

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	6
2	PANORAMA LEGAL DO SETOR ELÉTRICO.....	15
2.1.A	Constituição de 1988.....	16
2.2.	Uma nova variável o meio ambiente.....	18
2.2.1.	Legislação concernente à Política Nacional de Gestão dos Recursos Hídricos.....	19
2.3.	Legislação ambiental federal concernente a hidroeletricidade.....	20
2.3.1	Lei nº 6.902, de 27 de abril de 1981.....	20
2.3.2	Lei nº 6.938, de 31 de Agosto de 1981.....	20
2.3.3	CONAMA, resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986.....	22
2.3.4	CONAMA, Resolução nº 6, de 16 de setembro de 1987.....	23
2.3.5	Decreto nº 99.274, de 6 de junho de 1990.....	24
2.3.6	Lei nº 9.985 de 2000.....	24
2.3.7	Decreto 3.942 de 27 de setembro de 2001.....	25
2.4.	Legislação de recursos hídricos.....	25
2.4.1	Um breve histórico.....	25
2.4.2	Lei no 9.433, de 08 de janeiro de 1997.....	26
2.4.3	Lei 9.984, de 17 de julho de 2000.....	28
2.5	Legislação referente às PCH.....	29
2.5.1	Portaria DNAE 109.....	29
2.5.2	Decreto-Lei nº 1.872, de 21 de maio de 1981.....	30
2.5.3	Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.....	30
2.5.4	Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.....	31
2.5.5	Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996.....	32
2.5.6	Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.....	34
2.5.7	Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.....	35
2.5.8	Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.....	35
2.5.9	Lei nº 10762, de 11 de novembro de 2003.....	37
2.6.	Legislação sobre comercialização de energia.....	38
2.6.1	Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.....	38
2.6.2	Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.....	39
2.6.3	Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.....	41
3	O ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	43
3.1	Resumo.....	43
3.1.1	Objetivos.....	43
3.1.2	Tópicos principais do modelo.....	43
3.1.3	Segurança de suprimento.....	44

3.1.4	Modicidade monetária.....	45
3.1.5	Ambiente de contratação.....	46
3.1.6	Contratação de nova energia no ACR.....	47
3.1.7	Contratação de energia existente no ACR.....	50
3.1.8	Consumidores livres.....	50
3.1.9	<i>Novos agentes institucionais.....</i>	52
3.2	<i>Licitações.....</i>	53
3.2.1	Licitação para novos empreendimentos de geração.....	53
3.2.3	Licitação para geração existente.....	59
3.2.4	Licitação individual de projetos aprovados pelo CNPE.....	59
3.2.5	Licitação da concessão de usinas hidrelétricas em operação.....	59
3.3	<i>Contratação da energia.....</i>	60
3.3.1	Aspectos gerais.....	60
3.3.2	Contratação no Ambiente de Contratação Regulado – ACR.....	61
3.3.3	Contratação de nova geração.....	61
3.4	<i>Administração dos contratos no ACR.....</i>	66
3.4.1	Aspectos gerais.....	66
3.4.2	Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR).....	69
3.4.3	Contrato de constituição de garantias (CCG).....	72
3.4.4	Garantias complementares.....	73
3.4.5	Garantias alternativas.....	73
3.5	<i>Geradores.....</i>	73
3.5.1	Aspectos gerais.....	73
3.5.2	Caracterização dos geradores.....	74
3.5.3	Geradores hidrelétricos.....	75
3.5.4	Outros geradores.....	75
3.5.5	Contratação entre geradores.....	76
3.6	<i>Consumidores Livres e Comercializadores.....</i>	76
3.6.1	Consumidores Livres.....	76
3.6.2	Comercializadores.....	78
3.7	<i>Tarifas.....</i>	78
3.8	<i>Exposição do “pool”.....</i>	80
3.9	<i>Programas Setoriais do Governo.....</i>	80
3.9.1	Energias renováveis.....	80
3.9.2	Consumidores de baixa renda e universalização.....	81
3.10	<i>Contratação de energia existente.....</i>	83
3.10.1	Energia de obras em andamento.....	83
3.10.2	Concessões das hidrelétricas existentes.....	83
3.10.3	Unificação dos submercados.....	84
3.10.4	Grandes consumidores atendidos por geradoras.....	84
3.10.5	Ressarcimento de custos de projetos.....	85

<b>4</b>	<b><i>UM NOVO CENÁRIO - A Comercialização</i></b> .....	<b>86</b>
4.1.	<i>Resumo</i> .....	86
4.2.	<i>Compra e Venda de Energia Elétrica</i> .....	87
4.3.	<i>Os comercializadores de energia elétrica</i> .....	88
4.4.	<i>Características da Comercialização</i> .....	89
4.5.	<i>Abraceel – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica</i> .....	90
<b>5</b>	<b><i>O CONTEXTO DO MERCADO DE ENERGIA</i></b> .....	<b>91</b>
5.1.	<i>Problemática</i> .....	92
5.2.	<i>Possíveis Soluções</i> .....	94
5.3.	<i>Mudanças no mercado</i> .....	96
5.4.	<i>Mercado hoje</i> .....	99
5.5.	<i>Vantagens e desvantagens</i> .....	100
5.6.	<i>Valores do leilão</i> .....	102
5.7.	<i>Um novo risco de crise energética</i> .....	103
5.8.	<i>Tarifas e Impostos</i> .....	107
<b>6</b>	<b><i>PARADIGMAS E SOLUÇÕES</i></b> .....	<b>110</b>
6.1.	<i>Contextualização legal</i> .....	110
6.2.	<i>Do recurso</i> .....	111
6.3.	<i>Justificativa para dar nova redação a lei 10.438/02(9.648/98)</i> .....	112
6.4.	<i>A inserção das mCH's no atual marco regulatório</i> .....	114
6.5.	<i>Sugestão de alteração do marco regulatório</i> .....	116
6.6.	<i>Resulados</i> .....	118
<b>7</b>	<b><i>CONCLUSÃO</i></b> .....	<b>119</b>
7.1.	<i>Benefícios da proposta de Lei</i> .....	119
7.2.	<i>Sugestões</i> .....	120
<b>8</b>	<b><i>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i></b> .....	<b>122</b>
<b>9</b>	<b><i>ANEXOS</i></b> .....	<b>124</b>

## **CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO**

A exploração dos recursos hídricos, para fins de geração de eletricidade no Brasil, se deu a partir do final do século XIX, com base em centrais de pequeno porte, da ordem de algumas centenas de quilowatts, construídas e operadas principalmente por prefeituras e empresas particulares. Este modelo, apropriado à demanda da época, prosperou até a década de 60, quando o modelo econômico vigente deu lugar a grandes empresas estaduais e federais que passaram a incorporar as pequenas empresas geradoras de sistemas isolados que evoluíram para os grandes sistemas interligados, ou seja, percebe-se nesta fase a exclusão dos pequenos aproveitamentos.

Nos últimos anos, a potência instalada do país não acompanhou o crescimento demográfico da população, a falta de planejamento e equívocos nas gestões do setor elétrico ocasionou as crises energéticas. Novamente, as PCHs entram em destaque com a reestruturação do setor.

O cenário apresenta um setor elétrico em reestruturação procurando atrair novos investimentos privados para sua própria expansão e modernização. Desta forma as empresas estatais foram desverticalizadas e distribuídas de acordo com suas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Sendo esta última um novo ajuste do setor energético.

Face ao exposto e frente ao esboço do trabalho a seguir, verificou-se que com a regulamentação constante do setor, uma série de leis, despachos, resoluções e portarias são diariamente publicadas pelos órgãos competentes, porém estas novas bases legais deixaram de fora as mini e micro centrais, tratou-se apenas das PCHs, ficando estas tecnologias de menor porte relegadas a segundo plano. Para uma maior abrangência destas regulamentações far-se-á algumas considerações no final do mesmo.

A legislação brasileira classifica os aproveitamentos hidrelétricos em dois tipos, conforme a finalidade da energia produzida:

- serviços públicos;
- uso exclusivo.

No cenário regulatório houve até 1985 as seguintes outorgas em função das faixas de potência:

- até 50 kW, simples notificação;
- de 50 a 150 kW, autorização;
- acima de 150 kW, concessão.

Com a edição do Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PNPCH em 1980, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, que era o órgão outorgante na ocasião, fez uma reclassificação dos limites de potência para as micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas e que os níveis da outorga, seguiram o proposto:

- até 100 kW, notificação;
- de 100 a 1000 kW, autorização;
- acima de 1000 kW, concessão.

Contudo, estes limites nunca chegaram a ser estabelecidos em lei ou em alguma resolução do órgão. Assim, acordou-se que enquanto o projeto de lei não fosse aprovado, a outorga da autorização para uso exclusivo, ficou a cargo do Ministro das Minas e Energia, que a concederia se o projeto estivesse de acordo com o manual de PCHs, aprovadas de acordo com a portaria DNAEE nº 125, de 17 de agosto de 1984, portaria esta que recomendava o uso de manuais de micro, mini e de PCHs, editados pelo DNAEE em parceria com a Eletrobrás.

O interessado na implantação da micro central hidrelétrica para uso exclusivo, para ter direito à notificação, deveria ser o proprietário ou ter autorização dos proprietários ribeirinhos, da área onde seria construída a central, inclusive as áreas a serem inundadas pelo eventual reservatório.

Entretanto, o Decreto-lei n° 1872, de 21/05/81, regulamentado pela Portaria n° 84, de 22/10/81, permitia que, caso houvesse, o excedente de energia pudesse ser vendido à concessionária local, desde que esta estivesse de acordo.

Mesmo regulamentada a venda de energia desde essa época, desconhece-se se até a presente data já houve algum contrato de venda assinado, com alguma concessionária no país, principalmente com relação às mini e micros centrais.

No mais, nessa época as tarifas eram fortemente controladas pelo governo federal, o que fazia delas uma ferramenta de controle da inflação, o número excessivo de condicionantes e a falta de incentivo de mercado juntamente com a falta de uma linha de crédito para o setor criou dificuldades para o desenvolvimento do programa(Tiago, 2002).

Através da Lei n° 9.648, de 27 de maio de 1998, tivemos uma grande mudança, quando o limite de potência para PCH foi ampliado para 30.000 kW, sob a condição de que o empreendimento tenha características de PCH, então começaram a desfrutar das seguintes vantagens:

- Necessidade apenas de autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão regulador, criada em 27/12/1997, pela Lei 9.427, em substituição ao DNAEE, para implantação;
- Redução de, no mínimo 50%, nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição;
- Participação garantida nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada;
- Isenção de pagamento da Compensação Financeira para uso dos recursos hídricos;

- Redução do limite de comercialização de energia para consumidores com carga maior ou igual 500 kW e
- Uso de recursos oriundos da Conta do Consumo de Combustíveis (CCC), no caso de substituição da geração de termelétrica.
- P/ PCH que entrasse em operação antes de 2003, a isenção da taxa de transporte era total.

Todavia, a partir dessa ocasião, a legislação que se seguiu, passou a contemplar os empreendimentos com mais de 1000 kW, não mais incentivando ou mencionando as mini e micros centrais hidrelétricas, embora se saiba, que centrais desse porte são fundamentais para a energização de comunidades isoladas, como as da região amazônica.

Destaca-se ainda que o Decreto 2.003, de setembro de 1996, definiu e regulamentou a produção independente e a autoprodução de energia e que a Lei 9.648, de maio de 1998, estendeu os benefícios da CCC as PCHs e demais fontes alternativas de geração de energia elétrica que substituam a geração termelétrica a derivados de petróleo em sistemas isolados(art. 11, § 4º).

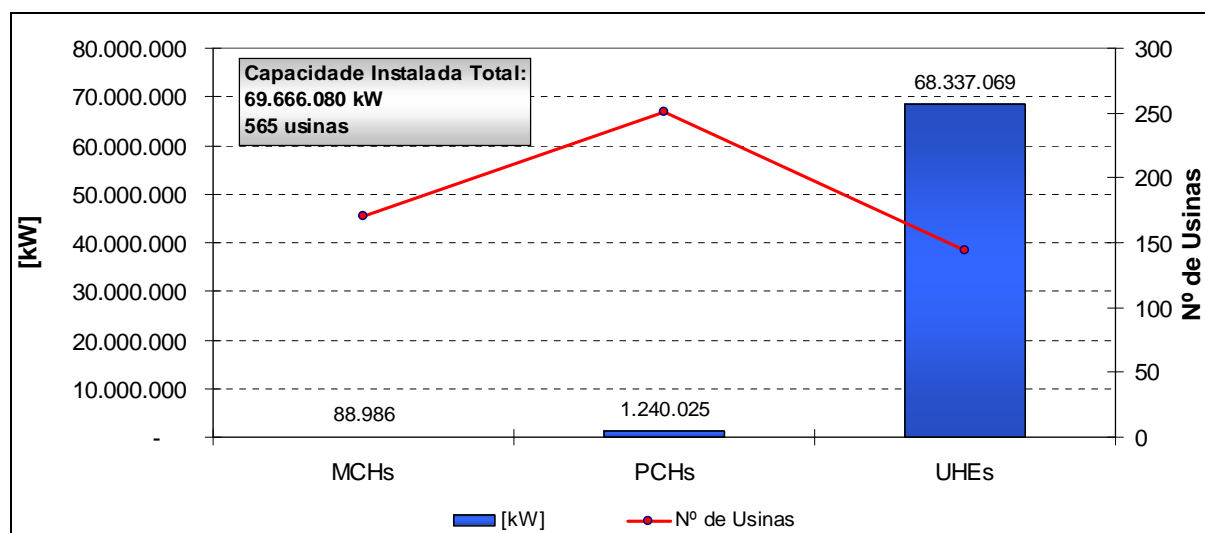
A Lei 10.438, de abril de 2002, estendeu os benefícios das PCH para os empreendimentos de até 30 MW de geração eólica, à biomassa e à co-geração qualificada os benefícios da redução (não-inferior a 50%) dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. E estende à energia eólica, à solar e à biomassa os benefícios da comercialização de energia com consumidor de carga maior ou igual a 500 kW, no sistema elétrico interligado. Reduziu também para 50 kW o limite mínimo de carga para comercialização de energia, quando o consumidor ou conjunto de consumidores se situar em sistema elétrico isolado.

Essa mesma lei criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, a Conta do Desenvolvimento Energético – CDE e a Reserva Global de Reversão – RGR.

Foi editada a resolução nº 112 Aneel, de maio de 1999, que estabelece os limites necessários à obtenção de registro e autorização para implantação, ampliação e repotenciação de centrais termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

Porém, observa-se que nenhum marco legal já citado tratou, em momento algum, da geração para potenciais inferiores a 1000 kW.

Foi criada em 1973 a - CCC (Conta do Consumo de Combustíveis) - para garantir a confiabilidade do sistema em situações de risco ou com restrições de transmissão, rateando entre todos os agentes os custos deste “seguro”. Posteriormente, este mecanismo foi estendido para incentivar a instalação de unidades geradoras em regiões remotas, distantes dos sistemas interligados. Atualmente, este rateio permite a manutenção de grande parte do sistema da região norte do país e a sua sub-rogação é uma dos maiores incentivos à viabilização das PCH na região amazônica. Ainda em se tratando da CCC, a Lei nº 10.438, de abril de 2002, estendeu por 20 anos os benefícios da mesma, para os sistemas isolados, obrigando-os, porém, a estabelecer mecanismos que induzam à eficiência energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais.



Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL – Março/2005.

Figura 1.1 – Empreendimentos Hidrelétricos em Operação.



As PCHs contribuem atualmente com 1,78 % da capacidade total das usinas hidrelétricas em operação, somando 1.240.025 kW de potência instalada, num total de 251 centrais geradoras. As mini e micro centrais representam 88.986 kW (0,13% da capacidade total), num total de 172 centrais, totalizando ao todo 423 MCH ( $\mu$ CH e mCH) e PCH e 1.329.011 kW de potência instalada. A Figura 1.2 apresenta estes resultados para as cinco regiões do País.

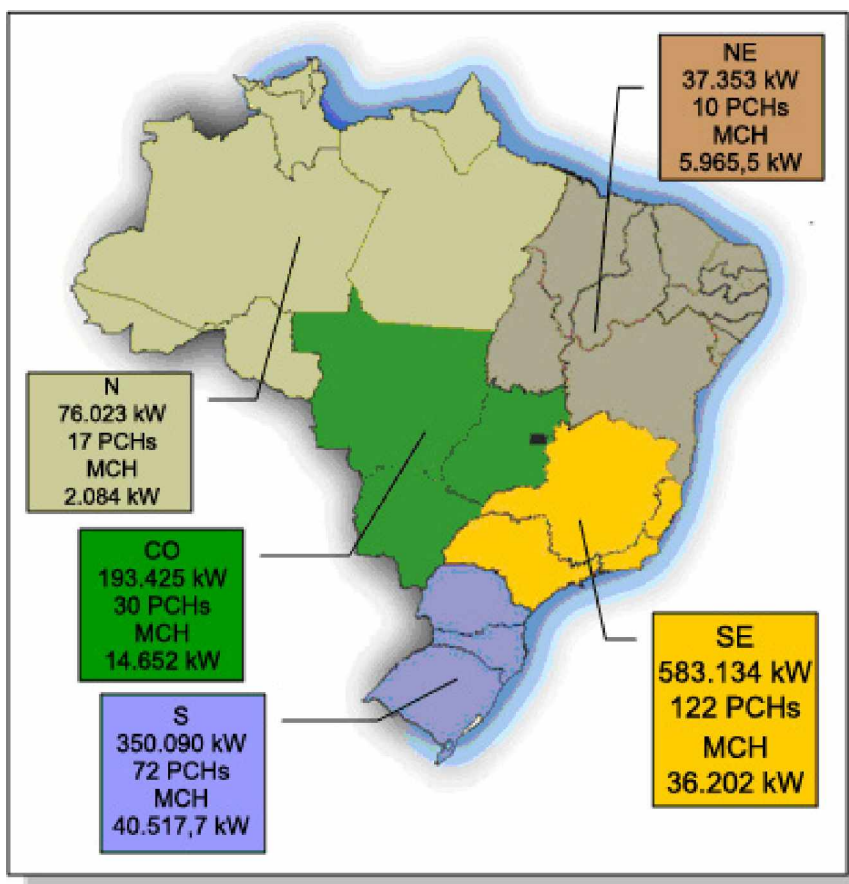


Figura 1.2 – PCHs em Operação por regiões (MME)

De onde conclui-se que se deixou de levantar um número considerável de aproveitamentos nos inventários hidrelétricos anteriormente realizados. Contudo, considerando a situação descrita anteriormente, tem-se este cenário com relação as PCHs no Brasil:

TABELA 1.1

## SITUAÇÃO GERAL DAS PCHS NO BRASIL, EM KW(MME)

	NORTE	NORDESTE	CENTRO-OESTE	SUDESTE	SUL	BRASIL
Em Operação	76.023	37.353	193.425	583.134	350.090	1.240.025
Com Autorização e com LI	237.100	66.800	1.043.040	532.820	567.753	2.447.513
Com Autorização sem LI	7.500	56.300	158.413	794.592	456.094	1.472.899
Com projetos em análise na ANEEL	63.800	35.500	283.500	430.420	486.970	1.300.190
Com projetos em elaboração (registro)	75.500	25.500	155.720	315.560	180.510	752.790
Inventários Disponíveis	388.700	521.590	1.167.190	1.201.460	1.207.580	4.486.520
<b>TOTAL</b>	<b>848.623</b>	<b>743.043</b>	<b>3.001.288</b>	<b>3.857.986</b>	<b>3.248.997</b>	<b>11.699.937</b>

Como pode-se observar o potencial conhecido de PCHs é de cerca de 11.700 MW, sendo 1.240 MW em operação, o que daria um potencial de implantação de cerca de 10.460 MW. Contudo o CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas - vem desenvolvendo uma série de trabalhos de estimativa de potencial, destacando, entre as diversas premissas, as seguintes:

- § vazões específicas das bacias e o desnível estimado por mapas do IBGE (escala 1:15.000 em alguns pontos da Região Sul e Sudeste e escala 1:50.000 no restante do Brasil);
- § readequação de aproveitamentos inventariados anteriormente, tendo em vista os aspectos ambientais e de uso múltiplo de recursos hídricos, com as perspectivas de uma nova re-divisão de quedas da bacia.

Considerando este trabalho, tem-se o seguinte valor de potencial teórico estimado, para as regiões do País, excluindo-se os valores já definidos na Tabela 1.2:

TABELA 1.2

ESTIMATIVA DE POTENCIAL TEÓRICO, EM KW DAS PCH,  $\mu$ CH E MCH

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Brasil
Potencial Conhecido <sup>1</sup>	772.600	705.690	2.807.863	3.274.852	2.898.907	10.459.912
Potencial Teórico <sup>2</sup>	4.762.560	154.800	3.910.976	3.625.336	2.999.840	15.453.512
Potencial Total	5.535.160	860.490	6.718.839	6.900.188	5.898.747	25.913.424

(1) Resultado da Tabela 1 Descontado os empreendimentos em operação

(2) Estimativa realizada

Portanto, pode-se considerar como estimativa do potencial de PCH,  $\mu$ CH E MCH um valor de aproximadamente 26.000 MW, sendo 10.500 MW conhecidos e 15.500 MW estimados. Outro ponto importante a ser considerado é que provavelmente o padrão de exploração deverá migrar de uma concentração em centrais de baixa queda para uma divisão entre estes tipos de centrais e aquelas de média e baixa queda, uma vez que as Regiões Norte e Centro-Oeste são responsáveis por quase 50% do potencial teórico.

As centrais hidrelétricas representam uma forma eficiente de promover a expansão do parque gerador do país, visando a suprir a crescente demanda verificada no mercado nacional. Por suas características, este tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais, complementando o fornecimento realizado pelo sistema interligado.

Atualmente tem-se feito esforços no sentido de inserir as mini e micro centrais hidrelétricas no contexto legal e de incentivos ao uso de fontes renováveis de energia. Uma delas foi à proposta de Projeto de Lei 3566/04, ainda em análise pela Comissão de Energia da Câmara dos Deputados, onde está previsto que também os aproveitamentos hidroenergéticos com potências menores que 1000kW, poderão usufruir da sub-rogação da CCC. Este é um dos objetivos e a grande justificativa desta dissertação acompanhada de outras sugestões que delineamos ao final do capítulo 7, que resultou de uma pesquisa

completa, onde localizamos as lacunas existentes no calabouço legal de nosso país. Observa-se aqui um grande incentivo a este tipo de empreendimento. Temos também hoje uma outra ação que está sendo desenvolvida junto a coordenação do programa Luz Para Todos que é desenvolver mecanismos de gestão descentralizada à pequenos empreendimentos, com o envolvimento direto da comunidade atendida e com a concessionária local.

Tratar-se-á, portanto de descrever no capítulo 2 o panorama legal do setor elétrico com todos os dispositivos legais afetos a geração hídrica, demonstrando principalmente as falhas e ou lacunas da Lei.

No capítulo 3 disserta-se sobre o modelo atual do setor elétrico trazendo todas as características do mesmo juntamente com seus objetivos, frente às novas tendências.

