

CARLO GIOVANNI SAGGIO

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

CARLO GIOVANNI SAGGIO

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de graduação em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Guilherme Eugênio
Filippo Fernandes Filho

Guaratinguetá
2013

S129c	Saggio, Carlo Giovanni Comercialização de energia elétrica no Brasil / Carlo Giovanni Saggio – Guaratinguetá : [s.n], 2013. 73 f : il. Bibliografia: f. 67-70 Trabalho de Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2013. Orientador: Prof. Dr. Guilherme Filippo Fernandes Filho 1. Energia elétrica 2. Energia elétrica – Distribuição I. Título CDU 621.316
-------	---

CARLO GIOVANNI SAGGIO

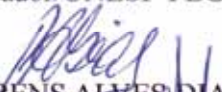
ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO
PARTE DO REQUISITO PARA OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
“GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA”

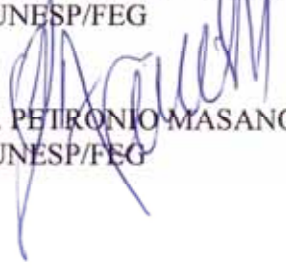
APROVADO NA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Prof. Dr. ANTÔNIO WAGNER FORTI
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. GUILHERME EUGÊNIO FILIPPO F. FILHO
Orientador/UNESP-FEG


Prof. Dr. RUBENS ALVES DIAS
UNESP/FEG


Prof. Dr. PETRONIO MASANOBU TANISHO
UNESP/FEG

Dezembro de 2013

DADOS CURRICULARES

CARLO GIOVANNI SAGGIO

NASCIMENTO	01.07.1983 – SÃO PAULO / SP
FILIAÇÃO	Giovanni Saggio Rosa da Silva Mira Saggio
2003/2013	Curso de Graduação Engenharia Mecânica – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista

de modo especial, aos meus pais Giovanni e Rosa e ao meu irmão Bruno que me acompanharam e me motivaram durante toda essa etapa importante em minha vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter iluminado meu caminho e me protegido durante essa caminhada,
ao meu orientador, *Prof. Dr. Guilherme Eugênio Filippo Fernandes Filho* pela
orientação, apoio e paciência na elaboração deste trabalho,
a todos os que me ajudaram, apoiaram, motivaram ou simplesmente me
acompanharam ao longo desta jornada acadêmica, em especial, minha companheira Tânia.

“... E nunca considerem seu estudo como uma obrigação, mas sim como uma oportunidade invejável de aprender, sobre a influência libertadora da beleza no domínio do espírito, para seu prazer pessoal e para o proveito da comunidade à qual pertencerá o seu trabalho futuro.”

Albert Einstein

SAGGIO, C. G. **Comercialização de energia elétrica no Brasil**. 2013. 73 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2013.

RESUMO

Como empresas podem vender o seu excedente de capacidade de produção de energia elétrica no Brasil? Este trabalho foi desenvolvido a partir do questionamento apresentado e focando o esclarecimento dos procedimentos necessários para ingressar no mercado de energia elétrica brasileiro através da apresentação de diretrizes básicas fundamentadas nas resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica, dos procedimentos do Operador Nacional do Sistema e das regras da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Ele apresenta subsídio às empresas que se enquadram nesse perfil para avaliarem a possibilidade de vender sua energia elétrica excedente. Teve como objetivo geral analisar os procedimentos e as etapas necessárias para que esta venda aconteça. Foi desenvolvido através de pesquisa bibliográfica onde foi apresentada uma visão geral sobre o setor elétrico brasileiro e um estudo de caso de uma empresa que tem excedente de capacidade de produção de energia elétrica, mas não faz a sua comercialização. Teve como resultado esperado o esclarecimento assim como o incentivo às empresas, através das informações apresentadas, ao ingresso nesse comércio uma vez que energia é fundamental para o crescimento econômico do país e garantir sua disponibilidade na quantidade demandada é um desafio de extrema importância para que resultados satisfatórios de desenvolvimento econômico sejam atingidos contribuindo com o progresso de nossa sociedade.

PALAVRAS-CHAVE: Comercialização de energia. Setor elétrico brasileiro. Excedente de energia. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

SAGGIO, C. G. **Sale of electricity in Brazil**. 2013. 73 f. Graduate Work (Graduate in Mechanical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2013.

ABSTRACT

How companies can sell their surplus production capacity of electric power in Brazil? This work was developed from the question presented and focusing on clarification of procedures to enter the Brazilian electricity market by providing basic guidelines based on resolutions by National Agency of Electric Energy, National System Operator procedures and rules of the Assembly of Electric Energy Commercialization. It features subsidy to companies that fit this profile to evaluate the possibility to sell their surplus electricity. The general aim was to analyze the procedures and the necessary steps to make this sale happen. Was developed through a literature review where an overview of the Brazilian electric sector and a case study of a company that has excess capacity of electricity, but doesn't make its marketing. Resulted in the expected clarification as well as the incentive for companies through the information presented, the entry in this trade since power is still crucial to the country's economic growth and ensure its availability in quantity demanded is a challenge of the utmost importance for satisfactory results are achieved economic development contributing to the progress of our society .

KEYWORDS: Energy trading. Brazilian electric sector. Surplus energy. Assembly of Electric Energy Commercialization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Organização do Setor Elétrico Brasileiro	19
Figura 2 - Participação das fontes de energia na matriz energética brasileira.....	22
Figura 3 - Custos de produção de energia elétrica no Brasil	26
Figura 4 - Estrutura de governança da CCEE.....	36
Figura 5 - Classe de agentes participantes da CCEE.....	37
Figura 6 - Exemplo de sazonalização de um contrato com início em Janeiro.....	44
Figura 7 - Exemplo de sazonalização de um contrato com início em Abril.....	44
Figura 8 - Exemplo de sazonalização flat de um contrato.....	45
Figura 9 - Malha duto viária de transporte de gás	56
Figura 10 - Fluxo de tarefas para celebração dos contratos	62
Figura 11 - Fluxo das atividades para adesão à CCEE	63
Figura 12 - Fluxo das atividades para adesão à CCEE (continuação).....	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Empreendimentos em operação.....	25
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Autoprodutores
CAG	Controle Automático de Geração
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCD	Contrato de Conexão às instalações de Distribuição
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CCEN	Contratos de Cotas de Energia Nuclear
CCGF	Contratos de Cotas de Garantia Física
CER	Contrato de Energia de Reserva
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Pesquisa Energética
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
Conuer	Contrato de Uso de Energia de Reserva
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação de Remuneração
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
TSA	Tarifa de Compensação Síncrona
TUSD	Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS.....	15
1.2	JUSTIFICATIVA.....	16
1.3	RESULTADO ESPERADO	16
2	VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO.....	17
2.1	HISTÓRICO.....	17
2.2	ESTRUTURA E ORGANIZAÇÃO ATUAL	19
2.2.1	Ministério de Minas e Energia	19
2.2.2	Empresa de Pesquisa Energética	20
2.2.3	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.....	20
2.2.4	Agência Nacional de Energia Elétrica	21
2.2.5	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	21
2.2.6	Operador Nacional do Sistema	21
2.3	GERAÇÃO DE ENERGIA.....	22
2.3.1	Fontes de energia	22
2.3.1.1	Energia Eólica	22
2.3.1.2	Energia Fotovoltaica.....	23
2.3.1.3	Energia hidrelétrica	23
2.3.1.4	Energia Nuclear	24
2.3.1.5	Energia termelétrica	24
2.3.2	Custos	25
3	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	27
3.1	AGENTES.....	27
3.1.1	Geração.....	27
3.1.2	Transmissão	27
3.1.3	Distribuição.....	28
3.1.4	Comercialização.....	28
3.2	AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO	29
3.2.1	Ambiente de Contratação Regulada - ACR.....	29
3.2.2	Ambiente de Contratação Livre - ACL	30
3.3	ENERGIA DE RESERVA.....	30
3.4	ENCARGOS	31

3.4.1	Encargos por restrição de operação	32
3.4.2	Encargos por razão de segurança energética.....	32
3.4.3	Encargos devidos a Serviços Ancilares	32
3.4.3.1	Compensação Síncrona	32
3.4.3.2	Reserva de Prontidão.....	33
3.4.3.3	Controle Automático de Geração (CAG)	33
3.4.3.4	Sistema Especial de Proteção (SEP)	34
3.4.3.5	Black Start	34
4	CCEE	35
4.1	ESTRUTURA	36
4.2	AGENTES.....	37
4.3	CONTRATOS	38
4.3.1	Tipos de Contratos	39
4.3.1.1	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre - CCEAL	40
4.3.1.2	Contrato de Compra de Energia Incentivada - CCEI	40
4.3.1.3	Contrato de Comercialização de energia elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR.....	40
4.3.1.4	Contratos de Ajuste	41
4.3.1.5	Contratos do Proinfa.....	42
4.3.1.6	Contratos de Itaipu	42
4.3.1.7	Contratos de Energia de Reserva - CER	42
4.3.1.8	Contrato de Uso de Energia Reserva – Conuer	43
4.3.1.9	Contratos de Geração Distribuída	43
4.3.1.10	Contratos de Cotas de Garantia Física	43
4.3.1.11	Contratos de Cotas de Energia Nuclear - CCEN.....	43
4.3.2	Sazonalização	44
4.3.3	Modulação	45
4.4	PLD	45
4.5	MEDIÇÕES.....	47
4.6	CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO	48
4.6.1	Mecanismo de Realocação de Energia.....	48
4.6.2	Balanço Energético.....	49
4.6.3	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits	50
4.6.4	Tratamento de Exposições	51

4.6.5	Penalidades de Energia	53
4.6.6	Penalidade de Potência	54
5	ESTUDO DE CASO	56
5.1	OBTENÇÃO DA AUTORIZAÇÃO	58
5.2	ADESÃO À CCEE.....	59
5.2.1	Contrato de Conexão e Uso - CCD	60
5.2.2	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição Elétrica - CUSD.....	61
	CONCLUSÃO	66
	REFERÊNCIAS	67
	BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....	70
	ANEXO A - Formulário de registro de usina termelétrica e fotovoltaica	71
	ANEXO B - Ficha Técnica de Usinas Termelétricas	72
	ANEXO C - Ficha Técnica de Usinas Termelétricas (continuação)	73

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico Brasileiro apresenta características que o potencializam como um dos sistemas com maior capacidade de produção elétrica do mundo. Ele é a base do desenvolvimento do segundo setor da economia e deve estar sempre pronto para atender às suas demandas energéticas possibilitando o crescimento do país. O Brasil supera a marca de 100 mil Megawatts de potência instalada sendo 68% de fonte hídrica e esta fração corresponde a apenas 30% de aproveitamento do seu potencial hidroelétrico. Assim, fica evidente que da mesma forma que nosso país apresenta um grande potencial de geração de energia, não somente hidrelétrica como também termelétrica, eólica, nuclear e fotovoltaica ele também evidencia a necessidade desse potencial ser mais bem explorado e aproveitado.

Quando se recorre à literatura existente sobre o assunto verifica-se que diversas mudanças vêm sendo realizadas neste setor ao longo dos últimos anos sendo que as mais significativas ocorreram a partir da década de 1970. Tais modificações trouxeram um novo modelo operacional possibilitando a entrada das diversas formas de comercialização de energia correspondentes a variados tipos de geração que ampliam a matriz energética, estimulam a concorrência e garantem a disponibilidade e confiabilidade de seu fornecimento.

