentos, separados pelos setores organizacionais da fábrica vista na Tabela 1. O valor total representa a carga vista pela concessionária.

Tabela 1. Expansão da fábrica.

Ano	Projeção da evolução da carga (kW)			
	Setor 1	Setor 2	Setor 3	Total
2012	938	1131	1500	3569
2013	1137	1317	1863	4317
2014	1302	1357	2081	4740
2015	1561	1397	2331	5289
2016	1774	1628	2498	5900
2017	2132	1668	2882	6682
2018	2397	1708	3103	7208
2019	2534	1708	3353	7595

Examinando esta projeção viu-se que o grupo gerador não seria mais suficiente para suprir a carga da fábrica a partir de 2013. Com isso, iniciou-se uma análise de qual investimento realizar para garantir o fornecimento de energia para a planta fabril.

Imediatamente pensou-se em instalar mais grupos geradores, pois estes vêm gerando bons resultados para a empresa e já amortizaram seu investimento.

Porém, suprir este aumento de demanda com geradores a diesel implica em instalar máquinas de grande porte que ocupam grande espaço além de gerarem poluentes para o meio ambiente. A gestão deste parque de geração teria que ter atenção

exclusiva para ele, visto que conforme o aumento da capacidade de geração aumenta também o prejuízo caso estes equipamentos não trabalhem conforme o previsto.

Este é um sério agravante para geradores que atuam no horário de ponta; com uma possível falha, e com a inflexibilidade de produção na fábrica, esta vai operar no horário de ponta, gastando três vezes mais com energia neste período. Sem contar com o investimento de cerca de 1 milhão de reais para adquirir capacidade de geração para o excedente de demanda nos primeiros anos. A grande questão é: como adotar uma fonte confiável que garantisse o fornecimento com tarifas competitivas às da geração diesel?

### 3.3 VISÃO GERAL DAS ALTERNATIVAS NO MERCADO

Na Tabela 2 são apresentadas as alternativas oferecidas no mercado com suas tarifas em R\$/kW.

Tabela 2. Tarifas utilizadas para o estudo. (ANEEL, 2012).

	<b>THS V 13 kV</b>	<b>LIVRE 13 kV</b>	<b>THS A 13 kV</b>	<b>THS A 69 kV</b>	<b>LIVRE 69 kV</b>
Demanda ponta	0,00	26,68	50,45	30,54	30,54
Demanda fora ponta	14,45	7,64	14,45	6,54	6,54
Consumo ponta	1407,56	22,80	237,00	237,00	22,80
Consumo fora ponta	146,81	22,80	146,81	146,81	22,80
Preços Ofertados	0,00	26,68	50,45	30,54	30,54

Estas alternativas surgiram em reuniões entre representantes da fábrica em questão, com comercializadores de energia elétrica. Os preços ofertados por estes estão de acordo com o divulgado para o PLD de março de 2012. Para efeito comparativo, considerou-se uma tarifa de geração à diesel no horário de ponta no valor de R\$ 550,00/kWh, que envolve os custos de óleo consumido e manutenção dos grupos.

Utilizando a Tabela 2 como premissa inicial, os custos futuros com energia elétrica podem ser previstos supondo que se confirme a expansão vista na Tabela 1

Considerando os valores da Tabela 4, adicionando 6 % de imposto, para variáveis de carga, tem-se: .

Tabela 3. Situação atual dos custos

<b>Custos para situação atual</b>	
Custo Demanda	3.200kW x R\$ 15,37/kWh = R\$ 49191,50
Energia Concessionária	156,18MWh x 1675,69MWh = R\$ 261.717,78
Custo na ponta com Gerador	181.6MWh x R\$ 550/MWh = R\$ 99.880,00
Custo Total	R\$ 410.789,27

Dividindo-se o custo total pela energia total consumida (1.857.297 kWh), tem-se uma tarifa de energia de R\$ 221,28/kWh.

Tabela 4. Dados de carga atual

<b>Dados da carga com geração na ponta</b>	
Demanda contratada	3.200 kW
Consumo médio Ponta	1.675.697 kWh
Consumo médio Fora de Ponta com Gerador	181.600 kWh

Procedendo da mesma forma para as outras alternativas da Tabela 2, pode-se encontrar o gráfico da Figura 4 que indica a projeção da relação R\$ mil/kWh sem considerar os aumentos anuais baseados na inflação.