No capítulo 4 é tratado um novo contexto dentro do mercado de energia, a comercialização, onde são descritas todas as formas desse novo cenário ou dessa nova tendência frente às várias possibilidades que aparecerão.

No capítulo 5 é delineado o contexto do mercado de energia com a possibilidade de atuação do ambiente regulado com o de livre negociação.

No capítulo 6 são tratados os paradigmas e as soluções para o amplo campo existente que é o regulatório.

Enfim, no capítulo 7 são feitas as conclusões e são propostas várias alternativas regulatórias para o mercado das PCHs, mini e micro centrais, visto, como demonstrado ao longo deste trabalho, que os incentivos começaram a surgir e este mesmo mercado mostra-se promissor; com base nestas premissas, foi proposto o presente trabalho.

## **CAPÍTULO 2 - PANORAMA LEGAL DO SETOR ELÉTRICO**

Este capítulo tratará de todos os dispositivos legais afetos a geração hídrica demonstrando as lacunas e falhas de nossa legislação.

### **Considerações Iniciais**

As primeiras formas de geração de energia iniciaram no século XIX, isso em meados de 1880. A partir daí, já no século XX, na década de 60, surgiram os primeiros sistemas isolados com PCHs e MCH para atendimentos locais. Na sequência, nas décadas de 60 a 80, tem-se ênfase as grandes obras, ou seja, o aparecimento das grandes usinas hidrelétricas, o que fez com que as PCHs e MCH se tornassem obsoletas. Porém, em meados de 1983, tem-se o Programa Nacional de PCHs, que não obteve sucesso. Em 88, foi promulgada a Constituição Federal, logo após, tem-se as Leis 8.987/95 e 9.074/95 que regularam e definiram as concessões dos serviços públicos (art. 175 da CF). Foi criada e instituída pela Lei 9.427/96 e o Decreto 2.335/97 a Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica – como também foi criada a figura dos Produtores Independentes e Autoprodutores, através do Decreto 2003/96. Destarte, em 1998, através da Lei 9.648 foram criadas o MAE – Mercado Atacadista de Energia e o ONS – Operador Nacional do Sistema, bem como foram determinadas as características e vantagens das PCHs. Observa-se nesta fase que as Mini e Micro centrais foram excluídas do arcabouço legal, uma vez que, a resolução Aneel 394 classificou as PCHs empreendimentos entre 1 e 30 MW. Ainda, têm-se mais duas resoluções, a 245 e 333/00 também Aneel que criaram e regularam a CCC – Conta do Consumo de Combustíveis e as Cooperativas de Energia Elétrica para pequenas potências. Destaca-se nesta etapa a crise energética que sofreu o país. Um novo incentivo é lançado, via ação governamental, a Lei 10.438/02 e o Decreto 4644/03 que criou e implantou o PROINFA – Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia, estendendo inclusive os benefícios das PCHs. Tem-se ainda as resoluções Aneel 784/02 e 334/03 respectivamente, que criaram as condições e prazos para os benefícios da CCC e a exclusão definitiva das Mini Micro centrais do amparo legal e portanto dos benefícios da sub-rogação da CCC. A Lei 10.848/04 e o Decreto 5.163/04 criaram e regulamentaram a

comercialização de energia, bem como o Decreto 5.177/04 criou e regulamentou a CCEE – Câmara Comercializadora de Energia Elétrica. Convém salientar nesta fase os grandes leilões de energia que ocorreram e que passaram a incorporar esta nova etapa.

## **2.1 A Constituição de 1988**

A Constituição da República Federativa do Brasil foi promulgada em 5 de outubro de 1988, após longo período de deliberações que se iniciou em 1º de fevereiro de 1987. Na Carta de 1988, ao todo, existem 215 artigos, subdivididos em diversos incisos, alíneas e parágrafos, o que confere a seu texto um caráter excessivamente analítico. Vários de seus artigos necessitam de Leis ordinárias ou Decretos para regulamentação.

O tema “meio ambiente” aparece pela primeira vez em uma Constituição. A dimensão conferida ao tema não se resume aos dispositivos concentrados especialmente no Capítulo VI do Título VIII da Constituição, dirigido à Ordem social; alcançam da mesma forma inúmeros outros regulamentos inseridos ao longo dos textos mais diversos Títulos e Capítulos, decorrentes do conteúdo multidisciplinar da matéria.

Os artigos que enfocam principalmente os temas cursos d’água, aproveitamento hidrelétrico de pequeno porte e meio ambiente são: artigo 20, incisos III e VIII, e parágrafo 1º; artigo 21, inciso XII alínea b, e inciso XIX; artigo 22, inciso IV, e parágrafo único; artigo 23, incisos VI e XI; artigo 26, inciso I; artigo 175, parágrafo único, e todos os incisos; artigo 176, e parágrafos 1º, 3º, e 4º; artigo 225, parágrafo 1º, incisos IV, e parágrafos 3º,4º,5º; artigo 231, parágrafo 3º.

O artigo 21 atribui à União a competência para explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d’água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos, e instituiu o sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos definindo critérios de outorga de direitos de uso.

No que diz respeito a legislação sobre água e energia, a Constituição, em seu artigo 22, atribuiu competência privativa à União, porém leis complementares poderiam autorizar os Estados a legislar sobre questões específicas das matérias relacionadas neste artigo.

Já no artigo 23 é competência comum da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios: proteger o “ambiente”; registrar acompanhar e fiscalizar as concessões de direitos de pesquisa e exploração de recursos hídricos em seus territórios.

Incluem-se entre os bens dos Estados as águas superficiais, emergentes e em depósito, que nasçam e tenham foz dentro do estado, segundo o artigo 26. A portaria DNAEE n° 707, de 17 de outubro de 1994, regulamentou a classificação dos domínios dos rios em federal e estadual.

O artigo 175 mudou a forma de se conceder a uma pessoa física ou jurídica a concessão para exploração de potencial hidrelétrico, incumbindo ao Poder Público, na forma da Lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Segundo o artigo 176, o aproveitamento de potenciais somente poderá ser efetuado mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional; por brasileiros ou empresas brasileiras de capital nacional, as autorizações e concessões não poderão ser cedidas ou transferidas, sem prévia anuência do poder concedente. Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida.

As mudanças mais significativas para o setor hidrelétrico ocorreram com a promulgação da Constituição de 1988, foram:

- (i) que a concessão para prestação de serviços públicos passou a se dar por concorrência, modalidade licitação;
- (ii) o surgimento da abordagem ambiental, e da competência comum de legislar, da União, estado e Município;

- (iii) a previsão de instituir sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos, e critérios de outorga de direito de uso;
- (iv) a interpretação da água como propriedade do Estado (União ou Estado-membro).

Nossa Carta Magna seguiu a tradição de nosso Direito das Águas, e reservou à União o domínio dos potenciais de energia hidráulica, onde quer que se situem: em águas da própria União ou em águas do Estado. Sobre água como bem da União, o texto de 1988 mudou palavras, mas sua definição é igual ao texto de 1967 em relação ao texto sobre águas como bem dos Estados, na Constituição de 1988 diz o mesmo, de outra forma, que a de 1967. O que mudou, na realidade, foi a jurisprudência, ou seja, o entendimento, a interpretação que se deu a legislação.

## **2.2 Uma nova variável: o meio ambiente**

A expressão “meio ambiente” (*milieu ambient*) foi, ao que parece utilizada pela primeira vez pelo naturalista francês Geoffroy de Saint-Hilaire na obra *Études progressives d'un naturaliste*, de 1835, tendo sido perfilado por Augusto Comte em seu *Curso de Filosofia Positiva*. Não há acordo entre os especialistas sobre o que seja meio ambiente. Tanto a palavra meio como o vocábulo ambiente passam por conotações diferentes, quer na linguagem científica quer na vulgar.

*Meio* pode significar: aritmeticamente, a metade de um inteiro; um dado contexto físico ou social; um recurso ou insumo para alcançar ou produzir algo. Já *ambiente* pode representar um espaço geográfico ou social, físico ou psicológico, natural ou artificial.

Segundo a linguagem técnica, meio ambiente é “a combinação de todas as coisas e fatores externos aos indivíduos ou população de indivíduos em questão”. Mais exatamente, é constituído por seres bióticos e abióticos e suas relações e interações. Não é mero espaço circunscrito, é realidade complexa e marcada por múltiplas variáveis.

De acordo com o conceito jurídico de “ambiente” precisa ser analisado sobre duas perspectivas: uma estrita outra ampla. Numa visão estrita, o meio ambiente nada mais é do



que a expressão do patrimônio natural e as relações com e entre seres vivos. Numa concepção ampla, vai além dos limites estreitos fixados pela Ecologia tradicional, o meio ambiente abrange toda a natureza original e artificial, assim como os bens culturais correlatos.

Nessa perspectiva ampla, o “ambiente” seria “a interação do conjunto de elementos naturais, artificiais e culturais que propiciem o desenvolvimento equilibrado da vida em todas as suas formas”.

### **2.2.1 Legislação Concernente à Política Nacional de Gestão dos Recursos Hídricos**

O Código de Águas, estabelecido pelo Decreto Federal nº 24.643, de 10.07.1934, consubstancia a legislação básica brasileira de águas. Considerando avançado pelos juristas, haja vista a época em que foi promulgado necessita de atualização, principalmente para ser ajustado à Constituição Federal de 1988, à Lei nº 9.433, de 08.01.1997, e de regulamentação de muitos de seus aspectos. (Freitas, 1999)

O referido código assegura o uso gratuito de qualquer corrente ou nascente de água para as primeiras necessidades da vida e permite a todos usar de quaisquer águas públicas, conformando-se com os regulamentos administrativos. Impede a derivação das águas públicas para aplicação na agricultura, indústria e higiene, sem a existência de concessão, no caso de utilidade pública, e de autorização nos outros casos; em qualquer hipótese, de preferência à derivação para abastecimento das populações. (Freitas, 1999)

O Código de Águas estabelece que a concessão ou autorização deva ser feita sem prejuízo da navegação, salvo nos casos de uso para as primeiras necessidades da vida ou previstos em lei especial; estabelece, também, que a ninguém é lícito macular ou contaminar as águas que não consome, com prejuízo de terceiros; e; ainda, que os trabalhos para a salubridade das águas serão realizados à custa dos infratores que, além da responsabilidade criminal, se houver, responderão pelas perdas e danos que causarem, e por multas que lhes forem impostas pelos regulamentos administrativos. Também esse

dispositivo é visto como precursor do princípio usuário-pagador, no que diz respeito ao uso para assimilação e transporte de poluentes. (Freitas, 1999)

A Lei nº 9.433, de 08.01.1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Recursos Hídricos, que regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, culminou num longo processo de avaliação das experiências de gestão de recursos hídricos e de formulação de propostas para a melhoria dessa gestão em nosso país. É um marco histórico, de grande significado e importância para os que aqui trabalham com recursos hídricos. (Freitas, 1999)

## **2.3 Legislação ambiental federal concernente a hidreletricidade**

### **2.3.1 Lei nº 6.902, de 27 de abril de 1981**

Dispõe sobre a criação das Estações Ecológicas (EE) e Áreas de Proteção Ambiental (APA).

Define EEs como áreas representativas de ecossistemas brasileiros destinadas à realização de pesquisas básicas e aplicadas de ecologia, à proteção do ambiente natural e ao desenvolvimento da educação conservacionista. As Estações Ecológicas deixaram de ter caráter turístico.

As APAs são áreas consideradas pelo Poder Executivo como de relevante interesse público para a proteção ambiental, a fim de assegurar o bem-estar das populações humanas e conservar ou melhorar as condições ecológicas locais.

### **2.3.2 Lei nº 6.938, de 31 de Agosto de 1981**

Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), constitui o Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), criou o Conselho Superior de Meio Ambiente

(CSMA) e instituiu o Cadastro de defesa Ambiental, e foi um passo pioneiro na vida pública nacional, no que concerne à dinâmica da realidade ambiental.

Essa lei foi concebida, elaborada e aprovada num período de declarado autoritarismo político-administrativo, a Lei da Política Nacional do Meio Ambiente sobre delimitações impostas por fatores políticos e geopolíticos predominantes da época, assim como por distorções econômicas sociais que afetavam a sociedade brasileira.

O SISNAMA, formado pelo conjunto de órgãos e instituições dos diversos níveis do Poder Político incumbidos da proteção do ambiente, vem a ser o grande arcabouço institucional da gestão ambiental no Brasil. Está estruturado da seguinte forma:

(i) CSMA com função de assessorar o Presidente da República;

(ii) Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), como órgão consultivo e deliberativo do CSMA;

(iii) Instituto Brasileiro de meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), como a finalidade de coordenar, executar e fazer executar, como órgão federal, a política nacional e as diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente, e a preservação conservação e uso racional, fiscalização, controle e fomento dos recursos ambientais;

(iv) órgãos setoriais, que são órgãos ou entidades integrantes da administração federal, direta e indireta cujas atividades estejam ligadas ao meio ambiente;

(v) órgãos locais, que são órgãos ou entidades municipais responsáveis pela área de meio ambiente na sua jurisdição.

Os objetivos da Lei 9.433 da Política Nacional do Meio Ambiente foram abordados pelos seus artigos 2º, *caput*, 4º e 5º e visam a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia a vida, visando assegurar, no país, ao desenvolvimento sócio econômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana.

### 2.3.3. CONAMA, Resolução N° 1, de 23 de janeiro de 1986

A Resolução N° 1 foi um marco na legislação ambiental, regulou o uso e a implementação da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) como um dos instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente.

Segundo Monteiro (1999) o papel da AIA no ordenamento jurídico brasileiro, pode ser assim resumido:

*“Instrumento de política ambiental, formado por um conjunto de procedimentos capaz de assegurar, desde o início do processo, que se faça um exame sistemático dos impactos ambientais de uma ação proposta (projeto, programa, plano ou política) e de suas alternativas, e que os resultados sejam apresentados de forma adequada ao público e aos responsáveis pela tomada de decisão, e por eles considerados. Além disso, os procedimentos devem garantir a adoção das medidas de proteção do meio ambiente determinadas no caso de decisão sobre a implantação de projeto.”*

Dentre as atividades estabelecidas pelo artigo 2º, que, quando do licenciamento ambiental, dependem de elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), a ser submetido à aprovação do órgão estadual competente, e do IBAMA em caráter supletivo, interessam principalmente a este trabalho:

- (i) linhas de transmissão de energia elétrica, acima de 230 kV;
- (ii) obras hidráulicas para exploração de recursos hídricos, tais como barragens para fins elétricos, acima de 10 MW e
- (iii) usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja sua fonte primária, acima de 10 MW;

#### **2.3.4. CONAMA, Resolução nº 6, de 16 de setembro de 1987**

A Resolução nº 6 foi editada à luz da Resolução nº 1, com ênfase nos empreendimentos de relevante interesse para a União Federal, como as atividades ligadas à geração de energia elétrica. Com efeito, esta foi a primeira norma baixada pelo CONAMA com o intuito de disciplinar o procedimento licenciatório em âmbito nacional, mediante as regras gerais disciplinadoras do licenciamento de obras de grande porte.

Por seu caráter genérico e abrangente esta norma foi melhor explicitada pela Resolução CONAMA 237/97.

De acordo com o Anexo dessa Resolução os documentos necessários ao licenciamento para usinas hidrelétricas, por tipo de licença, são:

a)Requerimento de Licença Prévia (LP):

- Portaria MME autorizando estudo da viabilidade;
- RIMA (sistemático e integral quando necessário);
- Cópia da publicação de pedido da Licença Prévia;

b)Requerimento de Licença de Instalação (LI):

- Relatório do estudo de viabilidade;
- Cópia da publicação da concessão da LP;
- Cópia da publicação do pedido da Licença de Instalação;
- Cópia do decreto de outorga de concessão do aproveitamento hidrelétrico;
- Projeto Básico Ambiental;

c)Requerimento de Licença de Operação (LO):

- Cópia da publicação da concessão da Licença de Instalação;
- Cópia da publicação de pedido da Licença de Operação;

### **2.3.5. Decreto n° 99.274, de 6 de junho de 1990**

Esse decreto incorporou os avanços legislativos, verificados principalmente com a instalação da nova ordem constitucional a partir de 1989, revogando expressamente o Dec. 88.351, de 01/06/1983, regulamentando a Lei 6.902, de 27/04/1981, e a Lei 6.938, de 31/08/1981, que dispõem respectivamente sobre a criação de Estações Ecológicas, Áreas de Proteção Ambiental, e a política Nacional do Meio Ambiente.

Cuida da competência do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e teve sua redação alterada pelo Dec. 3.942 de 27/09/2001

### **2.3.6. Lei n° 9.985 de 2000**

Modificou a base conceitual e a natureza jurídica das Estações Ecológicas estabelecida pela lei 6.902, de 27 de abril de 1981.

As Estações Ecológicas passaram a ter como objetivo, entre aquelas arroladas no artigo 4º, a preservação da natureza e realização de pesquisas científicas.

A posse e domínio são públicos, devendo as áreas particulares incluídas em seus limites ser desapropriada. O regime jurídico a que se encontra submetido pelo artigo 7º, § 1º, permite tão somente o uso indireto dos recursos naturais, ou seja, nos termos definidos no artigo 2º, IX, apenas a utilização que não envolva consumo, coleta, dano ou destruição dos recursos naturais.

### **2.3.7. Decreto 3.942 de 27 de setembro de 2001**

Dá nova redação aos arts. 4<sup>o</sup>, 5<sup>o</sup>, 6<sup>o</sup>, 7<sup>o</sup>, 10 e 11 do Decreto n<sup>o</sup> 99.274, de 6 de junho de 1990.

O CONAMA passa a compor-se de:

- (i) Plenário;
- (ii) Comitê de Integração de Políticas Ambientais;
- (iii) Câmaras Técnicas;
- (iv) Grupos de Trabalho; e
- (v) Grupos Assesores.

Passa a ser de competência do Ministério do Meio Ambiente, por intermédio de sua Secretaria-Executiva, prover os serviços de apoio técnico e administrativo do CONAMA.

## **2.4 Legislação de recursos hídricos**

“Uma porção d’água é recurso hídrico quando constitui um bem econômico em função de sua utilização e sua disponibilidade” (MÜLLER, 1995, p. 25).

### **2.4.1 Um breve histórico**

O Código de Águas (Dec. 24.643, de 10/07/1934) foi o primeiro diploma legal que possibilitou ao Poder público disciplinar o aproveitamento industrial das águas e, de modo especial, o aproveitamento e exploração da energia hidráulica.

A Lei 9.433, de 08/01/1997, instituiu a política Nacional dos Recursos Hídricos (PNRH) e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SNGRH). Mesmo sem a adequada complementação, ela altera profundamente a disciplina na aplicação do Código das Águas.

Mais recentemente, a Lei 9.984, de 17/07/2000, criou a Agência Nacional de Águas (ANA), como entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e integrante do Sistema Nacional de Recursos Hídricos. E, por sua vez, o Dec. 3.692, de 19/12/2000, contempla a estrutura organizacional e operacional da ANA.

#### **2.4.2 Lei nº 9.433, de 08 de janeiro de 1997**

A PNRH - Política Nacional de Recursos Hídrico é reformadora por si mesma. A economia por seu turno deverá encontrar alternativas para administrar um recurso tão especial como a água, e com certeza abrirá espaços para usos múltiplos e racionais de toda essa preciosidade hídrica, principalmente através dos Planos de Recursos Hídricos.

De acordo com o artigo 2º, estão entre os principais objetivos da lei:

(i) assegurar a atual e as futuras gerações a necessária disponibilidade de água com qualidade adequada para seu uso;

(ii) o uso racional e integrado dos recursos hídricos, com vistas ao desenvolvimento sustentável;

(iii) a prevenção e a defesa contra eventos hidrológicos críticos, quer sejam de origem natural, quer decorrentes do uso inadequado, não só das águas, mas também dos demais recursos naturais.

A PNRH tem como fundamentos:

(i) A água é um bem de domínio público;



(ii) A água é um recurso natural limitado, dotado de valor econômico;

(iii) Em situação de escassez, o uso prioritário dos recursos hídricos é o consumo humano e a dessedentação de animais;

(iv) A gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas;

(v) A bacia hidrográfica é uma unidade territorial para implementação da PNRH e a atuação do SNGRH;

(vi) A gestão dos recursos hídricos deve ser descentralizada e contar com a participação do Poder Público, dos usuários e das comunidades.

No artigo 5º são definidos como instrumentos da PNRH:

(i) os Planos de Recursos Hídricos;

(ii) o enquadramento dos corpos d'água em classes estabelecido pela legislação ambiental, segundo os usos preponderantes da água;

(iii) a outorga dos direitos de recursos hídricos;

(iv) a cobrança pelo uso de recursos hídricos;

(v) o Sistema de informações sobre recursos Hídricos.

Os Planos de Recursos Hídricos serão elaborados por bacia, por estado e para o país; são planos diretores de longo prazo, que terão em seu conteúdo:

(i) diagnóstico da situação atual;

(ii) análise das alternativas de crescimento demográfico, atividades produtivas e ocupação do solo;

(iii) metas de racionalização de uso;

(iv) medidas, programas e projetos;

(v) prioridades para outorga de direitos de uso de recursos hídricos;

(vi) proposta para criação de áreas sujeitas a restrição de uso, visando a proteção dos recursos hídricos.

O regime outorga de direitos de uso de recursos hídricos tem como objetivos assegurar o controle quantitativo e qualitativo dos usos da água e o efetivo exercício dos direitos de acesso à água.

No artigo 12 a Lei prevê os usos sujeitos a outorga, dentre vários, o do inciso IV aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. No parágrafo 2º a outorga e a utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, estará subordinada ao Plano Nacional de Recursos Hídricos, obedecida à disciplina na legislação setorial específica.

A autoridade competente do Poder Executivo Federal, dos Estados ou do Distrito Federal efetivará outorga, porém o Poder Executivo Federal poderá delegar aos Estados e Distrito Federal competência para conceder outorga de direitos de uso de recurso hídrico de domínio da União.

#### **2.4.3 Lei 9.984, de 17 de julho de 2000, criou a ANA.**

Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas (ANA), entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e das outras providências.

A estrutura institucional da Agência Nacional de Águas e de autarquia sob regime especial, com autonomia administrativa e financeira, vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, tem atribuições de órgão técnico, executivo e implementador da Política Nacional de Recursos Hídricos.

Tal diploma apregoa atuação articulada da ANA com os demais órgãos e entidades públicas e privadas integrantes do Sistema Nacional de Gerenciamento de recursos hídricos.

## 2.5 Legislação referente às Pequena Central Hidrelétrica

### 2.5.1 Portaria DNAEE N° 109

A Portaria n° 109, 24 de novembro de 1982 considerava Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) como o aproveitamento que operasse a fio d'água ou, no máximo, com pequena regularização, provida de barragens e vertedouros com altura máxima de até dez metros, com sistema adutor composto somente de canais e ou tubulações, não utilizando túneis, e com estruturas hidráulicas, no circuito de geração, para turbináveis de, no máximo, 20 m<sup>3</sup>/s, dotada de unidades geradoras com potência individual de até 5 MW, e potência instalada total de, no máximo, 10. MW.