Nesse cenário, a venda de excedente de capacidade de produção de energia elétrica surge como uma alternativa a muitas empresas que possuem geração própria e capacidade para gerar além da sua demanda. Contudo, ainda não fazem uso dessa opção devido à falta de informações e o desconhecimento dos procedimentos necessários para ingressar no mercado de comercialização de energia elétrica.

Portanto pretende-se com esse trabalho esclarecer e estimular a entrada de empresas com capacidade de produção excedente de energia neste mercado fazendo-os compreender seu funcionamento, as diversas operações de comercialização de energia em seus mais diferentes ambientes e os processos burocráticos para tal.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é explicitar os procedimentos necessários para que empresas possam vender o excedente de capacidade de produção de energia elétrica no Brasil.

Para alcançar o objetivo geral, definiram-se os seguintes objetivos específicos:

- a) traçar o panorama do Setor Elétrico Brasileiro;

- b) apresentar as fontes de energia exploradas no Brasil;
- c) explicitar os ambientes de comercialização de energia;
- d) definir a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; e
- e) exemplificar, através de um estudo de caso, os procedimentos para inserção no mercado de comercialização de energia elétrica.

1.2 JUSTIFICATIVA

Este estudo, focando a comercialização de energia excedente, contribuirá com informações as quais empresas interessadas no tema poderão usar em seu benefício comercializando energia elétrica e aumentando assim seu percentual de lucro, além de acrescentar sua capacidade ao parque de geração elétrico brasileiro. Pode interessar também àqueles (profissionais estudiosos e cidadãos) que buscam conhecer melhor este setor.

1.3 RESULTADO ESPERADO

Espera-se com esse trabalho esclarecer os procedimentos para se comercializar energia elétrica excedente assim como o incentivar as empresas, através das informações apresentadas, a ingressarem no comércio de energia elétrica.

2 VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

2.1 HISTÓRICO

Pode-se dividir o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro em cinco intervalos de tempo. O primeiro deles inicia-se a partir da proclamação da república em 1889 e segue até a década de 1930. Nesse período, também conhecido como República Velha, a nossa economia se baseava na produção e na exportação de produtos primários entre os quais: o café, a borracha, o açúcar e o algodão. E, como o crescimento das indústrias e o processo de modernização dos principais centros urbanos do país era relativamente pequeno naquela época, não houve grandes preocupações no que diz respeito à produção de energia, pois a demanda era singela sendo atendida pela principal fonte energética do período: o carvão vegetal.

Em 1929, a economia brasileira foi abalada devido à crise mundial e, de acordo com (ALMEIDA; RIGOLIN, 2002) “[...] uma parcela razoável do capital cafeeiro foi reinvestida em atividades urbanas fabris, como a produção de alimentos e tecidos, modificando e dinamizando nossa economia com a lenta transição do predomínio do capital agrícola para o capital industrial”.

Desta forma, o segundo período do Setor Elétrico Brasileiro, que se inicia a partir de 1930 e termina em 1945, foi caracterizado pelo enfraquecimento do modelo de exportação de produtos primários e pelos avanços no processo de industrialização nacional. Neste espaço de tempo o país passou a atentar-se a questão da energia promovendo uma maior regulação do setor, por exemplo, com a promulgação do Código de Águas através do Decreto nº 24.643/1934, que transmitiu à União a propriedade das quedas d’água e a exclusividade de outorga das concessões para aproveitamento hidráulico e do Decreto-Lei nº 852/1938 que incluiu algumas modificações no Código de Águas: aumentando as restrições ao capital estrangeiro na produção de energia e ampliando as águas de domínio da União próximas às fronteiras. Ademais, os termos “águas públicas de uso comum” e “águas pertencentes à União” receberam redação mais clara através deste decreto.

O terceiro período, que se estendeu de 1945 até o final da década de 1970, destaca-se pela presença marcante do Estado no setor elétrico promulgando vários decretos e leis entre os quais vale destacar: Lei nº 3.890-A/1961 perante a qual a empresa Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS foi constituída, Lei nº 5.665/1971 que introduziu um sistema tarifário sob o regime de "custo do serviço" o que garantia as concessionárias uma

remuneração mínima e o Decreto-Lei nº 1.383/1974 que determinava que as empresas com receitas superavitárias devessem transferir recursos para as deficitárias, buscando uma equalização tarifária no território nacional, pois havia grande disparidade entre os custos de geração das usinas nas diferentes regiões do país.

O quarto período teve início a partir da década de 1980, momento em que o governo fez muitos cortes de gastos e reduziu os investimentos devido à crise externa. Nele foi instituída a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração – RENCOR cuja finalidade era compensar as insuficiências de remuneração do investimento das concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.

E, por último o quinto período, que vigora desde 1993 até os dias atuais está marcado pela reforma do setor elétrico brasileiro iniciada a partir da Lei nº 8.631/1993 que revogou o regime de remuneração garantida e o mecanismo de equalização tarifária (cada distribuidora passou a ter reajustes e tarifas diferenciadas em função de seu custo) e criou os contratos de suprimentos entre geradores e distribuidores.

Em 1995 a promulgação da Lei nº 9.074/1995 trouxe mais estímulos para que a iniciativa privada pudesse participar do setor através da criação do Produtor Independente de Energia (PIE) no qual as empresas privadas adquiriram a possibilidade de produzir e comercializar energia elétrica. Ela também permitiu ao consumidor escolher seu fornecedor de energia elétrica e firmar contratos livremente aumentando assim a competição entre os fornecedores.

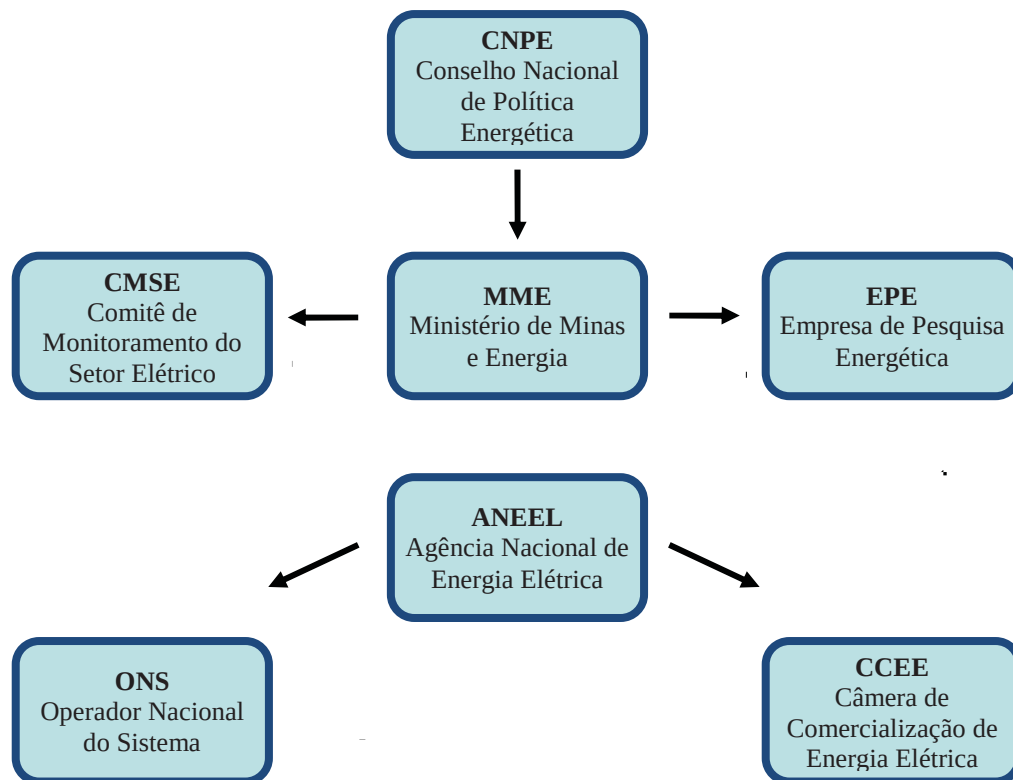
Já a reestruturação do setor elétrico brasileiro ocorreu, de fato, em 1996 com a implantação do projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro) coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Como resultado dele têm-se a divisão das empresas (antes verticalizadas) nos segmentos de geração, transmissão e distribuição e o incentivo à competição nos segmentos de geração e comercialização mantendo apenas como monopólio o segmento de distribuição e transmissão.

Em 2001 mais mudanças ocorreram no setor e, dessa vez decorrente da falta de chuva que gerou a baixa dos reservatórios das hidrelétricas e obrigou o país a adotar medidas de racionamento de energia. Esse período conhecido como a crise do apagão fez com que o Brasil percebesse a necessidade de incluir novas fontes geradoras na matriz energética nacional.

2.2 ESTRUTURA E ORGANIZAÇÃO ATUAL

Atualmente o setor elétrico brasileiro é composto por sete agentes institucionais conforme Figura 1:

Figura 1 - Organização do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: (Visão Geral das Operações na CCEE, 2011).

2.2.1 Ministério de Minas e Energia

Foi criado em 1960 pela Lei nº 3.782, porém em 1990 extinguiu-se e suas atribuições foram transferidas ao Ministério da Infraestrutura voltando a ser criado em 1992, por meio da Lei nº 8.422. É o responsável pela elaboração das políticas públicas para o setor elétrico brasileiro de acordo com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Tem como função o planejamento do setor e a criação de ações preventivas que restaurem a segurança de fornecimento num possível desequilíbrio entre oferta e demanda de energia. Os assuntos de sua competência de acordo com o Art. 6º da Lei nº 8.422/1992 são:

- a) geologia, recursos minerais e energéticos;
- b) regime hidrológico e fonte de energia hidráulica;

- c) mineração e metalurgia;
- d) indústria do petróleo e de energia elétrica, inclusive nuclear.

2.2.2 Empresa de Pesquisa Energética

É uma empresa pública instituída pela Lei nº 10.847/2004 com a finalidade de “prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.” (Art. 2º da Lei nº 10.847/2004).

Tem como principais atribuições:

- a) realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira identificando os potenciais recursos energéticos e a possibilidade de expansão da geração e transmissão de energia elétrica;
- b) analisar o impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis, obtendo a licença prévia ambiental quando necessária;
- c) elaborar estudos visando o incentivo ao desenvolvimento energético ambientalmente sustentável.

2.2.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Foi criado pela Lei nº 10.848/2004 com a função de monitorar o suprimento elétrico em todo território nacional. Sendo assim, é o responsável por acompanhar as condições do mercado e propor ações preventivas de modo a garantir a máxima confiabilidade do sistema.

Incluem em suas principais atribuições:

- a) acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição comercialização, importação e exportação de energia elétrica fazendo a avaliação das condições de abastecimento e atendimento;
- b) fazer análises integradas periódicas de segurança do abastecimento e atendimento identificando dificuldades e obstáculos que os afetem e propondo soluções.

2.2.4 Agência Nacional de Energia Elétrica

É uma autarquia em regime especial instituída pela Lei nº 9.427/1996 com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Suas atividades são desenvolvidas objetivando criar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes envolvidos.

Tem como principais atribuições:

- a) fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;
- b) colocar em prática as diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- c) estipular tarifas;
- d) intervir em conflitos entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores buscando a melhor solução.

