

JOSÉ RAIMUNDO DA SILVA

VICTOR KODJA TEBECHERANI

PLANEJAMENTO INDUTIVO:

**OTIMIZAÇÃO DOS RECURSOS DISPONÍVEIS NO
SISTEMA ELÉTRICO COMO FORMA DE VIABILIZAR O
DESENVOLVIMENTO SÓCIO – ECONÔMICO E
REDUZIR O IMPACTO SOCIO – AMBIENTAL DA
EXPANSÃO DO SISTEMA**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção de certificado de Especialista em Energia – MBA em Energia.

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Marco Antonio Saidel

São Paulo 2008

DEDICATÓRIA

À minha família que me impulsiona, apóia e é o que me move.

JOSÉ RAIMUNDO DA SILVA

Aos meus filhos, razão de tudo em minha vida.

VICTOR KODJA TEBECHERANI

AGRADECIMENTOS

À AES Eletropaulo, por acreditar no potencial dos seus colaboradores e por permitir que através do aperfeiçoamento profissional as pessoas possam crescer e encontrar a realização pessoal e profissional.

Aos colegas que muito nos ajudaram e permitiram que pudéssemos dedicar parte do nosso tempo para a conclusão do curso.

Ao professor Marcos Saidel, pela orientação e apoio no desenvolvimento deste trabalho.

A todos aqueles que, de maneira direta ou indireta, contribuíram para a realização deste trabalho.

Os autores

JOSÉ RAIMUNDO

VICTOR KODJA

RESUMO

A necessidade de atendimento do crescimento da demanda de energia elétrica obriga que o setor expanda sua capacidade de geração, transporte e distribuição de energia elétrica.

A geração de energia elétrica passa atualmente por uma crise de identificação dos caminhos que devem ser tomados, enfrentado os mais variados problemas, que vão desde as dificuldades de implantação, devido a impactos ambientais, até questões como abastecimento de combustível e segurança de operação.

A expansão dos sistemas de geração hidráulica esbarra cada vez mais nas questões ambientais, fazendo com que os aproveitamentos não possam ser realizados na sua totalidade e com isso elevando o valor final do custo do MW gerado.

Além disso, os grandes aproveitamentos, que podem permitir o atendimento da demanda por longos períodos, estão cada vez mais longe dos centros de consumo, levando a necessidade de criação de uma rede de transporte de grandes dimensões, que além de causarem grandes impactos ambientais, ainda estão sujeitas a todo o tipo de evento que possam vir a causar a interrupção do transporte.

Com isso, há a necessidade de criação de interligações entre esses sistemas de forma a garantir a transferência de capacidade entre os mesmos e também permitir o melhor aproveitamento da sazonalidade das capacidades (complementaridade das bacias hidrológicas).

Olhando a diversificação da matriz elétrica brasileira, a geração térmica mostra-se como alternativa atrativa, porém pontos como falta de um melhor

sistema de distribuição de gás, e variação da safra, nos casos de biomassa, podem ser fatores determinantes para que esta não seja a alternativa definitiva.

A geração através do carvão ou óleo combustível apresenta problemas ambientais e de custo, o que torna sua utilização mais restrita.

Há ainda a alternativa da geração nuclear, que tem como pontos de preocupação as questões de segurança das instalações e posteriormente o descarte do lixo radiativo.

As energias renováveis (eólica, solar, biomassa, etc) tem sua aplicação limitada por problemas estruturais de implantação, rendimento, custo, tecnologia, sazonalidade, etc, não sendo ainda a garantia de complementação das demandas energéticas necessárias ao crescente desenvolvimento do país.

Quanto aos sistemas de distribuição, estes hoje estão sujeitos a exigências ambientais que até alguns anos não existiam, como o licenciamento de linhas de subtransmissão já existentes, regularizações de redes de distribuição, como definido na Portaria n.º 80/SVMA/2005, DOC de 14/outubro/2005 – Anexo I, fazendo com que a sua expansão passe a ser muito mais difícil.

É basicamente para este último segmento da infra-estrutura elétrica que o trabalho será desenvolvido, uma vez que a geração e o transporte de energia elétrica têm outra abordagem quanto a sua expansão e do que desses sistemas é solicitado.

Portanto, no tocante aos sistemas de distribuição, é preciso encontrar formas que possibilitem a otimização das instalações disponíveis, explorando ao máximo seus pontos de conexão e suprimento, direcionando os usuários para pontos que apresentem disponibilidade de capacidade e possam suprir a

demanda com qualidade e confiabilidade, associado a custos que resultem em baixos impactos nas tarifas e nos custos de atendimento.

Estes sistemas devem permitir que a energia elétrica seja acessível a toda a população, tanto em questões físicas quanto tarifárias, garantindo a modicidade tarifária, tudo isso ocorrendo dentro de padrões de tratamento iguais, ou seja, de forma isonômica.

A partir da Resolução 250/2007 da ANEEL de 13 de fevereiro de 2007 – Anexo II, onde foram definidas as regras para a participação financeira de consumidores e concessionárias e/ou permissionárias pode ocorrer o crescimento de consumo em locais de alto custo de atendimento, devido à redução de participação financeira resultante das novas regras definidas pela Resolução em questão.

O estudo dos perfis de carga de cada micro região elétrica, a disponibilização e orientação aos clientes quanto às regiões com melhores potencialidades de capacidade de atendimento, quer de custos, disponibilidade, rapidez de atendimento, podem reduzir a necessidade de investimentos, impactos ambientais e custos da tarifa de fornecimento ao consumidor final.

Desta forma haverá a possibilidade de se realizarem investimentos para o crescimento do sistema distribuidor de energia de forma prudente.

Assim, poder-se-á garantir que o crescimento do sistema de distribuição de energia elétrica não afetará a modicidade tarifária que tanto se busca como forma de garantir o acesso a energia elétrica para toda a população.

Outro ponto que se destaca é que este trabalho não utilizará dados de mercado, capacidade de instalações, potencial e característica de cada região atuais.

O intuito é discutir como esta análise pode ser utilizada pelas Empresas de Distribuição de Energia Elétrica como um diferencial de desenvolvimento de mercado e de regiões, viabilizando o atendimento de empreendimentos com menores custos e prazos, garantindo a qualidade, disponibilidade e flexibilidade do serviço de distribuição de energia elétrica.

Além disso, há outro benefício direto para as Empresas, pois com isso haverá melhor modulação das curvas de cargas dos sistemas de distribuição, eliminando ociosidade e possibilitando melhores coeficientes de utilização das instalações e conseqüente remuneração por estas nas revisões tarifárias.

ABSTRACT

The need to supply the continuous growth of energy demand obliges the electric sector to expand its capacity of generation, transmission and distribution of electricity.

The power generation faces currently a crisis of identity on the paths to be taken, and fighting against several different problems since difficulties of implementation due to environmental issues to matters like fuel supply e safety of operations.

The expansion of hydraulic generation systems is getting harder due to environmental issues , taking that all potential capacity couldn't be executed as a whole and increasing final cost of MW produced.

Besides that, the biggest potentials which can allow to supply the demand for long term, are further more distant from the consumption centre's, bringing the necessity of creation of complex and large transport grid that Will have environmental issues and are under all kind of events that may interrupt the transport.

With that, there is the need of create inter connections among these systems in a way to assure the transfer of power capacity and assure a better use of seasonability.

Looking at diversification of Brazilian energetic source, the thermal generation has become an attractive option, including the attention point of lack of natural gas due to foreigner suppliers and harvest quality, in case of biomass, factors that can be determining for final alternatives.

Thermal generation based on oil or charcoal presents problems like environmental and cost, restricting its usage.

There's yet an option of nuclear power generation, with restriction regarding nuclear waste and safety.

Renewable power sources (Wind, solar, biomass, etc) still has its use limited by structure problems for implementation, performance, costs, technology, seasonality, not yet a warranty to complement power demands needed to the country's economic growth.

Regarding distributions systems, they are under environmental demands by law, are today related to requests in environmental area that not exists few years ago, like licenses to transmtion lines already in place, regularization of existing distribution grids defined in Portaria n.º 80/SVMA/2005, DOC de 14/october/2005 – Annex I, making more and more difficult its expansion.

Basically, this is the last segment to be developed in electric infra structure that this work will be focused, once the generation and transport of electric power has another view regarding its expansion and in what is demanded.

Finally, it is necessary find ways to optimization of available installations and grid, exploring to the maximum its connections points and supply, taking users to spots with availability that can offer the demand with quality and trust ability to cost effectiveness.

These systems must allow that the electric energy be accessible to all population such as in installations as well as in tariffs, with guaranty in price, all this on standards of isonomy.

From Resolution 250/2007 ANEEL of February 13 2007 – Annex II, where were defined rules of financial participation for consumers and

companies may allow growth of consumption in places of high cost to supply due to a reduction on financial participation resulting from the new rules.

The study of load profiles of each micro electric region the availability and orientation to customers regarding regions with better potentials and conditions to attend related to costs, availability of power, quickness can reduce investments needs, environmental impacts and tariffs costs.

This way there will be possibility to investments be made to the growth of the electric system in a very prudent way.

So, then it will be possible to assure the growth of electric distribution grid that will not affect tariff in a way to have granted access to energy to the whole population.

Another point to consider is that this work will not use market data, installed capacity, potential and current specific characteristics of any region.

Our objective is to discuss how this kind of analysis may be used by Distribution Companies as a differential for market development and economic regions, making feasible entrepreneurship with lower costs and time, assuring quality, availability and flexibility on the distribution of electric energy.

Besides that, another direct benefit to companies are better load modulation of distribution systems, eliminating laziness and making possible better coefficients of use of installations and consequently better remuneration on tariffs revision.

Sumário:

1.	Introdução.....	12
2.	Setor Elétrico – Legislação e Organização Atual.....	15
3.	Tarifas.....	17
3.1.	Conceitos Básicos Sobre Tarifa de Energia Elétrica.....	17
3.2.	Classes e subclasses de consumo.....	18
3.3.	Componentes das tarifas.....	19
3.4.	Estrutura Tarifária.....	20
3.4.1.	Tarifas do grupo A.....	20
3.4.2.	Tarifas do grupo B.....	24
3.4.3.	Tarifa social de baixa renda.....	24
3.5.	Composição das Tarifas.....	25
3.5.1.	Custos gerenciáveis - Parcela B.....	27
3.5.2.	Custos não-gerenciáveis – Parcela A – encargos setoriais.....	28
3.5.3.	Custos não-gerenciáveis – Parcela A – encargos de uso das redes elétricas.....	30
3.5.4.	Custos não-gerenciáveis – Parcela A – compra de energia.....	31
3.6.	Mecanismos de Atualização das Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica.....	32
3.6.1.	Reajuste tarifário anual.....	32
3.6.2.	Revisão tarifária periódica.....	35
3.6.2.1.	Empresa de Referência.....	36
3.6.2.2.	Remuneração dos investimentos prudentes.....	36

3.6.2.3 Taxa de retorno adequada.....	37
3.6.2.4. Estrutura ótima de capital.....	38
3.6.2.5. Base de Remuneração.....	38
3.6.2.6. Cálculo do Fator X.....	39
3.7. Revisão Tarifária Extraordinária.....	40
4. Panorama do Sistema Elétrico Nacional.....	40
4.1. Matriz Energética Brasileira – Evolução.....	46
4.2. Sistema de Transporte de Energia.....	48
4.3. Sistema de Distribuição – Caso específico da Eletropaulo.....	49
5. Legislação Ambiental – Implicações no Desenvolvimento de Projetos.....	52
6. Planejamento do Sistema Elétrico.....	59
6.1. Análise de Mercado – Curvas Características de Carga.....	64
6.2. Metodologia.....	65
6.3. Aplicação da Metodologia.....	66
7. Conclusões.....	74
8. Referencias.....	76
9. Anexos.....	77
Anexo I - Portaria n.º 80/SVMA/2005, DOC de 14/outubro/2005.....	79
Anexo II – Resolução 250/2007 de 13 de fevereiro de 2007.....	88
Anexo III – Leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15 de março de 2004.....	99
Anexo IV - Mapa da área de Concessão da AES Eletropaulo.....	142
Anexo V - Lei Federal nº 6.938/81	143

1. INTRODUÇÃO

A disponibilidade de energia nas condições de quantidade e qualidade adequadas, a custos competitivos, tem-se constituído em um dos mais importantes pré-requisitos para o desenvolvimento econômico das nações. Em vista disso, a energia tem sido tratada como um bem de natureza estratégica, e não por acaso a segurança energética tornou-se um dos temas mais relevantes da agenda mundial.

De fato, o Brasil é uma nação com nível de desenvolvimento ainda insuficiente, ao qual se associam um baixo consumo específico de energia, carência de infra-estrutura energética e concentração do uso das riquezas naturais.

O posicionamento do país no cenário internacional é um fator essencial para o esforço de reverter esse quadro.

Historicamente, o Brasil apresenta uma importante vantagem comparativa no setor energético, relacionada à abundância de recursos naturais a baixos custos em termos relativos.

A questão que se coloca para o país os próximos anos é: quais desafios serão enfrentados e quais ações precisarão ser implementadas para manter essa vantagem comparativa?

Nesse contexto, o Estado tem assumido papel essencial na condução dos rumos do setor energético, especialmente em relação a barreiras de mercado e a conflitos de interesses entre os vários agentes que atuam nesse mercado.

Essa ação vem sendo claramente empreendida na direção da redução da pobreza e da ampliação do acesso à energia às camadas sociais menos favorecidas.

Mais recentemente, a preocupação com os impactos ambientais da produção e do uso da energia, em especial as emissões de gases e seus efeitos sobre o clima do planeta, tem reforçado a necessidade de regulação e da definição de políticas especificamente orientadas para assegurar a sustentabilidade do desenvolvimento econômico, o que decerto exige planejamento e ação governamental.

Este trabalho tem por objetivo propor uma nova abordagem na relação consumidor e concessionária / permissionário, visando a otimização do sistema de distribuição de energia elétrica, reduzindo os impactos ambientais decorrentes da sua implantação, possibilitar um investimento prudente e adequado no sistema, otimização das instalações existentes tendo como consequência valores de tarifas acessíveis a todos.

Atualmente, não há por parte das Concessionárias / Permissionárias, nenhuma abordagem junto ao seu mercado no sentido de informar as melhores regiões no tocante a disponibilidade de capacidade de transformação, observando as curvas típicas de cada segmento de consumo.

Além de viabilizar a revitalização de várias regiões, pode permitir a geração de empregos em regiões geralmente servidas de todas as infra-estruturas necessárias para a viabilização de qualquer negócio.

Os benefícios desta análise podem ser estendidos para vários segmentos da sociedade e se associados a outros incentivos políticos, podem resultar na solução de vários problemas atualmente enfrentados pela

sociedade, resultando em ganho de tempo, redução de gastos com combustíveis, redução de poluição, por exemplo.

Toda a análise é motivada ainda pela grande dificuldade de expansão do sistema elétrico de distribuição considerando as restrições de capital para investimento, os custos operacionais que acabam onerando as Empresas provocando um descolamento entre os custos operacionais das Empresas de Referência e das Empresas Reais.

Há ainda toda a questão ambiental que dificulta sobremaneira a expansão do sistema elétrico, não só em regiões urbanas, quando se levanta a veracidade da questão dos efeitos dos campos eletromagnéticos sobre a saúde, bem como nas áreas rurais com os impactos ambientais diretos pela necessidade de criação de faixas de passagem para a implantação destes sistemas.

Lógico que a discussão levantada por este trabalho esbarra em uma série de interesses que podem dificultar a sua aplicação, porém é preciso que em algum momento esta questão seja levada em consideração, sob o risco de inviabilizar o atendimento de novas demandas.

Não haverá, em pouco tempo, a possibilidade de implantação de novas instalações sem que o preço a ser pago por isso seja demasiadamente elevado tanto para o interessado como para a sociedade.

Assim, partindo de uma visão do setor elétrico atual, as exigências ambientais, as condições de mercado, curvas características e disponibilidade de capacidade, teremos uma forma alternativa de equalizar estes problemas que afetarão diretamente a sociedade.

2. Setor Elétrico – Legislação e Organização Atual

O setor elétrico brasileiro, nos últimos anos, tem passado por importantes alterações de cunho estrutural e institucional, migrando de uma configuração centrada no monopólio estatal como provedor dos serviços e único investidor para um modelo de mercado, com a participação de múltiplos agentes e investimentos partilhados com o capital privado.

Esta reestruturação foi estabelecida a partir da reforma do papel do Estado, iniciada em meados da década de 90, que sustentou também a execução da privatização de ativos de serviços de energia elétrica sob controle estadual e federal, onde se inserem as empresas de distribuição de energia elétrica.

Dentre as principais adequações de caráter estrutural citam-se: a exploração dos serviços de energia elétrica por terceiros, mediante licitação, o controle e operação dos sistemas elétricos de forma centralizada, o livre acesso e uso das redes elétricas, a segmentação das atividades setoriais (geração, transmissão, distribuição e comercialização), criação e regulamentação da comercialização de energia elétrica e a criação da figura do consumidor livre.

De cunho institucional citam-se as criações do regulador e fiscalizador dos serviços, do operador nacional do sistema interligado, da câmara de comercialização de energia elétrica e da empresa de planejamento energético.

No quadro atual, consolidado pelas leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15 de março de 2004 – Anexo III, compete:

a) Poder Executivo a formulação de políticas e diretrizes para o setor elétrico, subsidiadas pelo Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE, formado por ministros de Estado, sob coordenação do Ministro de Estado de Minas e Energia;

b) Poder Concedente, exercido também pelo Poder Executivo, os atos de outorga de direito de exploração dos serviços de energia elétrica;

c) Regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a normatização das políticas e diretrizes estabelecidas e a fiscalização dos serviços prestados;

d) Operador Nacional do Sistema (ONS) a coordenação e a supervisão da operação centralizada do sistema interligado;

e) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que sucedeu o Mercado Atacadista de Energia (MAE), o exercício da comercialização de energia elétrica;

f) Empresa de Planejamento Energético – EPE a realização dos estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico, de responsabilidade do Poder Executivo, conduzido pelo Ministério de Minas e Energia – MME.

g) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE tem por função acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território nacional e é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a seguinte composição:

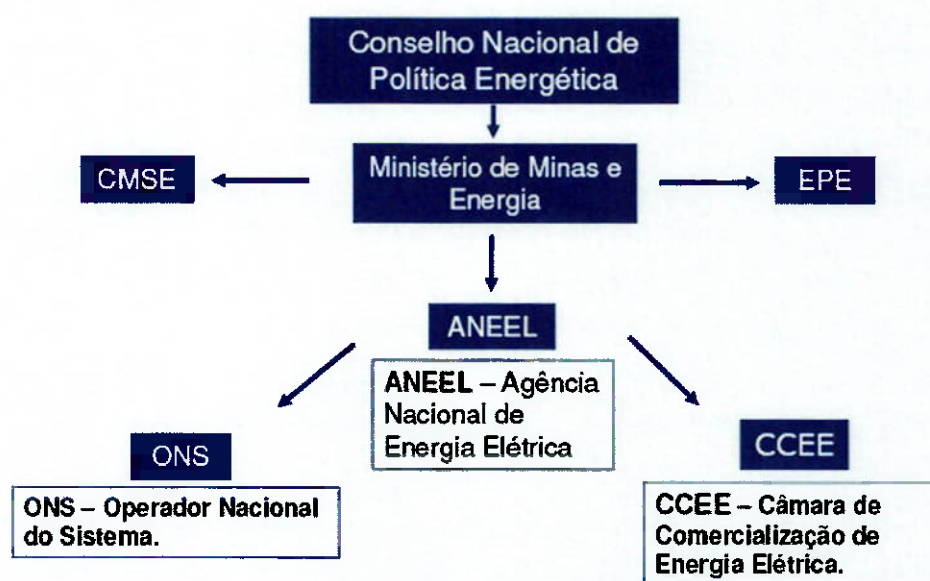
I - quatro representantes do Ministério de Minas e Energia; e

II - os titulares dos órgãos a seguir indicados:

a) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

- b) Agência Nacional do Petróleo - ANP;
- c) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- d) Empresa de Pesquisa Energética - EPE; e
- e) Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Basicamente o desenho do setor elétrico brasileiro, no que tange a sua organização pode ser representado da seguinte forma:



Fonte: ABCE

3. Tarifas

Através das tarifas é que o serviço de distribuição de energia é remunerado e com a receita obtida as Empresas devem viabilizar os seus investimentos, custos operacionais e remunerar o seu capital.

3.1. Conceitos Básicos Sobre Tarifa de Energia Elétrica

Os consumidores de energia elétrica pagam, por meio da conta recebida de sua empresa distribuidora de energia elétrica, um valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida, no mês anterior, estabelecida em quilowatt-hora (kWh) e multiplicada por um valor unitário, denominado tarifa, medido em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), que corresponde ao valor de 1 quilowatt (kW) consumido em uma hora.

As empresas de energia elétrica prestam esse serviço por delegação da União na sua área de concessão, ou seja, na área em que lhe foi dada autorização para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de um valor justo, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, para que ela possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias.

3.2. Classes e subclasses de consumo

Para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo. São elas:

Residencial – na qual se enquadram, também, os consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos; Industrial – na qual se enquadram as unidades consumidoras que

desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento;

Comercial, Serviços e Outras Atividades – na qual se enquadram os serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins;

Rural – na qual se enquadram as atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural;

Poder Público – na qual se enquadram as atividades dos Poderes Públicos Federal, Estadual ou Distrital e Municipal; Iluminação Pública – na qual se enquadra a iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público;

Serviço Público – na qual se enquadram os serviços de água, esgoto e saneamento; e

Consumo Próprio – que se refere ao fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição.

3.3. Componentes das tarifas

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes: demanda de potência e consumo de energia. A demanda de potência é medida em quilowatt e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. O

consumo de energia é medido em quilowatt-hora ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias.

As tarifas de demanda de potência são fixadas em reais por quilowatt e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora (R\$/MWh) e especificadas nas contas mensais do consumidor em reais por quilowatt-hora.

Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado.

3.4. Estrutura Tarifária

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”.

3.4.1. 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

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.

b) Estrutura tarifária horo-sazonal

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”.

Já para o ano, são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando é maior o volume de chuvas.

As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção e 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.

b1) Tarifa horo-sazonal azul

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 (P)

Um valor para o horário fora de ponta (FP)

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

b2) Tarifa horo-sazonal verde

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 se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde.

As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW podem optar pela tarifa horo-sazonal, seja na modalidade azul ou verde.

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 (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

3.4.2. Tarifas do grupo B

As tarifas do “grupo B” se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes (e subclasses) de consumo:

B1 Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

B2 Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;

B3 Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;

B4 Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia em megawatt-hora.

3.4.3. Tarifa social de baixa renda

Com base na legislação em vigor, todos os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, fazem jus ao benefício da subvenção econômica da Subclasse Residencial Baixa Renda.

A tarifa social de baixa renda sofre descontos escalonados do acordo com o consumo em relação à tarifa da classe residencial (B1), conforme ilustra a tabela abaixo:

Faixa de Consumo Desconto Tarifário (%)

0 - 30 kWh 65%

31 - 100 kWh 40%

101 - Limite Regional 10%

Aos primeiros 30 kWh é aplicada tarifa com 65% de desconto em relação à tarifa aplicada a uma unidade consumidora residencial. Dos 31 kWh consumidos, até o limite de 100 kWh, é aplicada tarifa com 40% de desconto.

Finalmente, de 101 kWh até o Limite Regional, é aplicado desconto de 10%.

Define-se Limite Regional como sendo o consumo máximo para o qual poderá ser aplicado o desconto na tarifa, sendo que tal limite é estabelecido por concessionária, e os valores que excederem serão faturados pela tarifa plena (B1) aplicada às unidades residenciais.

3.5. Composição das Tarifas

Conforme citado anteriormente, cabe à ANEEL fixar uma tarifa justa ao consumidor, e que estabeleça uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A receita da concessionária de distribuição se compõe de duas parcelas, conforme visualizado no quadro a seguir.