Posteriormente, com intenção de permitir soluções de engenharia mais elaboradas, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), através da Portaria n° 136, de 6 de outubro de 1987, reduziu as condicionantes para duas: ter potência total igual ou inferior a 10 MW e potência unitária de 5 MW, podendo-se utilizar de qualquer técnica de engenharia para sua implantação.

<b>Classificação</b>	<b>Sigla*</b>	<b>Faixa d e potência</b>
Microcentral hidrelétrica	μCH	Até 100 kW
Minicentral Hidrelétrica	MCH	De 100 até 1000 kW
Pequena Central Hidrlétrica	PCH	De 1000 até 10 000 kW

TABELA 2.1 – Classificação das PCH, segundo portaria 136 do DNAEE, de 06/10/87

\* Siglas usadas pelo CERPCH.

Entendia-se que PCH não era uma central em tamanho reduzido, e sim uma concepção diferente e mais simples de uma central hidrelétrica, no entanto para apreciação no DNAEE está em vigor a Portaria n° 136, que limita PCH somente pela potência, de acordo com a tabela 2.1 acima.

### **2.5.2. Decreto-Lei nº 1.872, de 21 de maio de 1981 – Venda de Excedente**

Autorizou os concessionários de serviço público de eletricidade a adquirir energia elétrica excedente de autoprodutores, entendendo-se energia elétrica excedente como a diferença entre geração, que pode ser obtida pela capacidade instalada do autoprodutor, e o seu consumo próprio.

Na época, este Decreto-Lei teve muita importância, visto que, embora o Código de Águas previsse a venda de energia, o assunto não era regulamentado, o que impossibilitava a venda de energia para uma concessionária.

### **2.5.3. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 – Concessão de prestação de serviços públicos**

Dispõe sobre o regime de concessão de prestação de serviços públicos previstos no artigo 175 da Constituição Federal. Ela não serve somente a área de energia elétrica, vale para todos os tipos de serviços públicos.

Concessão de serviço público é a delegação mediante processo licitatório por quem tem competência do serviço público, no caso a União, competência esta estabelecida pelo artigo 21, inciso XII, alínea b da Constituição Federal. A licitação, modalidade de concorrência, é feita a pessoa jurídica ou consórcio de empresas, por sua conta e risco e por prazo determinado.

Permissão de serviço público é a delegação, a título precário, mediante licitação, da prestação de serviços públicos feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica por sua conta e risco.

Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários entendendo serviço adequado como o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarefas.

#### **2.5.4. Lei n° 9.074, de 7 de julho de 1995**

Estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. O seu Capítulo II é integralmente dedicado aos serviços de energia elétrica, independentemente de ser geração hidráulica ou térmica.

É importante salientar que a partir deste momento a legislação começa a ser omissa com as mini e micro centrais hidrelétricas.

Determina que serão objeto de concessão, mediante licitação:

- (i) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 KW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 KW, destinados a execução de serviço público;
- (ii) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 KW, destinados à produção independente de energia elétrica;
- (iii) de uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 KW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

Segundo essa Lei nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do aproveitamento ótimo pelo poder concedente. Considera-se aproveitamento ótimo todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatórios e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

Segundo o artigo 10: “Cabe ao poder concedente declarar a utilidade pública para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações concedidas, destinadas a serviços públicos de energia elétrica, autoprodutor e produtor independente”.

O poder concedente ficou responsável por fixar critérios gerais para preços da venda de energia elétrica de produtores independentes para: concessionário de serviço público de

energia elétrica; consumidor que ainda não tenha contrato de fornecimento de energia, cuja carga seja igual ou maior que 3 MW, atendidos em qualquer tensão; consumidor com carga igual ou superior a 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que respeitadas os contratos de fornecimento vigente, pode optar por contratar seu fornecimento no todo ou em parte.

O poder concedente também ficou por fixar critérios para ressarcimento do custo de transporte que fornecedores e respectivos consumidores terão assegurados no sistema de distribuição e transmissão de concessionários e permissionário de serviço público.

Autorizou constituição de consórcios, com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviços públicos, para uso exclusivo dos consorciados, para produção independente ou para essas atividades associadas, conservado o regime legal próprio de cada uma, aplicando-se, no que couber, o disposto no art. 23 da Lei nº 8.987, de 1995.

#### **2.5.5. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996**

Este decreto regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente - PI e por Autoprodutor - AP tendo em vista o disposto na Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Sendo:

- Produtor Independente de Energia Elétrica - PI, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;
- Autoprodutor de Energia Elétrica - AP, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Entretanto toda a produção de energia elétrica por produtor independente e autoprodutor depende de concessão ou autorização.

Dependem de concessão de uso de bem público, precedida de licitação:

- (i) o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW, por produtor independente;
- (ii) o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 10.000 kW, por autoprodutor.

Cabe ressaltar que, outra vez observa-se que os potenciais inferiores a 1000 kW não mais são tratados, ou seja, conforme ressaltado anteriormente estão sendo omitidos dos dispositivos legais.

As concessões relativas aos aproveitamentos de potenciais hidráulicos serão outorgadas a título oneroso e terão prazo de trinta e cinco anos. Já as autorizações terão prazo de trinta anos. Ambas podem ser prorrogadas a critério do poder concedente, de acordo com as condições estabelecidas no respectivo contrato. A concessão será formalizada mediante contrato de concessão de uso público, e a autorização por ato autorizativo do poder concedente.

É assegurado o tratamento isonômico para os produtores independentes e autoprodutores perante os concessionários e permissionários do serviço público de energia elétrica.

No final do prazo de concessão ou autorização, os investimentos fixos (instalações, máquinas, etc), realizados para geração independente e para autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar a patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos não amortizados. Para cálculo do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e depreciação apurada por auditoria do poder concedente.

A outorga de concessão ou de autorização a autoprodutor estará condicionada à demonstração, perante o órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, de que a energia elétrica a ser produzida será destinada a consumo próprio, atual ou projetado.

### **2.5.6. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 – Criação da Aneel**

Instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.

Segundo a Lei, a ANEEL é considerada autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal. Sua finalidade é a de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. No exercício de suas atribuições promover a articulação com os estados para o aproveitamento energético dos cursos d'água, e a compatibilização com a política nacional de recursos hídricos.

A ANEEL foi instituída para representar o poder concedente, e tem suas incumbências estabelecidas na Lei nº 8.987, de 1995.

Sem prejuízo no disposto na Constituição, a união poderá mediante convênio de cooperação dos Estados em que se situe o serviço e instalações, repassar a execução das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica, exceto os de geração de interesse do sistema interligado, e os de transmissão integrante da rede básica.

O produtor independente de energia com potencial superior a 1 MW e igual ou inferior a 10 MW dependiam de autorização da ANEEL, bem como para a importação e a exportação de energia, e a implantação de sistema de transmissão associado.

Segundo essa Lei a realização de estudos de viabilidade, anteprojetos ou projetos de aproveitamento de potenciais hidráulicos devem ser informados à ANEEL para fins de registro, não gerando direito de preferência para a obtenção de concessão para serviço público ou uso de bem público.



### **2.5.7. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 – Ampliação da potência das PCHs para 30 MW e dá outras providências**

Alterou os dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias.

Com esta Lei as PCHs de potência superior a 1 MW e inferior 30 MW, destinada à produção independente ou autoprodução, podem comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual 500 kW (artigo 26, parágrafo 5º). Antes desta Lei, somente consumidores livres com potência maior ou igual a 3 MW e PCHs com potência maior que 500 kW poderiam comercializar energia. Essa mudança trouxe vantagens importantes para o setor como a viabilização de investimentos privado.

Essas mesmas PCHs contam ainda com redução mínima de 50% para as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. As novas PCHs estão também isentas do pagamento de compensação financeira, aos Estados e municípios, pelo uso dos recursos hídricos.

Reforçando, mais uma vez ficaram de fora do amparo legal as mini e micro centrais hidrelétricas.

### **2.5.8. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 – Energia Elétrica Emergencial, Criação do Proinfa e CDE.**

Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, tem como objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos

de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que visa o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE são 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 (artigo 13).

Para a promoção da universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e para garantir recursos à subvenção econômica destinada à modicidade tarifária para a subclasse baixa renda, assegurado, nos anos de 2004, 2005, 2006, 2007 e 2008 percentuais mínimos da receita anual da CDE de quinze por cento, dezessete por cento, vinte por cento, vinte e cinco por cento e trinta por cento, respectivamente, para utilização na instalação de transporte de gás natural.

Visando a universalização do serviço público de energia elétrica, a Aneel promoveu licitações para outorga de permissões de serviço público de energia elétrica, em áreas já concedidas cujos contratos não continham cláusula de exclusividade.

O cumprimento das metas de universalização foi verificado pela ANEEL, em periodicidade no máximo igual ao estabelecido nos contratos de concessão para cada revisão tarifária, devendo os desvios repercutir no resultado da revisão mediante metodologia a ser publicada.

Esta Lei foi revisada pela Lei 10.762 de 11 de novembro de 2003, quando foram obtidos avanços e aperfeiçoamentos significativos para a sociedade.

#### **2.5.9. Lei nº 10762, de 11 de novembro de 2003 – Programa de Apoio às Concessionárias de Serviço Público.**

Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica.

O Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, se destina a suprir a insuficiência de recursos decorrente do adiamento da aplicação do mecanismo de compensação de que trata o art. 1º da Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, para os reajustes e revisões tarifárias realizados entre 8 de abril de 2003 e 7 de abril de 2004, por meio de financiamento a ser concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

Podem ser beneficiárias do programa as concessionárias que tiverem o direito à compensação, atenderem às exigências legais para obtenção de crédito concedido com recursos públicos e estiverem adimplentes com as empresas integrantes do Sistema BNDES.

Esta Lei estabeleceu uma nova organização para o Proinfa, modificando datas, prazos, percentual tarifário dentre outras coisas. Determinou que na primeira fase do programa os contratos fossem findos até o dia 29 de abril 2004. Esta foi novamente modificada pela Lei 10.889 de 25 de junho de 2004. Modifica o prazo dentro do qual será assegurada a compra da energia a ser produzida passando-o de quinze para de vinte anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato. A aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como pisos cinquenta por cento, setenta por cento e noventa por cento da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses, e não mais os oitenta por cento definidos na Lei 10.438.

## **2.6 Legislação sobre comercialização de energia**

### **2.6.1 Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.**

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, e passa a ser regulada nos termos desta Lei e do seu regulamento.

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.

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. Os processos licitatórios 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.

Esta Lei, em seu artigo 4º, autoriza 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.

Autoriza também 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. Integra, 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.

Segundo o artigo 14, 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.

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, conforme dispõe o artigo 21.

Observa-se aqui também que a comercialização de energia de demandas abaixo de 50 kW ainda continua não sendo regulamentada.

#### **2.6.2. Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004 – Regulamentação da Comercialização de Energia Elétrica.**

Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

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 nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre.

Este Decreto atribui a Agência Nacional de Energia Elétrica a competência de expedir a convenção de comercialização, as regras de comercialização e os procedimentos de comercialização.

Para um melhor entendimento faz-se necessário a exposição de alguns conceitos prévios:

a- Ambiente de Contratação Regulada – ACR: é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

b - Ambiente de Contratação Livre – ACL: é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

Para que haja comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto é necessário que os agentes de distribuição garantam, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.

Segundo o artigo 4º, O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE já propôs critérios gerais de garantia de suprimento, com vistas a assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

A ANEEL é responsável pela informação, registro, homologação ou aprovação de todos os contratos de comercialização de energia elétrica.

Para efeito deste Decreto, entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até a data de publicação do respectivo edital de leilão não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização, ou sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada. A energia elétrica decorrente de importação e a gerada por meio de fontes alternativas serão consideradas como provenientes de empreendimentos de geração novos ou existentes.

Segundo o artigo 27, os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado -

CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

As contratações decorrentes dos leilões de ajustes previstas no art. 26 deverão ser formalizadas diretamente entre as partes envolvidas, para entrega da energia no submercado do agente de distribuição, mediante contratos bilaterais, devidamente registrados na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

### **2.6.3 Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004**

Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Autoriza a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN.

São atribuições da CCEE :

(i) promover leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegado pela ANEEL;

(ii) manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR e os contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia proveniente de geração distribuída e respectivas alterações;

(iii) manter o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre - ACL;

(iv) promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;

(v) apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD do mercado de curto prazo por submercado;

(vi) efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo;

(vii) apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da convenção de comercialização, aplicar as respectivas penalidades;

(viii) e apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, nos termos da convenção de comercialização.

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 livres. A CCEE será constituída pelos seguintes órgãos: Assembléia Geral, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Superintendência, cada qual com as atribuições previstas neste Decreto, em regulação da ANEEL e no estatuto social da Câmara.



## **CAPÍTULO 3 - O ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO**

### **3.1 Resumo**

Em julho de 2003, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou o documento: “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”. A partir de sua divulgação, o MME incentivou e conduziu reuniões e participou de seminários com representantes dos diversos níveis de governo, de empresas e dos grandes consumidores. Nesses encontros foram apresentadas e discutidas inúmeras sugestões e contribuições à proposta do MME.

#### **3.1.1 Objetivos**

O modelo proposto pelo MME tem três objetivos principais:

- (i) garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- (ii) promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; e
- (iii) promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

#### **3.1.2 Tópicos principais do modelo**

Os principais temas do modelo são:

1. segurança de suprimento;
2. modicidade tarifária;
3. ambientes de contratação e competição na geração;
4. contratação de nova energia em ambiente de contratação regulado –ACR;

5. contratação de energia existente no ACR;
6. consumidores livres;
7. acesso a novas hidrelétricas por produtores independentes de energia;
8. novos agentes institucionais.

### **3.1.3 Segurança de suprimento**

Na regulamentação atual, não há instrumentos que garantam diretamente a segurança de suprimento. O que existe é uma garantia indireta, decorrente da exigência de lastro de energia assegurada para os contratos de compra e venda de energia. Por exemplo, se 100% da demanda estiver contratada por geradores cuja energia assegurada corresponde a um critério de segurança de 95%, haverá, em teoria, um risco máximo de 5% de ocorrer qualquer problema de suprimento.

Entretanto, esse esquema indireto de indução de segurança de suprimento apresenta uma série de limitações, tais como:

(i) a exigência atual é que 95% da demanda esteja contratada, e não 100%, tendo como consequência que a oferta de geração tende a ser inferior ao necessário, o que deteriora a segurança;

(ii) o cálculo de energia assegurada das usinas hidrelétricas não considera o efeito de várias restrições operativas, o que leva a subestimação do risco real de problemas de suprimento, mesmo que 100% da demanda esteja contratada;

(iii) a contribuição diferenciada das térmicas para a segurança de suprimento não é considerada, em particular no alívio dos déficits mais severos se ocorrerem condições hidrológicas extremamente desfavoráveis.

O modelo prevê um conjunto integrado de medidas para garantir a segurança de suprimento, incluindo:

(i) exigência de contratação da totalidade da demanda;

(ii) cálculo realista dos lastros (energia assegurada) de geração;

(iii) adequação do critério vigente de segurança estrutural de suprimento, estabelecido há mais de vinte anos, à importância crescente da eletricidade para a economia e para a sociedade, com o estabelecimento de critérios de segurança de suprimento mais severos do que os atuais;

(iv) contratação de hidrelétricas e térmicas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo, o que, combinado com os novos critérios de suprimento, resultará na mesma segurança que seria proporcionada pela associação dos critérios atuais com uma reserva estabelecida externamente, sem necessidade de alocar um conjunto de projetos “de reserva”;

(v) monitoramento permanente da segurança de suprimento, permitindo detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda e ensejando medidas preventivas capazes de restaurar a garantia de suprimento ao menor custo para o consumidor.

### **3.1.4 Modicidade monetária**

A base da modicidade tarifária (tarifas menores) é a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. As principais ações para promover essa eficiência são:

(i) proceder à compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade “menor tarifa”;

(ii) contratar energia por licitação conjunta dos distribuidores (“pool”), visando obter economia de escala na contratação de energia de novos empreendimentos, repartir riscos e benefícios contratuais e equalizar tarifas de suprimento;

(iii) contratar separadamente a energia de novas usinas (atendimento à expansão da demanda) e de usinas existentes, ambas por licitação.

### **3.1.5 Ambiente de contratação**

De acordo com o modelo existem dois ambientes de contratação, que são:

- **Ambiente de Contratação Regulada – ACR** - compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores de tarifas regulados (consumo dos distribuidores) por meio de contratos regulados com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária; e,

- **Ambiente de Contratação Livre – ACL** - compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados.

Os contratos bilaterais em vigência, que envolvam distribuidores, são integralmente respeitados e tratados no ACL até sua expiração.

#### **3.1.5.1 Participação dos geradores no ACR e no ACL**

De acordo com o Modelo Institucional do Setor todos os geradores, sejam concessionários de serviço público de geração, sejam produtores independentes de energia, incluídos os autoprodutores com excedentes, podem comercializar energia em ambos os ambientes, caracterizando-se a geração como um segmento competitivo. Para todos os geradores, as regras de contabilização e liquidação dos contratos de compra e venda de energia serão essencialmente as mesmas praticadas atualmente.

#### **3.1.5.2 Coexistência dos ambientes**

Em termos comerciais, o ACR poderia ser visualizado como uma “cooperativa” que agrega as demandas de vários distribuidores e tem contratos com um conjunto de geradores. A contabilização e a liquidação dos contratos desta “cooperativa” são idênticas às dos agentes do ACL e seguem basicamente as regras atuais. Em particular, as diferenças entre valores contratados e efetivamente consumidos do ACR são contabilizadas e liquidadas com base no custo marginal de operação (CMO), sujeito a um “teto”.

### **3.1.6 Contratação de nova energia no ACR**

As características básicas da contratação de energia de novas plantas geradoras são: licitação em duas fases; oferta de projetos para licitação; seleção dos projetos vencedores; contratos bilaterais de cada gerador com todos os distribuidores e incentivos aos distribuidores para contratação eficiente.

#### **3.1.6.1 Licitação em duas fases**

Dado que o prazo de maturação de nova usina hidrelétrica é de cerca de cinco anos, a contratação de energia para atender ao aumento previsto da demanda deverá idealmente ser feita com a mesma antecedência. Entretanto, devido à grande incerteza quanto a este aumento da demanda, é necessário ter cautela nesta contratação. De fato, se fosse contratada a energia correspondente a determinado cenário de crescimento e acontecesse de o crescimento real ser bem menor, teria sido instalada uma capacidade excessiva, que oneraria as tarifas para o consumidor.

Nesse sentido, em ambiente de incerteza, é mais eficiente para o consumidor que a contratação de energia para atender ao crescimento do consumo (expansão) seja feita em duas licitações:

- 1. licitação inicial**, realizada com cinco anos de antecedência, pela qual será contratada energia para atender a uma dada previsão do crescimento da demanda;

**2. licitação complementar**, realizada com três anos de antecedência (dois anos após a licitação inicial), para contratação de acréscimos de demanda decorrentes de revisão da projeção utilizada na licitação inicial.

### **3.1.6.2 Oferta de projetos para licitação**

Neste Modelo Institucional o Ministério de Minas e Energia – MME oferece à licitação (inicial ou complementar) um conjunto de projetos (hidrelétricos e termelétricos) estudados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e considerados os mais econômicos para atendimento à demanda. Com o objetivo de aumentar a eficiência do processo de licitação, o montante total de capacidade (energia assegurada) dos projetos oferecidos deve exceder substancialmente o de energia licitado.

Além disso, os projetos hidrelétricos oferecidos terão a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica.

Qualquer agente poderá oferecer livremente, para as licitações, projetos alternativos ao conjunto proposto pelo MME.

### **3.1.6.3 Seleção do conjunto de projetos vencedores**

O critério de seleção é o de menor custo global (custo de investimento e operação que atenda a um critério de segurança de suprimento). Os projetos serão selecionados por meio dos seguintes procedimentos:

1. a princípio, nas licitações para energia de novos empreendimentos, os contratos devem ser de “energia disponível”, em que toda a energia produzida pela usina, de acordo com as instruções de despacho do ONS, será posta à disposição do ACR. Isso significa que os ganhos e os riscos do gerador são transferidos aos consumidores do ACR. O resultado

dessa diminuição de riscos dos geradores é uma redução nas tarifas ofertadas, contribuindo para o menor custo global;

2. os licitantes devem propor tarifas (R\$/MWh de energia assegurada) pela energia disponível do projeto (hidrelétrico ou térmico). Se houver mais de um licitante para uma mesma usina, será escolhido o de menor tarifa;

3. a geração hidrelétrica é atualmente a fonte mais competitiva; logo, deverá predominar na expansão de menor custo. Entretanto, a experiência do planejamento mostra que a expansão de menor custo global pode incluir uma parcela de geração térmica. Devido a essa possibilidade, e se necessário, será estabelecida, uma proporção desejável de geração térmica que, em complementação à geração hidrelétrica, leve ao menor custo global para o consumidor, com maior segurança de suprimento;

4. a contratação de usinas hidrelétricas ou termelétricas é sempre realizada em ordem crescente das respectivas tarifas. São contratadas as usinas nesta ordem, mantida a proporção hidro-térmica, até a última que faça a energia assegurada acumulada igualar à demanda licitada. No caso de ser econômico incluir uma parcela térmica, a contratação será efetuada a partir de listas separadas.

#### **3.1.6.4 Assinatura de contratos bilaterais**

Cada gerador contratado na licitação deve assinar contratos bilaterais separados com cada distribuidora. A soma das energias asseguradas contratadas com os distribuidores deverá ser igual à energia assegurada do gerador. Como mencionado, o objetivo desse tipo de contratação é propiciar economia de escala na licitação para a nova energia, repartir os riscos e os benefícios dos contratos e equalizar as tarifas de suprimento dos distribuidores.

#### **3.1.6.5 Incentivos e instrumentos de gestão de risco para os distribuidores**

Definiu-se um preço único de repasse da energia nova para todos os distribuidores, dado pela média ponderada dos preços dos leilões inicial e complementar, nos quais os fatores de ponderação serão as quantidades totais (soma das energias asseguradas contratadas pelos distribuidores) adquiridas nestes leilões. Entretanto, o preço que cada distribuidora paga aos geradores contratados é uma média ponderada individual, em que os fatores de ponderação serão as quantidades que aquela distribuidora adquiriu nos leilões. Dessa forma, se o preço individual de compra de energia da distribuidora for inferior ao preço de repasse único (mais eficiente que a “média do mercado”), a distribuidora terá ganho por um período de três anos. Além disso, poder-se-á admitir outros mecanismos de incentivo que reduzam o preço da energia nos leilões de compra do “pool”. Os distribuidores dispõe ainda de instrumentos de gestão de riscos e incertezas, tais como a contratação de ajustes no ACL, com um e dois anos de antecedência, a recontração de energia existente nos leilões anuais e o recebimento, ou a transferência, sem custos, de excedentes de contratos de energia de outros distribuidores. Os riscos mencionados se referem à exposição em que a distribuidora poderá incorrer quando da liquidação. Esse risco está associado às incertezas na previsão da demanda referente ao consumo regulado, de responsabilidade dos distribuidores.