2.2.5 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Sob a forma de associação civil sem fins lucrativos a CCEE foi instituída pela Lei nº 10.848/2004 com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Sua estrutura e principais atribuições serão definidas no capítulo 4 deste trabalho.

2.2.6 Operador Nacional do Sistema

É uma associação civil sem fins lucrativos que foi criado pela Lei nº 9.648/1998. Seu papel é coordenar e controlar toda a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN assim como gerenciar a rede básica de transmissão, atendendo os requisitos de carga, garantindo confiabilidade com menor custo de operação.

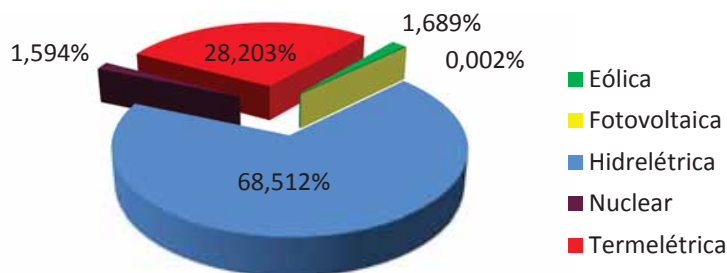
2.3 GERAÇÃO DE ENERGIA

2.3.1 Fontes de energia

A geração de energia provém de diversas fontes que podem ser renováveis como a força das águas, dos ventos e a energia do sol ou não renováveis como os recursos fósseis por exemplo.

No Brasil existem cinco fontes de energia exploradas atualmente: eólica, fotovoltaica, hidrelétrica, nuclear e termelétrica, havendo também uma Central Geradora Undi-elétrica localizada no Porto do Pecém no Ceará que se encontra outorgada e deverá gerar uma potência de 50kW. Contudo a maior parte da energia produzida ainda é proveniente de hidrelétricas conforme se verifica na Figura 2:

Figura 2 - Participação das fontes de energia na matriz energética brasileira



Elaborado a partir de (ANEEL. Informações Gerenciais, Set. 2013).

2.3.1.1 Energia Eólica

A energia eólica é resultante da ação dos ventos que movem as pás da turbina eólica e assim acionam o rotor do gerador produzindo eletricidade.

Essa energia é renovável, com duração infinita, está disponível em grande quantidade, principalmente no litoral brasileiro, não apresenta custo para obtenção de suprimento e pode ser usada de maneira complementar a energia proveniente de hidrelétricas já que a velocidade dos ventos é maior na época de estiagem. Contudo um dos fatores que dificulta a criação de Centrais Geradoras Eolielétricas é o fato do custo de geração ser elevado quando comparado a outras fontes de energia.

Ademais, segundo o Atlas do Potencial Eólico (2001), o potencial de geração de energia

eólica brasileiro é de aproximadamente 143GW, número superior à potência instalada total dos empreendimentos em operação no país que em setembro de 2013 alcançou o valor de 124.879.397kW de acordo Informações Gerenciais da ANEEL (Set. 2013).

2.3.1.2 Energia Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é proveniente da radiação solar que ao entrar em contato com as células fotovoltaicas se transforma em energia elétrica. Como depende apenas da radiação este sistema pode operar e gerar eletricidade em dias nublados inclusive.

O Brasil apresenta um grande potencial para a produção de energia fotovoltaica e, conforme o Atlas Solamérico do Brasil (2000), algumas regiões do nordeste apresentam valores da radiação solar diária, média anual comparáveis as melhores regiões do mundo, tais como a região da cidade de Dongola, localizada no Deserto Árábico, no Sudão, e a região de Dagget no deserto de Mojave, Califórnia, Estados Unidos.

Contudo, nosso país tem somente 32 Centrais Geradoras Fotovoltaicas em operação, segundo Informações Gerenciais da ANEEL (Set. 2013).

2.3.1.3 Energia hidrelétrica

Através do aproveitamento do potencial hidráulico do fluxo e da queda dos rios é possível gerar eletricidade. Assim, ao ser represado ele aumenta seu potencial energético fazendo com que a queda d'água movimente as turbinas que estão ligadas a geradores possibilitando então a conversão de energia mecânica em energia elétrica.

Estima-se que o potencial hidráulico brasileiro seja na ordem de 260 mil MW de acordo com dados publicados no Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2008), porém seu aproveitamento é de aproximadamente 33% com 1077 empreendimentos em operação, Informações Gerenciais da ANEEL (Set. 2013).

Um dos fatores que contribuem para que esse índice não seja tão expressivo é a pressão exercida por ambientalistas que são contrários a construção de hidrelétricas devido aos impactos que causam sobre o modo de vida da população, fauna e flora local.

2.3.1.4 Energia Nuclear

A matéria prima para a produção de energia nuclear é o minério de urânio e o processo de obtenção de eletricidade através desta modalidade é bem complexo, porém assemelha-se ao das termelétricas, uma vez que a fissão do urânio em um reator gera o calor necessário para aquecer a água, cujo vapor move as turbinas acopladas a um gerador de corrente elétrica.

A participação brasileira no desenvolvimento desse tipo de energia é recente sendo que a primeira reação nuclear em cadeia ocorreu em Março de 1982 na usina de Angra I. Entretanto, vale ressaltar que essa modalidade sofreu várias oscilações na sua produção nas décadas seguintes interrompendo-a frequentemente. Tais interrupções se devem a um período em que o setor ficou estagnado devido a forte oposição gerada por ambientalistas em decorrência aos acidentes de Three Mile Island, Chernobyl e, recentemente, Fukushima, assim como a pressão internacional a fim de limitar os investimentos dos países nesse tipo de tecnologia uma vez que o processo de fissão do átomo de urânio é o mesmo que dá origem a bomba atômica.

Porém, apesar do futuro da produção de energia elétrica a partir de usinas nucleares ser incerto, nota-se que também há pontos favoráveis a essa modalidade de produção como, por exemplo, o fato de ser uma energia limpa que não contribui com o efeito estufa.

2.3.1.5 Energia termelétrica

A geração de energia em termelétricas pode ser proveniente da combustão de materiais de fontes renováveis (lenha, bagaço de cana) ou de fontes não renováveis (carvão, petróleo e gás natural). O calor gerado pela queima destes combustíveis produz vapor que aciona uma turbina acoplada a um gerador e assim obtêm-se eletricidade.

Essa modalidade de geração atua como retaguarda da geração hidrelétrica (quando há um pico de fornecimento ou alguma interrupção no fornecimento) e fornece energia elétrica a municípios e comunidades não atendidos pelo SIN.

Vale ressaltar que, no Brasil, o combustível utilizado pelas termelétricas que representam a maior potência instalada (11.936.349kW) conforme publicado pela ANEEL em Informações Gerenciais (Set.2013) é o gás natural que tem elevado poder calorífico e apresenta baixos índices de emissão de poluentes que contribuem para o efeito estufa se comparado a outros combustíveis fósseis. Em segundo lugar está o bagaço de cana de açúcar

(9.154.936kW), seguido pelo óleo combustível (3.817.823kW), óleo diesel (3.509.702kW) e o carvão mineral (3.024.465kW).

E, para elucidar melhor a matriz energética brasileira segue a tabela 1 com o total de empreendimentos em operação no Brasil e sua potência instalada de acordo com cada fonte de energia:

Tabela 1 - Empreendimentos em operação

Empreendimentos em operação		
Tipo	Quantidade	Potência instalada (kW)
Eólica	97	2.109.364
Fotovoltaica	32	2.762
Hidrelétrica	1077	85.557.019
Nuclear	2	1.990.000
Termelétrica	1.754	35.220.252
Total	2.962	124.879.397

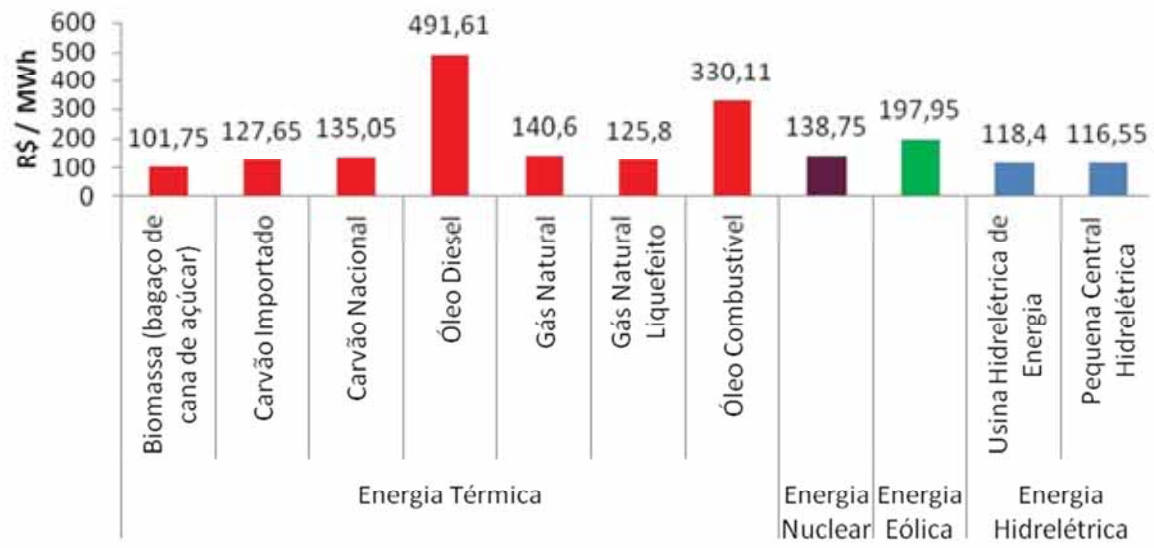
Elaborado a partir de (ANEEL. Informações Gerenciais, Set. 2013).

2.3.2 Custos

Os custos de geração de energia elétrica variam de acordo com a tecnologia e o local de instalação da planta assim como o tipo de fonte escolhida. Em nosso país a geração de energia através de hidrelétricas normalmente se destaca nos leilões apresentado os menores custo de geração devido à quantia de empreendimentos e a potência instalada. Porém esse cenário vem apresentando mudanças uma vez que outras fontes de energia estão entrando nesse mercado e tornando-se mais competitivas.

O Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2008) apresenta os custos de geração de energia por fonte conforme Figura 3:

Figura 3 - Custos de produção de energia elétrica no Brasil



Elaborado a partir de (ANEEL. Atlas de Energia Elétrica no Brasil, 2008).

3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Para entender o funcionamento da comercialização de energia no Brasil é necessário identificar quem são os participantes desta negociação, chamados de agentes, assim como conhecer o que é a energia de reserva e quais os encargos do sistema.

3.1 AGENTES

Os agentes integrantes do Setor elétrico são divididos em quatro categorias que se subdividem em classe, conforme se verifica a seguir:

3.1.1 Geração

São agentes de geração:

- a) os concessionários de serviço público de geração - pessoas jurídicas ou consórcio de empresas que são titulares de serviço público federal concedido pela ANEEL mediante licitação, na modalidade concorrência, autorizados a explorar e prestar serviços públicos de energia elétrica conforme previsto pela Lei nº 8.987/95;
- b) os produtores independentes de energia elétrica - agentes individuais ou agrupados em consórcio, que recebem concessão, permissão ou autorização da ANEEL para produzir energia elétrica destinada para a comercialização por sua conta e risco; e
- c) os autoprodutores (AP) - agentes também com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada exclusivamente para seu uso podendo comercializar eventual excedente de energia uma vez autorizado pela ANEEL.