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA

PARCELA A (custos não-gerenciáveis)

PARCELA B (custos gerenciáveis)

Encargos Setoriais Despesas de Operação e Manutenção

Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR) Pessoal

Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC) Material

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) Serviços de Terceiros

Rateio de custos do Proinfa Despesas Gerais e Outras

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Despesas de Capital

Encargos de Transmissão Cotas de Depreciação

Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica

Remuneração do Capital

Uso das Instalações de Conexão

Uso das Instalações de Distribuição Outros

Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu P&D e Eficiência Energética

Operador Nacional do Sistema (ONS) PIS/COFINS

Compra de Energia Elétrica para Revenda

Contratos Iniciais

Energia de Itaipu

Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões

O primeiro conjunto da receita refere-se ao repasse dos custos considerados não gerenciáveis, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores), ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados (como a Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica etc).

Esse primeiro conjunto é identificado como "Parcela A" da receita da concessionária de distribuição.

O segundo conjunto refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço.

Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da "Parcela B" da Receita Anual Requerida da Empresa.

3.5.1. Custos gerenciáveis - Parcela B

A “Parcela B” da receita da empresa é composta dos seguintes itens:

Despesas de Operação e Manutenção – Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas. Não são reconhecidos pela ANEEL, nas tarifas da empresa, aqueles custos que não estejam relacionados à prestação do serviço ou que não sejam pertinentes à sua área geográfica de concessão.

Cota de Depreciação – Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.

Remuneração do Capital – Refere-se à parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.

Além das despesas acima a “Parcela B” inclui ainda os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética, e as despesas com o PIS/COFINS.

Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – Refere-se à aplicação, anual, de no mínimo 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento) da receita operacional líquida da empresa em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia – Lei nº 9.991 de julho de 2000.

3.5.2. Custos não-gerenciáveis – Parcela A – encargos setoriais

Cota da Reserva Global de Reversão (RGR) - Trata-se de um encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação, dos serviços públicos de energia elétrica.

Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual.

Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) - Refere-se ao encargo que é pago por todas as empresas de distribuição de energia elétrica para cobrir os custos anuais da geração termelétrica eventualmente produzida no país, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e da maior ou menor necessidade do uso das usinas termelétricas.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) - A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e

paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Refere-se ao encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do Proinfa.

A cada final de ano a ANEEL publica, em resolução específica as cotas anuais e energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por esses agentes, no ano seguinte, calculadas com base no demonstrativo da energia gerada pelas centrais geradoras do Proinfa e os referentes custos apresentados no Plano Anual do Proinfa elaborado pela Eletrobrás.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) -Refere-se a um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, cujo valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas (vento), pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional (universalização).

3.5.3.Custos não-gerenciáveis – Parcela A – encargos de uso das redes elétricas

Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão - Refere-se à receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica (sistema interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kV) e que é paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica.

Uso das Instalações de Conexão - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que se utilizam de linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

Uso das Instalações de Distribuição - Refere-se ao encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

Transporte de Energia Elétrica de Itaipu - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Operador Nacional do Sistema (ONS) - Refere-se ao ressarcimento de parte os custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

3.5.4. Custos não-gerenciáveis – Parcela A – compra de energia

Para atender os consumidores localizados na sua área de concessão, a distribuidora efetua compras de energia de empresas geradoras distintas, e sob diferentes condições, em função do crescimento do mercado e dependendo da região em que está localizada.

Os dispêndios com compra de energia para revenda constituem o item de custo não-gerenciável de significativo peso relativo para as concessionárias distribuidoras.

Contratos Iniciais - Parte da energia elétrica comprada para atendimento aos consumidores da empresa de distribuição é adquirida das empresas de geração de energia elétrica por meio dos contratos denominados “contratos iniciais” – com vigência definida até o final do ano de 2005, cujas quantidades e valores da energia comprada são homologados pela ANEEL.

Energia de Itaipu - Além da energia adquirida mediante “contratos iniciais” para fornecimento em sua área de concessão, empresas distribuidoras localizadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, por imposição legal, pagam uma cota-parte dos custos referentes à energia elétrica produzida por Itaipu e destinada ao País.

Contratos Bilaterais de Longo ou Curto Prazo - Refere-se às despesas com compra de energia realizadas pelas empresas de distribuição, para eventualmente complementar a energia necessária para o total atendimento do seu mercado consumidor, efetivada por meio de contratos bilaterais de longo ou curto prazo, com base nos mecanismos legais de comercialização vigentes.

3.6. Mecanismos de Atualização das Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica.

As empresas de distribuição de energia elétrica fornecem energia elétrica a seus consumidores com base em obrigações e direitos estabelecidos em um Contrato de Concessão celebrado com a União para a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica na sua área de concessão.

Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconhece que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro.

Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

Os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos, conforme detalhado a seguir:

3.6.1. Reajuste tarifário anual

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual (IRT) é restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Conforme já citado, a receita da concessionária é composta por duas parcelas.

A “Parcela A” representada pelos “custos não-gerenciáveis” da empresa, e a “Parcela B” que compreende o valor remanescente da receita, representado pelos “custos gerenciáveis”.

Em cada reajuste anual de um novo período tarifário - Data de Reajuste em Processamento (DRP) -a distribuidora tem consolidada, com base na estrutura níveis tarifários então vigentes, a sua Receita Anual referente aos últimos doze meses - RA0.

Tem também consolidado, o valor da “Parcela A”, considerando os valores e condições vigentes na Data de Referência Anterior -VPA0 .

O novo valor da “Parcela A” -VPA1 -na Data de Reajuste em Processamento -DRP -é obtido pelo somatório dos valores então vigentes para cada um de seus itens, conforme detalhado no quadro COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA,

O valor da “Parcela B” -VPB0 -, na Data de Referência Anterior -DRA - é obtido pela diferença entre RA0 e VPA0. O novo valor da “Parcela B” -VPB1 – é resultante da “Parcela B” -VPB0 -, corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste.

Dessa forma, e em cumprimento do contrato de concessão, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual (IRT), com base na fórmula abaixo:

O novo Índice de Reajuste Anual (IRT) é calculado mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

IVI – Refere-se ao “número índice” obtido pela divisão dos índices do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.

X – É um “número índice” fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, conforme definido no contrato de concessão, a ser subtraído ou adicionado ao IVI a cada reajuste tarifário anual. Nos reajustes tarifários anuais que antecederam a primeira revisão tarifária periódica de cada concessionária, o valor de X foi fixado igual a zero.

3.6.2.Revisão tarifária periódica

O processo de Revisão tarifária periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de 4 anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Destaca-se que enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo IGP-M, no momento da revisão tarifária periódica é calculada a - receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do Fator X.

a) Reposicionamento tarifário

O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência. A determinação dos custos operacionais eficientes constitui um dos grandes desafios da revisão tarifária periódica. A análise dos custos da própria empresa sujeita o órgão regulador aos efeitos da “assimetria de informação”.

Conceitualmente, a assimetria de informação refere-se ao fato de que o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado.

O órgão regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações, que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes no que se refere ao acesso e manejo dessas informações é totalmente assimétrica.

Por essas razões, a ANEEL vem adotando uma abordagem distinta para definição dos custos operacionais eficientes que devem ser pagos pelo consumidor, cujo enfoque metodológico é denominado de Empresa de Referência.

3.6.2.1. Empresa de Referência

A Empresa de Referência se define como a simulação de uma empresa responsável pela operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes e direção e administração da área geográfica da concessionária de distribuição em análise, que presta esses serviços em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade.

3.6.2.2. Remuneração dos investimentos prudentes

A remuneração dos investimentos prudentes é formada por:

I. Cota de Depreciação - Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros, destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência, para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil;

II. Remuneração do Capital – Baseia-se no resultado da aplicação de uma taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição de energia elétrica sobre o investimento a ser remunerado, ou seja, sobre a base de remuneração.

3.6.2.3 Taxa de retorno adequada

Para o cálculo da taxa de retorno a ANEEL adota a metodologia internacionalmente conhecida do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted

Average Cost of Capital (WACC). Esse enfoque metodológico busca proporcionar aos investidores da concessionária, um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de riscos semelhantes.

$$WACC = K_e[E / (E + D + PS)] + K_d[D / (E + D + PS)] + K_{ps}[PS / (E + D + PS)]$$

Onde:

K_e = custo do patrimônio líquido;

K_d = custo das dívidas após impostos;

K_{ps} = custo das ações preferenciais;

$E / (E + D + PS)$ = proporção, em valor de mercado, do patrimônio líquido em relação ao valor do mix de financiamento;

$D / (E + D + PS)$ = proporção, em valor de mercado, da dívida em relação ao valor do mix de financiamento;

$PS / (E + D + PS)$ = proporção, em valor de mercado, das ações preferenciais em relação ao valor do mix de financiamento.

Para o cálculo do custo do capital próprio, a ANEEL adota o método Capital Assets Pricing Model (CAPM). Com base nesta metodologia é possível calcular um retorno adequado sobre o capital próprio investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a atratividade de capital e, conseqüentemente, a continuidade da prestação do serviço no longo prazo.

$$E(R_i) = R_f + \beta_{im}(E(R_m) - R_f).$$

Onde:

- **$E(R_i)$** é o retorno esperado do ativo
- **R_f** é a taxa de juros livre de riscos

- β_{im} é o coeficiente beta, que representa a sensibilidade dos retornos do ativo em relação aos do mercado, ou também
$$\beta_{im} = \frac{\text{Cov}(R_i, R_m)}{\text{Var}(R_m)},$$
- $E(R_m)$ é o retorno esperado do mercado
- $E(R_m) - R_f$ é por vezes chamado de prêmio de mercado ou prêmio de risco, e representa a diferença entre a taxa de retorno esperada do mercado e a taxa de retorno livre de riscos.

Para o custo de capital de terceiros, a ANEEL adota uma abordagem semelhante à do capital próprio, adicionando a taxa de risco exigida pelo mercado financeiro internacional para emprestar recursos a uma concessionária de distribuição de energia elétrica no Brasil. Esse enfoque impede que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros pelos investidores da concessionária de distribuição.

3.6.2.4. Estrutura ótima de capital

Para o cálculo da remuneração dos investimentos a ser considerada na receita, a ANEEL baseia-se também no princípio da estrutura ótima de capital, ou seja, numa relação otimizada entre os recursos próprios e de terceiros utilizados pela concessionária de distribuição para financiar os investimentos necessários para a prestação do serviço de energia elétrica.

Para definir a estrutura ótima de capital, a ANEEL considerou, além da estrutura de capital das concessionárias de distribuição do Brasil, a estrutura

verificada em países que adotam o mesmo regime regulatório, porém, com mais tempo de funcionamento de suas empresas reguladas.

3.6.2.5. Base de Remuneração

Para o montante de investimento a ser remunerado – base de remuneração – a

ANEEL considera o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002.

O conceito chave da Resolução nº 493/2002 é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores.

Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição, cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

3.6.2.6. Cálculo do Fator X

Por meio do Fator X, são estabelecidas as metas de eficiência para o próximo período tarifário que serão expressas na tarifa. O Fator X é resultante da composição dos seguintes elementos:

- I. componente X_e – reflete, por meio de um índice, os ganhos de produtividade esperados pelo natural incremento do consumo de

energia elétrica na área de concessão da distribuidora, em função do maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

II. Componente Xc – reflete, por meio de um índice, a avaliação dos consumidores sobre a empresa de distribuição que lhe fornece energia, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC);

III. Componente Xa – mostra um índice de ajuste ao reajuste do componente pessoal da “Parcela B”, quando dos reajustes tarifários anuais, que reflita adequadamente o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.

3.7. Revisão Tarifária Extraordinária

Além dos processos de Reajuste Tarifário Anual (IRT) e Revisão Tarifária Periódica (RTP) o contrato de concessão estabelece também o mecanismo da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), por meio do qual a ANEEL, poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder a revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

A criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura do contrato de concessão, quando comprovado seu impacto, implicará também na revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso, ressalvado os impostos sobre a renda, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e quaisquer outros que venham a ser criados, tendo como base de cálculo o resultado da atividade econômica.

4. Panorama do Sistema Elétrico Nacional

O Sistema Elétrico Nacional tem apresentado nos últimos anos uma instabilidade quanto a sua capacidade de geração que coloca sempre em dúvida qual a perspectiva que deve ser considerada para o futuro.

O Racionamento vivido em 2001 teve sobre o mercado de energia elétrica brasileiro um forte impacto quanto ao seu uso, provocando um deslocamento temporal do consumo que atrasou de 4 a 6 anos a utilização plena da capacidade disponível de geração, transporte e distribuição de energia elétrica.

Esta situação resultou em um aprendizado no tocante ao uso e aplicação de energia e colocou um foco maior na questão da dependência hídrica na geração de energia o que levou para uma aceleração dos planos de expansão do setor de energia.

Os estudos e ações referentes a eficiência energética passaram a ter maior enfoque e incentivo no cenário nacional como forma de preservação do sistema elétrico.

Como resultado desse período, os planos de expansão de geração e de transporte passaram a ser determinativos e não mais indicativos, permitindo uma aceleração na capacidade destes sistemas.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2008-17, elaborado pela EPE, o crescimento da carga do sistema interligado nacional nesse decênio, da ordem de 265 TWh, demandaria investimentos de US\$ 25 bilhões na rede de transmissão (básica), dos quais 68% em linhas com tensão igual ou superior a 69 kV e 32% em subestações e transformação.

Considerada a mesma base de custos e tendo em vista uma expansão da carga nesse sistema entre 2005 e 2030 estimada em cerca de 700 TWh (já admitido o progresso induzido da eficiência energética), os investimentos totais na transmissão foram projetados em US\$ 68 bilhões (valor que inclui a expansão das interligações indicada nos estudos de longo prazo).

Ressalte-se que naquele plano decenal os investimentos no sistema de transmissão foram estimados em cerca de 50% do valor atribuído à geração, ao passo que os valores acima apresentados indicam que essa relação cai para 40%.

A princípio isso poderia sugerir uma subestimação dos investimentos na transmissão, mas deve-se ter em conta que o custo da geração hidrelétrica é crescente à medida que os aproveitamentos hídricos localizam-se cada vez mais longe dos centros de carga e em regiões de difícil acesso, com altos custos de compensação ambiental, devido ao seu forte impacto nas regiões de sua instalação e dos custos de transporte.

Por outro lado, o custo da transmissão, a despeito da expansão da rede para regiões mais distantes e de acesso mais difícil, pode ser beneficiada mais intensamente de avanços tecnológicos, o que contribuiria para sua redução.

Historicamente, os investimentos em distribuição e instalações gerais situaram-se entre 15% e 20% dos investimentos totais no setor elétrico.

Entre 1970 e 1987, a média foi de 17,7%⁶ e não há indicações de que essa proporção tenha se alterado ou que venha a se alterar substancialmente no futuro.

Considerando os principais recursos energéticos que compõem a oferta interna, estima-se que o montante de investimentos necessário para a expansão da matriz energética no período 2005-30 poderá ultrapassar US\$ 800 bilhões, concentrados nos setores de petróleo e energia elétrica em mais de 80%.

Em termos médios anuais, o investimento no setor energético deverá ser da ordem de US\$ 32,3 bilhões, o que representaria 2,2% do PIB.

É importante ressaltar que essas estimativas de investimento, muito embora incluam custos de redução e compensação de impactos ambientais, podem ser afetadas por restrições processuais no licenciamento de obras e empreendimentos, na medida em que alarguem os cronogramas de desembolso ou impliquem custos adicionais, e por outros elementos de risco, como a evolução da regulação das atividades de produção e uso da energia, a necessidade de adaptação de projetos a restrições físicas ou ocorrências não esperadas em sua execução, condições de financiamento etc.

Note-se ainda que não estão considerados os custos financeiros ao longo da implantação dos projetos de investimento, os investimentos na

distribuição de gás e de combustíveis líquidos e o incremento da eficiência energética.

Porém, problemas com o fornecimento externo de gás tornaram-se um obstáculo no desenvolvimento do plano de térmicas brasileiro, criando desconfiança no setor e colocando alguns projetos já existentes em dificuldades operativas, tanto para honrar com os compromissos já assumidos, como para a continuidade das suas operações.

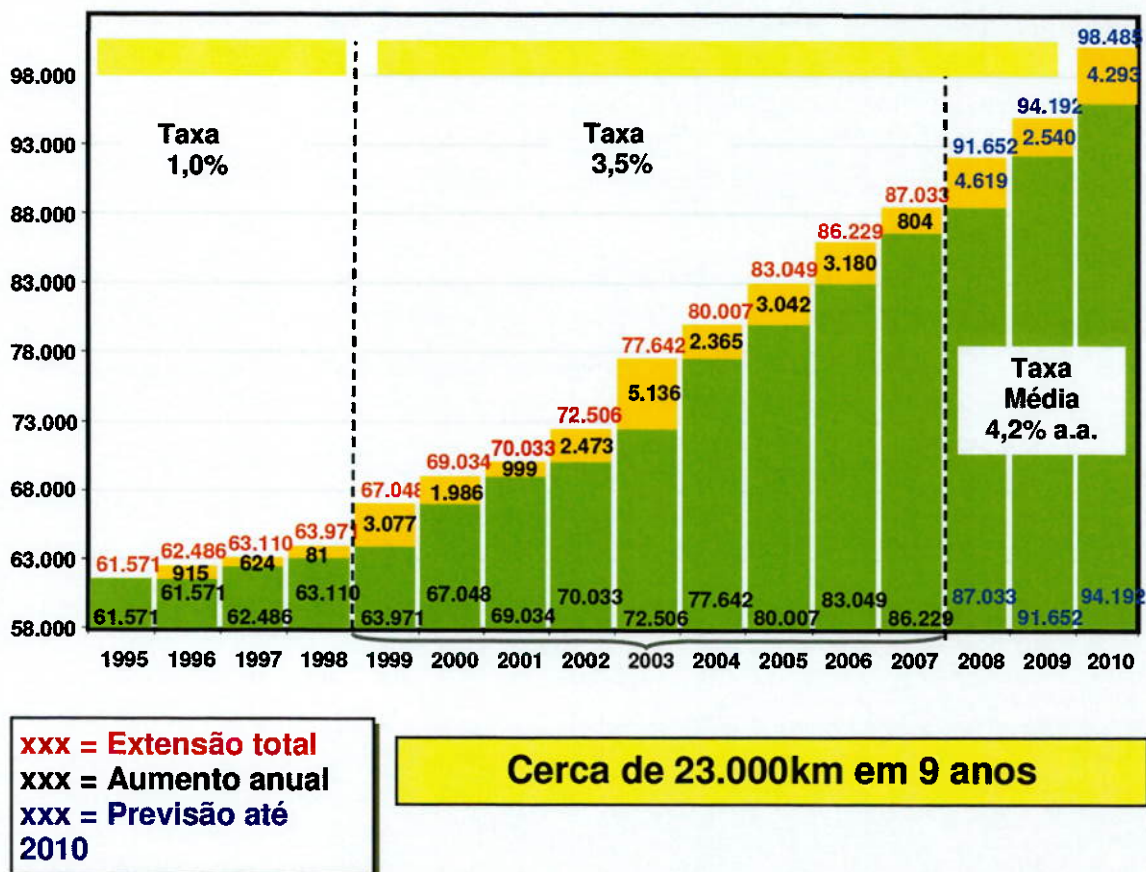
Há a necessidade de uma evolução da oferta de energia equilibrada e constante de forma a viabilizar o crescimento econômico.

Pode-se estabelecer uma comparação com o crescimento econômico e a demanda energética das últimas décadas e as previsões futuras, lembrando sempre que estes crescimentos são afetados por crises mundiais (México, Argentina, Rússia, EUA) que sempre tiveram impactos sobre a economia nacional, bem como a crise energética de 2001, que resultou no racionamento de energia finalizado em 28 de fevereiro de 2002.

Tais impactos, principalmente o de 2008 com a crise do Sub Prime nos Estados Unidos, forçaram a revisão das projeções de carga e investimentos no setor energético brasileiro. O comportamento da economia nacional, hoje muito mais fundamentada que em crises anteriores por outro lado, tem permitido permite uma previsão menos pessimista da situação e recuperação destes investimentos que em outras economias.

O gráfico a seguir mostra a evolução dos sistemas de transporte a partir da atuação conjunta do MME (Ministério de Minas e Energia), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e Concessionários Transmissores

tendo como resultado uma significativa expansão da Rede Básica, permitindo atender o crescimento do mercado, aumentar a confiabilidade da operação do SIN e garantir o escoamento das usinas existentes e planejadas.

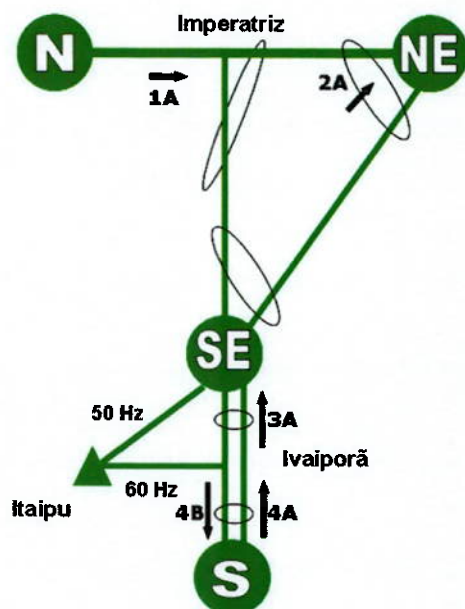


Fonte: ONS

Fica evidente que o grande crescimento do sistema de transmissão ocorreu a partir do evento do racionamento (em 2001), quando por falta de maior flexibilidade de transferência de carga entre os Subsistemas, as regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste passaram por racionamento de energia elétrica e restrições para as regiões Sul e Norte, apesar das suas Usinas não apresentarem problemas de capacidade dos reservatórios

Os investimentos recentes na malha de transporte e interligação energética nacional permitirão maior confiabilidade, flexibilidade e qualidade ao

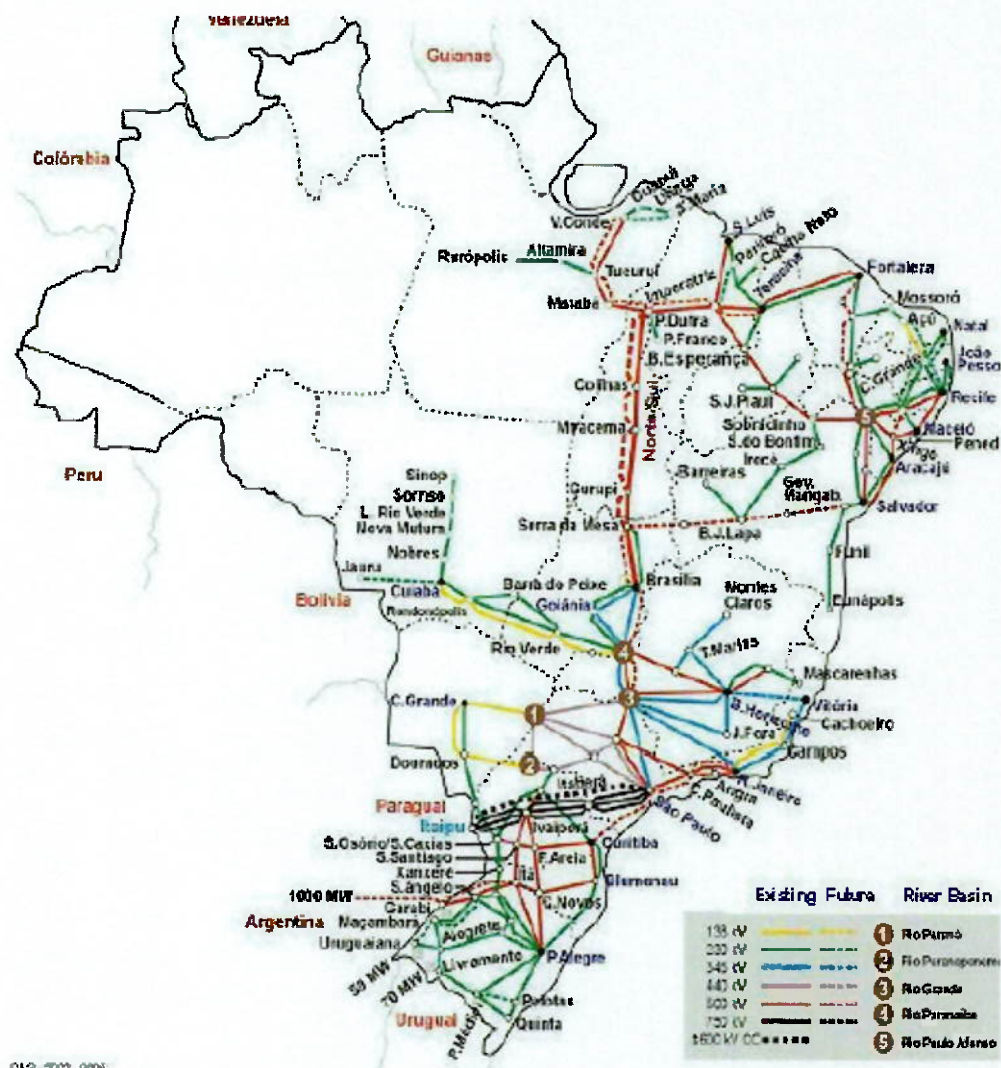
sistema elétrico, viabilizando maior troca de energia entre as regiões, de acordo com as necessidades de demanda e a sazonalidade destas ao longo do ano.