### **3.1.7 Contratação de energia existente no ACR**

São realizadas anualmente licitações para contratação de energia existente. Os contratos são do tipo bilateral de energia (iguais aos contratos atuais), com diferentes prazos de duração, entre cinco e dez anos.

### **3.1.8 Consumidores livres**

Os consumidores qualificados para optar pelo seu fornecedor (consumidores livres) devem notificar esta intenção ao distribuidor local que o esteja atendendo, de acordo com a seguinte tabela de prazos:



Tabela – 3.1 – Demanda/Tempo para escolha:

<b>Demanda (MW)</b>	<b>Antecedência</b>
Entre 03 e 05	01 ano
Entre 05 e 10	02 anos
Acima de 10	03 anos

Fonte MME – Ministério de Minas e Energia

A notificação de “volta” à condição de suprimento pela distribuidora local deve ser feita com antecedência de cinco anos. Não obstante essas exigências, a distribuidora tem a prerrogativa de atender o consumidor em prazos inferiores.

Conforme dito anteriormente, as PCHs de potência superior a 1 MW e inferior 30 MW, destinada à produção independente ou autoprodução, podem comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual 500 kW. Antes, somente consumidores livres com potência maior ou igual a 3 MW e PCHs com potência maior que 500 kW poderiam comercializar energia. Essa mudança trouxe vantagens importantes para o setor como a viabilização de investimentos privado. E a partir da Lei 10.438/02 estende à energia eólica, à solar e à biomassa os benefícios da comercialização de energia com consumidor de carga maior ou igual a 500 kW, no sistema elétrico interligado. Reduziu também para 50 kW o limite mínimo de carga para comercialização de energia, quando o consumidor ou conjunto de consumidores se situar em sistema elétrico isolado. Encontra-se a Aneel, diga-se até final de setembro do ano corrente, em consulta pública para a comercialização de energia em sistemas isolados.

### **3.1.9 Acesso à nova geração hidrelétrica para o ACL**

Para ter acesso a novo projeto hidrelétrico para uso próprio ou comercialização no ACL, um agente gerador deve:

1. participar da licitação do projeto no ACR, na qual este está sendo oferecido, e ofertar a menor tarifa para toda a energia assegurada do empreendimento;

2. pagar compensação pela parcela da usina destinada a uso próprio ou à comercialização no ACL.

A compensação a ser paga anualmente, durante todo o período de concessão do empreendimento, é destinada à modicidade tarifária, sendo calculada levando em consideração a seguinte expressão (3.1):

$$(TL - T_0) \times EA \times x \quad (3.1)$$

onde:

TL - Mínimo entre a tarifa marginal de referência dos projetos integrantes da licitação e a tarifa marginal obtida na licitação para atendimento, em [R\$/MWh];

T<sub>0</sub> - Tarifa de energia assegurada ofertada pelo projeto na licitação, em [R\$/MWh];

EA - Energia assegurada do empreendimento em [MWh / ano];

X - Proporção da energia assegurada do projeto destinada ao ACL (a diferença seria contratada com o ACR).

### 3.2 Novos agentes institucionais

De acordo com a legislação, atualmente há os seguintes agentes no setor:

- **Empresa de Pesquisa Energética – EPE:** instituição técnica especializada, com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, pelo MME, da função de efetuar o planejamento energético;

- **Câmara Comercializadora de Energia Elétrica – CCEE:** instituição que sucedeu o Mercado Atacadista de Energia – MAE, incorporando as estruturas organizacionais e operacionais relevantes, em particular a contabilização e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrador dos contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados;

- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE:** instituído no âmbito do MME, com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento. No caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, causados, por exemplo, por atrasos no cronograma de construção de geradores, o CMSE poderá propor medidas preventivas, inclusive sinais de preço, ou de constituição de reserva conjuntural, para restaurar os níveis adequados de segurança, ao menor custo para o consumidor.

Foram feitas também alterações e reforços no papel de agentes institucionais existentes, destacando-se a definição do exercício do Poder Concedente como atribuição do MME e a ampliação da autonomia do ONS, que passa a ter uma diretoria com mandato fixo e não coincidente, de modo semelhante ao modelo vigente nas agências reguladoras.

### **3.3 Licitações**

#### **3.3.1 Licitação para novos empreendimentos de geração**

##### **3.3.1.1 Formação da lista de projetos candidatos e definição de preços-teto**

Na realização da licitação de novos empreendimentos de geração a EPE:

(i) consolida o mercado informado pelas concessionárias de distribuição em cada área, pelos consumidores livres e comercializadores;

(ii) estima para os projetos, hidrelétricos e térmicos, preços unitários de energia assegurada, em R\$/MWh. No caso das usinas hidrelétricas, este preço será dado considerando a razão:

$$PUH = PF/(CEA*AJP) \quad (3.2)$$

onde:

PUH – preço unitário da usina hidrelétrica, em [R\$/MWh];

PF – parcela fixa dos custos, incluindo investimento anualizado referente à usina e à sua conexão à rede básica, além da estimativa da tarifa por uso do sistema de transmissão e de distribuição, quando for o caso, em R\$/ano;

CEA – certificado de energia assegurada da usina, emitido pela ANEEL, em MWh/ano;

AJP – fator estimado de ajuste para perdas até o “centro de gravidade” do submercado;

No caso das usinas termelétricas, o preço unitário, também em R\$/MWh, será calculado considerando a expressão:

$$PUT = (PF + COT)/EAT \quad (3.3)$$

onde:

PUT – preço unitário da usina, em [R\$/MWh];

PF – componente fixo dos custos, em R\$/ano, incluindo anualização do investimento, custos fixos de O&M (Operação e Manutenção) e custo fixo do contrato de “take or pay”, se for o caso;

COT – valor esperado do custo operativo, em R\$/ano, que depende da potência disponível da usina, da geração mínima e do custo variável de operação;

EA – energia assegurada da térmica, em [MWh por ano].

(iii) propõe uma lista de projetos, por ordem crescente de mérito econômico, para o atendimento à expansão do consumo. Com o objetivo de aumentar a efetividade do processo de licitação, o montante total da energia assegurada da lista de projetos deverá exceder substancialmente a demanda prevista. Se justificado para obter a melhor relação entre custo e segurança, será estimada uma parcela de geração termelétrica que deverá ser contratada em complementação às hidrelétricas. Além disso, deverá ser considerada limitação de impacto tarifário como condicionante na definição da proporção térmica. A lista de projetos a licitar, além de compreender hidrelétricas e termelétricas (incluindo co-geração), poderá também contemplar fontes alternativas (PCH's, biomassa, eólica e outras) e importação de energia;

(iv) dá o suporte para o processo licitatório dos novos aproveitamentos de geração: ordenamento das usinas por preço crescente, até que a energia assegurada total atenda à demanda total projetada; cálculo do custo marginal de referência (custo da energia da última usina colocada), que será usado como “teto” para o cálculo da compensação que um gerador deve pagar, caso deseje usar uma parcela ou a totalidade da energia de uma usina hidrelétrica para uso próprio ou para comercialização no ACL, na condição de PIE.

(v) sugere ao MME o tipo de contratação da energia no ACR (contrato de quantidade de energia ou contrato de energia disponível).

No processo de licitação o MME:

(vi) aprova a lista de usinas candidatas com as respectivas tarifas-teto, e a eventual parcela mínima obrigatória da energia destinada ao ACR, subdividida em listas diferenciadas pela tecnologia, sendo uma para geração hidrelétrica e outra para geração termelétrica;

(vii) aprova o preço marginal da energia;

(viii) determina valor da UBP (uso de bem público) a ser considerado no caso de concessão de hidrelétricas, mesmo na hipótese de concessão de prestação de serviço público;

(ix) especifica tipo de contrato: contrato de quantidade de energia e contrato de disponibilidade de energia;

(x) determina à ANEEL promover a licitação para atendimento ao mercado.

### **3.3.1.2 Licitação propriamente dita**

A ANEEL promove a licitação, caracterizada como segue:

- Critério de julgamento - o menor preço global da energia assegurada ofertada ao ACR;
- Contrato de concessão ou autorização;
- Contrato de longo prazo para venda de energia ao “pool” (15 a 35 anos) e
- Modalidade contratual: contrato de disponibilidade de energia ou contrato de quantidade de energia.

Os proponentes apresentam propostas de preço de energia (R\$/MWh para a energia assegurada) para as usinas incluídas na lista de projetos e/ou para usinas alternativa às dessa lista.

O preço pode ser calculado pelo ofertante como segue:

- **Contrato de energia disponível.** Os licitantes propõem tarifas (R\$/MWh para a energia assegurada) pela energia disponível do projeto (hidrelétrico ou termelétrico). As informações complementares para o cálculo desse preço unitário, tais como o fator de ajuste para perdas (AJP), o valor esperado do custo operativo (COT) e a energia assegurada das usinas térmicas (EAT) serão extraídos de tabelas preparadas com antecedência pela EPE e publicadas com antecedência à licitação;
- **Contrato de quantidade de energia** - os proponentes oferecem uma tarifa [R\$/MWh] para cada projeto. O montante de energia [MWh/ano] a ser contratado, no caso de hidrelétricas, será igual ao certificado de energia assegurada emitido pela ANEEL. No

caso das termelétricas, o montante de energia a ser contratado será igual à energia assegurada EAT, calculado e publicado com antecedência como descrito no item anterior.

A contratação de usinas hidrelétricas ou termelétricas é sempre realizada em ordem crescente dos respectivos preços unitários, até atender à demanda licitada.

No caso de ser econômico incluir uma parcela térmica, a contratação será efetuada a partir de listas separadas.

Uma vez apurados os preços unitários, a Aneel deve proceder de acordo com as seguintes ações:

(a) determina a oferta de menor preço para cada usina;

(b) ordena as usinas que tiveram oferta, sejam pertencentes ou não à lista sugerida pelo MME, por tarifa ofertada crescente;

(c) seleciona as usinas cuja energia assegurada total ofertada para o ACR atenda à demanda licitada;

(d) divulga os proponentes das usinas selecionadas vencedores da licitação.

O MME outorgará aos vencedores da licitação para novos empreendimentos:

- Concessão de prestação de serviço público ou de uso de bem público, no caso de hidrelétricas, pelo prazo de concessão de até 35 anos;

- Autorização ou concessão, no caso de termelétricas, pelo prazo de até 30 anos.

O edital de licitação deve prever em que condições haverá obrigatoriedade (ou não) de criação de nova empresa, como, por exemplo, para o caso de vencedores que já detenham concessão de atividades excludentes.

### **3.3.1.3 Compensação pelo uso da energia hidráulica fora do “pool”**

O vencedor de uma licitação pode destinar parte da energia assegurada de uma hidrelétrica para uso próprio e/ou comercialização no ACL, obedecidas as seguintes condições:

- o agente declara, junto com a oferta de preço, a fração da energia assegurada da usina destinada para uso próprio e/ou venda no ACL;
- o agente ganha a licitação por menor oferta de preço para a usina desejada;
- o agente compensa os consumidores com tarifa regulada, por meio de pagamento anual pela fração da energia assegurada da usina que deseja usar para consumo próprio e/ou venda no ACL. O pagamento será calculado considerando:

$$(TL- TO) \times EA \times PA \quad (3.4)$$

onde:

TL Mínimo entre a tarifa marginal de referência, publicada com antecedência, e a tarifa marginal obtida na licitação, em [R\$/MWh] de energia assegurada.

TO Tarifa ofertada pelo projeto na licitação, em [R\$/MWh] de energia

EA Energia assegurada do empreendimento, em [MWh/ano]

PA Proporção da energia assegurada do projeto destinada ao ACL (a diferença seria contratada com o ACR)

#### **3.3.1.4 Formalização dos contratos**

A CCEE calcula o preço médio da energia vendida ao pool (VL5 e VL3) e formalizará os contratos entre os geradores vencedores da licitação e o conjunto de distribuidores ( pool ), com prazo de 15 a 35 anos e início de entrega de energia em 5 anos ou em 3 anos.



### **3.3.2 Licitação para geração existente**

A quantidade de energia a ser licitada será consolidada pela EPE a partir de declarações das concessionárias.

Esses contratos se destinam a substituir aqueles que estejam chegando ao fim. Dessa forma, a quantidade de energia declarada como necessária pelas concessionárias para o mercado atual, individualmente consideradas, não poderá ser superior ao montante que será descontratado, levando em conta o balanço da movimentação de consumidores livres.

Os leilões são promovidos pela Aneel.

Os contratos resultantes terão diferentes durações (entre três e quinze anos), com início de entrega em janeiro do ano seguinte ao da realização do leilão.

### **3.3.3 Licitação individual de projetos aprovados pelo CNPE**

A licitação individual de projetos aprovados pelo CNPE será conduzida pela ANEEL, pelo menos cinco anos antes da realização do bloco da carga ao qual o projeto deverá atender (ou estar associado).

O critério de seleção é o de menor preço da energia assegurada proposto para o ACR pelo licitante, a partir de um teto pré-definido.

Ao vencedor da licitação é outorgada a concessão ou a autorização, juntamente com o contrato de venda de energia ao pool por prazo não inferior a 15 anos.

O vencedor da licitação pode destinar parte da energia assegurada da usina para uso próprio ou para comercialização no ACL, na forma definida no item 4.1.3.

### **3.3.4 Licitação da concessão de usinas hidrelétricas em operação**

No caso de não-prorrogação da concessão de uma usina hidrelétrica, a ANEEL conduz a licitação para novo contrato de concessão com, no máximo, um ano de antecedência da data em que expira a concessão vigente.

O critério de seleção é o de menor preço da energia assegurada proposto para o ACR pelo licitante, para contratos com duração máxima de 20 anos, a partir de um teto pré-definido.

O preço teto da licitação é definido pelo MME, considerando:

- custos de operação e manutenção da planta (incluindo compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos);
- remuneração de investimentos em repotenciação e modernização a serem realizados;
- pagamento de UBP, pré definida no Edital.

Ao vencedor da licitação é outorgada concessão por prazo não superior a 20 anos.

O vencedor assumirá os contratos de venda de energia vigentes na data da licitação.

O vencedor da licitação poderá destinar parte da energia assegurada da usina para uso próprio ou para comercialização no ACL, desde que compense o ACR, na forma definida no item 3.1.3.

### **3.4 Contratação da energia**

#### **3.4.1 Aspectos gerais**

As contratações no ACR e no ACL devem observar as regras e os procedimentos específicos. A princípio, as regras para registro de contratos e contabilização e liquidação de diferenças contratuais permanecem inalteradas. O modelo de contratação dos serviços de geração apresentado a seguir se refere ao sistema interligado e ao ACR.

A contratação regular no ACR é formalizada em contratos bilaterais entre cada gerador e cada distribuidor, e os pagamentos deles decorrentes serão efetuados diretamente entre as partes, sem interferência da CCEE. A única exceção a essa regra é a Usina de Itaipu, cuja energia permaneceu sendo comercializada pela ELETROBRÁS, apenas, para os distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul. O suprimento contratado no ACR implica, conseqüentemente, uma tarifa de referência (média) única para o “pool”. Contudo, as tarifas de aplicação para cada distribuidora podem ser diferentes em função das características específicas da demanda de cada concessionária. As tarifas publicadas até o final do exercício anterior ao de sua aplicação são previstos mecanismos de compensação (CVA) que permitam minimizar os efeitos financeiros da não-coincidência entre a data de reajuste da tarifa de suprimento (associada a leilões e licitações de compra de energia) com as datas de reajuste tarifário dos distribuidores (fixados nos respectivos contratos de concessão).

### **3.4.2 Contratação no Ambiente de Contratação Regulado - ACR**

Estão previstos três tipos básicos de contratação no “pool”:

- contratação de nova geração;
- contratação de geração existente;
- contratação de ajuste.

### **3.4.3 Contratação de nova geração**

A expansão da carga é atendida por geração nova e será implementada por licitações com cinco e três anos de antecedência, em relação ao ano de realização do mercado. O objetivo é permitir que os distribuidores gerenciem de forma eficiente as incertezas relacionadas à evolução da demanda.

A energia de novos empreendimentos de geração pode ser contratada no ACR, assegurando aos geradores uma receita pela contratação, mediante duas modalidades contratuais, a critério do MME:

- **contratos de quantidade de energia** – iguais aos atualmente chamados contratos bilaterais de energia e aos contratos iniciais, nos quais os riscos ônus e bônus da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, arcando eles com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada;

- **contratos de disponibilidade de energia** – nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada (“placa”), são alocados ao “pool” e repassados aos consumidores regulados.

#### **3.4.3.1 Contratação com cinco anos de antecedência (A-5)**

O volume de energia a ser contratado é informado pelos distribuidores.

A contratação de energia pelo “pool” é feita por meio de licitação, a ser conduzida pela ANEEL, com preço teto definido pelo MME, com base em estudos da EPE.

Os contratos com o “pool” (CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia) terão duração de 15 a 35 anos e o início de suprimento, em 5 anos.

O repasse de preço às tarifas é integral em todo o prazo contratual para os volumes contratados em A-5. No entanto, prevê-se a aplicação de mecanismo de incentivo nos três primeiros anos de suprimento de energia, conforme detalhado abaixo.

#### **3.4.3.2 Contratação com três anos de antecedência (A-3)**

O processo de contratação de energia, o de outorga de contratos de concessão, o mecanismo de repasse de preço (com incentivo) à tarifa e o elenco de projetos a licitar para contratação em A-3 são os mesmos da contratação anterior.

O preço teto é fixado levando em conta os projetos com prazo de maturação não superior a três anos.

O volume de energia assegurada a ser contratado pelo “pool” é limitado a 3% da carga de cada distribuidora, medida em A-5(contratação de cinco anos), ou a proporção a ser definida pela regulamentação, considerando as características da carga de cada concessionária.

### 3.4.3.3 Incentivo à contratação em A-5

Nos três primeiros anos de suprimento, os distribuidores repassam às tarifas de fornecimento um **valor de referência** (VR), aplicado ao montante adquirido em cada contratação regular, calculado levando em consideração a seguinte média ponderada:

$$VR = [VL5 * Q5 + VL3 * Q3] / [Q5 + Q3] \quad (3.5)$$

onde :

em que VL5, VL3, Q5 e Q3 são respectivamente os valores médios de aquisição de energia e as quantidades adquiridas nas licitações com 5 e 3 anos de antecedência.

Nos três primeiros anos de suprimento, os distribuidores pagam o preço obtido em leilão para cada bloco de energia (VL5 e VL3) aplicado ao respectivo montante contratado.

O VR, que é publicado pela ANEEL, representa o preço que resulta dos montantes contratados pelo conjunto dos distribuidores e preve-se os seguintes sinais de estímulo:

- se a tarifa média ponderada de uma distribuidora for **inferior** ao VR, a diferença entre VR e sua tarifa média constituirá um ganho, por três anos;
- se a tarifa média ponderada da distribuidora for **superior** a VR, a diferença entre sua tarifa média e o VR não pode ser repassada por três anos.

Observa-se que, como o repasse ao consumidor é sempre efetivado pelo valor médio ponderado da compra em A-5 e A-3, representando apenas uma transferência entre distribuidores, a aplicação do citado mecanismo de incentivo não implica aumento de tarifa.

Nos anos seguintes ao terceiro ano de suprimento, os distribuidores repassam às tarifas do pool o preço efetivamente obtido nos leilões, aplicado ao montante adquirido em cada contratação regular.

#### **3.4.3.4 Contratação de ajuste**

O atendimento a necessidades superiores aos limites fixados para aquisição com três anos de antecedência é feito por contratos bilaterais de ajuste.

Esta contratação bilateral é realizada por meio de leilão público, com antecedência de até dois anos, autorizado pela Aneel, exclusivo da(s) distribuidora(s) com parcela de mercado não coberto pela contratação em A-3.

Os contratos bilaterais assim estabelecidos são específicos de cada distribuidora e terão duração máxima de dois anos.

O repasse dos preços desses contratos às tarifas de fornecimento é pelo valor mínimo entre o preço contratado e o VR calculado no ano corrente em função dos preços VL5 e VL3 efetivamente aplicáveis à energia entregue no ano corrente.

#### **3.4.3.5 Contratação da geração existente**

Esta contratação visa atender à carga existente das concessionárias e é feita por meio de leilões.

A contratação é na modalidade “contratos de quantidade de energia”, em que a cobertura dos custos operacionais e o gerenciamento dos riscos da operação energética ficam sob a responsabilidade dos geradores contratados.

Os contratos tem no mínimo 3 e no máximo 15 anos de duração, para início de suprimento em janeiro do ano seguinte ao do leilão.

Nesta contratação, os preços obtidos nos leilões são integralmente repassados à tarifa.

#### **3.4.3.6 Gerenciamento do risco de mercado pelos distribuidores**

Como visto nos itens anteriores, os distribuidores dispõem dos seguintes instrumentos de gerência de risco:

- estratégia de contratação de energia (A-5 e A-3);
- contratação de ajuste a partir de A-2;
- ajuste nos contratos com geradores existentes a cada licitação anual.

Além desses instrumentos, há anualmente a possibilidade de rateio de sobras e déficits de energia contratados pelos distribuidores no âmbito do pool, o que equivale a ceder/receber excedentes de energia contratada **sem ônus financeiro**. Nesse caso, a entrega ou o recebimento de excedentes de energia contratada é efetivada em MWh, sem que sejam alterados os compromissos de pagamentos/recebimentos decorrentes do mecanismo de incentivo anteriormente definido.

#### **3.4.3.6 Cláusula de risco nos contratos**

Os contratos de quantidade de energia do ACR devem ter cláusulas de ajuste dos volumes contratados em caso de racionamento, na mesma proporção da redução de

consumo decretada pelo Poder Concedente, ou ainda pelo valor medido. O regulamento específico é definido posteriormente.

#### **3.4.3.7 Contratação no ACL**

No ACL os contratos podem ser livremente pactuados entre os agentes, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de “hedge”(cláusulas de segurança, lastro) a critério dos próprios interessados. Ressalta-se, no entanto, que concessionárias de geração estatais e concessionárias de distribuição, mesmo quando contratando no ACL, deverão promover necessariamente um processo de leilão público, cujos editais, incluindo os contratos, são previamente aprovados pela Aneel.

#### **3.4.3.8 Desvios na contratação dos comercializadores e dos consumidores livres**

Para efeito de contabilização e liquidação, as diferenças contratuais são valoradas ao PLD e liquidadas mensalmente. A aplicação de penalidade incide quando os comercializadores e os consumidores livres não comprovarem contratação de 100% de seu consumo medido, em base anual. Quando houver subcontratação, o agente paga uma penalidade baseada no máximo entre PLD e a tarifa VR vigente no ACR. Quando houver sobrecontratação, a diferença será valorada pelo PLD. Os montantes resultantes de aplicação de penalidades são revertidos para a modicidade tarifária no ACR.

### **3.5 Administração dos contratos no ACR**

#### **3.5.1 Aspectos gerais**



A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizada de distribuição e de geração é realizada por meio de relações bilaterais, que tratam da contratação de energia, sob a administração da CCEE.