Dentre as alternativas da Figura 4, podem-se verificar soluções impraticáveis, mas que servem como referência para mostrar os ganhos de se adotar medidas corretas para suprir o fornecimento de energia da planta fabril.

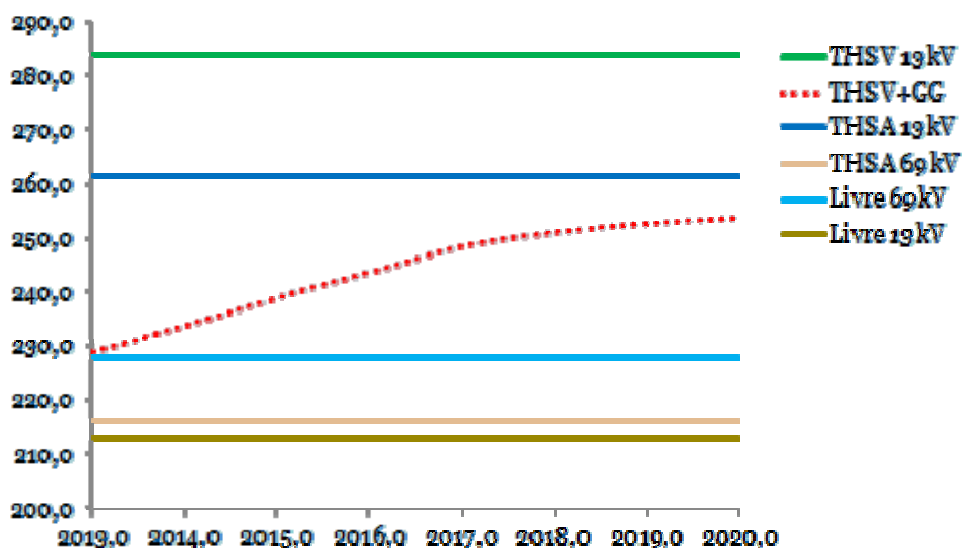


Figura 2. Custo unitário R\$ mil/kWh

THS V 13 kV: Custo hora sazonal Verde, consumidor em 13,8 kV  
 Livre 13 kV: Custo para o mercado livre para consumo em 13,8 kV  
 THS A4 A: Custos hora sazonal Azul, consumidor em 13,8 kV  
 THS A 69 kV: Custo hora sazonal azul, consumidor em 69 kV  
 Livre 69 kV: Custo para o mercado livre para consumo em 69 kV  
 THS V GG: Custo hora sazonal verde mais Grupo Gerador



Uma destas soluções impraticáveis é parar os grupos geradores e consumir energia no horário de ponta permanecendo no atual grupo tarifário, mostrada pela linha verde.

A linha pontilhada representa permanecer com a atual capacidade de geração e buscar o excedente no horário de ponta, no atual modelo tarifário. Esta curva apresenta um comportamento distinto das outras, pois com o decorrer do tempo, a parcela excedente fica cada vez maior, influenciando para elevar o custo unitário.

Assumindo os dados previstos para 2013 da Tabela 1 teremos o cenário de carga da Tabela 5. Utilizando o cálculo da TUSD incentivada conforme o item 2.2.2,

Tabela 5. Dados de entrada em 2013 no mercado livre.

<b>Dados da carga para o ambiente livre</b>	
Demanda contratada Ponta	4.317 kW
Demanda contratada Fora Ponta	4.317 kW
Consumo Fora Ponta	2.390.000 kWh
Consumo Ponta sem gerador	236.000 kWh

Tem-se assim um custo estimado em R\$ 560.000,00 ao mês, supondo a nova demanda a ser contratada para este ano. Fazendo a divisão desse valor pela energia total consumida (2.390.000 kWh + 236.000 kWh), teremos uma tarifa de energia de R\$ 213/kWh.

A partir desta análise, fica claro que o modelo mais viável para as tarifas, seria a entrada no mercado livre de energia elétrica, com fornecimento em 13,8 kV com desconto nas tarifas de distribuição (curva marrom).