Exportação do Norte (1A)	4.000 MWmed (2008)
Recebimento do Nordeste (2A)	Cenário Norte Exportador 3.900 MWmed (2008/2009) 5.000 MWmed (junho/2009) Cenário Sudeste Exportador 3.500 MWmed (2008/2009) 4.200 MWmed (junho/2009)
Recebimento do Sudeste (3A)	9.400 MWmed (2008) 9.500 MWmed (2010)
Exportação do Sul (4A)	5.500 MWmed (2008) 5.900 MWmed (2010)
Recebimento do Sul (4B)	5.500 MWmed (2008) 7.200 MWmed (2010)

Fonte: ONS

O mapa seguinte mostra a malha de interligação energética nacional e permite a percepção da dimensão da importância que estas linhas de transmissão de energia elétrica têm para que seja assegurado o fornecimento confiável de eletricidade a todo país, independente da época do ano, permitindo o melhor aproveitamento das fontes de geração através da sua complementaridade.



Fonte: ONS

4.1. Matriz Energética Brasileira - Evolução

Apesar de a matriz energética brasileira ser baseada em uma fonte renovável hídrica, os impactos ambientais para o seu aproveitamento tem se mostrado cada vez mais danoso ao meio ambiente o que remete para soluções que possam mitigar principalmente estas questões.

Assim, além da busca por fontes menos impactantes ao meio ambiente, há a necessidade de criar um sistema com alta confiabilidade e menos

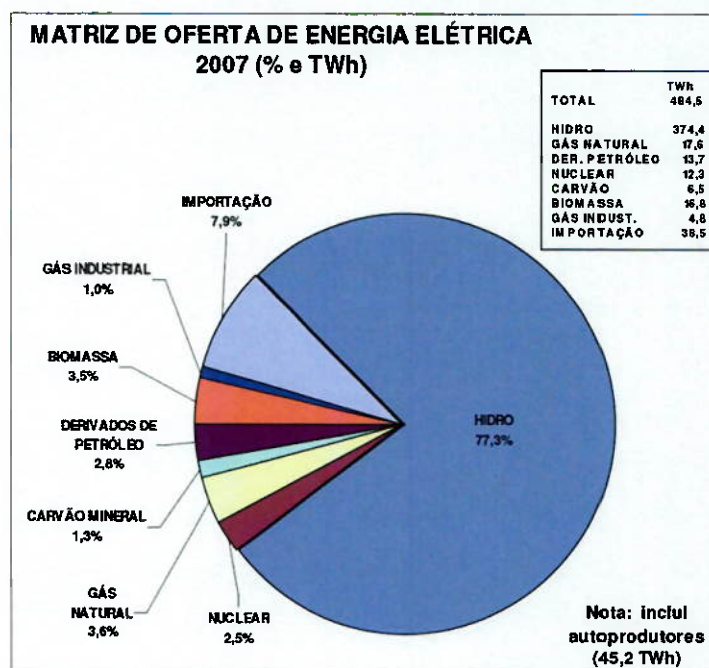
susceptível as variações climáticas e que permitam sua aproximação dos centros de consumo.

Há ainda a necessidade de fontes que tenham uma relação de complementaridade em função da sua sazonalidade.

A seguir podemos ver como foi a evolução da matriz energética brasileira 2006/2007 (em GWh e %).

ESPECIFICAÇÃO	GWh		07/06 %	Estrutura (%)	
	2006	2007(a)		2006	2007
HIDRO	348.805	374.378	7,3	75,7	77,3
NUCLEAR	13.754	12.307	-10,5	3,0	2,5
GÁS NATURAL	18.258	17.608	-3,6	4,0	3,6
CARVÃO MINERAL	7.222	6.454	-10,6	1,6	1,3
DERIVADOS DE PETRÓLEO	12.374	13.663	10,4	2,7	2,8
BIOMASSA (b)	14.959	16.794	12,3	3,2	3,5
GÁS INDUSTRIAL	3.964	4.838	22,0	0,9	1,0
IMPORTAÇÃO	41.164	38.480	-6,5	8,9	7,9
TOTAL	460.500	484.520	5,2	100,0	100,0

Notas: (a) inclui autoprodutores - 45,2 TWh; (b) biomassa inclui 559 GWh de eólica em 2007



Fonte: Ministério de Minas e Energia

Avaliando os números apresentados, nota-se que o crescimento da parcela hídrica ainda é muito significativo perante as demais fontes, que apresentam discreto crescimento, algumas até por problemas de continuidade e disponibilidade, o que resulta em decréscimo na sua participação.

4.2. Sistema de Transporte de Energia

Os sistemas de transporte de energia não têm só a função de levar energia aos centros de consumo, mas também criar caminhos alternativos para o transporte de energia em casos emergenciais e possibilitar o aproveitamento da sazonalidade das regiões brasileiras, possibilitando a complementaridade de geração de energia, fator importante em um sistema onde há a predominância da hidroeletricidade.

Este talvez seja o segmento do setor elétrico que mais tenha se beneficiado do processo de privatização para viabilizar a expansão,

principalmente pelo modelo existente que garante a remuneração do investimento.

Abaixo temos o mapa simplificado dos sistemas de geração e transporte de interligação que possibilitam a troca de energia entre as regiões.



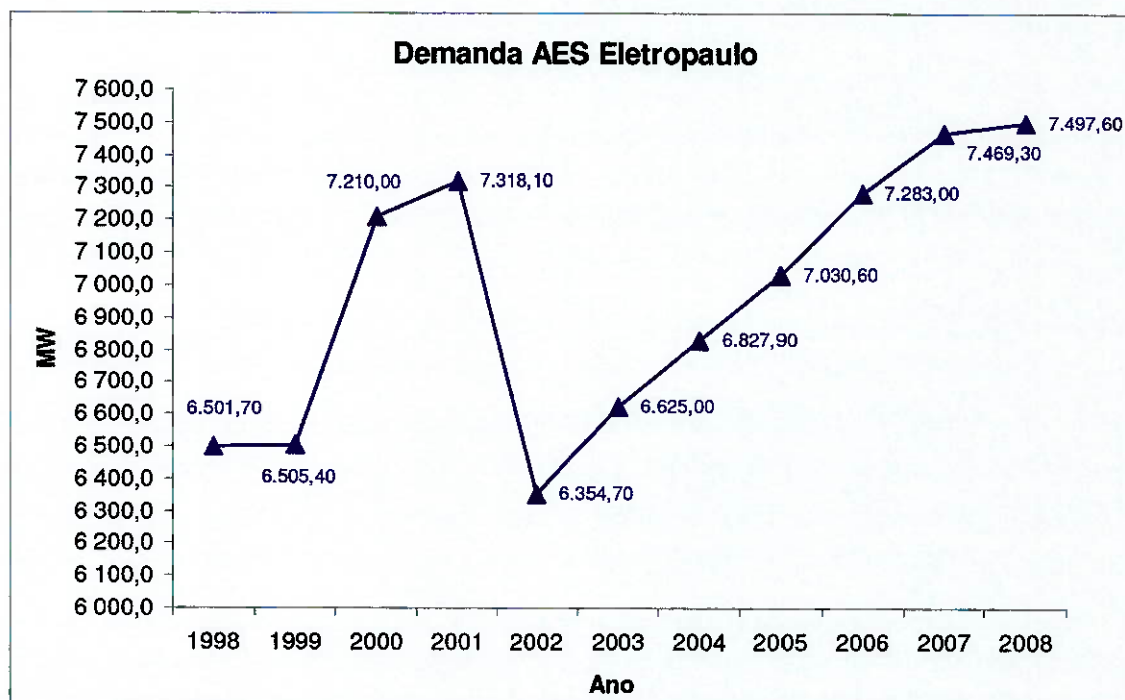
Fonte: ONS

4.3. Sistema de Distribuição – Caso específico da AES Eletropaulo

A AES Eletropaulo atende 24 municípios da área metropolitana da cidade de São Paulo, compreendendo uma área de 4.526 km² com uma população de aproximadamente 17 milhões de habitantes e 5,7 Milhões de clientes (mapa da área de concessão – Anexo IV).

É hoje a maior distribuidora de energia elétrica da América Latina, apresentando uma demanda na ponta de 7.497,6 MW (valor de 2008) e um consumo anual do mercado próprio da ordem de 46.000 GWh.

O gráfico a seguir mostra como foi a evolução da demanda da AES Eletropaulo no período 1998 – 2008



Fonte: Diretoria de Executiva de Planejamento, Engenharia e Operação da AES Eletropaulo.

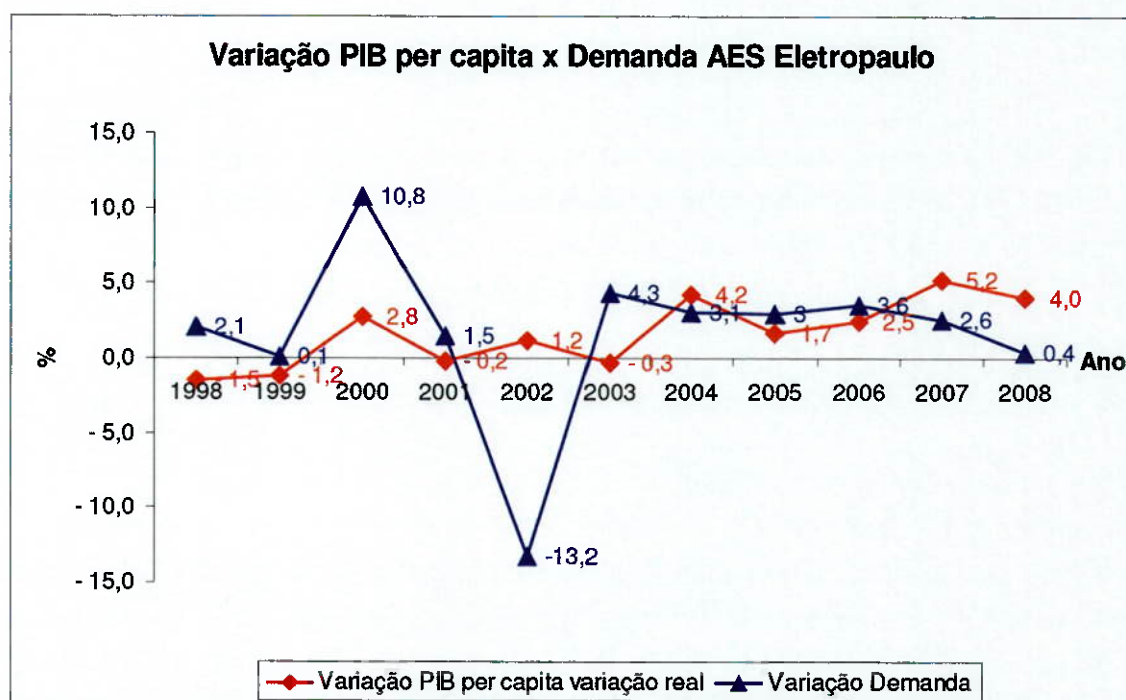
Fica claro o quanto o racionamento de 2001 afetou o desempenho da Concessionária, cuja ponta de 2002 ficou praticamente no mesmo patamar de 1997, principalmente pelas características residenciais da área de concessão.

Este segmento foi muito mais impactado pelo racionamento e com certeza foi aquele que mais contribuiu para a redução do uso de energia elétrica, com mudanças de hábito de consumo, a adoção de equipamentos mais econômicos e até a exclusão de alguns eletrodomésticos do seu cotidiano, como por exemplo, o freezer.

Outro aspecto que deve ser considerado na evolução do mercado da AES Eletropaulo é a mudança na curva característica de carga, com migração do segmento industrial para o segmento residencial e, principalmente, o segmento comercial, com crescimento significativo no setor de serviços.

Passado o período de 2001, o crescimento da ponta do sistema elétrico da AES Eletropaulo retomou um crescimento acelerado, descolado inclusive dos valores do PIB brasileiro, que no período após 2002 oscilou valores positivos e negativos.

O gráfico a seguir mostra a relação entre a variação do PIB per capita brasileiro e da Demanda da AES Eletropaulo no período 1998 - 2008.



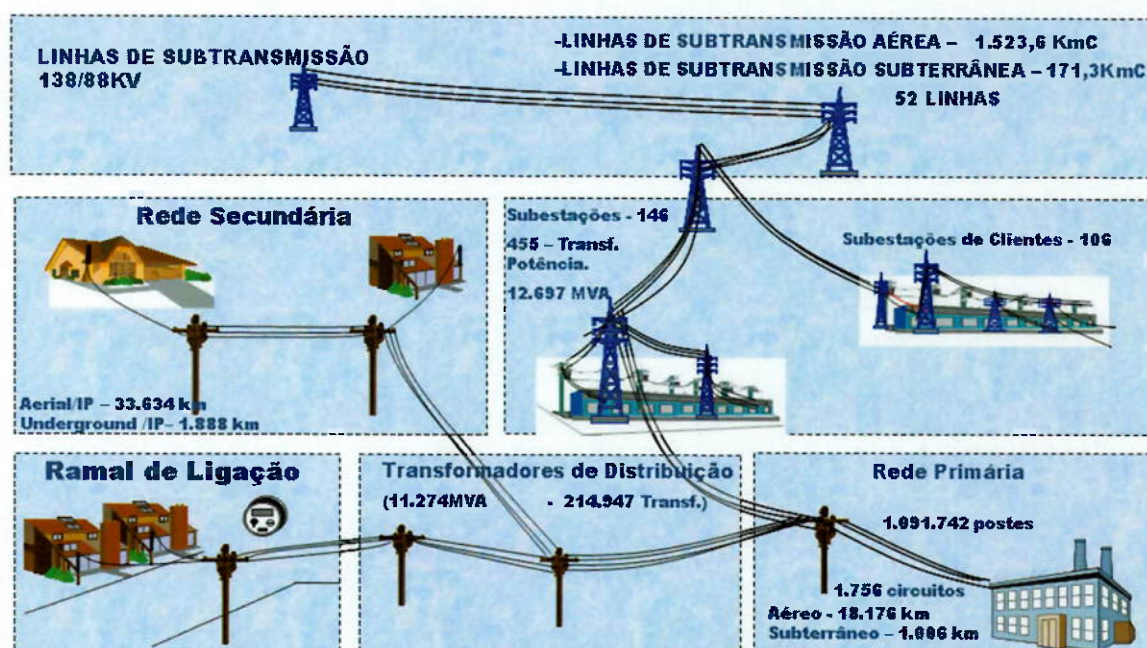
Fonte: Diretoria de Executiva de Planejamento, Engenharia e Operação da AES Eletropaulo e Banco Central do Brasil – Relatório Anual 2008

O atual mercado é atendido por uma capacidade instalada de 12.990 MVA em subestações de transformação, 1.524 KmC de Linhas de Subtransmissão operando na tensão de 88 a 138 kV, 18.176 km de circuitos primários de distribuição aéreos e 1.006 km subterrâneos operando nas tensões de 13,8 kV a 34,5 kV.

Praticamente toda a energia que é distribuída pela AES Eletropaulo chega através das Linhas de Transmissão e Estações da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP.

A área de atendimento da AES Eletropaulo é predominantemente residencial. Os segmentos industriais e comerciais aparecem a seguir como os mais significativos.

O esquema a seguir ilustra o sistema de distribuição de energia elétrica da AES Eletropaulo:



Fonte: Diretoria de Executiva de Planejamento, Engenharia e Operação da AES Eletropaulo.

5. Legislação Ambiental – Implicações no Desenvolvimento de Projetos

O Licenciamento Ambiental é um procedimento pelo qual o órgão ambiental competente permite a localização, instalação, ampliação e operação de empreendimentos e atividades que se utilizam de recursos ambientais, e que possam ser consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental.

Este instrumento busca garantir que as medidas preventivas e de controle adotadas nos empreendimentos sejam compatíveis com o desenvolvimento sustentável.

Enquanto instrumento de caráter preventivo, o Licenciamento é uma forma de garantir a preservação da qualidade ambiental, conceito amplo que abrange aspectos que vão desde questões de saúde pública até, por exemplo, a preservação da biodiversidade, com o desenvolvimento econômico.

São três os princípios básicos que norteiam a busca por um desenvolvimento com mitigação das agressões ao meio ambiente, ou seja, um desenvolvimento sustentável: eficiência econômica, equidade social e qualidade ambiental.

Portanto, o Licenciamento atua numa perspectiva que pode contribuir para uma melhor qualidade de vida das gerações futuras, permitindo o desenvolvimento dentro de regras, mesmo que em alguns casos isso represente maior investimento e prazo para a execução de um projeto..

Existe uma preocupação crescente em conciliar um desenvolvimento adequado com questões relacionadas à saúde pública, de tal forma a promover condições ambientais básicas que não agredam a comunidade e o local onde os empreendimentos serão instalados.

Isso obriga a busca pela evolução em um ambiente onde é preciso lidar com novos desafios e com circunstâncias que mudam rapidamente.

Para tanto, é necessário que sejam agregadas aos projetos novas tecnologias que visem à prevenção da poluição em todos os seus sentidos (visual, ruído, ar, água, por exemplo) e que não necessariamente inviabilizem os projetos devido a altos custos.

Assim, o Licenciamento Ambiental é uma ferramenta que permite identificar os efeitos ambientais do seu negócio, e de que forma esses efeitos podem ser gerenciados.

A Política Nacional de Meio Ambiente, que foi instituída por meio da Lei Federal nº 6.938/81 (Anexo V) estabeleceu mecanismos de preservação, melhoria e recuperação da qualidade do meio ambiente visando assegurar em nosso país o desenvolvimento socioeconômico e o respeito à dignidade humana.

O Licenciamento é um desses mecanismos; ele promove a interface entre o desenvolvimento e os fatores que podem vir a interferir na estrutura do meio ambiente, e o Estado, que garante a conformidade com os objetivos dispostos na política estabelecida.

Investimentos levantados pelas empresas segundo o Relatório do Banco Mundial “Licenciamento Ambiental de empreendimentos hidroelétricos no Brasil: uma contribuição para o debate” de 2008, a maioria dos problemas associados ao licenciamento ambiental no Brasil ocorre na primeira fase (Licença prévia – LP) de um processo que compreende 3 etapas.

Esses problemas incluem a falta de planejamento adequado do governo, falta de clareza sobre qual esfera governamental (federal ou estadual) tem autoridade legal para emitir licenças, atraso na emissão de termos de referência (TdR's) para o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) exigido pela legislação, má qualidade dos EIA's preparados pelos proponentes do projeto, avaliação inconsistentes dos EIA's, falta de um sistema adequado para resolução dos conflitos, falta de regras claras para a compensação social e falta de profissionais da área social e do órgão ambiental federal.

Embora focando na problemática do licenciamento na geração hidroelétrica, os problemas identificados se aproximam daqueles encontrados nos processos de licenciamento ambiental da distribuição de energia, principalmente os referentes ao atraso de emissão de TR's, má qualidade de estudos, falta de conhecimento técnico e experiência por parte de quem analisa os relatórios, falta de regras claras para tratamento de questões específicas da distribuição e falta de profissionais nos órgãos ambientais.

A legislação estabelece três momentos distintos para solicitação de licença ambiental:

- A Licença Ambiental Prévia: a ser solicitada na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou da atividade, informando sua localização, concepção da proposta, viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes para as fases de implantação e operação.

- Licença Ambiental de Instalação: antecede a implantação do empreendimento ou da atividade, quando já estão definidos os projetos, cronograma de implantação, e medidas de controle ambiental. As licenças ambientais prévias e de instalação podem ser solicitadas em um único procedimento.

- A Licença Ambiental de Operação: a ser solicitada quando do início de operação da atividade ou empreendimento.

- Autorização Ambiental: ato administrativo pelo qual o Semasa permite ao interessado, mediante o preenchimento de critérios técnicos e legais, a realização de atividade, serviço ou utilização de determinados recursos naturais.

Cada licença ambiental terá validade de dois anos, devendo ser solicitada a renovação pelo empreendedor, com 120 dias de antecedência ao seu vencimento.

Toda reforma da rede de distribuição existente ou construção de nova infra-estrutura de linhas de Subtransmissão e subestações, têm interferências nestes contratos existentes, pelas alterações geradas por novas conexões de transmissão, novas fontes supridoras de energia e alteração ou extinção de novas conexões de distribuição.

Todas estas alterações interferem nos contratos, havendo necessidade de aditamentos contratuais.

Uma nova obra, por exemplo, pode desencadear não só em alterações nos contratos existentes, como também pode interferir nos contratos existentes entre transmissoras, geradoras e outras distribuidoras com o ONS.

A construção de novas estruturas ou reforma das existentes tem o objetivo de atender a demanda de energia crescente e tem como consequência um processo de compra de energia, alterações contratuais, transferência de carga entre linhas e subestações de várias empresas, interferindo no sistema interligado.

Estes contratos implicam em custos envolvidos nestas operações, seja na contratação de energia adicional, como também no pagamento de multas pelo não uso desta energia.

Os investimentos realizados nestas obras envolvem valores significativos, que não podem ter seu retorno retardado em função do atraso na emissão de licenças.

Estes atrasos implicam não só no retorno do investimento realizado, como também na prestação ineficiente do serviço pelo qual a concessionária de distribuição de energia é responsável.

Vários impactos sobre as concessionárias de distribuição podem ser ocasionados com a não energização das obras, entre elas estão:

- Não atendimento ao mercado, com ligação de novas cargas e solicitações de acréscimo de clientes ligados;
- Risco operativo, com sobrecarga em equipamentos, impossibilidade de realizar manutenção em equipamentos e desligamento de grandes clientes
- Queda da Qualidade do fornecimento de energia elétrica, com transgressão dos indicadores regulados e multas dos agentes reguladores
- Não atendimento ou atraso nos compromissos com órgãos externos como o ONS, através do não atendimento ao PAR – Plano de Ampliação e Reforços; a ANEEL, através das Resoluções autorizativas, do MME/EPE → Programa de Expansão da Transmissão e demais concessionárias e órgãos reguladores, através dos contratos firmados, implicando em penalidades como pesadas multas.

Outro fato importante é a obtenção das licenças de operação da nova ou reformada infra-estrutura. Os aspectos construtivos são singulares e há várias questões importantes e que devem ser levadas em consideração e que por vezes impedem o aguardo da emissão da licença para entrada em operação.

Dentre eles pode-se citar:

- A seqüência de execução construtiva;

- A impossibilidade de interromper o fornecimento aos clientes já atendidos;
- O aumento do risco operativo;
- A necessidade de medição de ruído antes e depois da finalização;
- Penalização contábil em função da regra que permite a imobilização apenas de ativos energizados
- Necessidade de coordenação com obras de outras empresas (Rede Básica)

Com todos estes detalhes legais, exigências para a viabilização, implantação, operação e manutenção de um projeto do setor elétrico, há casos em que os custos associados, principalmente pelas compensações ambientais exigidas, tanto na sua forma como na sua extensão e temporalidade, podem levar a inviabilidade da implantação de determinada instalação.