A contratação de energia por parte dos distribuidores é feita compulsoriamente no ambiente de contratação regulada. As exceções a essa regra são a Usina de Itaipu, cuja energia permanece sendo comercializada pela ELETROBRÁS, aos distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, a geração distribuída e o PROINFA em sua primeira fase.

Toda contratação administrada pela CCEE deve ser precedida de processo de licitação pública, conduzido pela ANEEL, que resulta no estabelecimento de receita anual permitida dos geradores, a qual é paga em base mensal.

Os contratos são bilaterais entre geradores e distribuidores, e seus respectivos fluxos financeiros ocorrerão diretamente entre as partes sem a interferência da CCEE, cuja função é administrar a contratação e proceder à contabilização e à liquidação.

São utilizados contratos padronizados, de conhecimento público, os quais são partes integrantes dos respectivos editais de licitação.

A tarifa de suprimento resultante da contratação administrada pelo CCEE é, a princípio, única para todo o Sistema Interligado Nacional, podendo-se vir a admitir mecanismos de incentivo à modicidade tarifária associados às licitações de compra de energia para o pool.

As tarifas de aplicação de suprimento, no entanto, podem ser diferenciadas por região ou concessionária.

A CCEE deve operar de acordo com Procedimentos de Contratação de Energia homologados pela ANEEL.

Cada distribuidor é obrigado a firmar um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com cada gerador que estiver fazendo o suprimento de energia para o pool, tendo a CCEE como interveniente.

Estes contratos, juntamente com os contratos iniciais, bilaterais vigentes e os de ajuste, deverão garantir o atendimento a 100% do mercado previsto pelos distribuidores, individualmente considerado.

O CCEAR deve prever como uma das obrigações à constituição e a manutenção de garantia pelo distribuidor. O respectivo Contrato de Constituição de Garantias (CCG) deve ser assinado na mesma data de assinatura do CCEAR.

O CCG rege principalmente a forma pela qual poderão ser executadas as garantias em caso de inadimplemento por parte do distribuidor.

Todos os dados referentes à contratação no “pool” são públicos, em especial aqueles relativos a: quantidades contratadas; tarifas praticadas para cada distribuidor; prazos dos contratos; inadimplências e desvios de mercado.

O resultado do primeiro leilão de energia frustrou alguns empresários do setor e causou forte impacto negativo nas ações das geradoras. Os papéis da Eletrobrás, por exemplo, fecharam o dia na Bovespa com queda de 9,81% (ações ON) e de 9,24% nas PN. Os papéis preferenciais das geradoras Copel, do Paraná, e Cemig, de Minas Gerais, encerraram o pregão em baixa de 7,83% e 5,43%, respectivamente. O Ministério de ME, considerou o leilão um sucesso.

A avaliação é a de que os valores da energia para os próximos três anos poderão comprometer a capacidade de realização de novos investimentos. Entretanto, há quem afirme que a empresa geradora poderia suportar uma tarifa de até R\$ 66 o megawatt-hora (MWh), com entrega a partir de 2005, para não ficar descapitalizada. Mas o leilão terminou a primeira fase com preço de R\$ 62,10. Na fase final, o valor caiu para R\$ 57,51.

O Ministério de ME declarou não acreditar que o patamar de preços do leilão vá comprometer a expansão do setor. Afirmou-se que a tarifa média dos contratos atuais é de R\$ 61 por MWh.

Nesse leilão, dos 18 geradores inscritos, seis desistiram antes da segunda etapa da licitação. Apesar da oferta ter sido maior do que a demanda, faltou energia para as distribuidoras contratarem 100% do mercado em 2005 e 2006. Alguns vendedores preferiram ficar com energia "sobrando", como a Cesp – Companhia Energética de São Paulo e a Tractebel Energia. Para 2006, as distribuidoras conseguiram comprar 91,74% de suas necessidades. Em 2005, fecharam a compra de 98%. O giro financeiro, esperado entre R\$ 100 bilhões e R\$ 120 bilhões, fechou em R\$ 72 bilhões.

O MME conseguiu fechar o primeiro leilão de energia velha, produzida por usinas já existente no País. No total, foram negociados 17.008 megawatts (MW) médios, que somaram cerca de R\$ 72 bilhões em contratos com duração de oito anos. Os preços tiveram quedas expressivas, que variaram, em média, entre 28% e 21%.

Nos contratos válidos a partir de 2006, o preço inicial, estipulado pelo governo, de R\$ 80,00 o MW/hora recuou para a média de R\$ 57,51 o MWh no fim do leilão. Para os contratos a partir de 2006, o preço caiu de R\$ 86,00 para uma média de R\$ 67,33. E para entregas a partir de 2007, o valor foi reduzido de R\$ 96,00 para uma média de R\$ 75,46.

A venda de energia no leilão cobriu 95,99% da quantidade de eletricidade demandada pelas 35 distribuidoras que participaram do evento. O lote que teve menos oferta foi o de contratos para fornecimento de eletricidade a partir de 2006, que cobriu apenas 91,74% da energia demandada pelo mercado. Já os contratos a partir de 2007 atenderam 100% da procura e o de 2005, 95,99%.

Segundo o MME, os resultados estão sendo analisados para verificar a quantidade de energia que será ofertada agora. Afirmou-se ainda que poderá ser incluída a energia que foi ofertada para entrega a partir de 2005 e 2006, mas não negociada.

### **3.5.2 Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR)**

Este contrato está pautado nos seguintes termos:

a) partes:

É celebrado por gerador que fizer suprimento de energia ao ACR com cada um dos distribuidores, tendo a CCEE como interveniente;

b) objeto:

Este contrato define, dentre outros aspectos:

- a modalidade de contratação da energia dos geradores;
- a receita anual do gerador e
- as condições de administração dos contratos, de cobrança e liquidação dos valores a serem pagos ou recebidos;

c) pagamento:

- o gerador tem direito de receber mensalmente, a partir do início de vigência do contrato, um duodécimo da parcela de sua receita anual que couber à distribuidora signatária;

- a receita anual será a resultante dos processos licitatórios que o gerador tenha vencido para venda de energia no âmbito do ACR;

- a CCEE apura anualmente a parcela da receita atribuída a cada um dos distribuidores do ACR.

d) vigência:

- para as usinas existentes - três a quinze anos;

- para as novas usinas - 15 a 35 anos.

e) direitos e deveres das partes:

- no caso de contratos por quantidade de energia, o comprador terá direito a determinado montante de energia, a ser abatido da energia alocada ao gerador na CCEE em cada período de apuração, de acordo com as regras e os procedimentos da CCEE e as cláusulas específicas do contrato;

- no caso de contratos por disponibilidade de energia, o comprador terá direito à parcela da energia alocada ao gerador, proporcional ao montante contratado, de acordo com as regras e os procedimentos do CCEE e as cláusulas específicas do contrato;

f) penalidades:

- penalidades por indisponibilidade e desvio de geração em relação aos índices de desempenho estabelecidos pela ANEEL;

- penalidades por eventual inadimplência do distribuidor;

g) garantias:

- são bilaterais e constituídas fundamentalmente por recebíveis da distribuidora, convencionados pelo CCG.

h) solução de controvérsias:

- Existe instância de conciliação mediada pela CCEE;

- os recursos de decisões administrativas da CCEE deverão ser solucionados pela ANEEL;

- É constituída Câmara de Arbitragem para solução de conflitos de comercialização;

- cabe à esfera judicial o exame de matéria regulatória e conflitos sobre direitos indisponíveis.

### **3.5.3 Contrato de constituição de garantias (CCG)**

Este contrato está pautado nos seguintes termos:

a) das partes:

É firmado entre cada agente de distribuição e agentes de geração, com interveniência da CCEE, e uma ou mais instituições financeiras, sendo uma delas o banco gestor das garantias;

b) do objeto:

Estabelece garantias e seu mecanismo de acionamento, visando ao fiel cumprimento dos pagamentos avençados no CEAR;

• mecanismo de garantia:

- liquidação bilateral, podendo ser centralizada;
- cada distribuidor indica seu banco gestor;
- a adimplência e as eventuais inadimplências são bilaterais;
- o gerador informa a CCEE a inadimplência do distribuidor;
- a CCEE dá o comando ao banco gestor para acionar o Mecanismo de Garantias;
- o banco gestor bloqueia os recursos na conta vinculada e as demais contas arrecadoras do distribuidor inadimplente;
- os valores ingressados pelo Mecanismo de Garantias são depositados na conta do gerador credor;
- o mecanismo somente cessa quando for quitada a inadimplência.

### **3.5.4 Garantias complementares**

São constituídas por ativos financeiros a ser aportado pelo distribuidor no banco gestor.

Estas garantias são acionadas depois de decorridos alguns dias (p.ex. 5) da data prevista para o pagamento da fatura, caso os recursos canalizados para a conta especial sejam insuficientes para a liquidação integral do débito. Somente neste caso, o banco gestor aciona as garantias complementares.

### **3.5.5 Garantias alternativas**

Para contratos de pequeno valor e a critério do gerador, pode ser adotada a fiança bancária, ou mecanismo similar de garantias, em substituição à obrigação de celebrar o contrato de constituição de garantias.

## **3.6 Geradores**

### **3.6.1 Aspectos gerais**

A atividade de geração é competitiva. Todos os geradores vendem energia tanto no ACR quanto no ACL.

Como mencionado nos capítulos anteriores, existem dois tipos básicos de contratos para a venda da energia dos geradores, diferenciados pela alocação do risco do suprimento de energia tais: risco hidrológico e de uso dos reservatórios para compensar atraso de obras, variação na carga etc:

- **contratos de quantidade de energia**, em que o risco corre por conta do gerador;

• **contratos de disponibilidade de energia**, em que o risco é totalmente transferido ao comprador.

Impactos financeiros decorrentes de desempenho insatisfatório dos geradores, tais como atraso de obras, saídas além dos padrões permitidos, dentre outras, devem ter penalidades associadas.

Adicionalmente, a ANEEL deve estabelecer padrões de qualidade para os geradores conectados aos sistemas. Esses padrões devem induzir a uma redução progressiva das indisponibilidades dos geradores.

### **3.6.2 Caracterização dos geradores**

Geradores podem ser

- **Concessionários de Serviço Público de Geração – CSPG;**
- **Produtores Independentes de Energia Elétrica – PIE;**
- **Autoprodutores;**

Empresas estatais somente podem vender sua energia por processos transparentes, isonômicos e impessoais como, por exemplo, licitações públicas (leilões de venda ou de compra dos distribuidores e consumidores livres). PIE comercializam energia por sua conta e risco.

Os Geradores (CSPG e PIE) podem vender energia para:

- conjunto de distribuidores, no ACR, mediante licitação, por meio da CCEE, com vistas à contratação regular;
- comprador individual, por intermédio de leilão público de compra operacionalizado pela CCEE, com vistas à contratação regular de ajuste;
- constituição de reserva;
- consumidores livres;



- comercializadores, para atendimento a consumidores livres;
- consumidores regulados atendidos por concessionárias de distribuição, desde que integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o gerador também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;
- exportação, dependendo de autorização do Poder Concedente e de registro das operações na CCEE.

### **3.6.3 Geradores hidrelétricos**

A geração hidrelétrica depende de concessão de uso de bem público, outorgada pelo Poder Concedente, sempre precedida de licitação, ou de autorização, em função do porte da usina.

Todo contrato de concessão de usinas hidrelétricas pode ser prorrogado, a critério do Poder Concedente, por prazo não superior a 30 anos. Para garantir a operação energética otimizada, é mantido o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE pelo qual a cada usina é alocada uma quantidade de energia, calculada em função da energia assegurada e do despacho ótimo. A energia alocada é a base para a liquidação dos contratos dos geradores hidrelétricos. Na modalidade de contratos de quantidade de energia, o risco da exposição é do gerador. Na modalidade de disponibilidade de energia, o risco é do comprador, isto é, a gestão da exposição no mercado de liquidação de diferenças contratuais (curto prazo) é de responsabilidade dos próprios compradores (“pool”, comercializador ou consumidor livre).

### **3.6.4 Outros geradores**

Outras fontes de geração de pequeno porte como as pequenas centrais hidrelétricas, fontes alternativas, cogeração devem disputar o mercado de acordo com sua competitividade, observadas as disposições específicas da política energética nacional; a legislação pertinente e que não haja lacunas que impossibilitem tais negociações.

A compra de energia de outras fontes de geração, não despachadas centralizadamente, pode ser feita:

- diretamente por distribuidores, quando conectadas na sua rede de distribuição, comercializadores ou consumidores livres;
- por distribuidores no ACR, pelos leilões da CCEE.

### **3.6.5 Contratação entre geradores**

Geradores podem contratar energia com outros geradores para administrar seu risco de exposição no mercado de curto prazo.

Empresas estatais somente podem comprar esta energia mediante processo licitatório na forma de leilão.

O total da quantidade de energia vendida nos contratos realizados pelos geradores deve ser igual ao total da energia assegurada destes.

Geradores que participam do despacho centralizado para garantir a operação interligada, devem ter dispositivo “contratual” adequado de forma a permitir cobertura dos fluxos financeiros decorrentes

- da otimização energética e
- da indisponibilidade de geração dentro dos parâmetros estabelecidos pela ANEEL.

## **3.7 Consumidores Livres e Comercializadores**

### **3.7.1 Consumidores Livres**

Consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em qualquer nível de tensão, são considerados consumidores livres e podem optar entre:

- continuar sendo atendidos pelo distribuidor local;
- comprar energia diretamente de um produtor independente; ou
- comprar energia por meio de um comercializador.

A contratação livremente negociada nas duas últimas opções abrange toda ou parte da carga do consumidor, vedada a possibilidade de transferência de carga entre as instalações de medição correspondentes aos contratos regulados e livremente negociados. A regulação específica deve ser editada pela ANEEL.

Os prazos para consumidores migrarem para o ACL são os seguintes:

- demanda máxima de 3 a 5 MW: 1 ano;
- demanda máxima de 5 a 10 MW: 2 anos;
- demanda máxima acima de 10 MW: 3 anos.

Prazo de liberação menor deve ser objeto de negociação direta entre consumidor e distribuidor, garantida ao distribuidor a prerrogativa de aceitar ou não o pedido de migração. O retorno à condição de consumidor com contrato regulado com o distribuidor deve ser solicitado com antecedência mínima de 5 anos. Antecedência menor deve ser objeto de negociação direta entre consumidor e distribuidor, garantida ao distribuidor a prerrogativa de aceitar ou rejeitar o pedido de migração. A condição de consumidor livre enseja a celebração de contratos de uso do sistema de transmissão e de distribuição e de contratos de conexão, garantido o livre acesso a esses sistemas. Em qualquer caso, o contrato de uso deve ser de, no mínimo, 3 MW. A condição de consumidor livre não desobriga o consumidor dos encargos referentes à CCC do sistema isolado e dos outros encargos de caráter sistêmico (RGR, CDE, taxa de fiscalização da ANEEL, contratação da reserva conjuntural de energia etc.).

Caso um consumidor livre tenha seu contrato de compra de energia (com um gerador ou um comercializador) expirado e a renovação, ou o novo contrato, não tenha sido

providenciado, deve ser aplicada a penalização prevista por subcontratação. Na parcela relativa à liquidação no mercado de curto prazo, o pagamento deve ser efetivado por meio da distribuidora que fornece o serviço de rede (que é membro da CCEE), a qual repassa ao consumidor livre o valor pago acrescido dos encargos (acréscimo de perdas na rede básica, por exemplo) e dos impostos associados. Já a penalização prevista por exposição ao mercado de curto prazo deve ser paga diretamente pelo próprio consumidor livre.

### **3.7.2 Comercializadores**

Os comercializadores desempenham as seguintes atividades:

- comprar e vender energia de geradores;
- comercializar energia com consumidores livres;
- comercializar energia com concessionárias de distribuição, em contratos com duração não superior a dois anos, participando dos leilões promovidos pela CCEE (contratação de ajuste dos distribuidores);
- representar geradores nos leilões de mercado do “pool” .

Os comercializadores representam geradores nos leilões de mercado do “pool” nas seguintes condições:

- as ofertas de venda de parte do mercado devem estar lastreadas por energia assegurada de empreendimentos específicos;
- as plantas relacionadas não podem servir de lastro para nenhuma outra transação do comercializador.

## **3.8 Tarifas**

A atual metodologia de cálculo tarifário dos distribuidores, utilizada pela ANEEL, define a estrutura da tarifa com base nos custos marginais de fornecimento.

A ANEEL deve disponibilizar e publicar as tarifas e os dados utilizados na sua definição considerando as tarifas com e sem eventuais subsídios cruzados.

Consumidores cativos com demanda maior que 1 MW devem assinar com os distribuidores contratos de consumo de energia pelo prazo mínimo de 1 ano, com recontração anual. Esse contrato deve prever multa por ultrapassagem em termos de consumo e demanda.

As faturas de energia para os consumidores cativos devem, necessariamente, discriminar as parcelas relativas à compra de energia, ao uso de transmissão e distribuição, aos encargos e aos impostos.

A tarifa de suprimento do “pool” será o valor unitário que o conjunto de distribuidores paga pela compra de energia adquirida no pool pela CCEE (tarifa de referência - TR).

As tarifas que são aplicadas a cada concessionária individualmente podem refletir políticas públicas, explicitamente definidas, alterando o custo da parcela de geração entre os diversos distribuidores.

De acordo com o exposto, pode-se dizer, então, que existe:

- uma tarifa de referência que representa a média de todas as compras de energia efetuadas no âmbito do “pool”; e
- uma tarifa de aplicação, que representa o custo unitário que cada distribuidor irá pagar pela energia comprada no âmbito do “pool”. A relatividade entre as tarifas de aplicação será definida pelo MME.

É garantido o repasse integral ao consumidor final da tarifa de aplicação associada ao suprimento. Além disso, considera-se que as datas de reajuste tarifário são diferentes para cada concessionário prevendo a instituição de mecanismo que assegure efeito

econômico equivalente a todos os distribuidores, independentemente da data de reajuste tarifário.

A tarifa de aplicação é ajustada anualmente levando-se em conta

- o reajuste previsto para a receita anual relativa aos contratos da CCEE;
- a incorporação de novos geradores e mercados;
- os excedentes ou os déficits financeiros eventualmente gerados no processo de contabilização e liquidação das diferenças contratuais do ano anterior;
- a variação dos custos operativos previstos no planejamento da operação no ano anterior;
- a variação no custo estimado para as perdas de transmissão imputado aos geradores do “pool” (contratados de energia nominal) e
- outros excedentes financeiros eventualmente gerados pela operação otimizada do Sistema.

### **3.9 Exposição do “pool”**

A contratação de geração por disponibilidade de energia das usinas novas pode gerar situações de exposição do “pool” relativamente a essas contratações. Nesse caso, a cobertura financeira dessa exposição é feita inicialmente pelo gerador assim contratado, registrando-se a geração e realizando-se sua compensação de forma a recompor a receita assegurada do gerador no exercício seguinte, mediante conta gráfica de titularidade desse gerador.

### **3.10 Programas Setoriais do Governo**

#### **3.10.1 Energias renováveis**

Visando promover a penetração das energias alternativas renováveis (energia eólica, solar, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas), uma parcela dos montantes de energia a serem contratados nos processos de licitação a serem realizados pela CCEE é destinada a essas fontes.

Na primeira fase do Programa de Incentivo de Fontes Alternativas – PROINFA, a contratação far-se-á na forma da legislação atual.

Após a primeira fase do PROINFA, o montante de energia renovável a ser contratado será definido pelo MME, considerando que o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa de suprimento do ACR não poderá exceder 0,5% dessa tarifa em qualquer ano, quando comparados com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais. Além disso, os acréscimos tarifários acumulados não poderão superar 5%.

As fontes alternativas deverão competir entre si pela parcela do mercado que lhes for destinada. Dessa forma, não haverá necessidade de estabelecer qualquer tipo de definição de valor econômico para as fontes alternativas a ser repassado para a tarifa.

É importante salientar que só poderão participar dos processos licitatórios empresas que comprovem grau de nacionalização dos equipamentos e dos serviços de 60% em cada empreendimento de geração, sendo que, a partir de 2007, este percentual deve passar a ser de 90%.

Nesta primeira etapa, o PROINFA prevê apenas empreendimentos no sistema interligado, caso o resultado seja positivo, pode-se ser estendido também ao sistema isolado.

### **3.10.2 Consumidores de baixa renda e a universalização de energia elétrica**

A universalização de energia é de extrema importância não só ao governo em si, mas principalmente a toda a população desassistida, visto ser claro que o desenvolvimento

destas comunidades passa a ser crescente desde que exista uma assessoria num primeiro momento.

Primeiramente, os esforços estão sendo voltados a extensão da rede de distribuição.

O governo também lançou o programa “Luz para Todos”, onde comunidades isoladas passarão a receber energia e as mesmas receberão uma assessoria dos órgãos responsáveis pela implantação do projeto no primeiro ano de geração. São projetos de menor escala, da ordem de 30 a 200 kW.

Podem-se destacar aqui dois projetos contemplados neste programa, que são do Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, localizado na Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, que será o responsável pelos próximos dois anos pela implantação dos projetos  $\mu$ CH denominados “Canaã” e “Aruã”, ambos na região norte do país, respectivamente em Rondônia e Pará.

Observa-se que com os incentivos do governo acima, as comunidades serão amplamente beneficiadas, melhorando a qualidade de vida de suas populações, o acesso à energia e o desenvolvimento de novas cadeias produtivas nas mesmas.

Não se pode esquecer da disseminação das fontes alternativas e renováveis de energia, que são umas das características destes programas, tornando cada vez mais eficaz e produtivo o incentivo aos mesmos e outros que por ventura surgirão.

Diante desse cenário, há que se ressaltar o papel que estas  $\mu$ CH (projetos de menor escala) representam para estas populações isoladas, que não podem contar com o acesso ao sistema de distribuição. São primordiais, essenciais, visto poderem agregar não só um novo estilo de vida como a esperança de uma nova vida, de um novo caminho que deve e precisa ser alcançado.

Em virtude dos mecanismos estabelecidos para contratação de energia renovável pela CCEE, torna-se desnecessário o uso de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para incentivar tais fontes.



Assim, a arrecadação da CDE é destinada prioritariamente para

- universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica;
- subsídio para consumidores de baixa renda;
- modicidade tarifária nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

### **3.11 Contratação de energia existente**

A primeira contratação (etapa de transição) terá contratos com prazos variando de três a quinze anos, com o objetivo de:

- evitar concentração de vencimentos de contratos em uma mesma data;
- permitir que geradores e distribuidores gerenciem seus riscos por um “portfólio” de contratos.

#### **3.11.1 Energia de obras em andamento**

Empreendimentos em andamento podem optar por leilões de geração existente, obtendo contratos de três a quinze anos de duração a partir de sua entrada em operação, ou participar de licitações para contratação de energia de novos empreendimentos, permitindo obter contratos de longo prazo.

Caso optem por licitações de geração de novos empreendimentos podem comercializar energia no ACL, até que a necessidade de novos projetos seja estabelecida.

#### **3.11.2 Concessões das hidrelétricas existentes**

Ficou mantido o disposto na Lei no 9.074, de 1995, pela qual os contratos de concessão de usinas hidrelétricas existentes podem ter renovação com prazo máximo de 20 anos, sempre a critério do Poder Concedente.