### 3.4 VANTAGENS DA MIGRAÇÃO

Para comparar as tarifas atuais e a do mercado livre incentivado, tem-se que entender que pelo contexto da fábrica, a partir de 2013, os geradores não serão mais suficientes para atender ao consumo no horário de ponta. Com isso, a partir desta data, as comparações passam a ser feitas com a linha pontilhada da Figura 4, que representa a busca do excedente da capacidade dos geradores no horário de ponta.

O tempo que a fábrica pode permanecer sendo alimentada em 13,8 kV está atrelado à viabilidade técnica da concessionária local. Em decorrência de estudos realizados pela concessionária, viu-se que essa disponibilidade está garantida até 2016.

Analisando a diferença entre ficar com a capacidade geradora limitada, buscando o excedente no horário de ponta e migrar para o mercado livre, tem-se:

Tabela 6. Comparativo das alternativas.

<b>Dados da carga para o ambiente livre</b>			
<b>Ano</b>	<b>Gasto Anual Ambiente livre incentivado (R\$)</b>	<b>Gasto Anual Com Geração Limitada (R\$)</b>	<b>Diferença Anual (R\$)</b>
2013	6.715.914	7.208.556	462.643
2014	7.373.971	8.085.624	711.653
2015	8.228.044	9.224.946	995.901
2016	9.178.571	10.490.821	1.312.250

Somando a coluna de diferenças, até 2016, o mercado livre incentivado propõe uma economia de R\$ 3.512.447,00 em comparação com a alternativa de não fazer nenhum investimento em geradores e ficar com a capacidade limitada.

Pela Figura 2, temos que uma alternativa seria modificar a alimentação da fábrica para 69 kV. Com o fim do tempo de disponibilidade da rede 13,8 kV da concessionária, esta provavelmente será a melhor alternativa. Pela Tabela 2, tem-se que o preço simulado para a contratação em 69 kV foi de R\$ 140,00/MWh. Até o final de 2016, este valor pode ser mais bem negociado dando a fábrica a possibilidade de esperar o momento certo para fechar um contrato de compra de energia que amortize o investimento na construção da subestação rebaixadora 69 kV-13,8 kV, estimado para 4 milhões de reais.

#### 3.4.1 PONTOS RELEVANTES

A projeção de carga apontada na Tabela 1 foi calculada supondo ritmo de produção pleno com os novos equipamentos. Porém, o setor industrial está suscetível às sazonalidades e é influenciável por crises financeiras que podem reduzir drasticamente a produção.

Existem algumas flexibilidades que devem ser levadas em consideração para prever esses momentos. Uma das principais flexibilidades é a permissão de uma faixa de escolha por parte do comprador da quantidade de energia a ser entregue (opção de escolha da quantidade). Normalmente, os contratos com essa flexibilidade especificam o

intervalo de escolha em mais ou menos um percentual da quantidade contratada. Por exemplo, considerando uma quantidade contratada de 50 MW médios, o intervalo de escolha pode estar sendo especificado em  $\pm 20\%$  dessa quantidade, ou seja, entre 40 (limite inferior) e 60 MW médio (limite superior).

Sendo assim, a cada período de apuração (geralmente mensal), o comprador poderá escolher a quantidade que quer comprar entre 40 e 60 MW médio ao preço contratado. Supondo que o comprador tenha de fato uma necessidade de 50 MW médios, ele escolheria uma quantidade de suprimento diferente, pois considerando que os preços de curto prazo em um determinado mês estejam abaixo do preço do contrato, o comprador poderia escolher comprar 40 MW médio ao preço contratado, e os 10 MW médios restantes a um preço menor que o contratado, gerando uma economia. Ao contrário, considerando que os preços de curto prazo em um determinado mês estejam acima do preço do contrato, o comprador poderia escolher comprar 60 MW médio ao preço contratado, e os 10 MW médio de excesso ele venderia no mercado de curto prazo a um preço maior, gerando um ganho adicional. Observa-se então que a opção de escolha da quantidade agrega valor ao contrato.

Na figura 5, pode-se ver o que seria essa flexibilidade tendo em vista o crescimento previsto para a fábrica.