Pode-se chegar ao extremo de cancelamento do projeto, mesmo com todos os problemas advindos dessa ação, ou a substituição deste por outro com características semelhantes e localizado em área próxima, mas com claro prejuízo dos benefícios esperados inicialmente com o projeto original.

Dessa forma, e como primeiro passo para qualquer projeto atualmente passa pela área ambiental, o equacionamento deste tema e o direcionamento que o mesmo pode tomar podem resultar em grandes prejuízos para o desenvolvimento de várias regiões dificultando o atendimento de novas demandas.

Talvez hoje, o tópico de maior influencia na escolha de uma alternativa de atendimento ao aumento de demanda por energia elétrica seja a liberação ambiental e seus custos associados.

6. Planejamento do Sistema Elétrico

A expansão dos sistemas elétricos é realizada a partir das análises de evolução de mercado consumidor, do monitoramento dos carregamentos das instalações, das exigências regulatórias e, em alguns casos, até de interferências políticas.

Com a evolução das preocupações com a utilização dos recursos naturais disponíveis e o impacto do desenvolvimento no bem estar, hoje se soma aos itens anteriores as questões de meio ambiente, que já foram abordadas no capítulo anterior e que podem provocar significativas alterações nas configurações originais dos projetos.

Para a elaboração dos estudos de identificação das necessidades do sistema elétrico de forma a atender as demandas do mercado realizam-se análises de cenários de curto, médio e longo prazo, considerando-se três possibilidades de concretização, sendo uma mais provável, uma otimista e outra pessimista.

Dependendo do padrão construtivo de cada sistema (quantidade de equipamentos por instalação, existência de circuito reserva e redundâncias, por exemplo), serão adotadas premissas e critérios que orientarão a elaboração dos planos de expansão do sistema elétrico.

Para os sistemas de distribuição de energia, que é o caso em questão, os planos elaborados para o curto prazo são voltados para a Operação do sistema, com previsões para 6, 12 e 36 meses.

Os planos de expansão de médio e longo prazo consideram análises para períodos de 5 a 10 anos, sendo que este último dá sustentação a elaboração do Plano de Ampliações e Reforços – PAR coordenado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que permitirá a identificação das necessidades de geração e transporte para os próximos anos.

A seguir são descritos os critérios utilizados pelo Planejamento da AES Eletropaulo para a avaliação do desempenho elétrico do sistema de distribuição dessa Concessionária e que vão orientar a necessidade de ampliação do mesmo:

Condição Normal de Operação

Condição que caracteriza a operação do sistema elétrico em regime permanente com todos seus componentes conectados, dentro da faixa de variação permitida para os seus valores nominais.

Contingência Simples

Condição de emergência de operação onde se verifica a perda de um único componente do sistema elétrico, critério N-1.

Capacidade Firme

É o carregamento máximo em condição de contingência simples que se pode impor a cada componente do sistema elétrico, ou seja, sistema de transmissão, sistema de Subtransmissão, sistema de distribuição (ETD e circuitos primários).

Análise de Risco

Contempla o montante de tempo anual, em porcentagem, que o carregamento da instalação não atende ao critério de capacidade firme e o tempo de duração da sobrecarga de transformadores.

Os valores são apurados através de medições do Sistema de Gerenciamento de Energia – SGE e obedece a classificação da tabela de risco abaixo:

% HORAS/ANO	HORAS/ANO	CLASSIFICAÇÃO
0 a 5%	0 a 438	ATENÇÃO
>5 a 10%	439 a 876	PRECÁRIO
>10 a 20%	877 a 1752	GRAVE
>20%	>1752	CRÍTICO

Sistema de Transmissão

A perda de qualquer componente da transmissão (circuito de linha e a maior unidade transformadora das subestações - SE, pertencentes à CTEEP), não deve provocar carregamento superior à sua capacidade em contingência simples nos componentes remanescentes.

OBS: A Resolução ANEEL nº191/2005, estabelece os procedimentos para a determinação da condição normal e da condição de emergência dos componentes integrantes do sistema de transmissão, rede básica, transformador de fronteira e demais Instalações de transmissão.

Sistema de Subtransmissão

A perda de qualquer componente do sistema de Subtransmissão (circuito de linha e equipamentos) não deve provocar carregamento superior à sua capacidade em contingência simples nos componentes remanescentes, respeitando os seguintes limites:

- Carregamento máximo admissível do circuito de linha e conexões;

- Carregamento máximo que ocasiona redução da distância mínima vertical de segurança;
- Carregamento máximo nos equipamentos, ligados aos circuitos de linha.

Sistema de Distribuição

ETD Padronizada

Este tipo de instalação é composto de pelo menos dois transformadores de potência da mesma capacidade e um conjunto blindado barra simples, onde cada transformador supre metade da barra de média tensão. Nesta configuração é possível a transferência de alimentação das barras e com isso todos os circuitos oriundos desta instalação podem ser atendidos por um único transformador.

O carregamento máximo nestas subestações será 75% da capacidade nominal. Este nível de carregamento está sendo sugerido devido ao IAS (Índice de Aproveitamento da Subestação) que remunera as subestações na revisão tarifária.

De acordo com os critérios vigentes deste indicador, o carregamento ideal para uma estação com taxa média de crescimento de 3% seria de 75%.

Na perda de um transformador, os remanescentes absorverão a carga para subestações que apresentam ponta de carga diurna em até 120% e para subestações com ponta de carga noturna em até 130% da capacidade máxima, através de transferência automática entre barras de média tensão e o excedente, se houver, será transferido automaticamente para as subestações vizinhas pelos circuitos de distribuição.

ETD Não Padronizada

Neste tipo de instalação, os transformadores de potência têm capacidades diferentes e a definição da sua capacidade máxima de carregamento em situações de emergência se dá pelo equipamento de menor capacidade nominal.

O carregamento máximo das subestações será 75% da capacidade nominal. Na perda de um transformador os remanescentes absorverão a carga em até 130% da capacidade máxima, através de transferência automática entre barras de média tensão e o excedente, se houver, será transferido automaticamente para as subestações vizinhas pelos circuitos de distribuição.

O número de circuitos a ser automatizado para transferir carga para subestações vizinhas será definido conforme a necessidade.

Circuitos Primários

As redes de distribuição são planejadas para operar com carregamento admissível entre 60 e 75% da capacidade nominal, permitindo reservas para transferências de blocos de carga entre circuitos de distribuição.

A carga é dividida em 3 blocos no circuito tronco, com até 25% da capacidade nominal do circuito, de tal forma que na perda de um alimentador, os blocos de carga são transferidos para os circuitos adjacentes que ficarão com carregamento de 100% da capacidade nominal.

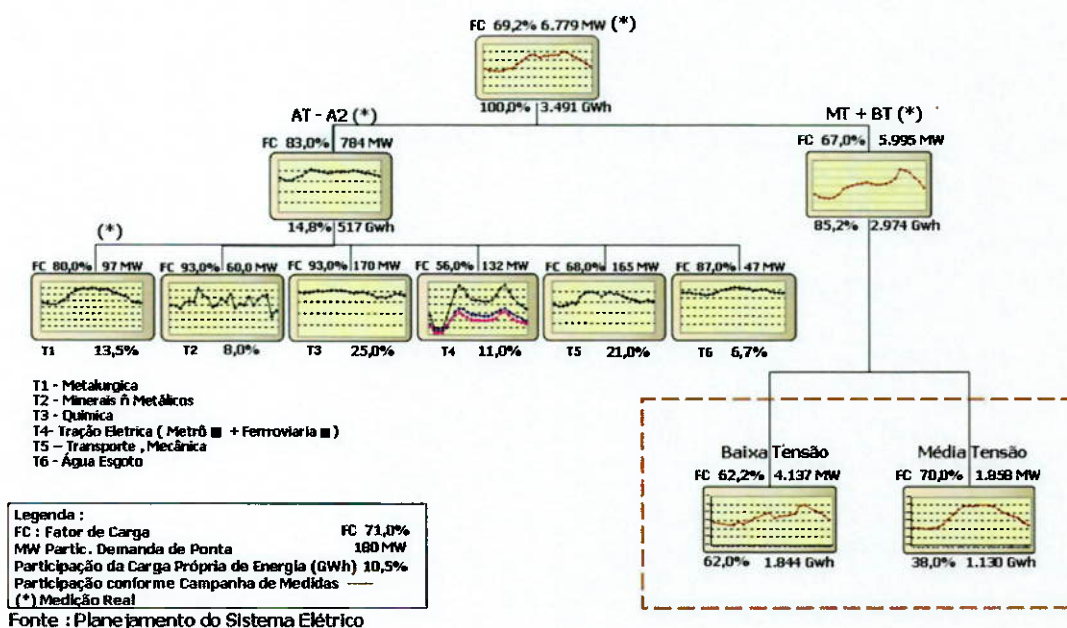
O carregamento nominal da rede de distribuição refere-se à corrente máxima admissível no cabo, em regime contínuo e condições ambientais pré-estabelecidas (temperatura ambiente e vento), sem provocar danos ao condutor.

6.1. Análise de Mercado – Curvas Características de Carga

O mercado consumidor da AES Eletropaulo apresenta uma grande diversidade de atividades, cada qual com sua curva de carga característica, que somadas formam a curva de carga característica da Distribuidora.

A seguir, vamos apresentar essas curvas abertas, lembrando que as mesmas, por uma questão estratégica, não são a representação dos valores atuais, uma vez que isso não é importante para a discussão que este trabalho levanta, pois o que interessa na realidade é a aplicação do conceito que se quer implantar como prática no setor elétrico.

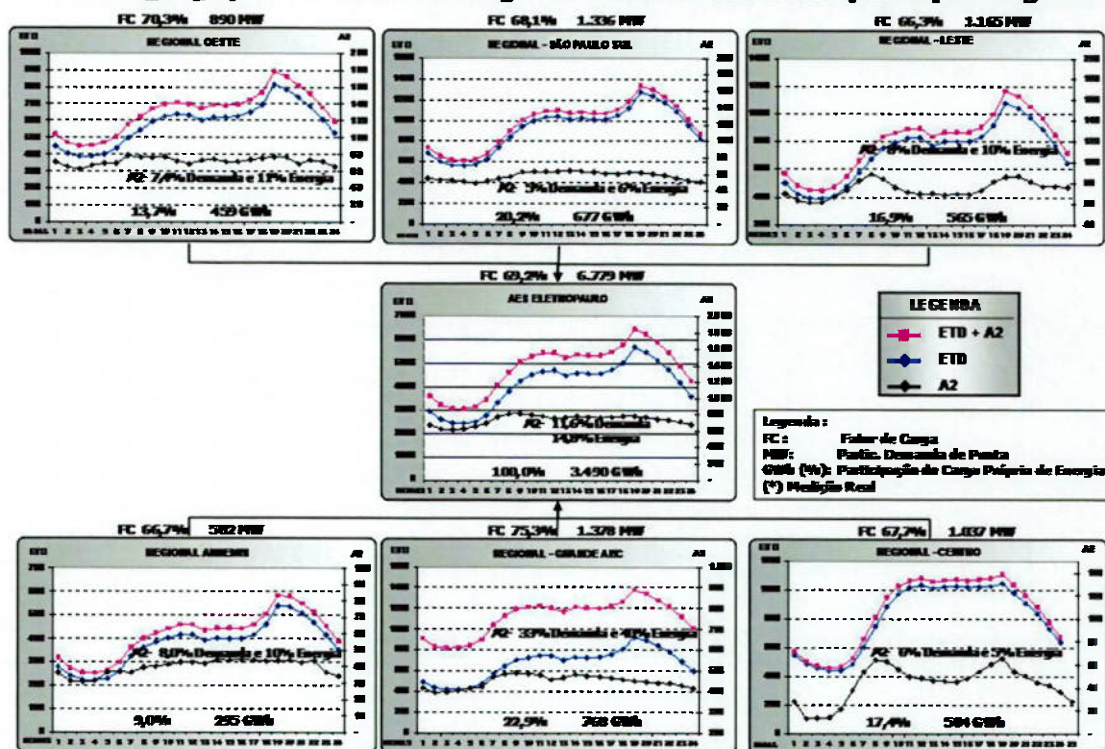
Desagregação da Curva de Carga do Sistema AES Eletropaulo Carga Própria Total (Energia GWh (mensal) e Demanda MW (dia de Ponta))



Dentro de uma área de concessão como da AES Eletropaulo, temos ainda toda a diversidade de consumo gerada pelas características de cada

região, conforme pode ser verificado nos quadros de cada uma das seis regiões em que está dividida a área de concessão da Empresa:

Desagregação da Curva de Carga do Sistema AES Eletropaulo por Regional



6.2. Metodologia

Para que seja possível desenvolver o conceito que este trabalho propõe é necessário antes de mais nada:

- Realizar a desagregação das curvas de carga da Concessionária em suas componentes de alta, média e baixa tensão;
- Identificar as curvas de carga de cada uma das regionais;
- Conhecer as curvas características dos principais segmentos de consumo existentes na área de Concessão;
- Identificar fontes e/ou regiões com capacidade de fornecimento ociosa;

- Conhecer as características e tendências de ocupação das várias regiões que compõe a área de Concessão.

A metodologia aplicada baseia-se no levantamento e pesquisa dos dados acima e através da sobreposição das curvas disponíveis formular a proposta de desenvolvimento de crescimento do segmento que melhor viabiliza a otimização da curva de carga.

A otimização da curva de carga tem como finalidade aproximá-la ao máximo da curva média de utilização e tornar esta o mais próximo possível da curva de capacidade firme, com isso otimizar a utilização dos recursos disponíveis.

Viabilizada a melhor condição encontrada, pode-se afirmar que os seguintes benefícios serão obtidos:

- Redução de impacto ambiental;
- Melhoria do fator de utilização das instalações;
- Realização de investimentos prudentes;
- Melhor utilização dos recursos físicos e financeiros;
- Menor impacto sob a tarifa para o consumidor final;
- Maior agilidade no atendimento de novas demandas;

6.3. Aplicação da Metodologia

Esta análise será realizada com curvas de carga hipotéticas e que não representam nenhuma das Unidades Regionais que compõe a área de Concessão da AES Eletropaulo, nem de nenhum dos segmentos ou clientes atendidos por esta.

A utilização deste artifício deve-se a questões de preservação de dados confidenciais e a não utilização de informações reais em nada interfere na demonstração da teoria que está sendo desenvolvida.

O objetivo principal é deixar claro que a metodologia é aplicável e pode ser inclusive estendida e utilizada em qualquer segmento que permita a obtenção de dados similares.

Mas, por que trabalhar este tipo de questão? Quais os fatores que levaram a esta condição do sistema em algumas regiões?

Quanto ao porque de analisar este tipo de questão, fica claro que as questões ambientais, que cada vez mais dificultam a instalação e a ampliação do sistema elétrico, a busca por otimização de instalações, a realização de investimentos prudentes, o adensamento populacional, por exemplo, são por si só fortes motivos para buscar alternativas que levem a maximização e viabilização dos ativos em serviço.

Com relação aos fatores que levaram algumas áreas a esta situação de ociosidade de utilização ou capacidade excedente, pode-se destacar as mudanças no perfil de ocupação de várias regiões.

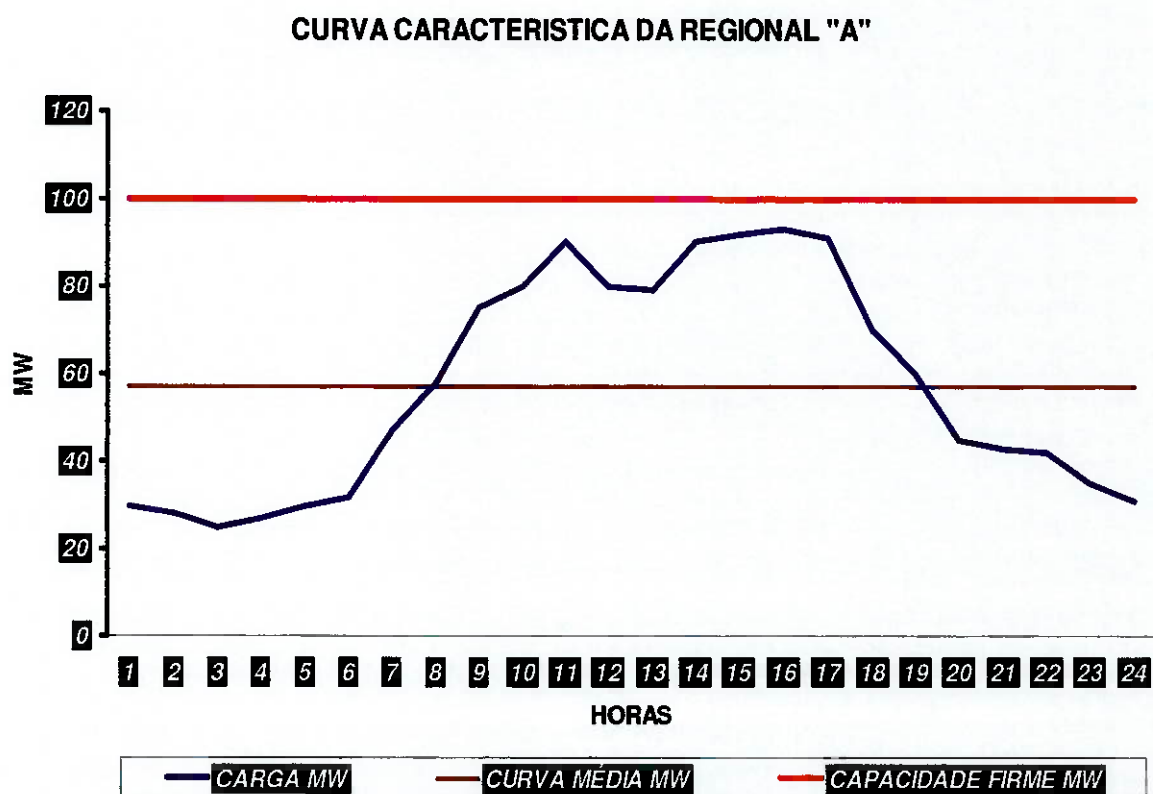
Algumas áreas experimentaram grandes transformações de perfil de consumo e outras não confirmaram o crescimento de certos segmentos que eram previstos.

Para um melhor esclarecimento, pode-se avaliar uma região predominantemente residencial, onde o horário de pico é verificado a partir das 18h00min horas, estendendo-se até cerca de 21h00min horas.

Está é uma região na qual o desenvolvimento do segmento comercial com uma característica de complementaridade da curva residencial, permite a otimização do uso dos recursos do sistema elétrico disponíveis.

Para uma melhor compreensão do que foi descrito vamos trabalhar a partir das curvas de carga da uma Regional "A" e possíveis Cargas Complementares hipotéticas da Concessionária, para as quais será feita a análise de qual destas curvas deverá ser associada a da Regional para resultar em um melhor aproveitamento das instalações atuais.

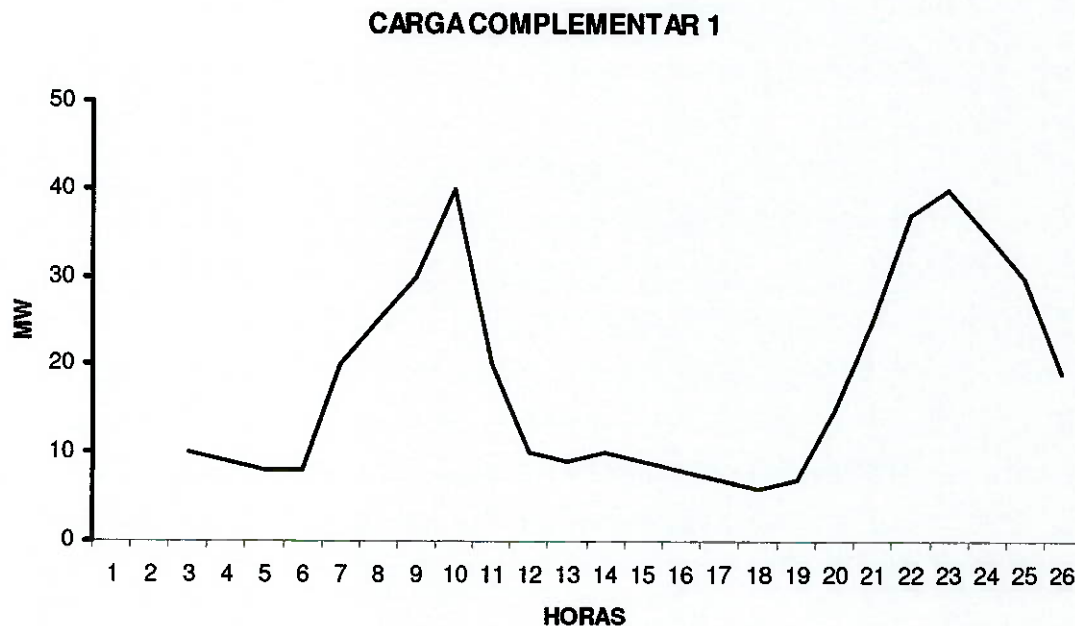
Cada uma das curvas de Carga Complementar representa a característica de um determinado tipo ou grupo de consumidores, a partir da combinação de cada uma destas com a curva da Regional "A", pode ser identificada a melhor alternativa de desenvolvimento de segmento para a região criada para o estudo.



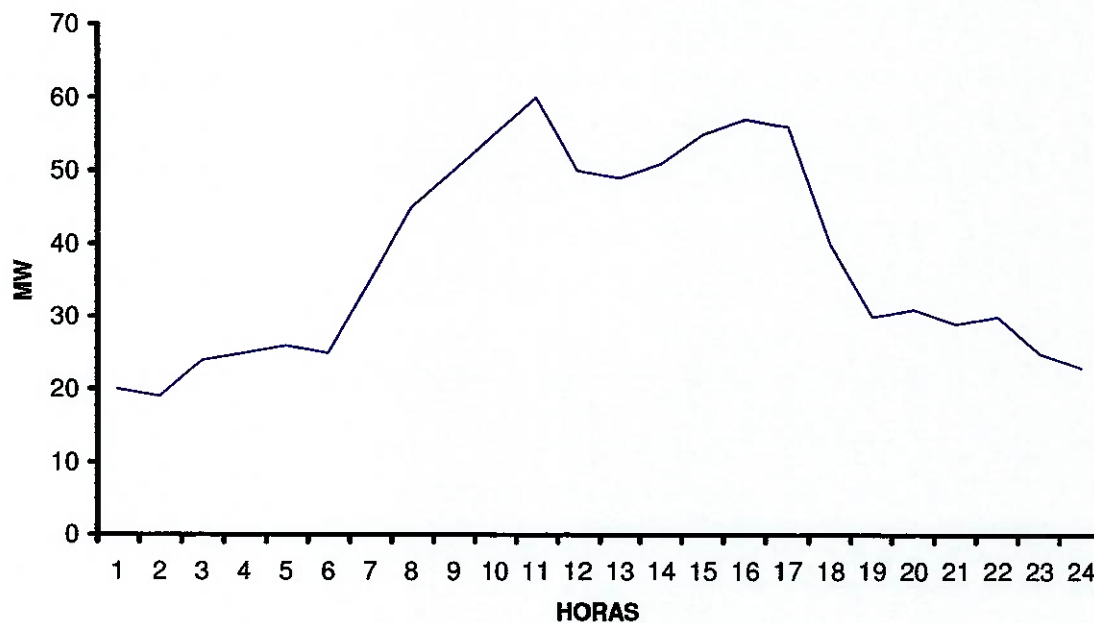
A curva de carga que representa a Regional "A" tem uma característica que permite o desenvolvimento de segmentos e/ou grupos de consumidores que possam incrementar o consumo das 17h00min horas até 09h00min horas do dia seguinte.