### **3.11.3 Unificação dos submercados**

Os submercados(norte, sul, sudeste, etc) hoje vigentes podem ser agrupados, quando os encargos de serviço do sistema decorrentes de restrições de intercâmbio atinjam níveis insignificantes.

### **3.11.4 Grandes consumidores atendidos por geradoras**

Para os consumidores do Grupo “A” (supridos em tensão igual ou superior a 230 kV), hoje atendidos diretamente por geradoras, o preço do fornecimento no contrato de compra de energia elétrica observará:

- a livre negociação, nos contratos com produtores independentes de energia;
- as regras abaixo relacionadas, nos contratos com concessionários de geração de serviço público privados e sob controle federal ou estadual celebrados em substituição aos vigentes em 26 de agosto de 2002;
  
- correção pelo IGP-M, até o ano de 2010;
  
- a livre negociação, após 2010, observadas as disposições da legislação quanto a publicidade, transparência e igualdade de acesso.
  
- os demais contratos vigentes terão todos os seus termos respeitados.

Para expansão dos consumidores existentes ou novos consumidores, que tenham, em ambos os casos, carga acima 100 MW por unidade consumidora, é permitida a qualquer gerador contratação direta, livremente negociada, para contratos de 10 anos, prorrogáveis,

uma única vez, por igual período. Esta forma de comercialização somente pode ser exercida até o primeiro leilão promovido pela CCEE para usinas novas, ou no prazo máximo de um ano. Após, as contratações permanecem livres, observados, contudo, no caso das concessionárias do serviço público sob controle federal, a necessidade de processo licitatório prévio, seja promovido pela concessionária, seja promovido pelo consumidor.

### **3.11.5 Ressarcimento de custos de projetos**

Estudos de inventários em andamento ou já concluídos que tenham sido autorizados, referentes a usinas a serem licitadas, têm seus custos, quando reconhecidos, indenizados ao executor no processo de licitação destas.

Os estudos de viabilidade de usinas já autorizados pela ANEEL tem assegurados o ressarcimento de custo, como atualmente praticado.

Convém salientar que as MCH e  $\mu$ CH, empreendimentos abaixo de 1 MW de potência, que dependem apenas de registro na Aneel, não gozam desse direito de ressarcimentos dos custos de seus projetos, pois caso exista outro empreendimento com potencial maior, este será autorizado, por tratar-se do melhor aproveitamento para aquele trecho inventariado do rio.

## **CAPÍTULO 4 - UM NOVO CENÁRIO: DA COMERCIALIZAÇÃO**

### **4.1 Resumo**

A atividade de comercialização surgiu durante o processo de reestruturação do setor brasileiro, em 1996, como uma das formas de promover a competição, considerada pilar do modelo então em desenvolvimento com o objetivo primordial de assegurar a prática da chamada modicidade tarifária. Assim, o setor, que até 1996 era tradicionalmente dividido em geração, transmissão e distribuição, passou a contar com mais um segmento: a comercialização de energia elétrica.

A própria criação da Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL, pela Lei número 9.427, de 26 de dezembro de 1996, obedeceu ao conceito de que a agência deveria “estimular a competição entre os geradores”.

Conceitualmente, o novo mercado, regulado e fiscalizado pela ANEEL, se estabeleceu no país, a partir da introdução da livre competição nos segmentos de geração, de comercialização de energia e da desverticalização.

A atividade de comercialização, assim entendida a compra e a venda de energia elétrica, no mercado de livre negociação, pode ser exercida pelos agentes:

- Concessionários de geração;
- Produtores independentes;
- Detentores de autorização para importar e exportar energia elétrica;
- Concessionários e permissionários de serviços públicos de distribuição;
- Agentes comercializadores;
- Autoprodutores.

A atividade de compra também é exercida pelos consumidores livres.

De acordo com a Abraceel – Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica, o agente comercializador ou comercializador é a pessoa jurídica especialmente constituída para exercer a atividade de comercialização de energia elétrica,

que compreende a compra e venda para concessionários, autorizados ou a consumidores que tenham livre opção de escolha do fornecedor, no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, sendo a atividade regulada pela Lei 9427/96, Lei 9648/98 e Resolução ANEEL 265/98.

As operações de compra e venda de energia elétrica, através dos comercializadores, permitem o acompanhamento e a participação ativa nos processos de regulamentação do setor, o exame constante da disponibilidade de demanda e oferta de energia, com atenção especial na formação de preços de mercado.

Os comercializadores conseguiram resultados bastante expressivos desde que o segmento começou a operar, seguindo a estratégia de elaborar produtos estruturados, visando ao atendimento da necessidade específica de seus clientes (concessionários, autorizados ou consumidores livres).

Assim, os clientes podem dispor de produtos sob medida, flexibilidade contratual e preços inferiores às tarifas reguladas, sem contar que os comercializadores também representam os consumidores junto a CCEE – Câmara Comercializadora de Energia Elétrica - e administram os riscos do negócio.

#### **4.2 Compra e Venda de Energia Elétrica**

Conforme a Abraceel(2003), de um total de R\$6,7 bilhões comercializados pelo MAE (Mercado Atacadista de Energia), em 36 meses, R\$1,1 bilhão corresponde a contratos fechados exclusivamente pelas comercializadoras (participação de 17% em termos financeiros e de 7% em termos de volume de energia negociada no MAE).

- A redução do preço do insumo “energia elétrica” (como já ocorre em setores como siderurgia, indústria automotiva, têxtil, química, agroindústria e outros) pode chegar, em determinados contratos, a 50% menos que o valor da tarifa regulada.

- 5% das vendas totais do setor, quantidade suficiente para atender a todos os consumidores de um Estado como Santa Catarina.

Segundo ainda a Abraceel(2003), a redução média do preço da energia fornecida a consumidores livres dos segmentos industrial e comercial da ordem de 10%, em relação às tarifas reguladas, gerando uma renda adicional, para o setor produtivo, de R\$200 milhões/ano.

Os comercializadores estão habilitados a estender, com rapidez, os resultados, hoje passíveis de serem usufruídos por poucos, para uma grande quantidade de consumidores, inclusive para aqueles que pagam tarifas mais elevadas.

Na hipótese de uma abertura, por exemplo, para que o mercado livre abranja consumidores com demanda superior a 500kW, como o que acontece para PCHs e outras fontes alternativas de energia, os benefícios da ação dos comercializadores poderiam atingir o montante de R\$8,5 bilhões, no período de cinco anos, aumentando a competitividade do setor produtivo brasileiro e alavancando o crescimento da renda e do emprego.

#### **4.3 Os comercializadores de energia elétrica:**

- assumem o risco de preço e viabilizam o preço de equilíbrio;
- assumem os riscos de volume e prazo, ajustando o portfólio de compra ao volume do portfólio de venda;
- assumem o risco de crédito do consumidor e o risco de performance comercial do gerador;
- também oferecem liquidez ao mercado de consumidores livres, viabilizando a competição e permitindo a redução de preços para os consumidores finais.

Os comercializadores podem desempenhar as seguintes atividades:

- comprar e vender energia de geradores;
- comercializar energia com consumidores livres;
- comercializar energia com concessionárias de distribuição, em contratos com duração não superior a dois anos, participando dos leilões promovidos pela CCEE (contratação de ajuste dos distribuidores);

- representar geradores nos leilões de mercado do pool .

Os comercializadores podem representar geradores nos leilões de mercado do pool nas seguintes condições:

- as ofertas de venda de parte do mercado deverão estar lastreadas por energia assegurada de empreendimentos específicos;
- as plantas relacionadas não poderão servir de lastro para nenhuma outra transação do comercializador.

#### **4.4 Características da Comercialização**

Os contratos gerados pelos Agentes de Comercialização têm um núcleo de cláusulas e de condições bastante semelhantes. Algumas diferenças, no entanto, merecem destaque e são próprias para cada tipo de contrato. Assim, por exemplo, com concessionárias de distribuição, os contratos tendem a seguir o padrão ANEEL, disponibilizado pela Agência, até para facilitar a análise e apressar o tempo de registro. Já com os consumidores livres, a tendência é a de espelhar no contrato as características da carga do consumidor. Os contratos com outro Agente de Comercialização priorizam as características da transação, podendo, por exemplo, dar um tratamento diferenciado para as perdas do sistema, bem como uma divisão na administração de riscos inimaginável em um contrato com consumidor livre.

Existem contratos que estipulam operações futuras de compra ou venda em que uma parte se compromete a comprar e outra a entregar energia a um determinado preço e data. Este tipo de contrato pode ser classificado como bilateral, podendo ser futuro ou termo. Outra forma de contrato que pode ser considerado como um seguro contra oscilações de preços é a opção. Este instrumento fornece ao adquirente o direito de comprar ou vender a energia a um preço predeterminado e dentro de um certo prazo. O terceiro tipo de contrato que existe no âmbito do CCEE é o contrato de “Swap” (Intercâmbio e Trocas). Agentes com posição de energia elétrica diametralmente opostas entre duas datas podem realizar uma permuta de posições entre estas datas. Por exemplo, uma entrega de energia em 2003 contra um recebimento de energia em 2004.

#### **4.5 Abraceel – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica.**

Criada em 18 de janeiro de 2000, a Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel) tem como objetivo promover a união dos seus associados, representando-os perante os poderes públicos e organizações nacionais e internacionais na defesa de seus interesses.

Também é objetivo da Abraceel cooperar com os poderes públicos e instituições nacionais e internacionais no estudo dos problemas que se relacionam com a atividade de comercialização de energia elétrica.

No início de 2004, a Abraceel contava com 20 associados, representando variados tipos de empresas:

- Companhias com participação de capital externo: Brascan, CIEN, Duke, El Paso, Elektro, Enertrade(EDP) e GCS Energia(Grupo Guaraniana);
- Grupos controlados por capitais nacionais: CVDR(Companhia Vale do Rio Doce), CPFL(Companhia Paulista de Força e Luz), CSN(Companhia Siderúrgica Nacional), Itambé, Rede e Votener(Grupo Votorantim);
- Comercializadoras exclusivas: Comerc, Delta, Electra, Fox, Tradener e União;
- Estatal: Eletrobrás.



## **CAPÍTULO 5 - O CONTEXTO DO MERCADO DE ENERGIA**

O segmento de energia elétrica é um serviço público em sua concepção mais ampla, não apenas por estar assim definido pela Constituição, mas notadamente pelos aspectos que a caracteriza como de essencialidade máxima para a sociedade. De acordo com o modelo anterior, introduzido pela reforma conhecida como Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), que quis transformar a produção de energia elétrica em atividade econômica, com a flutuação dos preços ditando sua expansão, resultou na maior crise já vivida no setor e no racionamento de 2001.

Ainda que se quisesse transformar a energia elétrica numa atividade econômica ao “arrepio” da Constituição, a prática demonstrou o acerto da Carta Magna. Quem investe na implantação de um novo empreendimento de geração quer antes ter assegurado comprador pelo tempo mínimo necessário para amortização do investimento realizado. Ficou evidente que de nada serve a elevação do preço da energia, pois esse fato, sozinho, não dá segurança e não atrai os investidores suficientes para garantir a expansão da oferta no ritmo necessário ao desenvolvimento do país.

A Constituição estimula a atividade econômica e a diferencia do serviço público, na medida em que estipula planejamento indicativo à primeira, e determinante ao segundo (artigo 174). O novo modelo do setor elétrico veio abraçar esses princípios, criando mecanismos para assegurar a energia elétrica como um serviço público em sua totalidade (geração, transmissão e distribuição). As regras recentemente implantadas, no entanto, procuraram também acomodar aqueles que investiram acreditando que a energia elétrica havia se transformado numa "atividade econômica", o que apenas seria possível com a mudança constitucional.

A solução não deixa de ser adequada, pois são possíveis a convivência pacífica e complementar entre o serviço público - destinado aos consumidores cativos - e o não-público. A saída foi separar e consolidar firmemente seus papéis, o que foi feito com a mudança na legislação e com a definição dos dois ambientes de contratação - o regulado (ACR) e o livre (ACL).

Nesse novo cenário, cabe uma reflexão sobre o que representa ser um consumidor livre de energia elétrica, ou seja, aquele que exerce seu direito de escolher outro fornecedor que não o detentor da concessão de serviço público de distribuição de energia. Ao fazer essa opção, conforme prevêm os artigos 15 e 16 da Lei 9.074/95, o consumidor deixará de ser atendido pelo serviço público. A essa transação, portanto, não se aplicarão os princípios da universalidade, impessoalidade e transparência. O valor de compra e venda da energia decorrerá da oferta e da procura do produto e da disposição e vontade das partes de fechar o negócio.

Não se pode retirar de um cidadão o direito constitucional do atendimento de suas necessidades, quer seja em sua residência, estabelecimento comercial ou industrial, pelo serviço público de energia elétrica. Entretanto, pela nova legislação, os consumidores que optarem por se tornar livres somente poderão retornar à condição anterior, com tarifa regulada, se solicitarem à distribuidora com antecedência mínima de cinco anos - esse prazo poderá ser reduzido, mas a exclusivo critério da concessionária.

A necessária atuação do Estado para garantir a expansão da oferta do serviço público de energia materializa-se pela compra obrigatória em "pool" de todas as distribuidoras para a energia "nova" destinada a atender à projeção de crescimento de consumo. Assim, o investidor de novos empreendimentos receberá, em troca do melhor preço ofertado pelo KWh a ser produzido, um contrato de 15 a 30 anos, quando poderá amortizar seu investimento e viabilizar linhas de financiamento. Não está contemplado aqui o consumidor livre, que, individualmente ou em grupo, por meio de comercializadoras, deverá ter condições de tratar e negociar preços de energia de igual para igual com um produtor.

Dessa forma, ao consumidor livre é imprescindível a capacidade de articulação para viabilizar a necessária expansão para seu crescimento e a renovação de seus contratos de compra de energia. A cautela também recomenda que firmes acordos com vigência superior a cinco anos, o que lhe dá a alternativa de voltar ao serviço público a tempo, se necessário.

## **5.1 Problemática**

Segundo o ex-presidente da Eletrobrás, existe um grande risco de que o consumo de energia no Brasil seja maior que a oferta entre 2006 e 2008.

Este tema trouxe grande preocupação quando relacionado o tempo necessário para a construção de novas usinas de geração de energia. Isto porque são necessários cinco anos para construir uma hidrelétrica e três anos para uma termelétrica.

O assunto levou o governo a iniciar estudos para mudar a Resolução 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia, que estabelece os critérios para o cálculo do custo marginal de operação e para a política de operação energética e despacho térmico.

A resolução só permite que sejam contabilizados como oferta firmes empreendimentos com licença ambiental de instalação e obra civil em andamento, além de contrato de concessão e de gás. Isso tira do planejamento usinas até então prontas, como a térmica de Araucária (de 484 MW) onde os sócios disputam na Justiça, e a hidrelétrica Aimoré (330 MW), para citar alguns dos empreendimentos que segundo ele permitirão contabilizar 4.000 MW garantidos.

Outro grande problema para o setor é que o Brasil perde para 25 países emergentes no Índice de Desenvolvimento Energético (IDE), realizado pela Agência Internacional de Energia (AIE), segundo matéria divulgada pela "BBC Brasil". O país está no 26º lugar de um total de 75 países emergentes.

O IDE, que se baseou em dados de 2002, é calculado de uma maneira similar ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) das Nações Unidas, mas com foco na energia. A agência disse que criou o levantamento para "melhor entender o papel que a energia exerce sobre o desenvolvimento humano". Ele deve ser usado como uma medida do progresso de um país ou região na sua transição para o uso de combustíveis modernos e do grau de maturidade de seu uso energético.

O índice, que consta do Panorama Energético Mundial 2004, tem como objetivo mostrar como esses países estão "progredindo na transição para combustíveis modernos e o grau de maturidade de seu uso de energia".

A Agência Internacional de Energia calcula que serão necessários investimentos de US\$ 273 bilhões no setor de eletricidade do Brasil nos próximos 25 anos. Desse total, US\$ 125 bilhões serão destinados à geração, US\$ 46 bilhões na transmissão e US\$ 102 bilhões na distribuição.

Segundo a instituição, a produção de eletricidade no Brasil deverá crescer 3,1% ao ano até o ano de 2030. Sua forte dependência da energia hídrica, que foi responsável por 83% da produção de eletricidade no País em 2002, provavelmente será reduzida no futuro em benefício do gás natural.

Segundo a agência, a construção de usinas hidrelétricas vai gradualmente declinar porque os locais que podem ser usados para esse fim estão acabando. Questões ambientais poderão também ter um impacto nos projetos de expansão, pois boa parte do potencial restante para isso está localizada na região amazônica.

A agência avalia que a fatia da geração hidrelétrica vai diminuir em 2030. "Novos projetos hidrelétricos provavelmente continuarão sendo uma responsabilidade do governo, pois os investidores privados não estão demonstrando interesse em construir novas usinas", diz o texto do relatório sobre energia da AIE.

A instituição ainda observa, no texto, que o governo pretende atrair investidores privados para a construção de usinas termelétricas. "Mas ainda é incerto o quanto de capacidade de geração a gás será construída e isso vai depender do custo do gás natural, do desenvolvimento da infra-estrutura, das tarifas cobradas e dos contratos para o abastecimento do gás natural", diz.

Se o desenvolvimento de um mercado de gás correr bem, a geração termelétrica poderá atingir 22% do total em 2030.

## **5.2 Possíveis Soluções**

Os ministérios do Meio Ambiente e de Minas e Energia estão trabalhando em conjunto com a coordenação da Casa Civil da Presidência da República no levantamento de todos os empreendimentos concedidos e a conceder para o setor elétrico. O levantamento leva em conta a avaliação dos problemas que eles enfrentam e medidas que devem ser adotadas para que sejam desenvolvidos, Langone(2004).

Segundo Langone (2004) essa é a forma de resolver as complexidades que envolvem os órgãos ambientais para a concessão dos licenciamentos desses projetos. Langone explicou que atualmente 50% dos empreendimentos estão com pendências na justiça para a

concessão do licenciamento e, por isso, não adianta resolver só as relacionadas aos órgãos de meio ambiente.

"Há todo um esforço do governo de conversar com o Ministério Público para tentar retirar esses empreendimentos da esfera judicial e aí trabalhar os grandes blocos de conflitos que a gente tem hoje, os que são ambientais mesmo, como no caso de Barra Grande, em que a gente está tentando buscar uma saída negociada, outros que por exigência do Ministério Público ou dos estados temos a necessidade de fazer estudos integrados por bacias (Goiás e Paraná) e também os empreendimentos que têm interferência com terras indígenas".\*

O secretário informou que a legislação determina que o Congresso Nacional seja consultado nos casos de projetos que envolvam áreas indígenas, por isso é preciso agir preventivamente para evitar que se descubra somente na hora do licenciamento que é necessária a manifestação do Legislativo. "A gente está pensando em identificar todas com os estudos de nível de interferência e fazer uma negociação global com o Congresso para estes empreendimentos", afirmou.

Langone(2004) disse que para os empreendimentos já concedidos (em torno de 5.000 MW) o trabalho está concentrado em três que somam 50% da energia, as UHE de Estreito, Foz do Chapecó e Barra Grande. "Não são fáceis de ser resolvidos".

Sobre os projetos a conceder, o secretário informou que foram chamados os órgãos estaduais de meio ambiente e os empreendedores para avaliar se tinham estudos ambientais e se chegou à conclusão de que 17 são empreendimentos potenciais com pouco mais de 2.000 MW. Desses projetos, hoje todos entraram com pedido de licença. "Então, desses não se pode falar em atraso na concessão".

O MME reconheceu que quando o empreendimento envolve a remoção de uma cidade, a negociação para a concessão de licenciamento é mais lenta, não por questão ambiental, mas pelo impacto social. Ele acredita que a maior parte do problema de licenciamento desses projetos será resolvida. "A gente acha que, pelo porte, o nível de conflito será bem menor do que os já concedidos. Desse conjunto de 17, só três são licenciadas pelo Ibama - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis; os outros serão pelos órgãos estaduais. Por isso, para a nova rodada é muito

importante o trabalho de articulação que estamos fazendo com os governos estaduais", acrescentou.

Disse também que como a questão ambiental já foi incluída no novo modelo do setor elétrico, a sexta rodada de licitação de áreas petrolíferas, que ocorreu em agosto passado, já levou em consideração a questão, e os investidores sabiam da exigência para os licenciamentos. Para Langone, os investidores preferem regras claras embora exista uma legislação rígida. "A orientação dos investidores externos em geral é que eles preferem regras duras, mas claras, a ausência ou mutação de regras. É isso que estamos tentando construir, um ambiente de segurança onde os investidores estrangeiros têm que entender que o Brasil, por ser uma potência mega diversa, tem legislação ambiental rigorosa - a mais rigorosa da América Latina, uma das mais rigorosas do mundo e compatível com a estratégia de desenvolvimento", explicou.

### **5.3 Mudanças no mercado**

Segundo determinação do Ministério de Minas e Energia os consumidores A4(hotéis, hospitais, rede de lojas, supermercados e hipermercados) com tensão inferior a 69 KV, criados depois de 1995, não poderão mais ser considerados "consumidores potencialmente livres".

Alguns consumidores A4 já haviam iniciado o processo de migração, pedindo a finalização do contrato de fornecimento com a distribuidora. Por exemplo, de acordo com a Comerc Comercializadora, que realizou um leilão com pelo menos quatro compradores que consomem energia abaixo dos 69 KV, afirmou estar avaliando qual será a situação de seus clientes. "Alguns podem buscar um caminho judicial para tentar perseguir o benefício econômico", afirmou o sócio da comercializadora Parodi(2004).

A mesma saída foi avaliada pela Delta Comercializadora, que já havia fechado um contrato com um cliente, para fornecimento a partir de novembro passado, e estava com processos abertos para outras 5 empresas, para o fornecimento em 12 unidades industriais diferentes. "Vamos verificar a conveniência de entrar na Justiça para garantir o benefício para esses processos pelo menos", declarou Aranha(2004), superintendente da Delta. "Caso

contrário, podemos efetuar a compra a partir de fontes alternativas", disse. Conforme já previa lei anterior, os consumidores A4 podem migrar para o mercado livre caso comprem energia proveniente de fontes alternativas.

Os "shoppings centers" do Brasil começam a aderir ao mercado livre de compra de energia elétrica, antes basicamente restrita aos grandes grupos industriais. Ao escolher o fornecedor, os "shoppings" conseguem reduzir em até 20% o consumo de energia no final do mês. De acordo com o representante dos lojistas a energia representa um dos maiores custos, ao lado de segurança e limpeza.

O grupo Cyrela tornou-se "livre" os seus dois "shoppings" em São Paulo - o D e o ABC - que eram atendidos pela distribuidora AES Eletropaulo e agora receberão energia da CESP. O grupo Peralta, que também atua no varejo de supermercados paulista com a rede Paulistão, adotou o sistema livre para o Mauá Plaza Shopping, antes alimentado pela AES Eletropaulo. E o "shopping" Dom Pedro, em Campinas, da empresa portuguesa Sonae, nasceu sob o sistema livre.