3.1.2 Transmissão

São classificados como agentes de transmissão os agentes responsáveis por administrar as redes de transmissão que podem ser utilizadas por qualquer um dos demais agentes, uma vez que consistem em linhas de uso aberto, com a condição de que paguem pelo seu uso,

tanto do sistema de transmissão (TUST – Tarifa pelo uso do sistema de transmissão) quanto de distribuição (TUSD – Tarifa pelo uso do sistema de distribuição).

Ressalta-se que a construção e a operação de novos sistemas de transmissão é realizada através de leilões onde os agentes que oferecerem o menor custo para sua instalação, operação e manutenção são autorizados a atuar. Isto serve para manter a modicidade tarifária (menor tarifa ao consumidor) que é um dos objetivos do novo modelo do setor elétrico. Ademais, uma vez que o sistema estiver pronto para operar cabe ao agente mantê-lo sempre disponível para uso, pois ele será pago por isto e este pagamento não está relacionado ao montante de energia transportado através de seu sistema.

3.1.3 Distribuição

São definidos pelo Decreto nº 5.163/2004 como aqueles que são titulares de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada.

3.1.4 Comercialização

De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 109/2004, classificam-se como agentes de comercialização os titulares de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Eles se dividem em:

- a) comercializadores - compram e vendem energia através de contratos bilaterais ou através de leilões;
- b) importadores e exportadores - detêm autorização da ANEEL para realizar o comércio internacional de compra e venda de energia;
- c) consumidores livres - são os agentes que possuem uma demanda mínima de 3.000kW, em qualquer nível de tensão, ligados ao sistema após a data de 07 de Julho de 1995¹ e podem escolher seu fornecedor de energia elétrica através de livre negociação a ser firmada com os agentes geradores ou com os

¹ As unidades consumidoras ligadas antes desta data terão como requisitos também tensão de fornecimento igual ou superior a 69kV.

comercializadores².

- d) consumidor especial³ – àqueles que demandarem potência entre 500kW e 3MW, em qualquer tensão, desde que a energia adquirida seja proveniente de pequenas centrais hidrelétricas, empreendimentos com potência instalada igual ou superior a 1.000kW ou empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30.000kW.

Vale evidenciar que, segundo o Art. 15º da Lei 9.074/1995 os consumidores livres podem voltar a serem consumidores cativos⁴ desde que informem à concessionária sobre sua decisão com um prazo mínimo de cinco anos, prazo este que poderá ser reduzido em caso de acordo entre ambos. Esta situação também é prevista para o caso dos consumidores especiais, porém devem informar à sua concessionária com um prazo de cento e oitenta dias em relação à data de início do fornecimento conforme parágrafo 1 do Art. 5º da Resolução Normativa da ANEEL nº 247/2006.

Após analisada a estrutura do setor elétrico brasileiro e seus agentes, será visto que o atual modelo prevê a comercialização em dois ambientes:

3.2 AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO

A comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes, conforme será explicitado a seguir. Lembrando que os contratos resultantes dessa comercialização devem ser registrados na CCEE, pois servem de base para o processo de contabilização e liquidação.

3.2.1 Ambiente de Contratação Regulada - ACR

Neste ambiente a comercialização é realizada através de leilões aos quais os agentes

² Há também os consumidores parcialmente livres que mantêm uma parte de sua demanda de forma regulada, ou seja, adquirida de uma concessionária de distribuição.

³ Este termo se deve ao fato de que este tipo de produção de energia tende a ser mais alto e sendo assim é concedido um desconto que pode variar de 50% a 100% no valor da TUST ou da TUSD para essa categoria de consumidor visando tornar os empreendimentos que fornecem energia elétrica para ele mais competitivos em relação aos demais fornecedores de energia elétrica, estimulando assim a geração através de fontes alternativas.

⁴ Consumidor cativo é aquele que adquire energia de concessionária ou permissionária a qual sua rede está conectada, sujeitando-se a tarifas regulamentadas.

geradores (parte vendedora) e os distribuidores (parte compradora) firmam contrato. Esses contratos não podem alterar aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, porém podem ser de diversos tipos como: contratos de geração distribuída, contratos de ajuste, Contrato de Energia de Reserva (CER), Contrato de Uso de Energia de Reserva (Conuer), Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), além de contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) e de Itaipu, pois apesar da energia gerada pela usina binacional de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa não serem contratadas por meio de leilão elas são reguladas por condições específicas definidas pela ANEEL enquadrando-se ao ACR.

3.2.2 Ambiente de Contratação Livre - ACL

Ambiente ao qual existe uma livre negociação entre os agentes geradores, e comercializadores de energia. Entre os contratos firmados nesse ambiente estão: CCEI, CCEAL, CER e Conuer.

3.3 ENERGIA DE RESERVA

Para atender toda a demanda do país conectada ao SIN é necessário que exista geração de energia disponível e confiável. E, mesmo que a capacidade de geração seja igual ao consumo isso não traz a confiabilidade esperada uma vez que se faz necessário que haja uma reserva a mais para garantir segurança ao suprimento.

Desta forma a Lei nº 10.848/2004 implementou a energia de reserva que além de garantir segurança e continuidade ao suprimento também promove a diversificação da matriz energética:

Art. 3º. O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

§ 1º Para os fins deste artigo, os concessionários e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedente a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.

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

§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada. Esta diversificação vem complementar o regime de geração hidráulico garantindo o fornecimento de energia em períodos de escassez de água trazendo muitos benefícios ao setor.

Mas vale ressaltar que essa parcela de energia de reserva, apesar de seu nome, não será de fato a reserva a mais do SIN isto porque estas usinas sempre entram na base da geração para atendimento da demanda. O que acabará sendo a reserva é a energia preservada na hora de atender ao consumo. Sendo assim, esta energia promove o equilíbrio entre a soma da garantia física das usinas com a garantia física total do sistema. O conceito de garantia física será explicado posteriormente.

A contratação deste tipo de energia é feita mediante leilões que são promovidos direta ou indiretamente pela ANEEL e também tem como objetivo minimizar os riscos de um possível desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica. Riscos estes devidos à falta de água nos reservatórios, atrasos de obras de novas usinas e indisponibilidades de usinas geradoras já em operação.

3.4 ENCARGOS

O controle da geração de energia elétrica das grandes usinas brasileiras é feito exclusivamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e este controle denomina-se despacho centralizado.

Para despachar energia o ONS segue a Ordem de Mérito de Custo, critério ao qual se prevê que o despacho inicie a partir das usinas de custo mais baixo de produção de energia para as de custo mais alto. Normalmente as que apresentam um índice menor nesse quesito são as hidrelétricas seguidas pelas termelétricas como visto no item 2.3, Geração de Energia.

Desta forma e, ainda falando em confiabilidade e segurança, são cobrados dos agentes os custos para operação deste sistema que se denominam encargos.

Os encargos são decorrentes das três situações a seguir:

3.4.1 Encargos por restrição de operação

São encargos rateados entre os agentes de perfil consumo e resultam da diferença entre a geração prevista na programação sem restrições da CCEE e a geração realizada/instituída pelo ONS.

Quando uma usina produz acima do previsto, devido a uma restrição operacional de outra usina, esta situação recebe o nome de *Constrained-on*. Já quando uma usina apresenta alguma restrição de operação e produz menos do que o previsto esta situação recebe o nome de *Constrained-off*.

3.4.2 Encargos por razão de segurança energética

Resultam da situação em que o ONS despacha uma usina fora da Ordem de Mérito de Custo por razões de segurança energética ou porque houve a ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco⁵ (CAR) e há a necessidade de poupar o reservatório de água da usina hidrelétrica em questão colocando uma termelétrica para operar em seu lugar.

Estes encargos são rateados para todos os agentes.

3.4.3 Encargos devidos a Serviços Ancilares

São encargos cobrados dos agentes de perfil consumo para remunerar agentes convocados a prestarem serviços ancilares com o objetivo de aumentar a confiabilidade do SIN. Estes serviços são:

3.4.3.1 Compensação Síncrona

Este serviço consiste na compensação dos efeitos da energia reativa no sistema diminuindo as perdas por problemas de fator de potência e de variação de tensão. O fator de potência é a medida da defasagem entre a corrente e a tensão elétrica, originado pela presença

⁵ Curva de Aversão ao Risco (CAR) foi um instrumento criado pela Resolução nº 109/02 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica para acionamento de despacho termoeletrico complementar quando o nível dos reservatórios atingir patamares considerados críticos.

de energia reativa no sistema em função do uso de lâmpadas, motores elétricos, ar condicionado, maquinário industrial e etc., que devido a sua natureza de funcionamento fazem-na circular pelo sistema. Esta energia não realiza trabalho e diminui a eficiência do sistema.

Quando o fator de potência tende a se tornar menor que o determinado pelo Art.95 da Resolução Normativa da ANEEL nº 414/2010 que é 0,92, as usinas prestadoras de serviço ancilar de compensação síncrona compensam esta energia reativa injetando um tipo oposto de energia, fazendo com que a defasagem entre corrente e tensão diminua, aumentando assim a confiabilidade e eficiência do sistema.

Este serviço possui uma tarifa própria de remuneração chamada de tarifa de compensação síncrona (TSA) pelo fato de que para se gerar energia reativa oposta é necessário consumir energia ativa.

3.4.3.2 Reserva de Prontidão

Em determinadas situações algumas usinas são convocadas pelo ONS a manterem-se prontas para gerar a qualquer momento. Caso estas usinas consumam combustível elas devem iniciar a operação de suas unidades geradoras momentos antes da geração para atingir condições de temperatura propícias e estes custos também são caracterizados como serviço ancilar.

3.4.3.3 Controle Automático de Geração (CAG)

Algumas usinas estão localizadas em pontos estratégicos para operação do sistema onde foi verificada a necessidade de serem controladas de forma automática mantendo o equilíbrio entre carga e geração. Caso ocorra uma alteração de carga, o sistema detecta esta alteração, e o ONS atua, ligando ou desligando uma usina para retornar ao equilíbrio das cargas. Com isso, elas têm gastos com a operação e manutenção dos equipamentos necessários à participação no Controle Automático de Geração, sendo então ressarcidas posteriormente através deste encargo.

3.4.3.4 Sistema Especial de Proteção (SEP)

Quando o ONS identifica um local onde haja a necessidade de esquemas especiais para proteção da rede é solicitada a instalação dos equipamentos necessários ao agente. Estes esquemas podem ser de controle de emergência ou de controle de segurança ambos com a finalidade de aumentar a confiabilidade do sistema evitando a propagação de surtos e distúrbios de grande porte na rede. O custo de implantação, operação e manutenção do SEP é ressarcido por encargos.

3.4.3.5 Black Start

Quando da ocorrência de algum blecaute no SIN é necessário o reestabelecimento ou *Black Start* através da entrada imediata de usinas que são aptas a iniciar sua operação quando não há energia no sistema elétrico, normalmente com motores auxiliares a diesel. Elas provêm energia às demais usinas possibilitando que estas voltem a operar e a atender às suas cargas. As usinas com esta possibilidade de auto reestabelecimento são remuneradas através de encargos.

4 CCEE

Como citada no item 2.2, Estrutura e Organização Atual, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica tem como finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN.