Além disso, a diferença entre o valor da curva média e a capacidade firme da Regional "A", viabiliza o preenchimento dos vales da curva de carga que representa a Regional.

Para melhor entendimento do que está sendo proposto, vamos analisar as duas possibilidades de segmentos e/ou grupo de consumidores disponíveis, as quais vamos chamar de CARGA COMPLEMENTAR 1 e 2, e que serão propostas como alternativas de desenvolvimento da região que esta Regional representa:



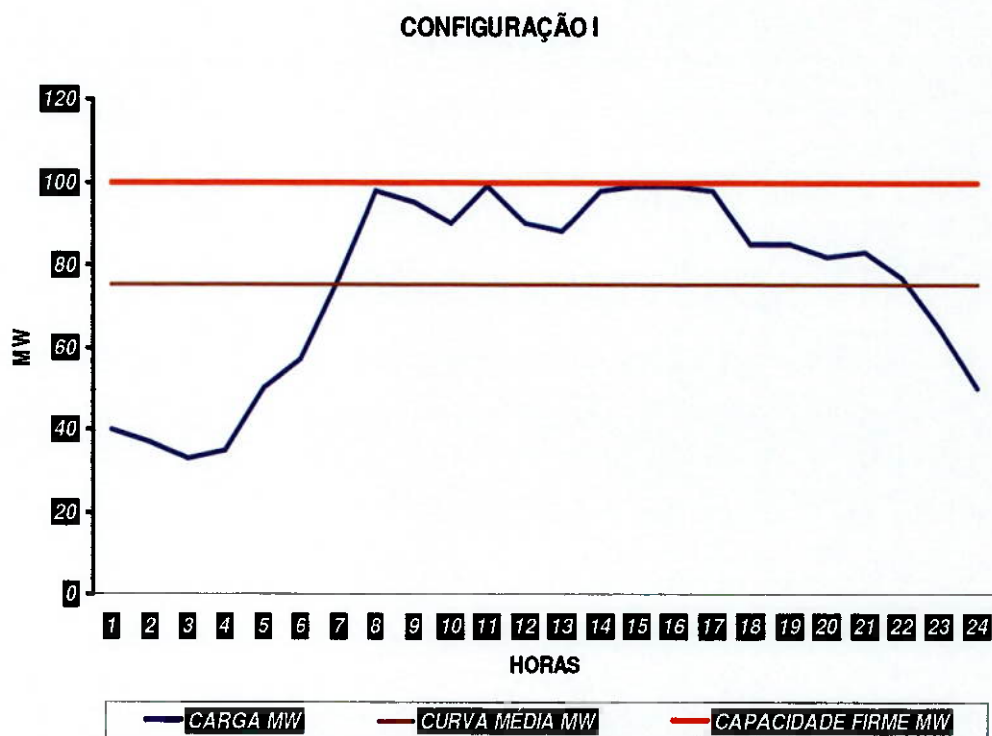
CARGA COMPLEMENTAR 2



Analisando-se os dois tipos de curvas disponíveis, teríamos as seguintes configurações de curva final da Regional "A", no caso de desenvolvimento do segmento e/ou grupo que cada uma representa na área atendida:

Configuração I

Regional "A" + Carga Complementar 1

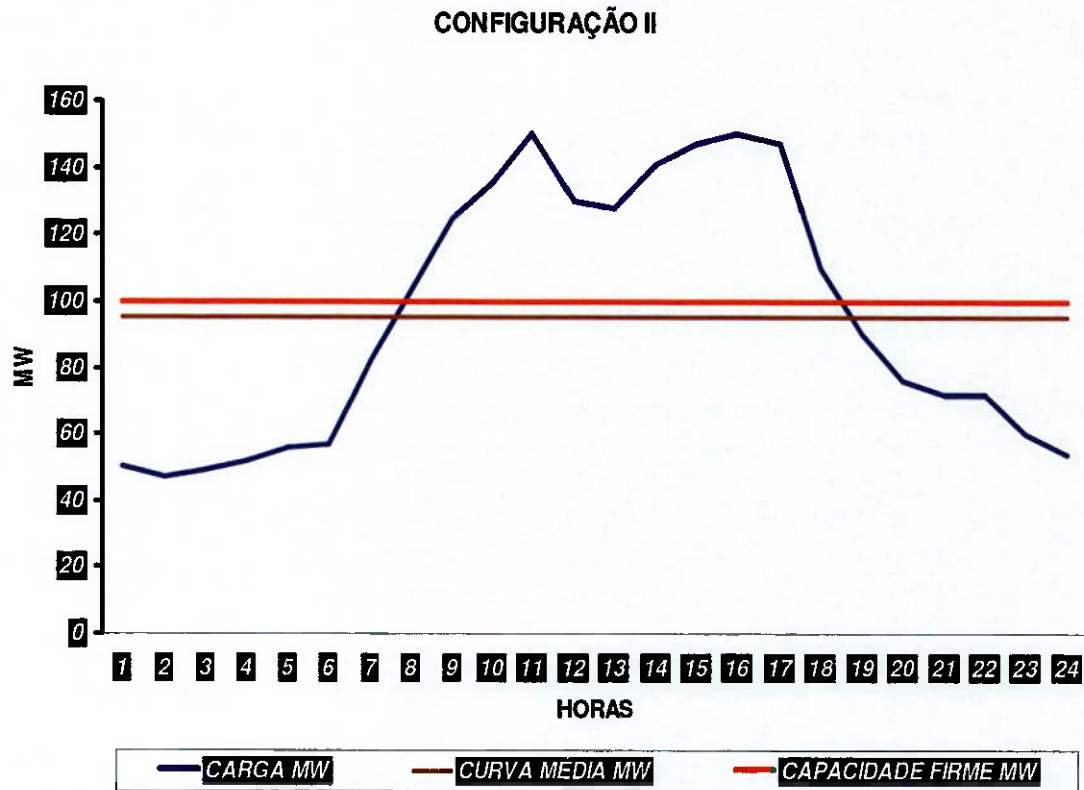


O desenvolvimento de segmentos e/ou grupos de clientes com este tipo de curva característica melhorou o fator de utilização das instalações que suprem a região, uma vez que a curva média está mais próxima da capacidade firme do sistema e os vales da curva característica da Regional "A" também são menores.

Ao incentivar o crescimento deste segmento e/ou grupo de clientes nesta região, dada a disponibilidade de capacidade de atendimento, estamos evitando que a mesma instale-se em outro local em as condições de fornecimento talvez não sejam tão favoráveis e podem levar a necessidade de expansão do sistema de distribuição de energia local.

Configuração II

Regional "A" + Carga Complementar 2



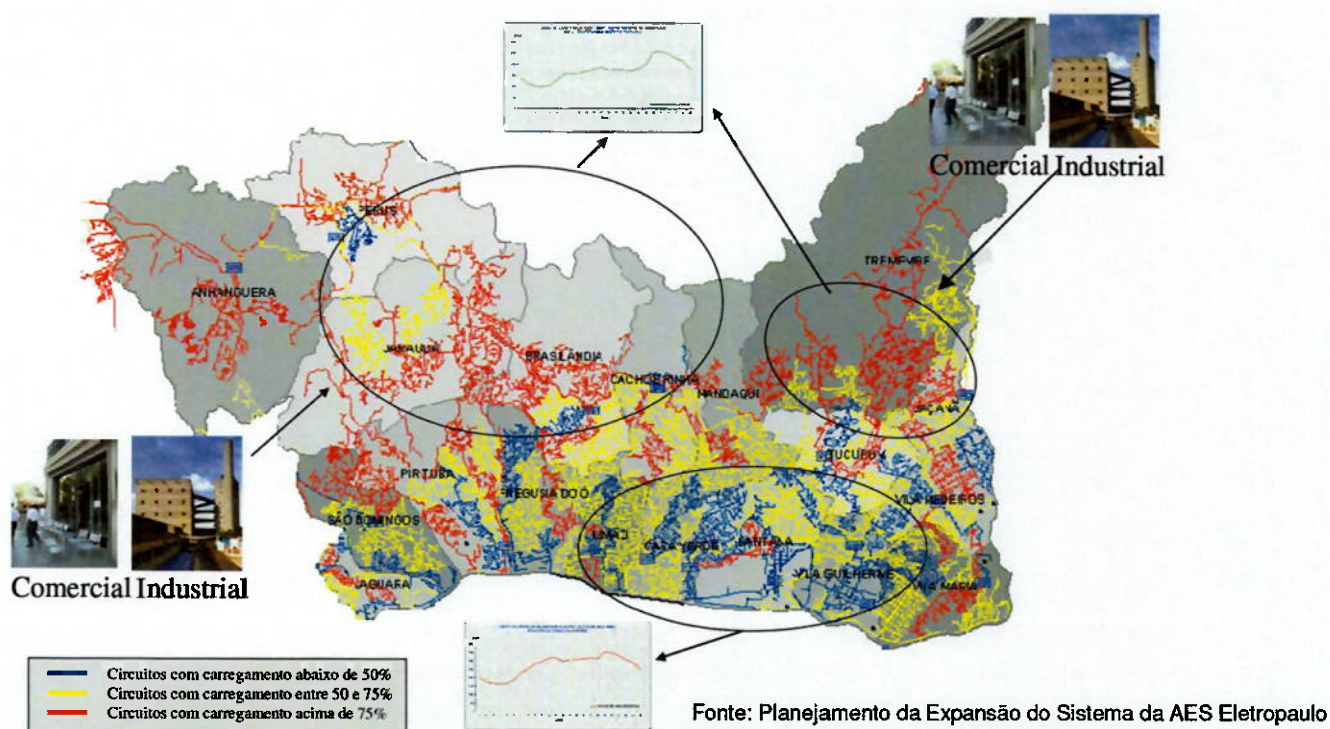
Esta combinação apesar de levar a curva média a valores muito próximos da capacidade firme da Regional "A", o que poderia indicar que esta seria a melhor combinação e por conseqüência o tipo de carga que deveria ser incentivado a instalar-se na região em estudo, provoca nos horário de maior demanda uma condição de carregamento em que a capacidade firme é ultrapassada e, pelos critérios adotados e explicados no capítulo 6 – Planejamento do Sistema Elétrico levam a conclusão de que a capacidade nominal também foi superada, o que indica que há sobrecarga do sistema distribuidor nos horários de maior demanda.

Esta situação levará obrigatoriamente a revisão das capacidades das instalações que atendem a região, resultando em necessidade de obras, o que é exatamente o contrário daquilo que esta teoria vem propor.

As duas simulações mostram que a alternativa que apresenta melhor otimização dos recursos existente é a Configuração I, onde a complementaridade das duas curvas resulta em uma melhor curva média, mais próxima da capacidade firme do sistema e não há em nenhum momento a superação desta, diferente do que ficou evidenciado na Configuração II.

Por consequência, o desenvolvimento do tipo de cargas representadas pela curva de Carga Complementar 1, não obrigará a execução de obras para o seu atendimento bem como permitirá o atendimento imediato desta demanda.

Fazendo uma análise mais detalhada de uma região da área de Concessão da AES Eletropaulo, lembrando que os dados utilizados não são os reais, conforme exposto no início deste capítulo, pode-se ter uma visão de como a teoria pode ser aplicada em regiões de várias dimensões.



As áreas que estão assinaladas possuem as características das curvas de carga indicadas nos gráficos, a rede de distribuição que atende a região está representada com a informação das suas faixas de carregamento e há uma sugestão de tipo de segmento de consumo que pode ser desenvolvido em cada uma das regiões onde é possível a aplicação da metodologia,

7. Conclusões

Uma das maiores preocupações atuais para garantir um crescimento sustentável das infra-estruturas necessárias ao constante desenvolvimento da humanidade e viabilizar a manutenção e incremento do bem estar social, sem, contudo, destruir o meio ambiente, passa pela otimização dos recursos existentes, quer sejam eles do setor energético, de saneamento, transporte ou de telecomunicações.

A aplicação da teoria desenvolvida neste trabalho para o setor elétrico permitirá que regiões em que foram feitos grandes investimentos no passado e, que em boa parte já se encontram depreciados, tornem-se de alta atratividade pelos baixos custos de atendimento e pela disponibilidade de capacidade de atendimento imediata.

Como há a participação do cliente em parte dos custos de atendimento, nestas regiões de baixa ocupação e ociosidade de capacidade, esses custos serão reduzidos, o que pode ser a diferença competitiva de um empreendimento.

Outro diferencial que pode ser levado em consideração é relativo à flexibilidade, confiabilidade e qualidade de atendimento destas regiões, pois em

função da condição de carregamento e quantidade de fontes e alimentadores que foram instalados para atendimento da demanda que existia, tem-se um cenário com aspectos decisivos para vários segmentos definirem a escolha do local de instalação de suas instalações, escritórios, etc.

Portanto, é recomendável que haja por parte das Concessionárias de Serviços Públicos, de qualquer segmento, a avaliação das condições das suas áreas de Concessão identificando as regiões com potencialidade de desenvolvimento de segmentos complementares e aquelas que apresentam quedas acentuadas de consumo por migração de clientes, para o desenvolvimento de projetos de recuperação de utilização de infra-estruturas.

Esta é uma ação que deve inclusive ser desenvolvida junto com o Poder Público, que pode e deve criar mecanismos de revitalização e ordenação de ocupação do solo que viabilizem o crescimento complementar, levando a uma OTIMIZAÇÃO DOS RECURSOS DISPONÍVEIS NO SISTEMA ELÉTRICO COMO FORMA DE VIABILIZAR O DESENVOLVIMENTO SÓCIO-ECONÔMICO E REDUZIR O IMPACTO SÓCIO-AMBIENTAL DA EXPANSÃO DO SISTEMA.

8. Referencias

- 1) Aldabó, Ricardo - Qualidade na Energia Elétrica – Editora ARTLIBER
- 2) Tolmasquim, Mauricio Tiommo; Oliveira, Ricardo Gorini de e Campos, Adriana Fiorotti - As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro – Estratégias e Performance – Editora CENERGIA
- 3) Tolmasquim, Maurício Tiommo - Metodologias de Valorização do Danos Ambientais Causados Pelo Setor Elétrico – Editora Cenergia
- 4) Jabur, Maria Angela - Racionamento : Do Susto à Consciência – Editora Terra das Artes
- 5) Tolmasquim, Maurício Tiommo - Geração de Energia Elétrica no Brasil – Editora INTERCIÊNCIA
- 6) Pires, Adriano; Fernandez, Elói Fernandez Y e Bueno, Júlio - Política Energética Para o Brasil – Proposta Para o Crescimento Sustentável – Editora Nova Fronteira
- 7) Caldas, Geraldo Pereira - Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica – Editora JURUÁ
- 8) Silva, Ana Lúcia R. - Monografia Fácil : Exercícios e Ferramentas – DVS Editora
- 9) PLANEDIS – Manual de Planejamento da Distribuição da Eletropaulo
- 10) Resolução CONAMA 237 de 19 de dezembro de 1997
- 11) Resolução SMA - 54 de 30 de novembro de 2004
- 12) Resolução SMA - 5 de 07 de fevereiro de 2007
- 13) Portaria No. 80 da SMA de 14 de outubro de 2005
- 14) Resolução CONAMA 01 de 23 de janeiro de 1986
- 15) Sánchez, Luis Henrique – Avaliação de Impacto Ambiental – Conceitos e Métodos – Editora Oficina de Textos
- 16) Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica – Portaria 456
- 17) Pires, José Claudio Linhares - Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
- 18) Moura, Luiz Antônio Abdalla de – Qualidade e Gestão Ambiental – Editora Oliveira Mendes

19) Carvalho, Marly Monteiro de; Junior, Roque Rabechini – Construindo Competências para Gerenciar Projetos – Editora Atlas

20) ONS - Plano Decenal de Expansão do Sistema Elétrico

21) Hermsdorff, Sônia – Licenciamento em Projetos de Infra-Estrutura: Estudo de Caso no Setor de Distribuição de Energia Elétrica em São Paulo (MBA em Gestão Estratégica Socioambiental em Infra-Estrutura - 2008)

Sites da Internet

21) Operador Nacional do Sistema - ONS (site)

22) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (site)

23) Empresa de Pesquisa Energética – EPE (site)

9. Anexos

Anexo I - Portaria n.º 80/SVMA/2005, DOC de 14/outubro/2005

Anexo II - 250/2007 da ANEEL de 13 de fevereiro de 2007

Anexo III – Leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15 de março de 2004

Anexo IV – Mapa da área de Concessão da AES Eletropaulo

Anexo V - Lei Federal nº 6.938/81

ANEXOS

Anexo I - Portaria n.º 80/SVMA/2005, DOC de 14/outubro/2005

Portaria n.º 80/SVMA/2005, DOC de 14/outubro/2005

O Secretário Municipal do Verde e do Meio Ambiente, usando das atribuições e competências que lhe são conferidas por Lei,

Considerando o disposto nas Resoluções CONAMA n.º 01/86 e 237/97;

Considerando o disposto na Resolução 61/CADES/2001;

Considerando o crescente interesse relacionado à infra-estrutura de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica, a geração de campos eletromagnéticos e seus possíveis efeitos adversos à saúde;

Considerando as interferências da infra-estrutura de distribuição de energia elétrica com a vegetação de porte arbóreo existente nas vias públicas;

Considerando a necessidade de que essa infra-estrutura seja cadastrada, possibilitando seu mapeamento e caracterização em função do uso e ocupação do solo do seu entorno;

Considerando que a partir de um diagnóstico ambiental que inclua a infra-estrutura de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica, o poder público municipal poderá exercer o controle ambiental das atividades, a partir das diretrizes e limites de exposição a campos elétricos e magnéticos que estiverem legalmente em vigor;

Considerando a necessidade de regulamentar e tornar públicos os procedimentos para o Controle Ambiental da instalação e da operação de Subestações e de Linhas de Transmissão de energia elétrica no Município de São Paulo;

RESOLVE:

I – Definições

Para efeito de aplicação desta Portaria, entende-se por: Linhas de Transmissão: instalações para o transporte de energia elétrica do sistema produtor às subestações de transmissão ou de distribuição; entre as subestações distribuidoras ou ainda para o fornecimento de energia elétrica a consumidores de alta tensão, com tensões nominais iguais ou superiores a 69 kV.

II – Do licenciamento Ambiental

1 - Sujeitam-se ao licenciamento ambiental na SVMA a reforma com ampliação da tensão ou da corrente nominal ou a implantação de novas unidades de Linhas de Transmissão e Subestações dos sistemas de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica, localizadas no Município de São Paulo, com tensão nominal igual ou superior a 69 kV.

2 - O licenciamento ambiental de que trata o item anterior se dará nos termos da Resolução 61/CADES/2001, com a prévia apresentação dos seguintes estudos ambientais:

2.1 - EIA-RIMA (Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório) para utilidades com tensão nominal superior a 230 kV;

2.2 – EVA (Estudo de Viabilidade Ambiental) para utilidades com tensão nominal de 69 kV a 230 kV.

3 – Os responsáveis pela implantação e operação de Linhas de Transmissão e de Subestações, deverão comprovar, durante seu licenciamento ambiental, a adoção de medidas de precaução, estruturais e operacionais, técnica e

economicamente viáveis, que visem à diminuição dos campos elétricos e magnéticos gerados nas áreas de livre acesso à população em geral.

III – Do Cadastro da Infra-Estrutura

4 – As Concessionárias de Geração, de Transmissão ou de Distribuição de Energia Elétrica, que operem no território do Município de São Paulo ficam obrigadas a fornecer à SVMA cadastro atualizado da infra-estrutura existente, compreendida pelas Subestações e Linhas de Transmissão com tensão nominal igual ou superior a 69 kV, incluindo:

4.1 - Fornecer à SVMA cadastro, em meio digital e impresso, das linhas de transmissão e das subestações dos sistemas de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica existentes no Município de São Paulo, composto de mapas de localização e principais características técnicas de cada elemento, conforme indicado no Anexo I;

4.2 - Elaborar e fornecer à SVMA diagnóstico do ambiente eletromagnético para as linhas de transmissão e subestações, com a simulação matemática dos campos elétricos e magnéticos e com a realização de medições em campo em instalações típicas, representativas dos padrões utilizados, para aferição dos valores calculados por simulação matemática, conforme indicado no Anexo II;

4.3 - Informar à SVMA os projetos e cronogramas de ampliação (reformas e novas instalações) da infra-estrutura dos sistemas de transmissão e de distribuição no Município, indicando suas características básicas e localização.

5 – O prazo para entrega do cadastro de que trata o item anterior é de 180 (cento e oitenta) dias, na proporção de 1/3 (um terço) a cada 60 (sessenta) dias, a contar da publicação desta Portaria.

6 – Fica a Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica que opera no Município de São Paulo, obrigada a adotar configuração compacta nas reformas ou instalação de novas linhas dos circuitos primários de distribuição, de tensões nominais iguais a 13,8 kV ou 34,5 kV:

6.1 – Previamente à reforma ou instalação de novas linhas dos circuitos primários de distribuição, a Concessionária deverá informar à SVMA os projetos a serem executados, informando: localização; se reforma ou instalação nova; período de realização das obras; extensão da linha; tensão nominal do circuito; desenho do tipo de configuração adotada.

IV – Da Fiscalização

7 – A SVMA promoverá medições periódicas, para avaliação da exposição da população em geral aos campos eletromagnéticos gerados pela infra-estrutura dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica instaladas no Município de São Paulo.

8 – Por medida de precaução, visando à proteção contra os possíveis efeitos adversos de longo prazo devidos à exposição aos campos magnéticos gerados por quaisquer instalações dos sistemas de geração, transmissão e distribuição

de energia elétrica, não poderão ser superados os seguintes limites de densidade de fluxo magnético (valores eficazes):

8.1 – Para instalações já existentes: 10 μ T (micro Tesla), calculado como valor médio de 24 horas, em locais de permanência prolongada, entendido como sendo de 4 horas ou mais diárias, tais como escolas, hospitais, residências e locais de trabalho;

8.1.1 – O prazo para atendimento do acima disposto é de 1 (um) ano, contado a partir de efetuado o cadastramento de que trata o item III.

8.2 – Para novas instalações: 3 μ T (micro Tesla), calculado como valor médio de 24 horas, em locais de permanência prolongada, entendido como sendo de 4 horas ou mais diárias, tais como escolas, hospitais, residências e locais de trabalho.

9 – A intensidade dos campos elétricos e a densidade do fluxo magnético (valores eficazes) gerados por quaisquer instalações dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica não poderão exceder em qualquer momento, em locais de acesso livre à população em geral, os valores de 4,17 kV/m (kilovolts por metro) e 83,3 μ T (micro Tesla) respectivamente.

10 – A SVMA definirá, por Portaria específica, critérios para medição e determinação dos valores de níveis de exposição da população em geral de que trata a presente Portaria.

11 – O não atendimento pelas Concessionárias do disposto nesta Portaria sujeitará a aplicação das sanções previstas na Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, e no Decreto Federal nº 3.179, de 21 de setembro de 1998.

12 – Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

São Paulo, 13 de outubro de 2005

EDUARDO JORGE MARTINS ALVES SOBRINHO

Secretário Municipal do Verde e do Meio Ambiente

Anexo I

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:

Mapa georeferenciado de localização das Linhas de Transmissão (LT) e das Subestações, indicando suas coordenadas geográficas.

Para as LT:

- Largura da faixa de segurança;
- Comprimento da linha;
- Tipos, dimensões e número de torres;
- Distância média entre torres;
- Número de circuitos e de fases existentes;

- Seções transversais típicas indicando posições relativas das fases, suas alturas em relação ao solo e distâncias horizontais em relação aos limites da faixa de passagem;
- Condições de carregamento dos circuitos com tensão e corrente nominal e máxima e número de circuitos com operação simultânea;
- Potência instalada atual e capacidade máxima de potência da linha;
- Tipo e bitola dos cabos condutores;
- Distâncias elétricas de segurança;
- Espaçamentos verticais mínimos em relação a obstáculos;
- Capacidade máxima de corrente (I_{cc}).