"Já conseguimos uma economia média de 15%", afirma Alcântara(2004), da BRX, braço de administração de shoppings do grupo Cyrela. A redução no valor da conta de luz deu-se tanto no "Shopping" ABC, com 300 lojas, quanto no "Shopping" D, com 260 lojas. O grupo animou-se com a possibilidade de cortar ainda mais os custos e estuda incluir os prédios comerciais na lista de consumidores livres. Dentre eles, figuram os recém-inaugurados JK Financial Center (onde está a sede da Credicard e a do BNDES) e o Corporate Park (sede da AmBev), ambos na capital paulista.

"Estamos fazendo estudos, porque, como são prédios modernos, eles já foram construídos visando economias", diz Alcântara. Como exemplo, ele cita o sistema de ar condicionado que, neles, é movido a gás e não a energia elétrica. Em "shoppings", o ar condicionado é o grande vilão, sendo responsável por 60% dos gastos com energia.

A figura do consumidor livre ainda é recente no Brasil. Surgiu efetivamente em 2001, apesar de ter sido desenhada em 1995, em meio ao processo de privatização. Na prática, são consumidores "livres" aqueles clientes que consomem acima de 3 megawatts (MW) - como um "shopping" de médio porte, a exemplo do D. Os que consomem menos que isso, porém acima de 500 kW e esteja interligado, como prédios comerciais e condomínios de casas, podem escolher de quem querem comprar energia, desde que o

insumo venha de fonte alternativa (biomassa, eólica, solar ou de pequenas usinas hidrelétricas) e ainda para os sistemas isolados pode-se comercializar acima de 50 kW, o que caracteriza as MCH e  $\mu$ CH.

O “shopping” D fez contrato de compra de energia com uma pequena central hidrelétrica (PCH), pois o consumo soma 3,3 MW. Caso semelhante ao do Mauá Plaza Shopping igualmente suprido por uma PCH. "Em quatro meses identificamos uma redução média de 10% na conta", diz Fernando Alvarez Rodriguez, gerente geral do Mauá Plaza.

Mas há expectativa de se economizar ainda mais. Até porque, lembra o executivo da empresa, a energia de fonte alternativa, apesar ter um preço considerado mais alto do que uma hidrelétrica convencional embute uma enorme vantagem ao consumidor: desconto de 50% no "aluguel" do fio da concessionária local que transporta a energia.

Para os lojistas a economia é importante porque tem um impacto direto na redução do valor do condomínio. Rodriguez(2004) diz que o grupo Peralta iniciou estudos para incluir o “Shopping” Praia Grande (SP), com 200 lojas, no consumo livre. Mas antes terá que aguardar que se expire o contrato de fornecimento de energia que o empreendimento tem com a distribuidora CPFL Piratininga.

A adesão do comércio nesse mercado vem pautando mudanças também na vida de companhias como a Dental Energia - uma empresa que funciona como um "corretor" e que faz a intermediação da compra de energia ao preço mais barato possível para um consumidor que não quer mais ser atendido pela distribuidora local. Ela atende a Cyrela.

Meirelles(2004), da Delta, está prospectando novos clientes. "Começamos a focar nesse segmento de comércio há um ano e meio, quando pouco se falava no assunto", diz. Sem revelar nomes, ele conta que há um volume considerável de “shoppings” estudando migrar para o mercado livre.

De acordo com o secretário-executivo do MME, Tolmasquim(2004), a mudança foi feita atendendo às reivindicações de representantes das distribuidoras. "A definição dos consumidores potencialmente livres não foi discutida nas reuniões com representantes dos agentes, mas determinada pelo governo como medida para fortalecer o ambiente livre", explicou. "Depois, as distribuidoras nos apresentaram o problema que poderia resultar essa mudança, que prejudicaria o equilíbrio-econômico delas", completou.



Para as distribuidoras não é um bom momento para realizar essa ampliação no mercado livre porque como as tarifas são desiguais para cada grupo de consumo, devido ao subsídio cruzado, a saída dessa parcela de consumidores prejudica a receita das empresas. Dependendo da classe de consumo, o cliente paga tarifa diferenciada, inversamente proporcional à quantidade consumida.

Para o presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), Luiz Carlos Guimarães a permissão para os A4 migrarem para o mercado livre seja negociada para depois de 2007, quando o realinhamento tarifário em curso, que prevê o fim do subsídio cruzado, deve ter sido concluído. "A partir de então, pode haver a reestruturação da tarifa, passando a cobrar encargos que dizem respeito a toda a sociedade, como a RGR (Reserva Global de Reversão) e a CCC (Conta Consumo Combustível), na tarifa-fio (cobrada de todos os consumidores, independente do ambiente em que estão)".

Embora tenha garantido que a pretensão do MME é fortalecer o mercado livre, Tolmasquim(2004) preferiu não dar uma data para uma possível nova mudança na definição de potencialmente livres. Afirmou também que os contratos já assinados serão preservados, mas a futura negociação não está prevista.

#### **5.4 Mercado hoje**

O Programa “Luz para Todos”, criado pelo governo federal em novembro de 2003 para universalizar os serviços de energia elétrica, tem dado novo ânimo aos fabricantes de equipamentos e materiais para o setor. Os novos pedidos já reforçam as carteiras das empresas, que amargaram longo período de retração desde o racionamento, em 2001. Os investimentos previstos para os próximos 18 meses somam R\$ 2,5 bilhões. Desse total, R\$ 1,7 bilhão sairá dos cofres do governo federal. Segundo o MME, o dinheiro virá de fundos setoriais de energia, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Geral de Reversão (RGR), embutidos na conta de luz de toda população. A maior parte será repassada às concessionárias na forma de subvenção.

Segundo a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee), a previsão, feita com base no cronograma de obras, indica a necessidade de compra de 243

mil transformadores, 1,5 milhão de postes, 161 quilômetros de cabos, 548 mil unidades de padrão de medição e 239 mil “kits” de instalação interna.

“Esses números dão boas perspectivas ao mercado”, afirma o diretor comercial da ABB, Roberto Held. Segundo ele, os pedidos na empresa já são 30% superiores com o Luz para Todos, que levará energia para mais 12 milhões de brasileiros até 2008. “Teremos de contratar mais pessoal para conseguir atender à demanda interna”, afirma ele, que já vendeu 6 mil transformadores para o Luz para Todos e tem pedido para entregar outros 1.500.

A CPFL Brasil realizou um leilão dia 28/10/2004 para compra de até 100 MW para atender a demanda de seus clientes. A comercializadora informou que obteve redução nos preços de 11%, em média. A empresa considerou que a disputa ficou de suas expectativas. Segundo a CPFL, um novo leilão deverá ocorrer em no máximo três meses.

O presidente da GCS Energia, do grupo Guaraniana, Paulo Cunha, fez uma análise um pouco diferente dos negócios no mercado livre. Para ele, o volume de negócios ficou concentrado no segundo semestre passado porque muitos grandes consumidores esperaram até a regulação para efetivar seus processos. “Como o novo modelo mostrou que o mercado terá continuidade e será fortalecido, eles deram continuidade aos projetos”, disse.

## **5.5 Vantagens e desvantagens do mercado atual**

A seguir, delinear-se-á algumas observações sobre o modelo elétrico, PPPs (Parceria Público Privada) e agências reguladoras.

A primeira diz respeito à proposta do governo de amarrar o orçamento das agências reguladoras a contratos de gestão poderá comprometer sua autonomia. A questão não é a meta, mas a fixação de metas irrealistas e a possibilidade de o Executivo impor sanção financeira automática.

Outra questão é a que cria o ouvidor independente. O ouvidor é um representante do consumidor voltado para dentro da empresa. Ou seja, dá satisfação para fora, mas atua internamente, principalmente com subsídios para a melhoria da atuação das empresas. A idéia de um ouvidor externo nas agências é uma outra forma de tirar sua autonomia.

As concessões nessa nova proposta devem ser dadas pelos ministérios, e não pelas agências. A Aneel regula, fiscaliza, fixa tarifas. Seria muito dar a ela poder de concessão.

Por isso mesmo, se faz necessária uma menor abrangência do poder da Aneel, e seu fortalecimento nas suas áreas específicas de atuação.

O Ministério de Minas e Energia está voltando atrás, ao querer colocar Angra dos Reis e Tucuruí como energia nova, no lugar daquelas da iniciativa privada. Segundo ele, a quantidade é pequena (3.500 MW), mas o sinal seria negativo para o mercado.

Um outro ponto é a questão de uma emenda de sua autoria, que definiria valores diferentes para a transmissão (quanto mais longe, maior o custo de transmissão). O problema aí seria o não-cumprimento de uma lei já aprovada.

O mercado de Minas Gerais prevê a atração de R\$ 1 bilhão com o programa Minas PCH para a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no estado. Os investimentos serão realizados em conjunto com a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), que publicou o edital com os detalhes do programa mineiro. A expectativa do governo é a geração de 2.800 MW, sendo que a potência máxima de uma PCH é de 30 MW. O programa atenderá principalmente o setor industrial do estado.

Conforme estudos da Cemig, Minas têm em torno de 252 PCHs em potencial, mas nem todas são viáveis economicamente ou ambientalmente. Um estudo da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico está analisando a viabilidade de todos os pontos detectados. Em todo o Estado, 25 PCHs já foram aprovadas e outras 62 estão em análises de licenciamento ambiental. Juntas, as 87 hidrelétricas representarão um potencial de instalação de 830 MW. As 252 PCHs, distribuídas em todas as bacias do estado, são capazes de gerar quase a metade da capacidade instalada da Cemig no momento, que é de 5.800 MW.

Segundo o Secretário de Desenvolvimento Econômico de Minas e presidente do Conselho de Administração da Cemig, Wilson Brumer, na primeira fase do programa, com início previsto para 2005, será possível firmar contratos para a construção de usinas que, juntas, gerariam até 400 megawatts. "Como a construção demora de 12 a 24 meses, a idéia é que, já em 2006, as primeiras centrais estejam prontas", prevê Brumer(2004).

"Investimentos como estes, certamente, evitam que possa faltar energia. Minas está se preparando para que isto aqui não aconteça", afirmou o secretário.

A idéia do governo estadual é atrair empresas autorizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para investimentos em geração de energia. A Cemig entraria como

sócia minoritária do projeto, podendo participar de até 49% de cada empreendimento. Para as empresas, o Estado oferecerá linhas de crédito, por meio do Banco de Desenvolvimento do Estado de Minas Gerais (BDMG).

Antes de fazer o estudo sobre a viabilidade econômica do projeto, os técnicos da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico pretendem levantar os possíveis impactos ambientais de cada PCH. "Primeiro vamos avaliar tudo o que é ambientalmente adequado e então partiremos para a viabilidade econômica dos empreendimentos", acrescentou o secretário.

Segundo Brumer, o governo do Estado estuda a redução de carga tributária para esses projetos desde que os equipamentos para a construção das PCHs sejam produzidos em Minas Gerais. "É uma forma de utilizarmos ao máximo a capacidade das nossas empresas e da nossa engenharia, para gerar novos empregos e levar mais desenvolvimento ao Estado".

A avaliação é a de que os valores da energia para os próximos três anos poderão comprometer a capacidade de realização de novos investimentos. Um executivo de uma grande geradora disse que a empresa poderia suportar uma tarifa de até R\$ 66 o megawatt-hora (MWh), com entrega a partir de 2005, para não ficar descapitalizada. Mas o leilão terminou a primeira fase com preço de R\$ 62,10. Na fase final, o valor caiu para R\$ 57,51.

#### Valores do Leilão

Ano	Preço (MWh)
2005	57,51
2006	67,33
2007	75,46

Tabela 5.1 – Preço x Ano – MME

O MME acredita que o patamar de preços do leilão não vá comprometer a expansão do setor. Ele afirmou que a tarifa média dos contratos atuais é de R\$ 61 por MWh. Para o Ministério, do ponto de vista da Eletrobrás, a situação após a licitação estará mais tranquila.

Dos 18 geradores inscritos, seis desistiram antes da segunda etapa da licitação, que durou cerca de oito horas. Apesar da oferta ter sido maior do que a demanda, como já era

esperado, faltou energia para as distribuidoras contratarem 100% do mercado em 2005 e 2006. Alguns vendedores preferiram ficar com energia "sobrando", como a CESP e a Tractebel. Para 2006, as distribuidoras conseguiram comprar 91,74% de suas necessidades. Em 2005, fecharam a compra de 98%. O giro financeiro, esperado entre R\$ 100 bilhões e R\$ 120 bilhões, fechou em R\$ 72 bilhões.

O Ministério de Minas e Energia confirmou que a expectativa do governo é fazer novo leilão de energia existente no primeiro trimestre deste ano, até o fim de março, podendo chegar a abril. Ela destacou que a operação deverá ocorrer antes do leilão de energia nova.

Segundo o Ministério, os resultados serão analisados para verificar a quantidade de energia que será ofertada no próximo evento. Afirmou ainda que pode ser incluída a energia que foi ofertada para entrega em 2005 e 2006, mas não negociada. "Ainda estamos estudando essa questão", afirmou a então Ministra de Minas e Energia Dilma Rousseff.

Conforme já havia anunciado o secretário-executivo do ministério, Maurício Tolmasquim, o novo leilão deverá permitir o fechamento de contratos para fornecimento de energia a partir de 2008 e 2009. Ainda no primeiro semestre, o ministério deverá fazer um leilão de energia nova, de usinas que ainda serão construídas.

No segundo semestre, haverá o leilão de usinas "botox"(conforme MME) - unidades que entraram em operação depois de 1.º de janeiro de 2000 e ainda não tinham contrato até a publicação das regras do novo modelo do setor.

### **Um novo risco de crise energética**

O Brasil poderá enfrentar uma nova crise de energia em 2008, caso a economia cresça acima de 3,5% nos próximos anos. O alerta é do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS/2004), em sua segunda revisão quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética para o período 2004/08.

O ONS vê a possibilidade de um déficit de energia grave, "indicando insuficiência de oferta" em todas as regiões do país, caso se realizem as premissas de um cenário de

grande consumo de eletricidade. Mesmo em um cenário de crescimento moderado, o órgão destaca que "em 2008 observa-se elevação do risco de déficit em todos os subsistemas".

Até setembro(2004), o consumo de energia aumentou 4,6% em relação a igual período de 2003, mas nos últimos meses o crescimento médio foi de 7,6%, uma aceleração que acompanha o aquecimento da economia.

Nos Estados, os números disponíveis indicam que o consumo industrial já ultrapassa o do ano 2000, que antecedeu ao racionamento. Em São Paulo, a quantidade de energia vendida à indústria até agosto(2004) superou em 6,4% o consumo recorde verificado no mesmo período de 2000. Esse quadro se repete em Minas Gerais e no sul do país. Apesar da demanda acelerada, em São Paulo, Santa Catarina e regiões do Rio Grande do Sul a produção industrial vem crescendo mais do que o consumo de energia, o que revela ganhos de produtividade energética no setor.

Esses dados, segundo o ONS, mostram "a necessidade de expansão adicional da oferta e ou antecipação da entrada em operação de novos projetos de geração".

Segundo a Aneel, Agência Nacional de Energia Elétrica, o Brasil possui, no total, 1.403 empreendimentos no segmento de energia em operação, gerando 91.298.017 kW de potência, distribuídos por fontes, conforme mostra a tabela 5.2 a seguir.

Fonte		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	[kW]		N.º de Usinas	[kW]	
Hidráulica		565	69.666.080	70,04	565	69.666.080	70,04
PCH, MCH, µCH		418	1.329.011	1,50	418	1.329.011	1,50
Gás	Natural	69	8.968.744	9,02	92	9.867.044	9,92
	Processo	23	898.300	0,9			
Petróleo	Óleo Diesel	454	4.076.372	4,1	473	5.244.650	5,27
	Óleo Residual	19	1.168.278	1,17			
Biomassa	Bagaço de Cana	215	2.156.504	2,17	253	3.069.618	3,09
	Licor Negro	12	687.052	0,69			
	Madeira	22	199.632	0,2			
	Biogás	2	20.030	0,02			
	Casca de Arroz	2	6.400	0,01			
Nuclear		2	2.007.000	2,02	2	2.007.000	2,02
Carvão Mineral		7	1.415.000	1,42	7	1.415.000	1,42
Eólica		11	28.625	0,03	11	28.625	0,03
<b>TOTAL</b>		<b>1.403</b>	<b>91.298.017</b>	<b>91,79</b>	<b>1.403</b>	<b>91.298.017</b>	<b>91,79</b>
Importação	Paraguai	-	5.650.000	2,33	-	8.170.000	8,21
	Argentina	-	2.250.000	5,85			
	Venezuela	-	200.000	0,08			
	Uruguai	-	70.000	0,2			
<b>TOTAL C/ IMPORTAÇÃO</b>		<b>1.403</b>	<b>99.468.017</b>	<b>100,00</b>	<b>1.403</b>	<b>99.468.017</b>	<b>100,00</b>

Tabela 5.2 - Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL – Março/2005.

Está prevista para os próximos anos uma adição de 34.130.349 kW na capacidade de geração do país, proveniente dos 69 empreendimentos atualmente em construção e mais 523 autorizações outorgadas. Isso pode significar um aumento de geração de 37,65%.

Atualmente no Brasil, 70,04% da energia elétrica gerada é proveniente de usinas hidrelétricas, 21,57% de usinas termoeletricas, 2,21% de usinas term nucleares e 1,50% de pequenas, mini e micros centrais hidrelétricas.

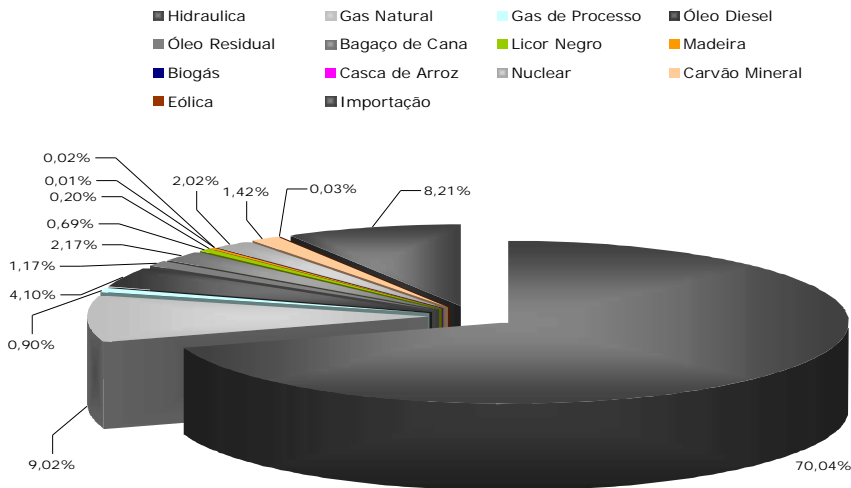


Figura 5.1 – Matriz Elétrica Brasileira - MME

Os empreendimentos em construção não irão alterar significativamente esse perfil. Estão em andamento 69 projetos que irão acrescentar 5.920.794 kW, 73,83% dos quais provenientes de usinas hidrelétricas. Cresce, no entanto, a participação da geração por pequenas centrais hidrelétricas, que atinge 7,52% do total em construção.

A novidade aparece nos projetos outorgados, que, quando concluídos, irão adicionar uma capacidade de geração de 28.209.555 kW, 46,23% dos quais provenientes de plantas termelétricas, 23,55% de centrais aerogeradoras, apenas 18,11% de usinas hidroelétricas e 11,99% de pequenas, mini e micros centrais hidrelétricas.

Nota-se no Brasil uma tendência de diversificação das fontes de energia, principalmente no sentido de geração termelétrica e aerogeradoras, com maior destaque também para o avanço das pequenas, mini e micros centrais hidrelétricas, que são as principais fontes para universalização da energia, principalmente nos sistemas isolados, desenvolvendo as comunidades locais, melhorando a qualidade de vida e os modos de produção. O que ainda tem paralisado este segmento é a falta de incentivo e dispositivos legais.

Se todos estes projetos de forem concluídos, a geração proveniente de usinas



termelétricas será responsável por 27% da energia disponível no Brasil, enquanto que participação das tradicionais e grandes usinas hidrelétricas cairia para 62%.

## **Tarifas e Impostos**

Por outro lado temos o desconforto de o Brasil ocupar a quinta colocação no “ranking” dos países que têm as mais altas tarifas residenciais de energia elétrica, de acordo com o poder de compra das moedas locais. O levantamento feito pelo Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico (Ilumina/2004), com 31 países, tem o objetivo de mostrar que o peso da tarifa na renda do brasileiro é bem maior que o de outros países.

"Pagar US\$ 16,60 de conta de luz nos Estados Unidos não tem o mesmo peso que no Brasil. No orçamento de um brasileiro, comprometer esse valor só com energia 'desloca' a compra de uma variedade de outros produtos", conclui o trabalho. O estudo teve como base a tarifa de R\$ 260 o megawatt/hora (MWh), sem a incidência de impostos. Sobre esse valor, foi feita uma correção das taxas de câmbio pela Paridade do Poder de Compra (Purchase Power Parity) das moedas que a Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) publica regularmente.

O resultado mostra que o Brasil, com tarifa de US\$ 0,141 o KWh, está bem distante de outras nações cuja matriz energética também é predominantemente hidrelétrica, como Canadá e Noruega, que ocupam o 29.º e 30.º lugar, respectivamente. "O problema é a estrutura tarifária, que onera mais o cliente residencial que o industrial", argumenta o secretário-geral do Ilumina, Renato Queiroz. De 1995 a 2004, a tarifa residencial teve aumento real (descontada a inflação-INPC) de cerca de 50%, enquanto a industrial foi de 23%, diz ele.

Impostos - O estudo do Ilumina, no entanto, não considera o preço da energia com a incidência de impostos, que supera 30%.

Se fossem considerados os tributos, o Brasil possivelmente chegaria à primeira colocação. A tendência, porém, não é animadora. Com os aumentos nas alíquotas de PIS e Cofins, a tarifa de energia deverá subir entre 3% e 4%, especialmente para o consumidor

residencial, que não tem como aproveitar os créditos permitidos pelo governo, afirmou o presidente da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), Luiz Carlos Guimarães (2004).

As distribuidoras de energia esforçaram para incluir o setor entre os que continuarão com a alíquota antiga dos dois impostos, mas não tiveram sucesso. Apesar de negar o pedido das empresas, o governo beneficiou segmentos como telecomunicações. "Trata-se de um serviço essencial. Não faz sentido deixar as empresas de telecomunicação fora e energia dentro dos novos critérios", argumenta Guimarães. Segundo ele, o aumento dos impostos tem repercussão direta nas tarifas.

Apesar disso, a elevação ainda não foi transferida para o consumidor. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) está criando uma nova metodologia para o repasse. Atualmente, de acordo com a Agência, o setor é um dos maiores contribuintes do governo.

O que poucos consumidores sabem é que, além dos impostos e tributos, eles também arcam com uma série de encargos setoriais, embutidos no preço da energia. Entre os mais pesados está a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada para subsidiar a energia produzida por térmicas movidas a combustíveis fósseis e instaladas em sistemas isolados, como o Amazonas.