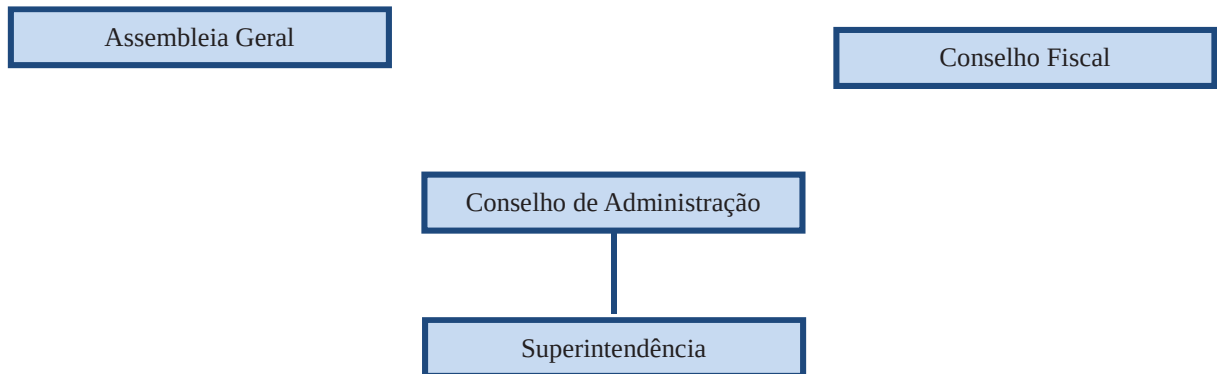
E, no que se referem as suas atribuições, o Art. 2º do Decreto nº 5.177/2004 determina:

- 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; e
- VIII - 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.
- IX - efetuar a estruturação e a gestão do Contrato de Energia de Reserva, do Contrato de Uso da Energia de Reserva e da Conta de Energia de Reserva; e (Incluído pelo Decreto nº 6.353, de 2008)
- X - celebrar o Contrato de Energia de Reserva - CER e o Contrato de Uso de Energia de Reserva - CONUER. (Incluído pelo Decreto nº 6.353, de 2008)
- XI - promover a Liquidação Financeira da Contratação de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência, de que trata a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, cujos custos administrativos, financeiros e tributários deverão ser repassados para as concessionárias de geração signatárias dos Contratos de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência. (Incluído pelo Decreto nº 7.805, de 2012)

4.1 ESTRUTURA

A Figura 4 apresenta a atual estrutura da CCEE:

Figura 4 - Estrutura de governança da CCEE



Fonte: Elaborado a partir de (www.ccee.org.br)

A CCEE possui no primeiro nível hierárquico de sua estrutura a Assembleia Geral composta por todos os agentes da categoria de geração, distribuição e comercialização que detêm número de votos calculados proporcionalmente à quantidade de energia comercializada na CCEE. Esta assembleia tem como exemplos de suas atribuições eleger e destituir membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, e deliberar tanto sobre o orçamento anual da CCEE quanto sobre alterações de seu Estatuto Social.

O Conselho de Administração é um órgão colegiado constituído por cinco executivos eleitos pela Assembleia Geral. Estes executivos possuem um mandato de quatro anos sendo permitida apenas uma recondução. Têm como atribuição defender os interesses da CCEE assim como os de seus agentes, independentemente da origem de sua indicação. Também asseguram o cumprimento das obrigações dos agentes da CCEE, organizam Assembleias Gerais e aprovam a adesão e o desligamento de agentes.

Os conselheiros são indicados conforme a seguir:

- a) um membro indicado pelo Ministério de Minas e Energia, sendo este o presidente do Conselho de administração;
- b) um membro indicado pela categoria de Distribuição;
- c) um membro indicado pela categoria de Geração;
- d) um membro indicado pela categoria de Comercialização;
- e) um membro indicado pelos agentes em conjunto.

O Conselho fiscal também é um órgão colegiado, composto por três membros titulares e

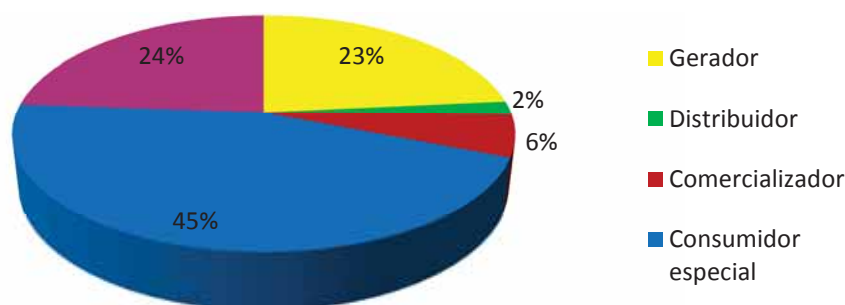
três suplentes, com mandato de dois anos. São eleitos pela Assembleia Geral e podem reconduzir apenas uma vez. Sua atribuição é fiscalizar os atos da administração e verificar o cumprimento de seus deveres legais e estatutários.

A Superintendência é um órgão executivo da CCEE dirigida por um Superintendente eleito pelo Conselho de Administração. Tem dentre suas atribuições zelar pelo bom funcionamento da CCEE, pela observância do cumprimento da lei, das regras e procedimentos de comercialização, da Resolução Normativa da ANEEL nº 109/2004 (chamada de Convenção de Comercialização), do Estatuto Social e das deliberações da Assembleia Geral.

4.2 AGENTES

No item 3.1, Agentes, foram apresentados os agentes que participam da estrutura do setor elétrico brasileiro, eles fazem parte da CCEE (com exceção dos agentes de Transmissão) e, de acordo com publicação atualizada na *Homepage* da CCEE, o número total de agentes atualmente é 2.594, distribuídos por classes conforme Figura 5:

Figura 5 - Classe de agentes participantes da CCEE



Elaborado a partir de (<http://www.ccee.org.br>, Nov. 2013).

São associados da CCEE os agentes com participação obrigatória e facultativa.

Segundo, a Resolução Normativa da ANEEL nº 109/2004 os agentes de participação obrigatória são:

I – os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50MW;

- II – os autorizados para importação ou exportação de energia elétrica com intercâmbio igual ou superior a 50MW;
- III – os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500GWh/ano, referido ao ano anterior;
- IV – os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja inferior a 500GWh/ano, referido ao ano anterior, quando não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada;
- V – os autorizados de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500GWh/ano, referido ao ano anterior; e
- “VI - os consumidores livres e os consumidores especiais;”
(Retificado no D.O. de 09.02.2009, seção 1, p. 66, v. 146, n. 27),
(Redação anterior dada pela Resolução Normativa nº 348 de 06.01.2009)
- “VII – os agentes de geração comprometidos com CCEAR e com Contrato de Energia de Reserva – CER.” (Inciso acrescentado pela Resolução Normativa nº 348 de 06.01.2009).

É facultada a participação na CCEE dos autorizados para autoprodução com central geradora de capacidade instalada maior ou igual a 50MW uma vez que suas instalações estejam diretamente conectadas às instalações de consumo, não sejam despachadas de forma centralizada pelo ONS e não comercializem excedente de energia elétrica.

Os demais concessionários, permissionários ou detentores de registro de geração, importação e exportação, distribuição e comercialização tem sua participação facultada desde que não relacionados acima.

Os detentores de concessão, permissão, autorização ou registro de geração com capacidade instalada menor ou igual 50MW, exceto aqueles agentes de geração comprometidos com CCEAR e CER, podem optar por ser agentes da CCEE ou serem representados por agente da CCEE.

4.3 CONTRATOS

Tendo em vista a maneira como está organizado o setor elétrico brasileiro, existem diversos contratos para formalizar os acordos comerciais de compra e venda de energia entre os agentes conectados ao SIN. A CCEE é a responsável por administrar e manter o registro de todos estes contratos.

Para entender os contratos é necessário distinguir entre o “mundo físico” e o “mundo comercial”. No mundo comercial, independentemente da localização de certo agente, este poderá firmar acordos com qualquer outro agente conectado ao SIN, sem limitação física; isto é, um agente localizado em qualquer região do país poderá comercializar energia com outro agente localizado em qualquer outra região. Já no mundo físico existem restrições para que

essa energia seja comercializada e o ONS leva isso em consideração durante a operação do sistema.

Sabe-se que é possível transitar com a energia entre todos os submercados (as quatro regiões do Brasil interligadas pelo SIN), porém como cada submercado apresenta características distintas com relação à sua capacidade física nem sempre é exequível enviar toda a energia demandada. Quando tal restrição ocorre é necessário acionar a geração através de fontes locais.

Sendo assim pode-se dizer que não há uma relação entre o que está ocorrendo no mundo comercial com o que ocorre no mundo físico. Por exemplo, um gerador do submercado Norte vendeu um contrato de energia para um consumidor localizado no submercado Sul, fisicamente esta energia não será deslocada entre estes submercado e provavelmente o consumidor será atendido por fontes de geração local enquanto que outros consumidores, próximos ao gerador que vendeu o contrato, irão consumir sua energia.

Logo, fica clara a importância da CCEE em manter os registros dos contratos, da energia verificada e contratada tendo como objetivo processar corretamente os resultados correspondentes a cada um dos agentes e efetuar a contabilização no mercado de curto prazo.

Para entender como são feito os contratos tem-se que distinguir entre quem são os compradores e quem são os vendedores.

Os agentes geradores de serviço público, produtores independentes, comercializadores e os agentes autoprodutores atuam como vendedores tanto no ACR quanto no ACL. Vale salientar que, no caso do ACR, os comercializadores atuam como vendedores apenas nos leilões de ajustes.

Já os compradores não podem atuar nos dois ambientes, desta forma, no ACR os compradores são os agentes distribuidores e a comercialização de energia é destinada ao atendimento de suas respectivas demandas através de leilões regulados e com cláusulas pré-definidas e no ACL os compradores são os agentes consumidores livres, consumidores especiais e também os vendedores que desejam adquirir energia. Neste ambiente, conforme já mencionado, a comercialização de energia elétrica é livremente negociada.

4.3.1 Tipos de Contratos

Existem vários tipos de contratos que são firmados entre os vendedores e compradores de energia elétrica, segue detalhamento dos principais tipos de contrato.

4.3.1.1 Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre - CCEAL

Este contrato formaliza a compra e venda de energia elétrica livremente negociada entre todos os agentes (independente da localização física) desde que seja respeitada a regulamentação vigente. Vale lembrar que os consumidores livres podem estabelecer relações contratuais de compra com todos os demais agentes, porém não podem firmar contrato de venda com nenhum deles e nem mesmo com outro agente de perfil consumidor livre.

Quando esse contrato é firmado, a CCEE não tem conhecimento dos montantes contratados e do período de fornecimento sendo então necessário que os agentes informem-na através do sistema informatizado de contabilização e liquidação chamado de CliqCCEE.

4.3.1.2 Contrato de Compra de Energia Incentivada - CCEI

Também são contratos livremente negociados entre os agentes geradores de energia elétrica a partir de fontes incentivadas e comercializadores ou consumidores especiais. As fontes incentivadas são empreendimentos de geração de energia renovável com potência instalada não superior a 30MW, tais como: pequenas centrais hidrelétricas, centrais geradoras eólicas, termelétricas a biomassa e usinas de fonte solar.

4.3.1.3 Contrato de Comercialização de energia elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR

Existe o CCEAR por quantidade e o CCEAR por disponibilidade. Ambos têm como objetivo formalizar a contratação de energia elétrica, através de leilões realizados de forma regulada, para atendimento da demanda das distribuidoras.