Para as Subestações:

- Planta do lote em escala, indicando as edificações e demais instalações existentes;
- Indicação das LT de entrada e saída da subestação;

Anexo II

DIAGNÓSTICO DO AMBIENTE ELETROMAGNÉTICO

A – **Medições de Campo:** medições in loco dos valores gerados de campo elétrico e magnético para o horário de maior carregamento de carga.

Para as LT: realizar medições para cada tipo de LT existente, considerando tensão nominal, número de linhas e configuração geométrica. As medições

deverão ser feitas ao longo de uma seção transversal no local de maior catenária, a uma altura de 1,5 metros do solo, com pontos de medição localizados dentro da faixa de passagem, nos seus limites e em pontos externos em ambos os lados.

Para as Subestações: realizar medições para cada tipo de subestação existente, considerando instalação aérea, subterrânea e tensão nominal máxima. As medições deverão ser realizadas junto a todas as divisas existentes do lote e em pontos externos às tais divisas, a uma altura de 1,5 metros do solo.

Os valores medidos deverão ser apresentados em tabelas e gráficos da seção transversal e para as subestações incluindo-se planta baixa com indicação dos pontos medidos.

B – Simulação Matemática: cálculo matemático teórico dos campos elétrico e magnético não perturbados para cada tipo de LT ou Subestação existente no Município de São Paulo, considerando:

- Geometrias das linhas;
- Em pontos localizados nas linhas divisórias, localizados a alturas de 1,5 metros do solo e seus múltiplos, até a altura da fase mais elevada em relação ao solo;
- Seqüências de fases utilizadas;
- Condições de carregamento máximo e nominal;

- Apresentar valores calculados em gráfico da seção transversal considerada, indicando os limites da faixa de passagem da LT ou do lote da Subestação.

Anexo II - 250/2007 da ANEEL de 13 de fevereiro de 2007

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 250, DE 13 DE FEVEREIRO DE 2007

Estabelece os procedimentos para fixação do encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como para o cálculo da participação financeira do consumidor, referente ao custo necessário para atendimento de pedidos de prestação de serviço público de energia elétrica que não se enquadrem nos termos dos incisos I e II do art. 14 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 14 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pelas Leis nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e nº 10.848, de 15 de março de 2004, na Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, com base no art. 4º, incisos X e XVI, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta do Processo nº 48500.002508/04-44, e considerando que:

Em razão da Audiência Pública nº 042/2005, aberta para recebimento de contribuições no período de 22 de dezembro de 2005 a 9 de fevereiro de 2006 e realizada presencialmente em 16 de fevereiro de 2006, foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor de energia elétrica e da sociedade em

geral, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato de regulação, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos para fixação do encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como para o cálculo da participação financeira do consumidor, referente ao custo necessário para o atendimento a solicitações de:

I - aumento de carga;

II - conexão de unidade consumidora em tensão igual ou superior a 2,3 kV; ou

III - conexão de unidade consumidora com carga instalada superior a 50 kW.

Parágrafo único. As disposições constantes desta Resolução aplicam-se a todos os consumidores de energia elétrica, inclusive aqueles enquadrados nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e os consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia na forma prevista no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

DO ORÇAMENTO E EXECUÇÃO DAS OBRAS

Art. 2º O orçamento das obras e serviços referentes ao atendimento de que trata o art. 1º deverá refletir todo o custo que se fizer necessário, em quaisquer níveis de tensão, observada a proporção entre a demanda a ser atendida ou acrescida, no caso de aumento de carga, e a demanda a ser oferecida pelas obras de extensão, reforço ou melhoria na rede, de acordo com as normas e padrões técnicos da distribuidora, e conterá, no mínimo, os seguintes elementos:

Memória de cálculo dos custos orçados;

Cronograma físico-financeiro para execução das obras;

Memória de cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora;

Cálculo da participação financeira do consumidor, quando for o caso; e

Cálculo do fator de demanda, conforme o § 3º do art. 5º, quando for o caso.

§ 1º Os prazos para a entrega do orçamento da distribuidora ao solicitante e para o início das obras serão os estabelecidos nos arts. 28, 29 e 30 da Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000, e aqueles definidos no contrato de concessão, o que for menor.

§ 2º Após a data da entrega do orçamento, o solicitante terá o prazo máximo de 30 (trinta) dias para comunicar à distribuidora a sua opção pela execução direta da obra, nos termos do art. 4º, ou pela execução da obra por meio da distribuidora, de acordo com o orçamento e cronograma apresentados.

§ 3º Findo o prazo de que trata o § 2º deste artigo, sem que haja comunicação do solicitante sobre a sua opção pela forma de execução da obra, o orçamento apresentado pela distribuidora perderá a validade.

§ 4º Para as solicitações de atendimento de unidades consumidoras em tensão inferior a 2,3 kV, o pagamento da participação financeira do consumidor, calculada nos termos desta Resolução, caracteriza a opção pela execução da obra por meio da distribuidora de acordo com o orçamento e o cronograma apresentado.

§ 5º Para fornecimento provisório destinado ao atendimento de eventos temporários, os procedimentos serão os estabelecidos no art. 111 da Resolução nº 456, de 2000.

Art. 3º A execução da obra pela distribuidora deverá ser precedida da assinatura de contrato específico com o solicitante, em que serão discriminadas as etapas e o prazo de implementação das obras, as condições de pagamento da participação financeira do consumidor, além de outras condições vinculadas ao atendimento.

§ 1º É assegurada ao solicitante a opção pelo pagamento parcelado da participação financeira de sua responsabilidade, de acordo com as etapas e o prazo de implementação da obra, observado o respectivo cronograma físico-financeiro.

§ 2º No caso de solicitações de atendimento para unidades consumidoras com tensão maior que 2,3 kV, a execução da obra pela distribuidora será precedida da assinatura, pelo consumidor e pela distribuidora, conforme o caso, do Contrato de Fornecimento ou do Contrato de Conexão de Distribuição – CCD e do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, que vigorarão a partir da energização das instalações da unidade consumidora.

§ 3º Os valores decorrentes dos contratos celebrados deverão ser contabilizados de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução nº 444, de 26 de outubro de 2001.

§ 4º A fim de compatibilizar o prazo fixado para o atendimento da solicitação com as necessidades do consumidor, este poderá, mediante prévio acordo, aportar parte ou a totalidade dos recursos necessários à realização da obra.

§ 5º A distribuidora efetuará a restituição do encargo de sua responsabilidade, nos casos de que trata o § 4º, corrigido pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no prazo de até 3 (três) meses após a energização das

instalações da unidade consumidora, em espécie ou outra forma escolhida de comum acordo entre as partes.

Art. 4º O solicitante poderá optar pela execução direta de obra de extensão de rede, e, também, mediante acordo com a distribuidora, de obras de reforço ou modificação da rede existente, observadas as seguintes condições:

I - o projeto deverá ser analisado pela distribuidora dentro dos prazos estabelecidos no inciso V do art. 11, da Resolução nº 456, de 2000, ficando o início da obra condicionado à aprovação do projeto;

II - a distribuidora deverá colocar à disposição do consumidor as normas e os padrões técnicos respectivos no prazo máximo de 15 (quinze) dias após a opção do solicitante pela execução direta da obra, devendo no mínimo:

a) informar os requisitos de segurança e proteção;

b) orientar quanto ao cumprimento de exigências obrigatórias;

c) fornecer as especificações técnicas de materiais e equipamentos;

d) alertar que será procedida fiscalização antes do recebimento das instalações e que eventual inconformidade entre o projeto e a obra implicará o não recebimento das instalações e a recusa da conexão da unidade consumidora até que sejam atendidos os requisitos estabelecidos no projeto aprovado.

III - os materiais e equipamentos utilizados na execução direta da obra pelo solicitante deverão ser novos e atender às especificações fornecidas pela distribuidora, acompanhados das respectivas notas fiscais e termos de garantia dos fabricantes, sendo vedada a aplicação de materiais ou equipamentos reformados e/ou reaproveitados;

IV - o montante a ser reembolsado ao solicitante será o menor valor entre o custo da obra por esse comprovado e o encargo de responsabilidade da

distribuidora, apresentado no orçamento elaborado por essa, devendo ser restituído, devidamente atualizado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no prazo de até 3 (três) meses após a energização das instalações da unidade consumidora;

V - a execução da obra não poderá estar vinculada à exigência de fornecimento, por parte da distribuidora, de quaisquer equipamentos ou serviços;

VI - as obras executadas diretamente pelo solicitante deverão ser precedidas de celebração de acordo entre o solicitante e a distribuidora; e

VII - nos casos de reforços ou modificações de redes existentes, a distribuidora deverá fornecer autorização por escrito, informando a data, a hora e prazo compatível para a execução dos serviços.

DA PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DO CONSUMIDOR E ENCARGO DE RESPONSABILIDADE DA DISTRIBUIDORA

Art. 5º A participação financeira do consumidor será a diferença positiva entre o custo total da obra e o Encargo de Responsabilidade da Distribuidora.

§ 1º O Encargo de Responsabilidade da Distribuidora, denominado “ERD”, será determinado pela seguinte equação:

Onde:

a = a fração de operação e manutenção – O&M em relação à Parcela B (referente a distribuição para fins de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), tendo como parâmetro o custo de O&M da Empresa de Referência, definido na última revisão tarifária;

FRC = o fator de recuperação do capital que traz a valor presente a receita uniforme prevista, sendo obtido pela equação:

i = a taxa de retorno adequada de investimentos definida pelo Custo Médio Ponderado do Capital (WACC) definido na última revisão tarifária, acrescido da carga tributária de 34%, sendo obtido pela equação:

$$i = WACC / (1 - 0,34)$$

n = o período de vida útil remanescente em anos, associado à taxa de depreciação percentual anual "d" definida na última revisão tarifária, sendo obtido pela equação:

MUSD = montante de uso do sistema de distribuição a ser instalado ou acrescido no caso de aumento de carga; e

TUSD Fio B = a parcela da tarifa de demanda fora de ponta, correspondente ao nível de tensão da carga a ser instalada ou acrescida no caso de aumento de carga, que remunera o custo de operação e manutenção, a remuneração do investimento e a depreciação dos ativos.

§ 2º Para unidade consumidora pertencente ao Grupo A, o MUSD é a demanda contratada, se aplicável tarifa convencional ou horo-sazonal verde, ou a demanda contratada no horário fora de ponta, se aplicável tarifa horo-sazonal azul.

§ 3º Para unidade consumidora pertencente ao Grupo B, o MUSD é a demanda obtida por meio da aplicação, sobre a carga instalada prevista, do fator de demanda da correspondente atividade dentro da sua classe principal, segundo a classificação do art. 20 da Resolução nº 456, de 2000, conforme a média verificada em outras unidades consumidoras atendidas pela distribuidora ou, caso não seja possível, do fator de demanda típico adotado nas normas e padrões técnicos da distribuidora.

§ 4º No caso de aumento progressivo de demanda, em razão da demanda a ser instalada ou acrescida, ou de contrato com variação nos valores mensais da demanda, o MUSD será a média ponderada das demandas mensais previstas.

§ 5º Para as solicitações de atendimento a prédios de múltiplas unidades ou outros atendimentos simultâneos de solicitações, aplicar-se-á, para cada unidade consumidora que se enquadre nos termos do art. 1º, o disposto nesta Resolução, observada a proporção entre a sua demanda e a totalidade da demanda prevista para as demais unidades consumidoras enquadradas nos termos dos incisos I e II do art. 14 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

§ 6º Quando se tratar de lotes situados em loteamentos urbanos, nas hipóteses previstas nos incisos II e III do art. 1º, será considerado apenas o custo referente às obras necessárias de extensão ou reforço em quaisquer níveis de tensão compreendendo desde a rede de distribuição existente até os limites desses loteamentos.

§ 7º Nos parcelamentos situados em zonas habitacionais de interesse social e nos parcelamentos populares, a conexão da rede de distribuição existente à entrada do parcelamento, bem como a construção da respectiva rede interna, serão de total responsabilidade da distribuidora, observando-se o disposto na Resolução nº 082, de 2004.

§ 8º Todos os componentes necessários para o cálculo do ERD serão estabelecidos pela ANEEL, quando da publicação da Resolução Homologatória referente a cada revisão ou reajuste tarifário das distribuidoras, incluindo-se nesse anexo com tabela preenchida conforme o seguinte modelo:

Parâmetros para o cálculo do ERD (Resolução Normativa nº 250/2007)

Nível de Tensão BT AS A4 A3a A3 A2 A1

TUSD fio B fora ponta (R\$/kW)

WACC (%)

Parcela B (R\$)

Taxa de depreciação - d (%)

Operação e manutenção - O&M (R\$)

(Retificado no D.O. de 07.03.2007, seção 1, p. 52, v. 144, n. 45)

§ 9º Os valores da TUSD fio B referidos no § 8º receberão os descontos previstos na regulamentação aplicáveis a cada classe ou subclasse de unidade consumidora.

Art. 6º O custo de obras para a implementação de sistemas de iluminação pública não é passível de Encargo de Responsabilidade da Distribuidora.

Art. 7º O disposto nesta Resolução não se aplica aos investimentos de infraestrutura básica com energia elétrica da rede interna dos lotes situados em loteamentos urbanos, observando-se o disposto na Resolução nº 082, de 13 de setembro de 2004.

Art. 8º Fica inserido parágrafo único no art. 22 da Resolução nº 456, de 2000, com a seguinte redação:

“Parágrafo único. Quando houver necessidade de investimento a ser suportado pela concessionária para atendimento da carga instalada, nos termos da Resolução Normativa nº 250 , de 13 de fevereiro de 2007, essa poderá

estabelecer, para o contrato de adesão, um prazo de vigência limitado a 12 (doze) meses.”

Art. 9º É de responsabilidade exclusiva do solicitante o custeio das obras realizadas a seu pedido relativas a:

I - extensão de linha de reserva; ou

II - melhoria de aspectos estéticos.

§ 1º Nos casos de que trata este artigo, será levado em consideração todo custo que se fizer necessário, em quaisquer níveis de tensão.

§ 2º O atendimento de pedido nas condições previstas neste artigo dependerá da verificação, pela distribuidora, da conveniência técnica para a sua efetivação.

Art. 10. Caso o solicitante ou a distribuidora opte por realizar obras com dimensões maiores do que as necessárias para o atendimento da demanda da carga a ser conectada ou acrescida na rede, de acordo com as normas e padrões técnicos da distribuidora, ou que garantam níveis de qualidade de fornecimento superiores aos especificados na respectiva regulamentação, o custo adicional deverá ser arcado integralmente pelo optante.

Parágrafo único. A distribuidora ou o solicitante, conforme o caso, deverá discriminar e justificar os custos adicionais relacionados com as obras que se enquadrem na situação descrita no caput deste artigo.

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 11. Os bens e instalações oriundos das obras de que trata esta Resolução deverão ser cadastrados e incorporados ao Ativo Imobilizado em Serviço da distribuidora, quando da respectiva conclusão, contabilizando-se em contas especiais os valores da correspondente participação financeira do consumidor,

conforme o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução nº 444, de 2001.

Art. 12. As disposições desta Resolução aplicam-se aos pedidos de aumento de carga ou de nova ligação, efetivados a partir da publicação da Lei nº 10.762, de 11 novembro de 2003, devendo as distribuidoras promover os respectivos acertos financeiros e contábeis atualizados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, no prazo de até 1 ano após a publicação desta Resolução.

Art. 13. Revoga-se o § 2º do Art 5º da Resolução nº 264, de 13 de agosto de 1998.

Art. 14. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 26.02.2007, seção 1, p. 57, v. 144, n. 38.

Anexo III – Leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15 de março de 2004

LEI No 10.847, DE 15 DE MARÇO DE 2004.

Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa
Energética – EPE e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional
decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º Fica o Poder Executivo autorizado a criar empresa pública, na forma
definida no inciso II do art. 5º do Decreto-Lei no 200, de 25 de fevereiro de
1967, e no art. 5º do Decreto-Lei no 900, de 29 de setembro de 1969,
denominada Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério
de Minas e Energia.

Art. 2º A Empresa de Pesquisa Energética - EPE tem por finalidade prestar
serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o
planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás
natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e
eficiência energética, dentre outras.

Parágrafo único. A EPE terá sede e foro na Capital Federal e escritório central
no Rio de Janeiro e prazo indeterminado, podendo estabelecer escritórios ou
dependências em outras unidades da Federação.

Art. 3º A União integralizará o capital social da EPE e promoverá a constituição
inicial de seu patrimônio por meio de capitalização.

Parágrafo único. A integralização poderá se dar por meio de incorporação de bens móveis ou imóveis.

Art. 4º Compete à EPE:

- I - realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- II - elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- III - identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- IV - dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- V - realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- VI - obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- VII - elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- VIII - promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- IX - promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- X - desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;

XI - efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;

XII - elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;

XIII - desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

XIV - dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;

XV - promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;

XVI - promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;

XVII - promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e

XVIII - desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

Parágrafo único. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional.

Art. 5º Constituem recursos da EPE:

I - rendas ou emolumentos provenientes de serviços prestados a pessoas jurídicas de direito público ou privado;

II - ressarcimento, nos termos da legislação pertinente, dos custos incorridos no desenvolvimento de estudos de inventário hidroelétrico de bacia hidrográfica, de viabilidade técnico-econômica de aproveitamentos hidroelétricos e de impacto ambiental, bem como nos processos para obtenção de licença prévia;

III - produto da venda de publicações, material técnico, dados e informações, inclusive para fins de licitação pública, de emolumentos administrativos e de taxas de inscrição em concurso público;

IV - recursos provenientes de acordos e convênios que realizar com entidades nacionais e internacionais, públicas ou privadas;

V - rendimentos de aplicações financeiras que realizar;

VI - doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados por pessoas físicas ou jurídicas de direito público ou privado; e

VII - rendas provenientes de outras fontes.

Art. 6º É dispensada de licitação a contratação da EPE por órgãos ou entidades da administração pública com vistas na realização de atividades integrantes de seu objeto.

Art. 7º Ato do Poder Executivo aprovará o estatuto da EPE.

Art. 8º A EPE será administrada por um Conselho de Administração, com funções deliberativas, e por uma Diretoria Executiva, e na sua composição contará ainda com um Conselho Fiscal e um Conselho Consultivo.

Art. 9º O Conselho de Administração será constituído:

I - de 1 (um) Presidente, indicado pelo Ministro de Estado de Minas e Energia;

II - do Presidente da Diretoria Executiva;

III - de 1 (um) Conselheiro, indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão; e

IV - de 3 (três) Conselheiros, indicados conforme regulamento.

§ 1º O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, a cada mês e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo seu Presidente ou por 2/3 (dois terços) dos seus membros.

§ 2º As decisões do Conselho de Administração serão tomadas por maioria simples, cabendo ao Presidente o voto de qualidade, em caso de empate.

§ 3º O quorum de deliberação é o de maioria absoluta de seus membros.

Art. 10. A Diretoria Executiva será constituída de 1 (um) Presidente e de 4 (quatro) Diretores.

Parágrafo único. O Presidente e os Diretores são responsáveis pelos atos praticados em desconformidade com a lei, com o estatuto da empresa e com as diretrizes institucionais emanadas do Conselho de Administração.

Art. 11. A EPE terá um Conselho Fiscal constituído de 3 (três) membros, e respectivos suplentes, com mandato de 4 (quatro) anos, permitidas reconduções.

§ 1º O Conselho Fiscal deve se reunir, ordinariamente, a cada 2 (dois) meses e sempre que convocado pelo Conselho de Administração.

§ 2º As decisões do Conselho Fiscal serão tomadas por maioria simples, cabendo ao Presidente o voto de qualidade, em caso de empate.

§ 3º As reuniões do Conselho Fiscal só terão caráter deliberativo se contarem com a presença do Presidente e de pelo menos 1 (um) membro.

Art. 12. O Conselho Consultivo da EPE é composto por:

I - 5 (cinco) representantes do Fórum de Secretários de Estado para Assuntos de Energia, sendo 1 (um) de cada região geográfica do país;

II - 2 (dois) representantes dos geradores de energia elétrica, sendo 1 (um) de geração hidroelétrica e outro de geração termoelétrica;

III - representante dos transmissores de energia elétrica;

IV - representante dos distribuidores de energia elétrica;

V - representante das empresas distribuidoras de combustível;

VI - representante das empresas distribuidoras de gás;

VII - representante dos produtores de petróleo;

VIII - representante dos produtores de carvão mineral nacional;

IX - representante do setor sucroalcooleiro;

X - representante dos empreendedores de fontes alternativas de energia;

XI - 4 (quatro) representantes dos consumidores de energia, sendo 1 (um) representante da indústria, 1 (um) representante do comércio, 1 (um) representante do setor rural e 1 (um) representante dos consumidores residenciais; e

XII - representante da comunidade científica com especialização na área energética.

Parágrafo único. O Conselho Consultivo reunir-se-á, ordinariamente, a cada 6 (seis) meses e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo seu Presidente ou por 2/3 (dois terços) de seus membros.

Art. 13. As competências do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva, do Conselho Fiscal e do Conselho Consultivo da EPE, bem como as hipóteses de destituição e substituição de seus respectivos integrantes, serão estabelecidas em regulamento próprio.

Art. 14. O regime jurídico do pessoal da EPE será o da Consolidação das Leis do Trabalho e respectiva legislação complementar.

Art. 15. A contratação de pessoal efetivo da EPE far-se-á por meio de concurso público de provas ou de provas e títulos, observadas as normas específicas editadas pelo Conselho de Administração.

§ 1º Para fins de implantação, fica a EPE equiparada às pessoas jurídicas referidas no art. 1º da Lei no 8.745, de 9 de dezembro de 1993, com vistas na contratação de pessoal técnico e administrativo por tempo determinado.

§ 2º Considera-se como necessidade temporária de excepcional interesse público, para os efeitos da Lei no 8.745, de 9 de dezembro de 1993, a contratação de pessoal técnico e administrativo por tempo determinado, imprescindível ao funcionamento inicial da EPE.

§ 3º As contratações a que se refere o § 1º observarão o disposto no caput do art. 3º, no art. 6º, no inciso II do art. 7º e nos arts. 9º e 12 da Lei no 8.745, de 9 de dezembro de 1993, e não poderão exceder o prazo de 36 (trinta e seis) meses, a contar da data da instalação da EPE.

§ 4º É autorizada a EPE a estabelecer convênios de cooperação técnica com entidades da administração direta e indireta, destinados a viabilizar as atividades técnicas e administrativas indispensáveis ao seu funcionamento.

Art. 16. Fica autorizada a EPE a patrocinar entidade fechada de previdência privada nos termos da legislação vigente.

Art. 17. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 15 de março de 2004; 183º da Independência e 116º da República.

LUIZ INÁCIO LULA DA SILVA

Dilma Vana Rousseff

Guido Mantega

Publicado no D.O de 16.03.2004, seção 1, p. 1, v. 141, n.51.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 16.03.2004.

LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004.

Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs

5.655, de 20 de maio de 1971,

8.631, de 4 de março de 1993,

9.074, de 7 de julho de 1995,

9.427, de 26 de dezembro de 1996,

9.478, de 6 de agosto de 1997,

9.648, de 27 de maio de 1998,

9.991, de 24 de julho de 2000,

10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

Texto Atualizado

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

- I - condições gerais e processos de contratação regulada;
- II - condições de contratação livre;
- III - processos de definição de preços e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo;
- IV - instituição da convenção de comercialização;
- V - regras e procedimentos de comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica;
- VI - mecanismos destinados à aplicação do disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, por descumprimento do previsto neste artigo;
- VII - tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica e para as restrições de transmissão;
- VIII - mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;
- IX - limites de contratação vinculados a instalações de geração ou à importação de energia elétrica, mediante critérios de garantia de suprimento;
- X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE; e
- XI - mecanismos de proteção aos consumidores.

§ 1º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos ambientes de contratação regulada e de contratação livre.

§ 2º Submeter-se-ão à contratação regulada a compra de energia elétrica por

concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 2º desta Lei, e o fornecimento de energia elétrica para o mercado regulado.

§ 3º A contratação livre dar-se-á nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadores e importadores de energia elétrica e os consumidores que atendam às condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei.