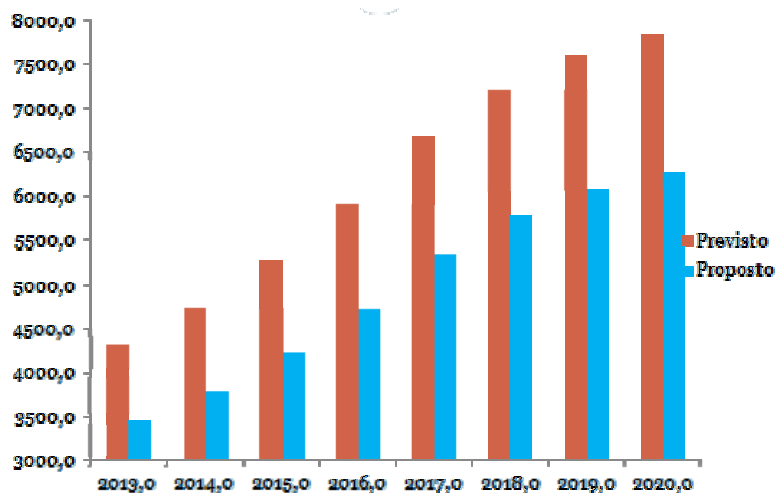


Figura 5. Comparativo do volume contratado (marrom) e do volume previsto total (azul) de acordo com a Tabela 1 de projeção de demanda.

Outra flexibilidade importante embutida em alguns contratos de energia é a permissão que o comprador exerça o direito de parar ou reduzir substancialmente o consumo/a entrega durante determinado intervalo pré-acordado (opção de redução). O

intervalo pré-acordado pode ser, por exemplo, todo mês de dezembro incluído no período de vigência do contrato. Se a redução permitida for parcial, o contrato também deverá especificar o tamanho, sendo em geral um percentual da energia contratada. Por exemplo, uma redução permitida de 60% de uma energia contratada de 50 MW médio, corresponderia a uma redução permitida de 30 MW médio. Um comprador exerce a opção de redução quando os preços de curto prazo são menores que o preço contratado.

## 4 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada a importância de se ter um planejamento estratégico para a matriz energética de qualquer indústria. Os custos com energia elétrica influenciam diretamente na viabilidade dos processos produtivos. Reduzir custos com a menor quantidade possível de investimentos se tornou uma realidade com a evolução do mercado livre de energia elétrica.

Utilizando energia provinda de fontes alternativas, podem-se diminuir os gastos com energia elétrica e ainda trazer a imagem de sustentabilidade para a empresa consumidora.

Diante de uma situação de incerteza de investimento, a migração possibilitou adiar a construção de uma subestação 69 kV e evitou a necessidade de comprar grupos geradores que apresentam um risco de falha alto que pode gerar grandes prejuízos a empresa.

É importante salientar que esse estudo deve ter continuidade, conjugado com um permanente acompanhamento do mercado de energia que, por ser muito dinâmico, sempre pode trazer novas oportunidades de bons negócios.

## BIBLIOGRAFIA

ANEEL. "Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição". Cadernos Temáticos ANEEL nº 5, 2005.

ANEEL. "Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica". Cadernos Temáticos ANEEL nº 4, 2005.

ABREU, Yolanda Vieira. "A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: questões e perspectivas". Dissertação de pós-graduação em Energia do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. USP, São Paulo, 1999.

CLARET, Antônio S. Gomes. "O Setor Elétrico". Textos para discussão BNDES. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acessado em Março de 2012.

PIRES, José Cláudio Linhares. "Mecanismo de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro". Textos para discussão BNDES. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acessado em Junho de 2009.

Homepage da Câmara Comercializadora de Energia: <[www.ccee.gov.br](http://www.ccee.gov.br)> Acessado em março de 2012

CHRISTOFARI, V.D., "Guia do Cliente Livre." São Paulo: Pancrom Indústria Gráfica Ltda. 1ª Ed.,2006.

LEITE, A.L.S. & SANTANA, E.A. "Mercado de capacidade: uma alternativa para o setor elétrico brasileiro." Revista de Desenvolvimento Econômico RDE, Ano VIII, n. 14, p.23-33, 2006.

PIRES, José C.L., GIAMBIAGI, Fábio & SALES, André. "As perspectivas do setor elétrico após o racionamento". Revista do BNDES. Rio de Janeiro, v. 9, n. 18, p. 163-204, 2002.

PECI, A. "Reforma regulatória brasileira dos anos 90 à luz do modelo de Kleber Nascimento". Revista de Administração Contemporânea 11 (1): pp. 11-30, 2007.