Os CCEAR por quantidade são contratos decorrentes da comercialização de energia elétrica entre os agentes geradores de empreendimentos hidráulicos e as distribuidoras, que por sua vez repassam aos consumidores do SIN.

Já os CCEAR por disponibilidade são decorrentes da comercialização entre os agentes geradores de empreendimentos térmicos e eólicos e as distribuidoras que também repassam aos consumidores do SIN.

A principal diferença entre estas modalidades de contrato está no fato de quem arca com os custos de uma possível não geração.

No caso dos CCEAR por quantidade o agente vendedor já entende que existem riscos hidrológicos associados ao seu tipo de geração e o precifica em sua receita no momento do contrato. Desta maneira, caso este agente gerador vendedor não possa suprir a demanda de seus clientes, neste caso as distribuidoras, quem pagará pelo fornecimento extra no mercado de curto prazo será o próprio agente gerador vendedor.

Já para o caso dos CCEAR por disponibilidade quem assume o risco de um possível não fornecimento são os compradores, ou seja, as distribuidoras pagarão pela energia extra necessária ao suprimento de sua demanda no mercado de curto de prazo.

4.3.1.4 Contratos de Ajuste

De acordo com a Lei nº 10.848/2004 as distribuidoras de energia devem contratar toda a demanda de seu mercado consumidor através de leilões de energia realizados no ACR. Sendo assim, existem os Leilões de Ajuste que são processos licitatórios específicos para que as distribuidoras de energia possam adequar seus contratos de compra de acordo com os montantes repassados com o intuito de corrigir alguns desvios naturais que possam ocorrer entre uma previsão efetuada em outros leilões e a real demanda.

Para tal as distribuidoras podem complementar sua carteira de CCEARs com estes contratos de ajustes realizados com os agentes geradores, comercializadores e importadores através de leilões.

Este contrato possui um montante de energia limitado a 1% da quantidade contratada no anterior e tem uma validade de até dois anos. Além disso, eles devem ser registrados na CCEE e o prazo máximo para o início do fornecimento é de quatro meses a partir da data de realização do leilão.

Ou seja, em ordem de utilização, as distribuidoras comprem energia nos seguintes leilões:

- 1) leilões provenientes de novos empreendimentos, chamados de A-5 e A-3, que podem ter duração de 15 a 30 anos;
- 2) leilões provenientes de empreendimentos já existentes, conhecidos como A-1, com prazo de duração de 5 a 15 anos;
- 3) os leilões de ajustes, citados acima, com duração de 2 anos.

4.3.1.5 Contratos do Proinfa

O Proinfa, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, conforme descrito no Decreto nº 5.025/04, foi criado com o objetivo de aumentar a participação no SIN da produção de energia proveniente de empreendimentos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa. Este programa é subsidiado por todos os consumidores finais atendidos pelo SIN que tem direito a uma cota de energia produzida pelas usinas participantes do programa. O custo desta energia é rateado proporcionalmente entre os consumidores.

Essas cotas que cada consumidor tem direito são formalizadas através de Contratos do Proinfa, que são contratos entre as usinas participantes, representadas pela Eletrobrás, e todos os agentes com perfil de consumidores, ou seja, os consumidores livres e especiais, as distribuidoras e os autoprodutores. Estes contratos também ficam registrados na CCEE.

4.3.1.6 Contratos de Itaipu

A Itaipu Binacional, criada em Abril de 1973 pelo Tratado de Itaipu que foi celebrado entre o Brasil e o Paraguai com o objetivo de realizar o aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do rio Paraná pertencente aos dois países.

De acordo com a Lei nº 10.438/2002 a Eletrobrás também passou a ser responsável pela comercialização da energia gerada por Itaipu. Porém, como a área de atuação das subsidiárias da Eletrobrás abrangem os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, somente as distribuidoras destas regiões possuem cotas desta energia proporcionalmente ao seu consumo.

Sendo assim, os contratos que comercializam estas cotas são chamados de Contratos de Itaipu e eles são registrados na CCEE separadamente para cada cotista.

4.3.1.7 Contratos de Energia de Reserva - CER

Conforme visto no item 3.3, Energia de reserva, esta energia se destina a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

O Decreto nº 6.353/2008 regulamenta a contratação de energia reserva proveniente de usinas à biomassa, eólica e PCHs que é feita por meio de leilões. Assim, o resultado destes leilões são o CER e o Conuer.

Os CERs são firmados entre os agentes vendedores citados acima e a CCEE, que

representa todos os agentes com perfil de consumo.

4.3.1.8 Contrato de Uso de Energia Reserva – Conuer

Conforme mencionado no item anterior, o Conuer é decorrente do CER e ele é celebrado entre a CCEE e os agentes de consumo do ACR e do ACL que são os distribuidores, autoprodutores na parcela consumida do SIN e consumidores livres e especiais.

4.3.1.9 Contratos de Geração Distribuída

São contratos de compra e venda de energia elétrica precedidos de chamada pública promovida pelo agente distribuidor.

4.3.1.10 Contratos de Cotas de Garantia Física

Entende-se por garantia física o benefício que uma usina agrega ao sistema, que é equivalente a expectativa de geração de uma usina ao longo do tempo. Do ponto de vista do planejamento esta garantia física é quantidade de energia que pode ser considerada para o suprimento e expansão do SIN. Do ponto de vista da comercialização é a quantidade máxima de energia que pode ser comprometida nos contratos.

Os Contratos de Cotas de Garantia Física, CCGF, formalizam a contratação de energia entre os agentes de geração hidrelétricos que tiveram sua concessão renovada e as distribuidoras, para atendimento de suas demandas, também de acordo com cotas.

4.3.1.11 Contratos de Cotas de Energia Nuclear - CCEN

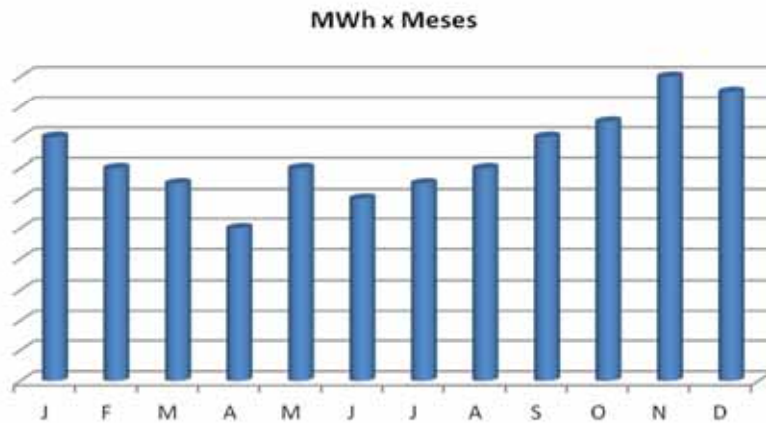
Os CCEN firmam a contratação de energia elétrica entre Angra I e Angra II, representadas pela Eletrobrás, e as distribuidoras, que atendem suas demandas de acordo com cotas-partes.

Uma vez apresentados os tipos de contratos é importante saber que todos passam pelo processo de Sazonalização e Modulação.

4.3.2 Sazonalização

Trata-se da distribuição mensal dos montantes de energia contratados anualmente conforme se verificam nas Figuras 6, 7 e 8:

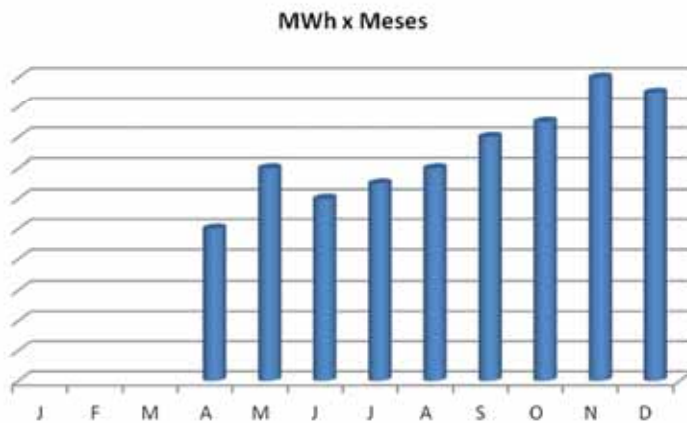
Figura 6 - Exemplo de sazonalização de um contrato com início em Janeiro



Elaborado a partir de (Visão Geral das Operações, 2011)

Caso o contrato não se inicie em Janeiro terá a seguinte configuração de sua Sazonalização:

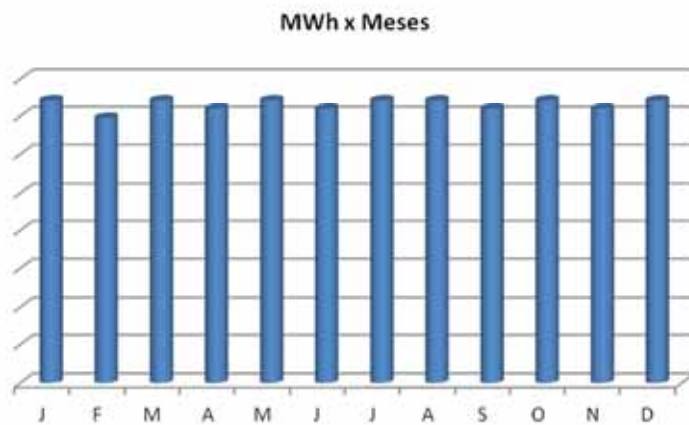
Figura 7 - Exemplo de sazonalização de um contrato com início em Abril



Elaborado a partir de (Visão Geral das Operações, 2011)

Existe também a Sazonalização Flat que é a divisão do bloco anual de energia proporcionalmente à quantidade de horas de cada mês conforme Figura 8:

Figura 8 - Exemplo de sazonalização flat de um contrato



Elaborado a partir de (Visão Geral das Operações, 2011).

Vale salientar que este tipo de sazonalização será executada automaticamente caso o agente não realize a sazonalização dentro dos prazos estabelecidos.

4.3.3 Modulação

Já a modulação é a distribuição da quantidade de energia mensal de um contrato em valores horários.

Da mesma maneira como ocorre com a sazonalização, se o agente não realizar a modulação dentro dos prazos previstos, será realizada uma modulação flat automaticamente, ou seja, a divisão do montante mensal de energia do contrato pelo número de horas do respectivo mês, sem considerar as decisões do agente.

4.4 PLD

Sabe-se que cabe à CCEE registrar todos os contratos firmados entre os agentes. Além disso, a CCEE compara o montante de energia efetivamente medido com o montante de energia estabelecido nos contratos a fim de calcular as diferenças, sejam elas positivas ou negativas.

O Preço de Liquidação das Diferenças, PLD, é o preço utilizado como base para valorar estas diferenças que deverão ser liquidadas, ou seja, acertadas com os agentes credores ou devedores. Ele também é utilizado para se aplicar penalidades, pagar pelos encargos e outros procedimentos de contabilização.

A referência do PLD é o Custo Marginal de Operação (CMO) que é o custo calculado pelo ONS, através de softwares específicos desenvolvidos para esta finalidade, tendo em vista a otimização dos recursos hídricos e a disponibilidade das demais usinas. Ou seja, o ONS entra com os dados de previsão de vazão dos rios, previsão de carga demandada, a quantidade de água nos reservatórios e a disponibilidade das usinas térmicas e calcula qual a melhor estratégia para o despacho das usinas objetivando o menor custo, o custo marginal de operação. Vale ressaltar que o CMO é calculado de forma particular para cada submercado.