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão considerados: I

- a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II - as necessidades de energia dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de deficit de energia;

IV - as restrições de transmissão;

V - o custo do deficit de energia; e

VI - as interligações internacionais.

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

I - o disposto nos incisos I a VI do § 4º deste artigo;

II - o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;
e

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica.

§ 6º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos termos da Convenção de Comercialização, a ser instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que deverá prever:

I - as obrigações e os direitos dos agentes do setor elétrico;

II - as garantias financeiras;

III - as penalidades; e

IV - as regras e procedimentos de comercialização, inclusive os relativos ao intercâmbio internacional de energia elétrica.

§ 7º Com vistas em assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

§ 8º A comercialização de energia elétrica de que trata este artigo será feita com a observância de mecanismos de proteção aos consumidores, incluindo os limites de repasses de custo de aquisição de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei.

§ 9º As regras de comercialização previstas nesta Lei aplicam-se às concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, de distribuição e de comercialização de energia elétrica, incluindo as empresas sob controle federal, estadual ou municipal.

Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

I - mecanismos de incentivo à contratação que favoreça a modicidade tarifária;

II - garantias;

III - prazos de antecedência de contratação e de sua vigência;

IV - mecanismos para cumprimento do disposto no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, acrescido por esta Lei;

V - condições e limites para repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais;

VI - mecanismos para a aplicação do disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, por descumprimento do previsto neste artigo.

§ 1º Na contratação regulada, os riscos hidrológicos serão assumidos conforme as seguintes modalidades contratuais:

I - pelos geradores, nos Contratos de Quantidade de Energia;

II - pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, nos Contratos de Disponibilidade de Energia.

§ 2º A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as

concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte:

I - as distribuidoras serão obrigadas a oferecer garantias;

II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, início de entrega no ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de no mínimo 3 (três) e no máximo 15 (quinze) anos;

III - para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, início de entrega no 3º (terceiro) ou no 5º (quinto) ano após a licitação e prazo de suprimento de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos.

(*) Incluído o inciso IV no parág. 2º do art. 2º, pela Lei 11.488, de 15.06.2007, D.O. de

18.06.2007, seção 1, p. 2, v. 144, n. 114-A.

§ 3º Excetua-se do disposto no § 2º deste artigo as licitações de compra das distribuidoras para ajustes, em percentuais a serem definidos pelo Poder Concedente, que não poderão ser superiores a 5% (cinco por cento) de suas cargas, cujo prazo máximo de suprimento será de 2 (dois) anos.

§ 4º Com vistas em assegurar a modicidade tarifária, o repasse às tarifas para o consumidor final será função do custo de aquisição de energia elétrica, acrescido de encargos e tributos, e estabelecido com base nos preços e quantidades de energia resultantes das licitações de que trata o § 2º deste artigo, ressalvada a aquisição de energia realizada na forma do § 8º deste artigo.

§ 5º Os processos licitatórios necessários para o atendimento ao disposto neste artigo deverão contemplar, dentre outros, tratamento para:

I – energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes;

II - energia proveniente de novos empreendimentos de geração; e

III - fontes alternativas.

§ 6º Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até o início do processo licitatório para a expansão em curso:

I - não sejam detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização; ou

II - sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade.

§ 7º A licitação para a expansão da oferta de energia prevista no inciso II do § 5º deste artigo deverá ser específica para novos empreendimentos ou ampliações, sendo vedada a participação de empreendimentos de geração existentes, ressalvado o disposto no art. 17 desta Lei.

§ 8º No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica:

I - contratada pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas de distribuição de energia elétrica até a data de publicação desta Lei; e

II - proveniente de:

a) geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, enquadradas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; ou

c) Itaipu Binacional.

§ 9º No processo de licitação pública de geração, as instalações de transmissão de uso exclusivo das usinas a serem licitadas devem ser consideradas como parte dos projetos de geração, não podendo os seus custos ser cobertos pela tarifa de transmissão.

§ 10. A energia elétrica proveniente dos empreendimentos referidos no inciso II do § 8º deste artigo não estará sujeita aos procedimentos licitatórios para contratação regulada previstos neste artigo.

§ 11. As licitações para contratação de energia elétrica de que trata este artigo serão reguladas e realizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, observado o disposto no art. 3º-A da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada por esta Lei, que poderá promovê-las diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

§ 12. As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que tenham mercado próprio inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano ficam autorizadas a adquirir energia elétrica do atual agente supridor, com tarifa regulada, ou mediante processo de licitação pública por elas promovido ou na forma prevista neste artigo.

§ 13. Nas licitações definidas no § 3º deste artigo poderão participar os concessionários, permissionários e autorizados de geração e comercialização.

§ 14. A ANEEL deverá garantir publicidade aos dados referentes à contratação de que trata este artigo.

§ 15. No exercício do poder regulamentar das matérias deste art. 2º, será observado o disposto no art. 1º desta Lei.

Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser

contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

§ 1º Para os fins deste artigo, os concessionários e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7

de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedente a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.

§ 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.

§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada.

(*) Incluído o art. 34-A e Parágrafo único, pela Lei 11.488, de 15.06.2007, D.O. de

18.06.2007, seção 1, p. 2, v. 144, n. 114-A.

Art. 4º Fica autorizada a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica de que trata esta Lei.

§ 1º A CCEE será integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e pelos consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

§ 2º A regulamentação deste artigo pelo Poder Concedente deverá abranger, dentre outras matérias, a definição das regras de funcionamento e organização da CCEE, bem como a forma de participação dos agentes do setor elétrico nessa Câmara.

§ 3º O Conselho de Administração da CCEE será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização.

§ 4º Os custos administrativo e operacional da CCEE decorrerão de contribuições de seus membros e emolumentos cobrados sobre as operações realizadas, vedado o repasse em reajuste tarifário.

§ 5º As regras para a resolução das eventuais divergências entre os agentes integrantes da CCEE serão estabelecidas na convenção de comercialização e em seu estatuto social, que deverão tratar do mecanismo e da convenção de arbitragem, nos termos da Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996.

§ 6º As empresas públicas e as sociedades de economia mista, suas subsidiárias ou controladas, titulares de concessão, permissão e autorização, ficam autorizadas a integrar a CCEE e a aderir ao mecanismo e à convenção de arbitragem previstos no § 5º deste artigo.

§ 7º Consideram-se disponíveis os direitos relativos a créditos e débitos decorrentes das operações realizadas no âmbito da CCEE.

Art. 5º A CCEE sucederá ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, criado na forma da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, cabendo-lhes adotar todas as medidas necessárias para dar cumprimento ao disposto nesta Lei.

§ 1º Visando a assegurar a continuidade das operações de contabilização e de liquidação promovidas pelo MAE, a ANEEL regulará e conduzirá o processo de transição necessário à constituição e à efetiva operação da CCEE, a ser concluído no prazo máximo de 90 (noventa) dias a contar da data de publicação da regulamentação desta Lei, nos termos do art. 27 desta Lei, mantidas, durante a transição, as obrigações previstas no art. 1º da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002.

§ 2º As disposições desta Lei não afetam os direitos e as obrigações resultantes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no âmbito do MAE até a data de conclusão do processo de transição previsto neste artigo, estejam elas já contabilizadas e liquidadas ou não.

§ 3º Os bens, os recursos e as instalações pertencentes ao MAE ficam vinculados às suas operações até que os agentes promovam sua incorporação ao patrimônio da CCEE, obedecidos os procedimentos e as diretrizes estabelecidos em regulação específica da ANEEL.

§ 4º Aplicam-se às pessoas jurídicas integrantes da CCEE o estabelecido no art. 47 da Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e a respectiva regulamentação, relativamente às operações do mercado de curto prazo.

Art. 6º O § 6º do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 4º
....."

§ 6º Ao Ministério de Minas e Energia - MME serão destinados 3% (três por cento) dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR para custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos." (NR)

Art. 7º Os arts. 8º e 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 8º Fica estendido a todos os concessionários distribuidores o rateio do custo de consumo de combustíveis, incluindo o de biodiesel, para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, sem prejuízo do disposto no § 3º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

....." (NR)

"Art. 10. O inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC." (NR)

Art. 8º Os arts. 4º, 11, 12, 15 e 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 4º"

.....

§ 2º As concessões de geração de energia elétrica anteriores a 11 de dezembro de 2003 terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado por até 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, observadas as condições estabelecidas nos contratos.

§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:

I - de geração de energia elétrica;

II - de transmissão de energia elétrica;

III - de venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos;

IV - de participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão; ou

V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão.

§ 6º Não se aplica o disposto no § 5º deste artigo às concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição:

I - no atendimento a sistemas elétricos isolados;

II - no atendimento ao seu mercado próprio, desde que este seja inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano e a totalidade da energia gerada, sob o regime de serviço público, seja a ele destinada; e

III - na captação, aplicação ou empréstimo de recursos financeiros destinados ao próprio agente ou a sociedade coligada, controlada, controladora ou vinculada a controladora comum, desde que destinados ao serviço público de energia elétrica, mediante anuência prévia da ANEEL, observado o disposto no inciso XIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 17 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, garantida a modicidade tarifária e atendido ao disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 7º As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

§ 8º A regulamentação deverá prever sanções para o descumprimento do disposto nos §§ 5º, 6º e 7º deste artigo após o período estabelecido para a desverticalização.

§ 9º As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato." (NR)

"Art. 11.

Parágrafo único. O produtor independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, atendido ao disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização." (NR)

"Art. 12.

Parágrafo único. A comercialização na forma prevista nos incisos I, IV e V do caput deste artigo deverá ser exercida de acordo com critérios gerais fixados pelo Poder Concedente." (NR)

"Art. 15.

.....

§ 4º Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão exercer a opção de que trata este artigo de acordo com prazos, formas e condições fixados em regulamentação específica, sendo que nenhum prazo poderá exceder a 36 (trinta e seis) meses, contado a partir da data de manifestação formal à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição que os atenda.

.....

§ 7º O consumidor que exercer a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação, observado o disposto no art. 3º, inciso X, da Lei no [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996.

§ 8º Os consumidores que exercerem a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem à concessionária, à

permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos.

§ 9º Os prazos definidos nos §§ 4º e 8º deste artigo poderão ser reduzidos, a critério da concessionária, da permissionária ou da autorizada de distribuição local.

§ 10. Até 31 de dezembro de 2009, respeitados os contratos vigentes, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar, em suas unidades industriais, energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação à concessionária de distribuição ou geração, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias." (NR)

"Art. 17.

§ 1º As instalações de transmissão componentes da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN serão objeto de concessão mediante licitação e funcionarão na modalidade de instalações integradas aos sistemas com regras operativas aprovadas pela ANEEL, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros.

....." (NR)

Art. 9º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras

incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL:

.....

II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

.....

IV - gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;

.....

XI - estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 (quinhentos) GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos;

.....

XIV - aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre;

XV - promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado;

XVI - homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica, observados os resultados dos processos licitatórios referidos no inciso XV do caput deste artigo;

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:

- a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e
- b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

XIX - regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação.

....." (NR)

"Art. 3º-A Além das competências previstas nos incisos IV, VIII e IX do art.

29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, aplicáveis aos serviços de energia elétrica, compete ao Poder Concedente:

- I - elaborar o plano de outorgas, definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição

de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

II - celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos.

§ 1º No exercício das competências referidas no inciso IV do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e das competências referidas nos incisos I e II do caput deste artigo, o Poder Concedente ouvirá previamente a ANEEL.

§ 2º No exercício das competências referidas no inciso I do caput deste artigo, o Poder Concedente delegará à ANEEL a operacionalização dos procedimentos licitatórios.

§ 3º A celebração de contratos e a expedição de atos autorizativos de que trata o inciso II do caput deste artigo poderão ser delegadas à ANEEL.

§ 4º O exercício pela ANEEL das competências referidas nos incisos VIII e IX do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dependerá de delegação expressa do Poder Concedente." (NR)

"Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar:

....." (NR)

"Art. 28.

.....

§ 3º No caso de serem esses estudos ou projetos aprovados pelo Poder Concedente, para inclusão no programa de licitações de concessões, será assegurado ao interessado o ressarcimento dos respectivos custos incorridos, pelo vencedor da licitação, nas condições estabelecidas no edital.

....." (NR)

Art. 10. Os arts. 2º e 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 2º

.....

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico.

....." (NR)

"Art. 50.

.....

§ 2º

I - 40% (quarenta por cento) ao Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º desta Lei, e pelo MME, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional;

....." (NR)

Art. 11. Os arts. 10, 11, 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 10.

.....

§ 5º O disposto no caput não se aplica ao suprimento de energia elétrica à concessionária e permissionária de serviço público com mercado próprio inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano, cujas condições, prazos e tarifas continuarão a ser regulamentados pela ANEEL." (NR)

"Art. 11.

.....

§ 4º

.....

III - aproveitamento hidrelétrico com potência maior que 30 (trinta) MW, concessão já outorgada, a ser implantado inteiramente em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo, com sub-rogação limitada a, no máximo, 75% (setenta e cinco por cento) do valor do empreendimento e até que a quantidade de aproveitamento subrogado atinja um total de 120 (cento e vinte) MW médios, podendo efetuar a venda da energia gerada para concessionários de serviço público de energia elétrica.

....." (NR)

"Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, serão

executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à rede básica.

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS:

.....

e) propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;

f) propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL." (NR)

"Art. 14. Cabe ao Poder Concedente definir as regras de organização do ONS e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento.

§ 1º O ONS será dirigido por 1 (um) Diretor-Geral e 4 (quatro) Diretores, em regime de colegiado, sendo 3 (três) indicados pelo Poder Concedente, incluindo o Diretor- Geral, e 2 (dois) pelos agentes, com mandatos de 4 (quatro) anos não coincidentes, permitida uma única recondução.

§ 2º A exoneração imotivada de dirigente do ONS somente poderá ser efetuada nos 4 (quatro) meses iniciais do mandato, findos os quais é assegurado seu pleno e integral exercício.

§ 3º Constitui motivo para a exoneração de dirigente do ONS, em qualquer época, a condenação em ação penal transitada em julgado.

§ 4º O Conselho de Administração do ONS será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Transmissão e Distribuição." (NR)

Art. 12. Os arts. 4º e 5º da Lei no 9.991, de 24 de julho de 2000, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 4º

I – 40% (quarenta por cento) para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, criado pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991;

II – 40% (quarenta por cento) para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

III – 20% (vinte por cento) para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

....." (NR)

"Art. 5º

.....

II - no mínimo 30% (trinta por cento) dos recursos referidos nos incisos I, II e III do art. 4º desta Lei serão destinados a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo as respectivas áreas das Superintendências Regionais;

....." (NR)

Art. 13. Os arts. 13, 14, 27 e 28 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 13.

§ 1º Os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário, a ser incluído a partir da data de publicação desta Lei nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição.

....." (NR)

"Art. 14.

.....

§ 3º Na regulamentação do § 1º deste artigo, a ANEEL levará em conta as características da carga atendida, a rentabilidade do investimento, a capacidade econômica e financeira do distribuidor local, a preservação da modicidade tarifária e as desigualdades regionais.

§ 4º Na regulamentação deste artigo, a ANEEL levará em conta, dentre outros fatores, a taxa de atendimento da concessionária ou permissionária, considerada no global e desagregada por Município e a capacidade técnica, econômica e financeira necessárias ao atendimento das metas de universalização.

....." (NR)

"Art. 27. As concessionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual e municipal poderão comercializar energia elétrica na forma prevista nos arts. 1º e

2º da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003.

§ 1º A redução dos contratos iniciais de que trata o inciso II do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, não confere direito às concessionárias geradoras a qualquer garantia tarifária em relação ao montante de energia liberada.

§ 2º Os riscos hidrológicos ou de não cumprimento do contrato poderão ser assumidos pela concessionária geradora vendedora da energia elétrica.

.....

§ 5º

I - leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos;

.....

§ 6º As concessionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual ou municipal poderão negociar energia por meio de:

I - leilões previstos no art. 2º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, observado o disposto no art. 30 da Lei que resultou da conversão da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003; ou

II - leilões de ajuste previstos no § 3º do art. 2º da Lei que resultou da conversão da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003.

§ 7º As concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual, sob controle privado e os produtores independentes de energia poderão aditar, observados os critérios de prazo e montantes definidos em regulamentação específica, os contratos iniciais ou equivalentes que estejam

em vigor na data de publicação desta Lei, não se aplicando, neste caso, o disposto no caput e no inciso II do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

§ 8º As concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual que atuem nos sistemas elétricos isolados poderão firmar contratos de compra e venda de energia elétrica, por modalidade diversa dos leilões previstos neste artigo, com o objetivo de contribuir para garantia de suprimento dos Estados atendidos pelos sistemas isolados." (NR)

"Art. 28. A parcela de energia elétrica que não for comercializada nas formas previstas no art. 27 desta Lei poderá ser liquidada no mercado de curto prazo do CCEE."

(NR)

Art. 14. Fica autorizada a constituição, no âmbito do Poder Executivo e sob sua coordenação direta, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

§ 1º Integram, de forma permanente, o CMSE representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional.

§ 2º A critério da coordenação, poderão ser chamados a participar representantes de entidades governamentais afetas aos assuntos específicos de interesse do Comitê.

§ 3º A coordenação do Comitê poderá constituir comissões temáticas incorporando uma representação pluralista dos agentes setoriais em sua composição, conforme definições a serem estabelecidas em regulamento próprio.

Art 15. Conforme disciplina a ser emitida pela ANEEL, as concessionárias de distribuição deverão incorporar a seus patrimônios as redes particulares que não dispuserem de ato autorizativo do Poder Concedente até 31 de dezembro de 2005 ou, mesmo dispondo, desde que exista interesse das partes em que sejam transferidas.

Parágrafo único. Os custos decorrentes dessa incorporação, incluindo a reforma das redes, serão considerados pela ANEEL nos processos de revisão tarifária.

Art. 16. As concessionárias e autorizadas de geração poderão, mediante autorização e regulamentação do Poder Concedente, realizar operações de compra e venda de energia elétrica para entrega futura.

§ 1º As operações referidas no caput deste artigo poderão incluir financiamento por meio de instituições financeiras autorizadas, conforme regulamentação do Conselho Monetário Nacional.

§ 2º As operações referidas no caput deste artigo somente poderão ser realizadas até 31 de dezembro de 2004 e estarão limitadas ao montante de energia elétrica descontratada na data de publicação desta Lei.

Art. 17. Nas licitações para contratação de energia previstas nos incisos I e II do § 5º do art. 2º desta Lei, poderá ser ofertada a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou de projetos de ampliação, que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos:

I – que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até a data de publicação desta Lei;

II – que tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000;
e

III – cuja energia não tenha sido contratada até a data de publicação desta Lei.

§ 1º A partir de 2008, os empreendimentos referidos no caput deste artigo observarão as regras gerais de licitação, na forma prevista no art. 2º desta Lei.

§ 2º Não se aplica o disposto neste artigo à energia proveniente de empreendimentos de importação de energia elétrica.

Art. 18. Observado o disposto no art. 17, na licitação prevista no inciso II do § 5º do art. 2º desta Lei, a oferta de energia proveniente de empreendimentos em cuja licitação tenha sido observado o critério do pagamento de máximo Uso de Bem Público - UBP terá o seguinte tratamento:

I – concorrerá nas mesmas condições dos demais participantes do certame, inclusive quanto ao valor de referência do UBP, relativo ao empreendimento licitado, a ser definido pelo Poder Concedente;

II – a diferença entre o UBP efetivamente pago, resultante da licitação original, da qual resultou a concessão ou autorização dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo, e o UBP de referência, referido no inciso I deste artigo, deverá ser incorporada à receita do gerador.

Parágrafo único. O valor de que trata o inciso II do caput deste artigo, somado ao lance vencedor do empreendimento licitado, não poderá ultrapassar o custo marginal da energia resultante desse processo, conforme regulamentação.

Art. 19. Excepcionalmente nos anos de 2004, 2005 e 2006, as licitações para venda de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes,

revistos no inciso II do § 2º do art. 2º desta Lei, poderão prever início de entrega da energia em até 5 (cinco) anos após a realização das licitações.

Art. 20. As pessoas jurídicas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição e de geração de energia elétrica deverão adaptar-se às disposições contidas nos §§ 5º, 6º e 7º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei, no prazo de 18 (dezoito) meses a contar de sua entrada em vigor.

§ 1º O prazo acima estabelecido poderá ser prorrogado pela ANEEL, 1 (uma) única vez, por igual período, se efetivamente comprovada a impossibilidade de cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos citados neste artigo.

§ 2º Excepcionalmente, as pessoas jurídicas em processo de adaptação previsto no caput deste artigo poderão celebrar novos contratos relativos às atividades previstas nos incisos I, II, III e IV do § 5º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei, durante o prazo máximo de 12 (doze) meses, contado da data de 11 de dezembro de 2003, observado, em qualquer hipótese, o disposto no art. 2º desta Lei e, no caso de empresas sob controle da União, dos Estados e dos Municípios, o rito previsto no art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada por esta Lei.

(*) Incluído o parág. 3º e 4º no art. 20 , pela Lei 11.488, de 15.06.2007, D.O. de 18.06.2007, seção 1, p. 2, v. 144, n. 114-A.

Art. 21. Os atuais contratos de comercialização de energia elétrica celebrados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição já

registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL não poderão ser objeto de aditamento para prorrogação de prazo ou aumento das quantidades ou preços contratados após a publicação desta Lei, ressalvado o disposto no art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Parágrafo único. Exclui-se do disposto no caput deste artigo os aditamentos relativos a ampliações de pequenas centrais hidroelétricas, desde que não resultem em aumento do preço unitário da energia constante no contrato original.

Art. 22. Ocorrendo a decretação de racionamento de energia elétrica pelo Poder Concedente em uma região, todos os contratos por quantidade de energia do ambiente de contratação regulada, registrados na CCEE, cujos compradores estejam localizados nessa região, deverão ter seus volumes ajustados na mesma proporção da redução de consumo verificado.

Parágrafo único. As regras de contabilização da CCEE poderão prever tratamento específico para situações de restrição compulsória de consumo, visando a limitar seus impactos sobre as regiões não submetidas ao racionamento.

Art. 23. O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS deverá adotar todas as medidas necessárias para dar cumprimento ao disposto nesta Lei.

Parágrafo único. A ANEEL deverá regular e fiscalizar o processo de adequação do ONS à regulamentação prevista no art. 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, com a redação dada por esta Lei, incluindo o critério de não-coincidência de mandatos de diretores, no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da publicação da regulamentação desta Lei, nos termos do art. 27 desta Lei.

Art. 24. As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica poderão, conforme disciplina a ser estabelecida pela ANEEL, condicionar a continuidade do fornecimento aos usuários inadimplentes de mais de uma fatura mensal em um período de 12 (doze) meses:

I – ao oferecimento de depósito-caução, limitado ao valor inadimplido, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Classe Residencial; ou

II – à comprovação de vínculo entre o titular da unidade consumidora e o imóvel onde ela se encontra, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda.

§ 1º Em se tratando de inadimplência de usuário apto à livre aquisição de energia, poderá a concessionária ou permissionária do serviço público de distribuição de energia elétrica exigir que o usuário inadimplente, para utilizar-se do serviço de distribuição, apresente contrato de compra de energia junto a outro agente comercializador.

§ 2º Não se aplica o disposto nos incisos I e II deste artigo aos consumidores que prestam serviços públicos essenciais.

Art. 25. Os contratos de fornecimento de energia elétrica de concessionárias geradoras de serviço público, inclusive as sob controle federal, com consumidores finais, vigentes em 26 de agosto de 2002, poderão ser aditados para vigorarem até 31 de dezembro de 2010, observado o disposto no art. 3º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Parágrafo único. Os valores atribuídos a título de Recomposição Tarifária

Extraordinária - RTE, assim como os encargos previstos no art. 1º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, deverão ser faturados pelas concessionárias de

geração em rubricas apartadas com seus valores individualizados e identificados na fatura de energia elétrica do consumidor, até suas respectivas extinções.