Observa-se, contudo que em nenhum momento foi feita a inserção das mCH e  $\mu$ CH no contexto do mercado energético, seja dos benefícios acima, seja do mercado de energia, favorecendo as comunidades isoladas e desenvolvendo-as de forma gradativa. Razão pela qual propõe-se este trabalho de forma a viabilizar tais empreendimentos deste setor favorecendo as comunidades, o que é justamente uma das metas do governo federal, senão o acesso à energia elétrica de toda a parcela da população esteja onde ela onde estiver.

Outro encargo é a Reserva Global de Reversão (RGR), criado para indenizar antigos detentores das concessões do setor e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para dar competitividade à energia produzida a partir de fontes alternativas. O único encargo que o consumidor provavelmente conhece é o que subsidia as usinas emergenciais, pois o custo é destacado todos os meses na conta.

Para completar o quadro, os governos estaduais querem tributar o desconto social que os consumidores de baixa renda têm na tarifa e que é subsidiado pelos demais clientes. O problema é que esses descontos já são tributados pelo ICMS na conta dos consumidores que subsidiam os de baixa renda. Ou seja, se os Estados conseguirem, haverá uma bitributação de ICMS sobre o valor.

## **CAPÍTULO 6 - PARADIGMAS E SOLUÇÕES**

Observados os limites mínimos de potência das PCHs, mCH e  $\mu$ CH das leis 9.648/98 e 10.438/02 – em que a geração está sujeita apenas a REGISTRO – e os limites máximos – em que a geração depende de AUTORIZAÇÃO – os empreendimentos que promovam a redução do dispêndio da CCC nos sistemas elétricos isolados fazem jus à sub-rogação da referida conta, consoante disposição contida no art. 18 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Porém, esta é uma afirmação que trouxe dúvida interpretação à luz do Direito, visto que a Lei acima referida fala em empreendimentos com Autorização e não trata em nenhum momento daqueles que necessitam apenas de Registro, só o quem faz é a Constituição Federal /88, em seu art.176, §4º. Assim, torna-se necessário a inclusão na Lei dos empreendimentos com Registro, ou seja, aqueles que tem potencial inferior a 1 MW – mCH e  $\mu$ CH, para que estas tenham seu respaldo legal bem definido.

### **6.1. Contextualização legal**

Conforme visto no capítulo 2 os limites mínimos de potência de geração hidrelétrica estão vinculados ao preceito constitucional – consagrado desde a constituição federal de 1946 – no sentido de que “não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida” (mCH e  $\mu$ CH) (CF/88, art.176, §4º), atualmente disciplinados conforme o art. 5º do Decreto nº 2003, de 10 de setembro de 1996.

O art. 5º do Decreto nº 2003, de 10 de setembro de 1996, prevê o REGISTRO de empreendimento de geração cuja potência instalada seja igual ou inferior a 1MW, no caso de potencial hidráulico, e igual ou inferior a 5 MW, no caso de usina termelétrica, assim necessitando apenas de uma comunicação à ANEEL.

Anteriormente citado e de acordo com o Manual da Eletrobrás, editado em 1984 por ocasião da edição do Programa Nacional de PCH, eram consideradas Pequenas

Centrais Hidrelétricas os empreendimentos cujas potências eram inferiores a 10 MW e eram classificadas de acordo com a tabela abaixo que, independentemente da potência, recebiam, todas elas os mesmos incentivos. O que variava era a questão dos procedimentos junto aos órgãos reguladores, que na ocasião era o DNAEE.

Essa classificação e a equidade de incentivos legais vigorou até 1996, quando, a partir daí e com a edição da Lei 9427/96 (com redação dada pelas Leis nº 9648/98 e 10438/02) estendeu o limite máximo de PCH para empreendimentos até 30 MW, desde que com características de PCHs. Dentre os incentivos pode-se citar o 50% de desconto nas tarifas de transmissão e distribuição, além do benefício de sub-rogação à Conta Consumo Combustíveis - CCC.

A Conta de Consumo de Combustíveis – CCC é um encargo integrante das tarifas de energia elétrica cobrada dos consumidores de energia elétrica que tem como objetivo assegurar a cobertura dos custos dos combustíveis fósseis utilizados na geração termelétrica nos sistemas isolados e interligados. Em 2004, o valor total da CCC será, de acordo com a Resolução Homologatória nº 3, de 30 de janeiro de 2004, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, de R\$ 2,87 bilhões, dos quais R\$ 2,68 bilhões referem-se aos sistemas isolados.

Dentro desta série de vantagens, para incentivos à empreendimentos isolados na região amazônica, a CCC passou a ser fundamental.

A Lei 10438/02 que ampliou os benefícios da CCC para as Fontes Renováveis de Energia, tais como Biomassa, Eólica e PCHs, infelizmente não incluiu empreendimentos hidrelétricos com potência inferior a 1 MW, ou seja, as micro e mini centrais!

Em seguida veio a Resolução 784/02 da Aneel que tratou de ampliar os benefícios da CCC às mCH. Porém, um recurso foi interposto e infelizmente foi acatado pelo órgão regulador, excluindo assim, mais uma vez, as micro e mini centrais. A Resolução 334/03 findou este processo.

## **6.2. Do recurso**

Feito o recurso, conforme acima destacado, este foi acatado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, onde se entendeu que o inciso III, art. 2º, da Resolução 784/02, “terminou por ampliar os limites do direito à sub-rogação de créditos oriundos da CCC – sistemas isolados” Com isso um empreendimento de geração hidrelétrica, cuja potência instalada seja inferior a 1 MW(mCH e  $\mu$ CH – Mini e Micro Centrais Hidrelétricas) deixaram de ter direito à sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC, o que pôs fim a um dos poucos ou senão o único incentivo a empreendimentos de geração de pequeno porte.

Assim, por intermédio da Resolução 334/03, a ANEEL anulou o inciso III, acima referido, mantendo-se nos estritos limites da legalidade os empreendimentos que farão jus ao benefício da sub-rogação da CCC, no caso de geração, àqueles previstos no inciso I, §4º, art. 11 da Lei nº9648, de 27 de maio de 1998, com a redação dada pelo art. 18 da Lei nº 10438, de 2002, ou seja, as PCHs, sendo que, nos demais aspectos, a Resolução 784/02, continua aplicável em sua integralidade. Essa decisão da Agência prejudicou e muito os pequenos aproveitamentos, por isso a iniciativa deste trabalho, que o “status quo” retorne.

### **6.3. Justificativa para dar nova redação a lei 10.438/02(9.648/98)**

Face ao acima exposto, verifica-se que os empreendimentos de mCH não foram contemplados ou foram relegado a segundo plano, o que tem inviabilizado empreendimentos de pequeno porte na região amazônica a despeito do domínio tecnológico da indústria nacional aos altos custos. Estudos indicam que com os benefícios da CCC haveria oportunidades para que muitos destes empreendimentos venham a se viabilizar.

A Lei em se tratando dos pequenos empreendimentos se mostra muito falha, com muitas lacunas, o que só dificulta as empresas consorciadas e pessoas físicas ou jurídicas interessadas em investir nessa área.

Diante disso, a falta dos referidos termos, tem inviabilizado o desenvolvimento de umas das fontes de energias renováveis de menor custo e tecnologia totalmente nacional, que é uma das fontes mestras para a UNIVERSALIZAÇÃO da energia.

Pode-se destacar ainda outros benefícios, como o desenvolvimento das civilizações das comunidades isoladas - onde os potenciais raramente ultrapassam 1MW - melhorando substancialmente a qualidade de vida destas populações; a geração de empregos para a região dos projetos e o desenvolvimento tecnológico das mini e micro centrais em todo o país.

Este imenso mercado existente abrange os estados do Amazonas, Pará, Rondônia, ou seja, a região da Amazônia Legal. Observa-se que o potencial dessa região é grande e pode ser muito melhor explorado com a chegada destas tecnologias e de outras que possam vir a surgir, principalmente, para os empreendimentos dessa região, que tem predominância de um relevo não montanhoso. Não podemos nos esquecer também da imensa quantidade das populações atendidas, populações estas que vivem hoje sem energia ou com energia de geradores diesel, fonte suja e poluente. Passarão a receber de fonte limpa e não poluente o que trará grandes benefícios, não só ambientais, mas sociais, dentre eles o desenvolvimento das atividades produtivas a partir deste suprimento. Ainda, que estas novas tecnologias caminham juntas ao desenvolvimento das comunidades, de seu modo de vida, contribuindo também a geração de emprego local.

Outrossim, este limite impossibilita empreendimentos de baixas quedas e o uso da energia hidrocínética, conforme acima citado, que é uma das formas de energia hidráulica apta a receber os benefícios dos mecanismos de desenvolvimento limpo.

Convém salientar que as mini e micros centrais também são fontes de energias renováveis, com baixos impactos ambientais, gerando grande economia aos cofres da nação e diminuindo as emissões dos gases do efeito estufa, que são um dos objetivos da Conta Consumo de Combustível.

Como consequência, tem-se uma mudança no mercado, viabilizando as MCHs na região amazônica sem prejuízo às empresas estabelecidas e atende-se principalmente a geração descentralizada, a universalização e o Programa Luz para Todos, ou seja, os benefícios serão grandiosos.

#### **6.4. A inserção das mCHs no atual marco regulatório**

De modo a viabilizar as mCH e atender os atuais programas sociais em andamento, tal como Luz para Todos e a Universalização de Energia Elétrica é mister viabilizar as mCH, o que pode ser conseguido através de mudança na legislação.

Considerando que com o advento da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, o art. 11 da Lei nº 9.648, acrescido de um §5º, passou a ter a seguinte redação para os §§3º e 4º:

“§3º É mantida pelo prazo de 20 anos, a partir da publicação desta Lei, a aplicação da sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, estabelecida pela Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, a qual deverá conter mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, visando atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nestes sistemas, ao término do prazo estabelecido.

“§4º Respeitado o prazo máximo fixado no parágrafo anterior, sub-rogar-se-á no direito de usufruir a sistemática ali referida, pelo prazo e forma a serem regulamentados pela ANEEL, o titular de concessão ou autorização para: (Observa-se que não há o termo REGISTRO)”.

I- aproveitamento hidrelétrico de que trata o inciso I, art.26, da Lei nº 9.427, de 1996, ou a geração de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa e gás



natural, que venha a ser implantado em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo ou desloque sua operação para atender ao incremento do mercado;

II- empreendimento que promova a redução do dispêndio atual ou futuro da conta de consumo de combustíveis dos sistemas elétricos isolados.

§5º O direito adquirido à sub-rogação independente das alterações futuras da configuração do sistema isolado, inclusive sua interligação a outros sistemas ou a decorrente de implementação de outras fontes de geração.”

Considerando que nesse novo contexto legal, a Resolução nº 784/2002 estabelece agora que:

“Art.2º Sub-rogar-se-ão no direito de usufruir a sistemática de rateio de CCC, na forma e nos prazos estabelecidos nesta Resolução, os titulares de concessão ou autorização que atendam aos requisitos estabelecidos no artigo anterior e se enquadrem em uma das características a seguir”:

I- aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução de energia elétrica, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, em conformidade com o estabelecido na regulamentação pertinente;

II- empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, solar, biomassa ou gás natural;

III- aproveitamentos hidrelétricos não abrangidos pelo inciso I;

IV- empreendimentos de transmissão e distribuição de energia elétrica; e

V- outros empreendimentos, tais como, sistemas de transporte de gás natural, na proporção de sua utilização para fins de geração de energia elétrica, e projeto de efficientização de central termelétrica ou de troca de combustível, desde que represente redução do dispêndio da CCC.”

Considerando que os incisos III e IV, art.2º, da Resolução 784/2002, ampliam o direito à sub-rogação de créditos da CCC aos titulares de:

- I- qualquer tipo de empreendimento hidrelétrico, independentemente de suas características técnicas ou construtivas;
- II- indistintos e não qualificados empreendimentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Considerando que tal ampliação do direito à sub-rogação não reflete com fidelidade o que está disposto na nova redação do art.11, da Lei nº 9.648/98, constituindo-se, portanto, em inovação administrativa do direito posto pela norma legal, fato este que mereceu reflexão principalmente da agência reguladora alertada por uma associação de geradores sobre tal ampliação do direito que infelizmente foi acatada.

Os atuais marcos regulatórios resultaram que as mini e micros centrais hidrelétricas não tem de resguardo na Lei o direito ao benefício da CCC.

### **6.5. Sugestão de alteração do marco regulatório**

Como resultado deste trabalho, estudou-se e elaborou-se uma proposta de alteração na Lei 10.438/02(9.648/98), através do Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas em parceria com a Rede Nacional de Organizações para as Energias Renováveis e encaminhada ao Congresso Nacional propondo a alteração destacada (inclusive encontra-se em análise), conforme texto acima transcrito e grifado visando que o benefício da CCC se estenda definitivamente aos empreendimentos com potenciais abaixo de 1 MW(mCH), tornando viáveis os empreendimentos de geração de energia elétrica dos sistemas isolados, consubstanciados no art.176, §4º da Constituição Federal de 1988.

Portanto, para permitir o acesso das mCH aos incentivos legais, tal como a CCC, foi proposto a seguinte alteração no texto da Lei 10.438/02, art.18, §§§3º,4º, inc. I, II e 5º, a qual deverá prever o seguinte: alterado\*(inclusão de dois termos) :

“§3º É mantida, pelo prazo de 20 (vinte) anos, a partir da publicação desta Lei, a aplicação da sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, estabelecida pela Lei n o 8.631, de 4 de março de 1993, na forma a ser regulamentada pela Aneel, a qual deverá conter mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, visando atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nestes sistemas, ao término do prazo estabelecido.

§4º Respeitado o prazo máximo fixado no § 3º, sub-rogar-se-á no direito de usufruir a sistemática ali referida, pelo prazo e forma a serem regulamentados pela Aneel, o titular de concessão, autorização ou registro\* (grifo nosso) para:

I - aproveitamento hidrelétrico de potência até\* (grifo nosso) 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução de energia elétrica, mantida as características de pequena central hidrelétrica, em conformidade com o estabelecido na regulamentação pertinente; ou a geração de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa e gás natural, que venha a ser implantado em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo ou desloque sua operação para atender ao incremento do mercado;

II - empreendimento que promova a redução do dispêndio atual ou futuro da conta de consumo de combustíveis dos sistemas elétricos isolados.

§5º O direito adquirido à sub-rogação independe das alterações futuras da configuração do sistema isolado, inclusive sua interligação a outros sistemas ou a decorrente de implantação de outras fontes de geração."

Desta forma, os empreendimentos com potência até 1.000 kW e iguais ou inferiores a 30.000 kW ficarão com o respaldo da Lei no que diz respeito à sub-rogação do benefício da CCC. Ou seja, as mCH e  $\mu$ CH - Mini e Micro Centrais Hidrelétricas( < 1.000 kW) e as PCHs(potências entre 1.000 kW e 30.000 kW) terão o direito ao benefício.

## **6.6. Resultados**

Após inúmeras articulações realizadas que permitiram superar todos os obstáculos que se apresentaram, foi aprovado em 15/09/2004 na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, por unanimidade em reunião ordinária o parecer favorável do Dep. Osmânio Pereira PTB/MG sobre o PL3566/04 (inclusão das mCHs no benefício da CCC) de autoria do Dep. João Caldas PL/AL em decorrência de nossas ações. Este pode ser considerado o passo mais importante no processo de aprovação do mesmo na Câmara, pois foi aprovado na comissão de mérito. Posteriormente o Projeto de Lei passará por mais uma comissão que é a de para ser considerado aprovado na Câmara e seguirá para o Senado Federal.

A Comissão de Finanças e Tributação aprovou no dia 3 de agosto(2005), o Projeto de Lei 3.566/04, de autoria do deputado João Caldas (PL-AL), elaborado com base na sugestões do CERPCH/RENOVE, que autoriza as usinas com aproveitamento hidrelétrico inferior a 1 MW a terem direito de usufruir do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

Segundo o Projeto de Lei, essas centrais devem estar situadas em áreas atendidas pelo sistema isolado. A proposta recebeu emenda do relator, deputado Eduardo Cunha (PMDB-RJ), que exclui do rateio a parcela da energia elétrica destinada ao autoconsumo do empreendimento. Já aprovado pela Comissão de Minas e Energia, o PL segue para análise da Comissão de Constituição e Justiça e Cidadania, em caráter conclusivo.

## CAPÍTULO 7 – CONCLUSÃO

### 7.1. Benefícios da proposta de Lei

Para reduzir os gastos da CCC, a legislação em vigor (Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, com a redação dada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002) prevê a sub-rogação do direito de usufruir a sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados **ao titular de concessão ou autorização** que especifica, “pelo prazo e forma a serem regulamentados pela ANEEL”(grifo nosso).

Em cumprimento a esse mandamento legal, a regulação não permite que empreendimentos de geração sujeitos apenas a registro na ANEEL, isto é, aqueles com potência igual ou inferior a 1 MW, no caso de potencial hidráulico, ou igual ou inferior a 5 MW, no caso de usina termelétrica, possam sub-rogar-se no direito de usufruir da CCC.

Trata-se, evidentemente, de manifesta injustiça ou submissão à pessoas do mercado de empresas nacionais voltadas às PCHs somente, porquanto o que interessa saber é se o novo empreendimento proporcionará redução dos dispêndios da conta CCC, e não se o mesmo está sujeito a concessão, autorização ou registro do poder concedente. Essa contribuição, as mini e micro-centrais hidrelétricas situadas em área atendidas por sistema isolado podem, por certo, dar, o que vai contribuir, sobremaneira, para a universalização do fornecimento de energia elétrica, a geração de empregos e a tecnologia nacional.

Na década passada estimava-se um potencial de 7 GW para as PCHs. Atualmente, segundo a Aneel, já há 14 GW em pequenos potenciais (< 30 MW) já inventariados; até 1997 havia 300 MW de mCH registradas, cujas condições operativas eram desconhecidas. Segundo um fabricante de mCH, que nestes últimos 20 anos já entregou mais de 1200 grupos geradores para micro centrais hidrelétricas e que há diversos fabricantes destes equipamentos no Brasil em iguais condições, pode-se estimar que há um enorme potencial de mini e micros centrais aptas a serem aproveitadas, para tal há que se alterar a lei, tal como proposto neste trabalho e ainda propõe-se mais algumas alterações tais como:

## 7.2. Sugestões

- Que no Decreto 5.163, em seu artigo 14, passe a considerar geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição “do comprador” (seja excluída tal expressão), exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

- Que o desconto para o uso das tarifas de transmissão e distribuição (TUSD/TRUST) sejam superiores a 50%, pois a Lei trata de desconto não inferior a 50% e não os 50% que foram determinados;
- Que seja mais bem regulamentada a comercialização dos 50 kW em sistemas isolados;
- Que seja melhor discutido e regulamentado o acesso das mCH e  $\mu$ CH ao sistema, ou sua conexão a rede, inclusive com benefícios;
- E que todos nós juntamente com os agentes do setor de energia elétrica, nos unimos para combater a pesada tributação que recai sobre o segmento e, conseqüentemente, é repassada na forma de tarifas mais elevadas para os consumidores. Hoje, associações representando investidores, geradoras, transmissoras, distribuidoras, comercializadoras e grandes consumidores se reúnem para debater a questão e formular propostas ao Governo Federal.

Sabe-se que mais de 40% das tarifas cobradas dos consumidores são referentes a impostos e encargos. O pleito é justo porque o governo diz que há elevação da carga tributária em alguns setores para beneficiar os produtos da cesta básica. Consideramos que,

por estar presente em toda a cadeia de produção dos bens de consumo básico, o setor também deve ser contemplado.

Espera-se que o governo receba positivamente as sugestões, pois a modicidade tarifária é uma bandeira da administração do atual presidente da república Luiz Inácio Lula da Silva para o setor elétrico.

O cenário brasileiro do mercado de PCHs, mCH e  $\mu$ CH, apresenta um grande potencial hidrelétrico, sendo altamente atrativo à investidores estrangeiros, o que levará a necessidade de se dar uma maior atenção às PCHs, mCH e  $\mu$ CH para a geração, favorecendo a socialização da eletricidade, diminuindo as emissões dos gases de efeito estufa, conservando a Floresta Amazônica e sobretudo contribuindo com a disseminação das fontes renováveis de energia.

O mercado existe, é oportuno e atrativo, porém, o que precisamos é de um pouco de cooperação de todos os membros do setor para que estes interesses sejam apreciados, favorecendo a modicidade tarifária, o acesso a energia elétrica e o desenvolvimento das comunidades isoladas.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DELTORO, V., Fundamentos de Maquinas Eléctricas, Prentice-Hall do Brasil Ltda., 1994.

Diretrizes para Estudos e Projetos de PCHS, Eletrobrás, 2000.

GOZ, F. et al – Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: una guía para el desarrollo de proyectos, Lima, Peru, ITDG, 1995.

ISHIDA, S., Inserção da PCH no Mercado Atacadista de Energia – Dissertação de Mestrado IEE/USP – 2000.

LAGO, R., NÓBREGA, A.P. “O Processo de Outorga de PCHs Autorização-Registro de PCHs” in “CERPCH Notícias” nº 11, ano 3, CERPCH, EFEI, Itajubá, MG ed. Ago/set/out de 1999.

ROSA, E., Viana, F. G. “O Papel das PCHs no Mercado de Energia Brasileiro, in “CERPCH Notícias”, nº 4, ano I, CERPCH, EFEI, Itajubá, MG ed. Set/out./nov de 1999.

SOUZA, Z., Centrais Hidrelétricas Estudos para Implantação, Eletrobrás, 1999.

TIAGO F., G.L.” Alguns Aspectos do Estado Atual das Pequenas Centrais Hidrelétricas na América do Sul e no Brasil”, Winrock.

TIAGO F., G.L. “O Mercado de Energia no Brasil para as PCHs” in IV Congresso Latinoamericano de Generación y Transporte de Energía Eléctrica, Vina Del Mar, Chile, 2000.

TIAGO F., G. L., CAETANO, G.T. Estudo para Determinação de Custos de Implantação de PCH no Brasil, IV Simpósio sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, CBDB, Porto de Galinhas, PE, 19 A 20/09/04.

ANEEL, Atlas de Energia Eléctrica do Brasil, Agência Nacional de Energia Eléctrica – Brasília, ANEEL, 2000.

CBGB - Main Brazilian Dams – Design, Construction and Performance - Brazilian Committee on Large Dams, Vol II.

Legislação Básica do Setor Eléctrico Brasileiro – ANEEL – 2001.

Winrock International – Brazil - Trade Guide on Renewable Energy in Brazil, Winrock International – Brazil, Salvador, BA, 2002.



ANEEL 2005, <http://www.aneel.gov.br>

Brasil Energia 2005, <http://www.brasilenergia.com.br>

Canal Energia 2005, <http://www.canalenergia.com.br>

CERPCH 2005, <http://www.cerpch.unifei.edu.br>

Infoener 2005, <http://www.infoener.iee.usp.br>

MME 2005, <http://www.mme.gov.br>

Valor Econômico 2005, <http://www.valoreconomico.com.br>

Constituição Federal de 1988.

## **9. ANEXOS – PARECERES DO PROJETO DE LEI**