O ONS planeja as operações em três horizontes distintos: Médio prazo, com um horizonte de cinco anos, curto prazo, com um horizonte de dois meses, e programação diária, com um horizonte semanal. As quatro variáveis mais importantes para o planejamento do despacho do ONS são: a geração hidráulica, uma vez que é o recurso predominante na matriz energética, como visto anteriormente, e que depende do nível de seus reservatórios; a geração térmica, que visa preservar estes mesmo reservatórios; o intercâmbio de energia entre os submercados e o corte de carga como estratégia drástica em caso de restrições muito severas.

Analisando então o cenário dos recursos hídricos em longo e curto prazo pode-se simplificar e afirmar que o custo marginal nada mais é que um somatório dos custos futuros com os custos imediatos.

Como foi rapidamente citado, o SIN está dividido em quatro submercados com características físicas peculiares que limitam a transferência de energia entre as regiões do Brasil. Estes submercados são:

- a) Sul: Composto pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- b) Sudeste/Centro Oeste: São Paulo, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Rondônia e Acre;
- c) Nordeste: Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí;
- d) Norte: Tocantins, Maranhão e Pará.

O PLD é calculado particularmente para cada submercado.

Já outro fator considerado para cálculo do PLD é o patamar de carga que é, basicamente, o período de tempo do dia em que as características do consumo de energia no SIN tendem a ser semelhantes. Estes patamares são o Leve, Médio e Pesado de Segunda-feira à Sábado e Leve e Médio aos Domingos e feriados nacionais onde a atividade industrial é mais baixa.

Existe um valor mínimo e um valor máximo para enquadrar o PLD devido a características muito fora do normal que podem ocorrer, como por exemplo, um período de

forte racionamento de energia que poderá fazer o PLD subir exageradamente, ou um período de vertimento das usinas, quando o reservatório atinge nível máximo e o PLD tende a se aproximar do zero. Para se evitar estes extremos foram criados os limites mínimo e máximo.

4.5 MEDIÇÕES

O passo principal para se verificar as diferenças entre os montantes comercializados e a energia medida é a etapa de medição física que identifica quem gerou e quem consumiu.

A medição física é a coleta e tratamento dos dados gerados pelos medidores de energia elétrica de cada canal de consumo ou de geração, a cada cinco minutos e integralizados a cada hora, que são tratados considerando as perdas de energia durante seu transporte. Estas perdas podem ser de ordem técnica (perdas por conversão de energia elétrica em calor nas linhas) ou de ordem não técnica como, por exemplo, as ligações clandestinas. É importante salientar que a ANEEL prevê que um percentual destas perdas não técnicas seja repassado aos consumidores cativos como parte da tarifa regulada. Tais consumidores são, em sua maioria, residenciais.

Esta coleta é administrada pela CCEE pelo método de Topologia, isto é, os consumidores e geradores, chamados então de ativos, são dispostos em um diagrama unifilar a fim de que seja possível visualizar as relações de parentescos entre os consumidores e geradores, as linhas de transmissão e distribuição e os pontos de medição superiores e inferiores (chamados de pais e filhos respectivamente). Sendo assim, após coleta dos dados (que serão inseridos no CliqCCEE, conforme já visto) é feito o tratamento dos dados.

No tratamento dos dados resta avaliar quem vai arcar com as perdas das redes básicas (transmissão) e distribuição. Esta avaliação é realizada a partir da medição do consumo ou geração de cada agente conectado à sua respectiva rede. Lembrando que, quem está conectado na rede de distribuição está indireta e necessariamente conectado também à rede básica. O rateio das perdas é feito de maneira proporcional ao montante de energia enviado ou recebido pelo agente. Mas, caso o agente transmita energia apenas pela rede básica não há razão para que este participe do rateio da rede de distribuição.

A segunda etapa é a medição contábil onde os dados gerados pela medição física são agrupados, ajustados, e consolidados por ativo, tipo de carga ou de geração, e por agente da CCEE. É na medição contábil que os rateios das perdas são concluídos para serem repassados aos agentes.

Para se obter as perdas na rede básica o princípio é de que toda a energia gerada não poderá ser consumida, sendo esta diferença a própria perda. As perdas são divididas em parcelas iguais tanto para os consumidores quanto para os geradores. A isto se dá o nome de “Centro de gravidade da medição”.

Ao se centralizar a gravidade da medição toda a energia de determinado agente será contabilizada através da alocação em patamares que significa localizar em qual patamar foi realizado o consumo do agente dentro de cada semana contábil. Após isso os dados são contabilizados para fechar a conta do mês de cada agente.

Como todos os contratos são administrados pela CCEE, caso haja um consumidor parcialmente livre, ou seja, que tem uma parcela de seu consumo livre e outra cativa, a CCEE, através dos dados do CliqCCEE será capaz de distinguir qual parcela é cativa e qual é livre e conseguirá realizar a liquidação do agente sem problemas.

4.6 CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO

Para entender o processo de contabilização é necessário conhecer a origem das informações utilizadas para tal. Este conjunto de informações irá compor o processo de contabilização que tem como objetivo a liquidação financeira no mercado de curto prazo.

4.6.1 Mecanismo de Realocação de Energia

Sabe-se que no sistema hídrico de nosso país existem usinas em cascata, ou seja, o reservatório de uma usina é compartilhado por outra posicionada a jusante da primeira. Isto faz com que se crie uma relação de dependência entre as usinas para uso da água. Quem toma a decisão sobre quem irá gerar e em qual quantidade é o ONS, e não o proprietário da usina e assim, uma determinada usina poderá não gerar o quanto poderia.

Viu-se que as usinas possuem uma garantia física, isto é, um montante de referência máximo que pode ser comprometido em contratos.

Como não são as usinas quem decidem quando e quanto gerar, elas correm o risco de não gerar o montante estipulado em seus contratos apresentando um déficit no mercado de curto prazo, ao PLD. Isto significa que, o agente gerador poderia ter gerado, não gerou por uma determinação estratégica do ONS e mesmo assim deveria compensar seu déficit de não geração no mercado de curto prazo.

Para evitar este problema foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia, MRE, que é um dispositivo financeiro onde o excedente produzido por usina, ou seja, produzido acima de sua garantia física, é transferido àquela que apresentou déficit.

Participam deste mecanismo, compulsoriamente, todas as hidrelétricas despachadas pelo ONS conectadas ao SIN. Já as PCHs podem optar pela participação.

Pode ocorrer, mesmo depois da realocação de energia, da energia total gerada estar acima das somas das garantias físicas tornando a geração total superavitária. Sendo assim, este superávit, será distribuído proporcionalmente entre as usinas, como se todas tivessem gerado um pouco acima de suas respectivas garantias físicas.

Além disso, poderá ocorrer o inverso, onde a energia total está abaixo da soma das garantias físicas e, neste caso, é feito um ajuste das garantias físicas para que este prejuízo seja distribuído entre todas também de forma proporcional.

Depois de realizado o balanço e verificado os saldos positivos e negativos de cada agente ocorre a compensação financeira da energia que foi trocada e tem como referência a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que é um valor estipulado pela ANEEL, também com a função de cobrir os custos incrementais de operação e manutenção, utilizado por todas as hidrelétricas participantes do MRE, exceto Itaipu,

Ou seja, cada usina irá contribuir com um valor calculado a partir do montante de energia recebido, em relação a todo o recebimento do mecanismo, e esta proporção será valorada de forma a compor todo o pagamento às usinas do mecanismo. Sendo assim. Ao final o pagamento total efetuado para o mecanismo cobrirá as compensações financeiras.

4.6.2 Balanço Energético

O balanço energético é o núcleo do processo de contabilização e se inicia a partir dos dados dos contratos registrados no CliqCCEE e dos dados das medições do consumo ou geração dos agentes, já consideradas as perdas. Além disso, são necessários os dados do MRE, explicado no item anterior para compor o balanço. Ao final, o balanço nada mais é que o resultado da comparação dos contratos de compra ou venda com a energia consumida ou gerada.

Para o balanço são apurados os “recursos” e “requisitos” de cada agente. Denominam-se recursos à soma da geração com os contratos de compra do agente. Os requisitos são a soma do consumo com os contratos de venda. Lembrando que são apurados por semana, patamar e

submercado e caso ocorram diferenças estas serão valoradas ao respectivo PLD para serem liquidadas.

4.6.3 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

As distribuidoras devem prever o crescimento da demanda de sua área de concessão com antecedência de cinco anos. Com base nesta previsão são realizados os leilões de energia e a expansão do parque de geração. Com o passar dos anos, caso haja diferenças positivas ou negativas com relação ao que foi previsto, estas serão tratados pelo Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).

Este mecanismo foi regulamentado pelo Decreto 5.163/2004 em virtude das consequências da contratação antecipada e as variações do mercado das distribuidoras, que podem ocorrer, por exemplo, com a saída de um consumidor cativo para o ambiente livre.

Sua metodologia consiste na declaração das sobras ou déficits por parte das distribuidoras à CCEE, voluntariamente, com base em suas demandas. A declaração só é válida para os contratos provenientes dos leilões de energia, cujos geradores são impactados.

Após receber as declarações a CCEE efetua as compensações e firma os termos de cessão entre os distribuidores e geradores onde a declaração de sobra será repassada aos distribuidores que declararam déficit. Sendo assim as obrigações contratuais referentes aos montantes cedidos passam a ser do cessionário incluindo os prazos e preços negociados anteriormente ao MCSD. É como um equilíbrio de montantes contratados. Os que contrataram a mais repassam aos que contrataram a menos.

Estes valores de compensação ou redução serão válidos até o final da vigência do contrato.

Existem basicamente quatro tipos de MCSD, o MCSD Mensal, Trocas Livres, 4% e Ex-post.

O MCSD Mensal ocorre desde que haja declaração de sobras ou déficits por parte das distribuidoras com um motivo. Havendo, as sobras serão repassadas às distribuidoras deficitárias interessadas. Havendo ainda sobras não compensadas, estas são devolvidas aos geradores.

O MCSD Trocas Livres ocorre trimestralmente também havendo declarações, porém, sem a necessidade de motivos. Caso haja uma compensação apenas parcial das sombras estas ficarão com o distribuidor cedente não podendo ser repassadas aos geradores.

A modalidade de MCSD conhecida como 4% ocorre uma vez ao ano sem a necessidade de justificativa para a declaração. Antes de processá-lo a CCEE verifica a quantidade de CCEARs de energia existente em leilões anteriores ao ano de processamento do MCSD. Verificada a possibilidade de redução a CCEE realiza o processamento que irá apurar a quantidade contratada vigente no ano que está sendo realizado o MCSD 4% considerando participações em MCSD anteriores. A redução será realizada em todos os contratos de energia existente gerando um montante de redução contratual que será aplicado apenas no próximo ano reduzindo assim o montante contratado adequando o contrato a real demanda da distribuidora.

Já o MCSD Ex-post ocorre uma vez ao ano e visa reduzir os prejuízos das distribuidoras nos seguintes casos:

- a) compra frustrada, ou seja, compra através de leilões com montantes abaixo do declarado;
- b) acontecimentos extraordinários e imprevisíveis não gerenciáveis pelo distribuidor;
- c) retorno dos consumidores livre ou especiais ao mercado regulado antes dos prazos estabelecidos pela ANEEL, porém autorizados por esta;
- d) alteração na distribuição das cotas do Proinfa, Itaipu, e Angra I e II.