Art. 26. As concessionárias ou autorizadas de geração sob controle federal ou estadual poderão, mediante oferta pública, celebrar contratos de compra e venda de energia elétrica pelo prazo de 10 (dez) anos, prorrogáveis 1 (uma) única vez, por igual período, para atendimento à expansão da demanda de consumidores existentes e o atendimento a novos consumidores, ambos com carga individual igual ou superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts).

Parágrafo único. A contratação ou opção de contratação a que se refere o caput deste artigo deverá ocorrer no prazo máximo de 18 (dezoito) meses, a contar da data de publicação desta Lei.

Art. 27. Cabe ao Poder Executivo regulamentar o disposto nesta Lei.

Art. 28. A regulamentação estabelecerá critérios e instrumentos que assegurem tratamento isonômico quanto aos encargos setoriais entre os consumidores sujeitos ao fornecimento exclusivo por concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e demais usuários, observada a legislação em vigor.

Art. 29. Concluído o processo de transição de que trata o § 1º do art. 5º desta Lei, ficará revogada a Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002.

Art. 30. Após o início efetivo das operações da CCEE, com a realização de licitações para a compra regulada de energia elétrica, fica revogado o art. 2º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Parágrafo único. Fica revogado o inciso I do § 1º do art. 2º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Art. 31. Fica revogado o art. 5º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, assegurados os direitos constituídos durante sua vigência, em especial as atividades autorizadas em seus incisos II e IV.

§ 1º Ficam excluídas do Programa Nacional de Desestatização - PND a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e suas controladas: Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE.

§ 2º Fica a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A – ELETROSUL autorizada a prestar os serviços públicos de geração e de transmissão de energia elétrica, mediante concessão ou autorização, na forma da lei, podendo adaptar seus estatutos e sua razão social a essas atividades.

Art. 32. Ficam revogados o § 2º do art. 2º da Lei nº 8.970, de 28 de dezembro de 1994, o parágrafo único do art. 2º, o inciso III do art. 3º e o art. 27 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Art. 33. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 15 de março de 2004; 183º da Independência e 116º da República.

LUIZ INÁCIO LULA DA SILVA

Dilma Vana Rousseff

Este texto não substitui o publicado no D.O de 16.03.2004, seção 1, p. 2, v. 141, n. 51.

(*) Regulamentado o art. 23, pelo DEC 5.081 de 14.05.2004, D.O de 17.05.2004, seção 1,

p. 1, v. 141, n. 93.

(*) Regulamentados os arts. 4º e 5º, pelo DEC 5.177 de 12.08.2004, D.O de 16.08.2004,

seção 1, p. 5, v. 141, n. 157.

(*) Alterado o parág. 12 do art. 2º, pela LEI 11.075 de 30.12.2004, D.O de 31.12.2004,

seção 1, p. 1, v. 141, n. 252.

(*) Incluído o inciso IV no parág. 2º do art. 2º; o art. 3-A, Parágrafo único e os parágs. 3º e 4º no art. 20, pela Lei 11.488, de 15.06.2007, D.O. de 18.06.2007, seção 1, p. 2, v. 144, n. 114-A.

“Art. 3o-A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5o do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamentação.

Parágrafo único. A regulamentação deverá prever a forma, os prazos e as condições da contratação de energia de que trata o caput deste artigo, bem como as diretrizes para a realização dos leilões, a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, direta ou indiretamente.”

“Art. 2o.....

.....
§ 2o

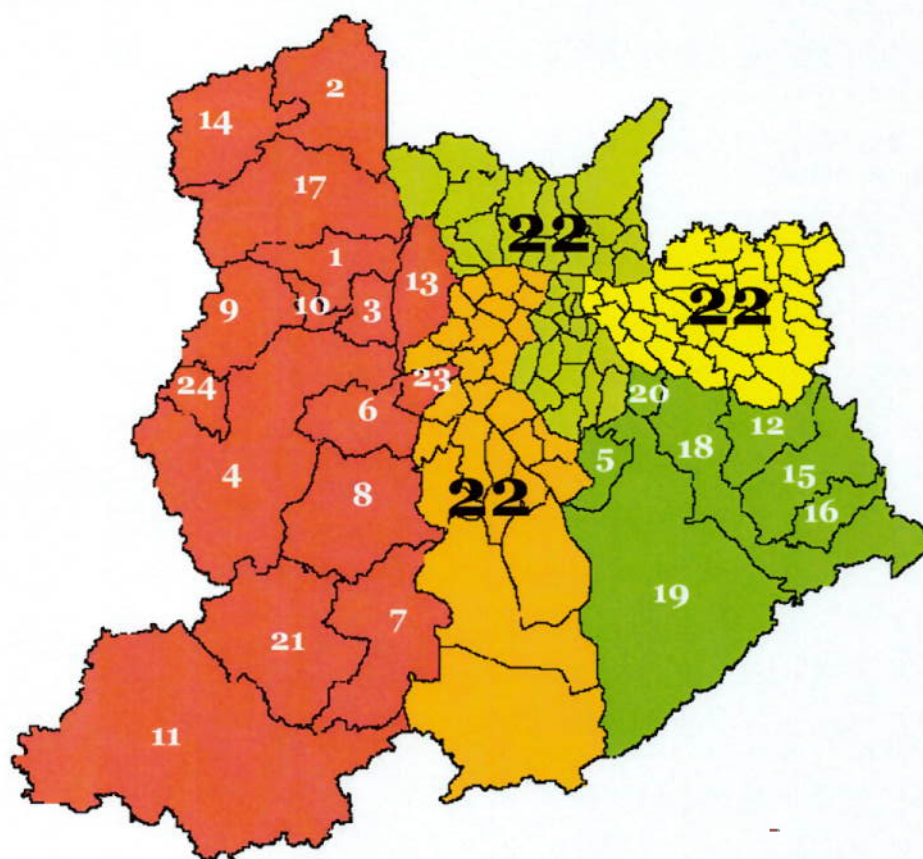
.....
IV - o início da entrega da energia objeto dos CCEARs poderá ser antecipado, mantido o preço e os respectivos critérios de reajuste, com vistas no atendimento à quantidade demandada pelos compradores, cabendo à ANEEL disciplinar os ajustes nos contratos, de acordo com diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

“Art. 20.....
.....

§ 3o As concessões de aproveitamentos hidrelétricos resultantes da separação das atividades de distribuição de que trata o caput deste artigo poderão, a critério do poder concedente, ter o regime de exploração modificado para produção independente de energia, mediante a celebração de contrato oneroso de uso de bem público e com prazo de concessão igual ao prazo remanescente do contrato de concessão original, observado, no que couber, o disposto no art. 7o da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998.

§ 4o Aplica-se o disposto nos §§ 1o a 8o do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, bem como as regras de comercialização a que estão submetidas às fontes alternativas de energia, aos empreendimentos hidrelétricos resultantes da separação das atividades de distribuição de que trata este artigo, desde que sejam observadas as características previstas no inciso I do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996.” (NR)

Anexo IV – Mapa da área de Concessão da AES Eletropaulo



- 1-Barueri
- 2-Cajamar
- 3-Carapicuíba
- 4-Cotia
- 5-Diadema
- 6-Embu
- 7-Embu-Guaçu
- 8-Itapequerica da Serra
- 9-Itapevi
- 10-Jandira
- 11-Juquitiba
- 12-Mauá
- 13-Osasco
- 14-Pirapora do Bom Jesus
- 15-Ribeirão Pires
- 16-Rio Grande da Serra
- 17-Santana de Parnaíba
- 18-Santo André
- 19-São Bernardo do Campo
- 20-São Caetano do Sul
- 21-São Lourenço da Serra
- 22-São Paulo
- 23-Taboão da Serra
- 24-Vargem Grande Paulista

DIRETORIAS REGIONAIS	
■	OESTE
■	SUL
■	ABC
■	LESTE
■	NORTE

Anexo V - Lei Federal nº 6.938/81

Lei 6938/81 - Política Nacional do Meio Ambiente

Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte lei:

Artigo 1º - Esta Lei, com fundamento no artigo 8º, item XVII, alíneas "c", "h" e "i", da Constituição Federal, estabelece a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismo de formulação e a aplicação, constitui o Sistema Nacional do Meio Ambiente e institui o Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental.

Da Política Nacional do Meio Ambiente

Artigo 2º - A Política Nacional do Meio Ambiente tem por objetivo a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando assegurar, no País, condições ao desenvolvimento sócio-econômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana, atendidos os seguintes princípios:

- I - ação governamental na manutenção do equilíbrio ecológico, considerando o meio ambiente como um patrimônio público a ser necessariamente assegurado e protegido, tendo em vista o uso coletivo;
- II - racionalização do uso do solo, do subsolo, da água e do ar; e largura;

- III - planejamento e fiscalização do uso dos recursos ambientais;
- IV - proteção dos ecossistemas, com a preservação de áreas representativas;
- V - controle e zoneamento das atividades potencial ou efetivamente poluidoras;
(duzentos)metros;
- VI - incentivos ao estudo e à pesquisa de tecnologias orientadas para o uso nacional e a proteção dos recursos ambientais;
- VII - acompanhamento do estado da qualidade ambiental;
- VIII - recuperação de áreas degradadas;
- IX - proteção de áreas ameaçadas de degradação;
- X - educação ambiental a todos os níveis de ensino, inclusive a educação da comunidade, objetivando capacitá-la para participação ativa na defesa do meio ambiente.

Artigo 3º - Para os fins previstos nesta Lei, entende-se por:

- I - meio ambiente: o conjunto de condições, leis, influências e interações de ordem física, química e biológica, que permite, abriga e rege a vida em todas as suas formas;
- II - degradação da qualidade ambiental: a alteração adversa das características do meio ambiente;
- III - poluição: a degradação da qualidade ambiental resultante de atividades que direta ou indireta:
 - a) prejudiquem a saúde, a segurança e o bem-estar da população;
 - b) criem condições adversas às atividades sociais e econômicas;
 - c) afetem desfavoravelmente a biota;
 - d) afetem as condições estéticas ou sanitárias do meio ambiente;
 - e) lancem matérias ou energia em desacordo com os padrões ambientais

estabelecidos.

IV - poluidor: a pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, responsável, direta ou indiretamente, por atividade causadora de degradação ambiental;

V - recursos ambientais: a atmosfera, as águas interiores, superficiais e subterrâneas, os estuários, o mar territorial, o solo, o subsolo e os elementos da biosfera.

Dos Objetivos da Política Nacional do Meio Ambiente

Artigo 4º - A Política Nacional do Meio Ambiente visará:

I - à compatibilização do desenvolvimento econômico-social com a preservação da qualidade do meio ambiente e do equilíbrio ecológico;

II - à definição de áreas prioritárias de ação governamental relativa à qualidade e ao equilíbrio ecológico, atendendo aos interesses da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Territórios e dos Municípios;

III - ao estabelecimento de critérios e padrões da qualidade ambiental e de normas relativas ao uso e manejo de recursos ambientais;

IV - ao desenvolvimento de pesquisas e de tecnologias nacionais orientadas para o uso racional de recursos ambientais;

V - à difusão de tecnologias de manejo ambiente, à divulgação de dados e informações ambientais e à formação de uma consciência pública sobre a necessidade a necessidade de preservação da qualidade ambiental e do equilíbrio ecológico;

VI - à preservação e restauração dos recursos ambientais com vistas à sua utilização racional e disponibilidade permanente, correndo para manutenção do equilíbrio ecológico propício à vida;

VII - à imposição, ao poluidor e ao predador, da obrigação de recuperar e/ou indenizar os danos causados e, ao usuário, da contribuição pela utilização de recursos ambientais com fins econômicos.

Artigo 5º - As diretrizes da Política Nacional do Meio Ambiente serão formuladas em normas e planos, destinados a orientar a ação dos Governos da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Territórios e dos Municípios no que se relaciona com a preservação da qualidade ambiental e manutenção do equilíbrio ecológico, observados os princípios estabelecidos no artigo 2º desta Lei.

Parágrafo Único - As atividades empresariais públicas ou privadas serão exercidas em consonância com as diretrizes da Política Nacional do Meio Ambiente.

Do Sistema Nacional do meio Ambiente

Artigo 6º - Os órgãos e entidades da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos territórios e dos Municípios, bem como as Fundações instituídas pelo Poder Público, responsáveis pela proteção e melhoria da qualidade ambiental, constituirão o Sistema Nacional do meio Ambiente - SISNAMA, assim estruturado:

I - Órgão Superior: o Conselho Nacional do meio Ambiente - CONAMA, com a função de assistir o Presidente da República na formulação de diretrizes da Política Nacional do Meio Ambiente;

II - Órgão Central: a Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA, do Ministério do Interior, à qual cabe promover, disciplinar e avaliar a implementação da Política Nacional do Meio Ambiente;

III - Órgãos Setoriais: os órgãos ou entidades integrantes da Administração Pública Federal Direta ou Indireta, bem como as Fundações instituídas pelo Poder Público, cujas atividades estejam, total ou parcialmente, associadas às de preservação da qualidade ambiental ou de disciplinamento do uso de recursos ambientais.

IV - Órgãos Seccionais: os órgãos ou entidades estaduais responsáveis pela execução de programas e projetos e de controle e fiscalização das atividades suscetíveis de degradarem a qualidade ambiental;

V - Órgãos Locais: os órgãos ou entidades municipais responsáveis pelo controle e fiscalização dessas atividades, nas respectivas áreas de jurisdição.

§ 1º - Os Estados, na esfera de suas competências e nas áreas de sua jurisdição, elaborarão normas supletivas e complementares e padrões relacionados com o meio ambiente, observados os que forem estabelecidos pelo CONAMA.

§ 2º - Os Municípios, observadas as normas e os padrões federais e estaduais, também poderão elaborar as normas mencionadas no parágrafo anterior.

§ 3º - Os órgãos central, setoriais, seccionais e locais mencionados neste artigo deverão fornecer os resultados das análises efetuadas e sua fundamentação, quando solicitados por pessoa legitimamente interessada.

§ 4º - De acordo com a legislação em vigor, é o Poder Executivo autorizado a criar uma Fundação de apoio técnico e científico às atividades da SEAMA.

Do Conselho Nacional do Meio Ambiente

Artigo 7º - E criado o Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA, cuja composição, organização, competência e funcionamento serão estabelecidos, em regulamento, pelo Poder Executivo.

Parágrafo Único: Integrarão, também, o CONAMA:

- a) representantes dos Governos dos Estados, indicados de acordo com o estabelecido em regulamento, podendo ser adotado, um critério de delegação por regiões, com indicação alternativa do representante comum, garantida sempre a participação de um representante dos Estados em cujo território haja área crítica de poluição, assim considerada por decreto federal;
- b) Presidentes das Confederações Nacionais da Indústria, da Agricultura e do Comércio, bem como das Confederações Nacionais dos Trabalhadores na Indústria, na Agricultura e no Comércio.
- c) Presidentes da Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e da Fundação Brasileira para a Conservação da Natureza;
- d) 2 (dois) representantes de Associações legalmente constituídas para a defesa dos recursos naturais e de combate à poluição, a serem nomeados pelo Presidente da República.

Artigo 8º - Incluir-se-ão entre as competências do CONAMA:

- I - estabelecer, mediante proposta da SEMA, normas e critérios para licenciamento de atividades afetiva ou potencialmente poluidoras, a ser concedido pelos Estados e supervisionado pela SEMA;
- II - determinar, quando julgar necessário, a realização de estudos das alternativas e das possíveis conseqüentes ambientais de projetos públicos ou privados, requisitando aos órgãos federais, estaduais e municipais, bem como a entidade privadas, as informações indispensáveis ao exame da matéria;

III - decidir, como última instância administrativa em grau de recurso, mediante depósito prévio sobre as multas e outras penalidades impostas pela SEAMA;

IV - homologar acordos visando à transformação de penalidades puniárias na obrigação de executar medidas de interesse para a proteção ambiental (vetado);

V - determinar, mediante representação da SEMA, a perda ou restrição de benefícios fiscais concedidos pelo Poder Público, em caráter geral ou condicional, e a perda ou suspensão de participação em linhas de financiamento em estabelecimento oficiais de crédito;

VI - estabelecer, privativamente, normas e padrões nacionais de controle da poluição por veículos automotores, aeronaves e embarcações, mediante audiência dos Ministérios competentes;

VII - estabelecer normas, critérios e padrões relativos ao controle e à manutenção da qualidade do meio ambiente com vistas ao uso racional dos recursos ambientais, principalmente os hídricos.

Dos Instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente

Artigo 9º - São instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente:

I - o estabelecimento de padrões de qualidade ambiental;

II - o zoneamento ambiental;

III - a avaliação de impactos ambientais;

IV - o licenciamento e a revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras;

V - os incentivos à produção e instalação de equipamento e a criação ou absorção de tecnologia, voltados para a melhoria da qualidade ambiental;

VI - a criação de reservas e estações ecológicas, áreas de proteção ambiental

e as de relevante interesse ecológico, pelo Poder Público Federal, Estadual e Municipal;

VII - O sistema nacional de informações sobre o meio ambiente;

VIII - o Cadastro Técnico Federal de Atividades e instrumentos de defesa ambiental;

IX - as penalidades disciplinares ou compensatórias ao não-cumprimento das medidas necessárias à preservação ou correção de degradação ambiental.

Artigo 10 - A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva ou potencialmente poluidores, bem como os capazes sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento por órgão estadual competente, integrante do SISNAMA, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.

§ 1º - Os pedidos de licenciamento, sua renovação e a respectiva concessão serão publicados no jornal oficial do Estado, bem como em um periódico regional ou local de grande circulação. § 2º - Nos casos e prazos previstos em resolução do CONAMA, o licenciamento de que trata este artigo dependerá de homologação da SEAMA.

§ 3º - O órgão estadual do meio ambiente e a SEAMA, esta em caráter supletivo, poderão, se necessário e sem prejuízo das penalidades pecuniárias cabíveis determinar a redução das atividades geradoras de poluição, para manter as emissões gasosas, os efluentes líquidos e os resíduos sólidos dentro das condições e limites estipulados no licenciamento concedido.

§ 4º - Caberá exclusivamente ao Poder Executivo Federal, ouvidos os Governos Estaduais e Municipais interessados, o licenciamento previsto no

"caput" deste artigo quando relativo a pólos petroquímicos, bem como a instalações nucleares e outras definidas em lei.

Artigo 11 - Compete à SEMA propor ao CONAMA normas e padrões para implantação, acompanhamento e fiscalização do licenciamento previsto no artigo anterior, além das que forem oriundas do próprio CONAMA.

§ 1º - A fiscalização e o controle da aplicação de critérios, normas e padrões de qualidade ambiental serão exercidos pela SEMA, em caráter supletivo da atuação do órgão estadual e municipal competentes.

§ 2º - Inclui-se na competência da fiscalização e controle a análise de projetos de entidades, públicas ou privadas, objetivando à preservação ou à recuperação de recursos ambientais, afetados por processos de exploração predatórios ou poluidores.

Artigo 12 - As entidades e órgãos de financiamento e incentivos governamentais condicionarão a aprovação de projetos habilitados a esses benefícios ao licenciamento, na forma desta Lei, e ao cumprimento das normas, dos critérios e dos padrões expedidos pelo CONAMA.

Parágrafo Único - As entidades e órgãos referidos no "caput" deste artigo deverão fazer constar dos projetos a realização de obras e aquisição de equipamentos destinados ao controle de degradação ambiental e à melhoria da qualidade do meio ambiente.

Artigo 13 - O Poder Executivo incentivará as atividades voltadas para o meio ambiente, visando:

- I - ao desenvolvimento, no País, de pesquisas e processos tecnológicos destinados a reduzir a degradação da qualidade ambiental;
- II - à fabricação de equipamentos antipoluidores;

III - a outras iniciativas que propiciem a racionalização do uso de recursos ambientais.

Parágrafo Único - Os órgãos, entidades e programas do Poder Público, destinados ao incentivo das pesquisas científicas e tecnológicas, considerarão, entre as suas metas prioritárias, o apoio aos projetos em que visem a adquirir e desenvolver conhecimentos básicos e aplicáveis na área ambiental e ecológica.

Artigo 14 - Sem prejuízo das penalidades pela legislação federal, estadual e municipal, o não-cumprimento das medidas necessárias à preservação ou correção dos inconvenientes e danos causados pela degradação da qualidade ambiental sujeitará os transgressores:

I - à multa simples ou diária, nos valores correspondentes, no mínimo, a 10 (dez) e, no máximo, a 1.000 (mil) Obrigações Reajustáveis do Tesouro Nacional - ORTN's, agravada em casos de reincidência específica, conforme dispuser o regulamento, vedada a sua cobrança pela União se já tiver sido aplicada pelo Estado, Distrito Federal, Territórios ou pelos Municípios;

II - à perda ou restrição de incentivos e benefícios fiscais concedidos pelo Poder Público;

III - à perda ou suspensão de participação em linhas de financiamento em estabelecimentos oficiais de crédito;

IV - à suspensão de sua atividade.

§ 1º - Sem obstar a aplicação das penalidades previstas neste artigo, é o poluidor obrigado, independentemente de existência de culpa, a indenizar ou reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros, efetuados por sua atividade. A competência Público da União e dos Estados terá legitimidade

para propor ação de responsabilidade civil e criminal por danos causados ao meio ambiente.

§ 2º - No caso da omissão da autoridade estadual ou municipal, caberá ao Secretário do Meio Ambiente a aplicação das penalidades pecuniárias previstas neste artigo.

§ 3º - Nos casos previstos nos incisos II e III deste artigo, o ato declaratório da perda, restrição ou suspensão será atribuição da autoridade administrativa ou financeira, cumprindo resolução do CONAMA.

§ 4º - Nos casos de poluição provocada pelo derramamento ou lançamento de detritos ou óleo em águas brasileiras, por embarcações e terminais marítimos ou fluviais, prevalecerá o disposto na Lei nº 5.357, de 17 de Novembro de 1967.

Artigo 15 - É da competência exclusiva do Presidente da República a suspensão prevista no inciso IV do artigo por anterior por prazo superior a 30 (trinta) dias.

§ 1º - O Ministro de Estado do Interior, mediante proposta do Secretário do Meio Ambiente e/ou por provocação dos Governos locais, poderá suspender as atividades referidas neste artigo por prazo não excedente a 30 (trinta) dias.

§ 2º - Da decisão proferida com base no parágrafo anterior caberá recurso, com efeito suspensivo, no prazo de 5 (cinco) dias, para o Presidente da República.

Artigo 16 - Os Governantes dos Estados, do Distrito Federal e dos Territórios poderão adotar medidas de emergência, visando a reduzir, nos limites necessários, ou paralisar, pelo prazo máximo de 15 (quinze) dias, as atividades poluidoras.

Parágrafo Único - Da decisão proferida com base neste artigo, caberá recurso, sem efeito suspensivo, no prazo de 5 (cinco) dias, ao Ministro do interior.

Artigo 17 - É instituído sob a administração da SEMA, o Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental, para registro obrigatório de pessoas físicas ou jurídicas que dediquem à consultoria técnica sobre problemas ecológicos ou ambientais à consultoria técnica sobre problemas ecológicos ou ambientais e à indústria ou comércio de equipamentos, aparelhos e instrumentos destinados ao controle de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras.

Artigo 18 - São transformadas em reservas ou estações ecológicas, sob a responsabilidade da SEMA, as florestas e as demais formas de vegetação natural de preservação permanente, relacionadas no artigo 2º da Lei nº 4.771, de 15 de Setembro de 1995 - Código Florestal, e os pousos das aves de arribação protegidas por convênios, acordos ou tratados assinados pelo Brasil com outras nações.

Parágrafo Único - As pessoas físicas ou jurídicas que, de qualquer modo, degradarem reservas ou estações ecológicas, bem como outras áreas declaradas como relevante interesse ecológico, estão sujeitas às penalidades previstas no artigo 14 desta Lei.

Artigo 19 - (Vetado).

Artigo 20 - Esta Lei entrará em vigor na data de sua publicação.

Artigo 21 - Revogam-se as disposições em contrário.