Neste caso não existe termo de cessão. As realocações dos déficits são apenas para redução das penalidades que o distribuidor possa vir a ter. Este processo é intermediado pela CCEE e haverá pagamento do cessionário ao cedente somente no caso em que o CCEAR do ano anterior for maior que a média dos PLDs deste mesmo ano. Sendo assim o cessionário paga ao cedente somente a diferença entre o valor do CCEAR e a média dos PLDs.

Este processo de liquidação financeira ocorre uma vez por mês sempre que houver termo de cessão a ser compensado separadamente do processo de liquidação do mercado de curto prazo.

4.6.4 Tratamento de Exposições

A necessidade de se tratar as exposições do agente, ou seja, a presença de déficits em sua contabilização ocorre quando estes déficits possuem influência da diferença de preços entre os submercados. Caso estes efeitos fujam do controle do agente poderão ser aliviados neste tratamento.

Devido às restrições físicas entre os submercados poderá ocorrer uma exposição

financeira, ou seja, esta limitação faz com que usinas mais caras entrem em operação para suprir seus consumidores locais que não foram atendidos causando as diferenças do PLD. Por exemplo, após o balanço energético, verificou-se que um determinado agente gerador possui créditos a serem valorados de acordo com o submercado 1, que possui um PLD “A”. Porém, o consumidor que demandou a mais está localizado no submercado 2, que possui um PLD “B” de valor menor que A. Sendo assim este consumidor irá pagar por B no mercado de curto prazo comprometendo o valor que o gerador tem a receber. Em resumo, o consumidor pagará mais barato pelo consumo a mais e o gerador receberá um valor menor por ter gerado a mais.

Dependendo do tipo de situação contratual estas exposições podem ser aliviadas. São os casos:

- a) exposições de Itaipu;
- b) provenientes do MRE;
- c) associadas ao autoprodutor;
- d) exposições do Proinfa.

As do caso de Itaipu ocorrem, pois esta fornece tanto para o submercado Sul quanto para o Sudeste/Centro-Oeste. As exposições do MRE podem ocorrer quando a realocação de energia ocorrer entre submercados diferentes.

No caso do Autoprodutor podem ocorrer de este possuir demanda em mais de um submercado, se expondo.

O Proinfa vende cotas para diferentes submercados estando sujeito a exposições.

Além disso, o somatório de pagamentos feitos ao PLD mais caro, gera um excedente financeiro que não é alocado a um agente específico.

Todas as transições de exposições sujeitas a alívio são contabilizadas de forma global podendo gerar um montante positivo que, somado ao excedente financeiro, serão utilizadas para alívio das exposições negativas.

Existem também as exposições dos distribuidores que assumem os riscos destas exposições por estarem no ambiente regulado. Suas exposições podem ser aliviadas para não onerarem as tarifas.

Além destes itens citados fazem parte do processo de contabilização as penalidades, que podem ser Penalidades de Energia ou de Potência.

4.6.5 Penalidades de Energia

Entende-se como penalidades de energia a forma de coibir os agentes com práticas de comercialização que podem ameaçar o SIN, descumprimento de regras ou a própria legislação do setor. Assim as penalidades reúnem recursos para compensar o mercado pelos danos causados pelos infratores.

Esta penalidade pode ser de dois tipos: Por insuficiência de lastro de energia ou por falta de combustível.

Insuficiência de lastro de energia é o termo que se refere à situação em que o agente, para um dado período, apresentou exposição negativa. Ou seja, a soma de sua geração própria com seus contratos de compra (lastro de energia) foi menor que o necessário para atender suas obrigações contratuais.

Se o agente for da classe de distribuidores a apuração da penalidade é anual e ocorre geralmente em Janeiro. Para os geradores, comercializadores e consumidores livres esta apuração é mensal.

Caso, em um determinado mês, o agente apresente exposição negativa, serão avaliados os 12 meses anteriores ao mês da verificação e se os recursos forem suficientes para compor um lastro o agente está livre do pagamento da penalidade naquele mês. Lembrando que em comercialização de energia o termo recurso se refere ao valor da garantia física somado aos contratos de compra do agente compondo o lastro.

E caso os recursos sejam insuficientes o agente será penalizado por insuficiência de lastro.

Existe uma situação onde, quando o agente possui mais de um perfil, o perfil com exposição positiva repassa excedente para o perfil com exposição negativa. Esta compensação deverá ocorrer primeiramente entre os perfis de mesma natureza, especial com especial e convencional com convencional. Depois poderá haver a compensação entre perfis diferentes desde que compensação da exposição do agente com exposição negativa de natureza convencional seja realizada pelo agente de natureza especial e nunca o contrário.

A penalidade por falta de combustível é aplicável aos agentes proprietários de usinas termelétricas que não cumpriram as instruções de despacho do ONS. Esta penalidade atinge os geradores com contratos firmados ou adiados a partir de 12 de Junho de 2006.

É uma penalidade apurada mensalmente e tem base na energia não gerada por falta de combustível. Para compor o valor da penalidade utiliza-se o montante de energia não gerada multiplicada pelo PLD. Analisam-se os últimos 12 meses de geração e caso se verifique que o

agente já descumpriu o despacho, por uma vez, esta penalidade sofrerá um aumento de 25%. Se nas próximas verificações ocorrerem novos descumprimentos haverá um acréscimo de 50% na segunda vez, 75% na terceira e 100% para todas as demais ocorrências até que o gerador permaneça 12 meses consecutivos sem descumprimento por falta de combustível.

Os recursos provenientes das penalidades por insuficiência de lastro serão utilizados para abater as exposições negativas dos CCEARs decorrentes das diferenças de preços entre os submercado. Nesta situação vale lembrar que os consumidores cativos podem perceber um acréscimo ou decréscimo no valor de suas contas.

Já as penalidades por falta de combustível serão utilizadas para abater os Encargos vistos no item 3.4, Encargos.

4.6.6 Penalidade de Potência

A penalidade de potência pode ser aplicada ao agente de geração ou comercialização que vendeu mais energia que sua potência instalada ou contratada e aos agentes de consumo e distribuidores que consumiram mais potência do que o estabelecido em contrato apresentando riscos ao sistema.

Antes de se aplicar a penalidade de potência é calculado o déficit ou o superávit de potência comparando o recurso com o requisito de cada agente. Sabendo que, caso o total de requisitos sejam maiores que o total de recursos, tem-se um déficit. Este cálculo é realizado por dia e apenas no patamar pesado.

Também vale a regra onde caso o agente possua diferentes perfis poderá balancear a potência entre estes.

À potência também se utiliza o termo lastro. Após a divulgação pela CCEE do lastro de potência de cada agente se iniciará um período de negociação entre os agentes. Neste período os agentes com déficit negociam bilateralmente com os agentes com superávit tentando minimizar ou até mesmo eliminar os déficits.

Se mesmo após o período de negociação ainda houver déficits o agente sofrerá a penalidade por insuficiência de lastro de potência. O valor desta penalidade é determinado pela ANEEL conforme Resolução Normativa nº 168/2005 sendo atualizado mensalmente.

Analizados todos estes itens e efetuada a contabilização alguns agentes poderão apresentar um resultado negativo e será considerado devedor no momento da liquidação. Caso este agente não quite seus débitos totalmente ficará inadimplente no mercado e se iniciará seu

processo de desligamento da CCEE. Os agentes credores receberão seus montantes, porém, justamente devido à inadimplência de outros, este valor será menor que o devido.

Estes dutos precisam manter condições de pressão e vazão adequadas para o fornecimento de gás, por isso ao longo da malha de gasodutos existem instalações com a finalidade de preservar tais condições, aumentando a pressão do gás através de compressores centrífugos. Uma das instalações utiliza motores elétricos, alimentados pelas redes das distribuidoras, para movimentar esses compressores, já as outras dez utilizam turbinas à gás cujo combustível é o próprio gás natural.

As instalações que utilizam turbinas à gás produzem sua própria energia elétrica para suprimento de suas cargas básicas como sistemas de produção de ar comprimido, sistemas de bombeio de óleo lubrificante, trocadores de calor movidos a motores elétricos, iluminação, sistema de ventilação, ar condicionado central, coleta de água de poço por motobomba, sistemas de automação, etc. E, a produção de energia própria é feita através de conjuntos motogeradores, ou seja, geradores elétricos conectados a motores, que neste caso, são motores à explosão de ciclo Otto⁶ cujo combustível também é o próprio gás natural.

Estas instalações possuem dois conjuntos motogeradores, sendo um deles de reserva, os quais apresentam uma capacidade de geração superdimensionada por diversas razões como, por exemplo, a substituição de motores convencionais (utilizados nos sistemas citados acima) por motores de alto rendimento, a não utilização de sua capacidade total de compressão de gás natural, entre outras.

Vale evidenciar que os motogeradores possuem uma capacidade de 1500kVA e, em testes realizados durante a construção das instalações, foi verificado que é necessário apenas 900kVA para suprir a demanda da planta em condições normais de operação. Assim, para situações em que a capacidade total não é utilizada, foram instalados bancos de resistores para geração de carga mínima no valor de 330kVA.

Portanto, a situação que leva a esse estudo de caso é o fato desta empresa possuir uma instalação de compressão de gás natural que compra energia elétrica no ambiente livre enquanto as outras dez instalações apresentam uma capacidade de geração de 600kVA cada, distribuídas ao longo da malha de gasodutos. Ressaltando que, por causa da instalação que usa motor elétrico possuir um consumo de energia superior a 3000kW (12000kW) a empresa optou por torná-la um agente da CCEE na categoria de consumidor livre.

Consequentemente, neste estudo de caso serão apresentadas as diretrizes básicas para que esta empresa possa inserir sua capacidade de produção de energia no mercado reduzindo

⁶ Ciclo Otto é o ciclo termodinâmico que representa o funcionamento dos motores de combustão interna cuja ignição é realizada por centelha.

seus custos com a compra de energia, pois, analisando em linhas gerais, apesar de duas das instalações que utilizam turbina à gás não poderem ser consideradas neste estudo, uma vez que não estão conectadas ao SIN, pode-se concluir que se todas as outras oito instalações venderem seu excedente existirá 4800kW para serem descontados dos 12000kW consumidos pela instalação de motor elétrico.

Devido às características apresentadas, as instalações desta empresa se caracterizam como agentes de perfil autoprodução de uma central geradora de capacidade reduzida, ou seja, abaixo de 5000 kW, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 390/2009. Deste modo, as oito instalações irão compor um agente Autoprodutor na CCEE e, segundo o inciso IV do art. 26 da Lei nº 9.427/96, este agente já está autorizado a comercializar seu excedente, caso deseje.

5.1 OBTENÇÃO DA AUTORIZAÇÃO

A primeira etapa para se inserir no mercado de energia elétrica brasileiro consiste na obtenção da autorização através da requisição da outorga feita à ANEEL que, através da Resolução Normativa nº 390/2009, informa todos os requisitos necessários à outorga deste tipo de central geradora. Como o estudo de caso trata de instalações que já possuem alguns dos documentos exigidos, a solicitação da outorga se torna mais simples.

São exemplos de documentos exigidos:

- a) estudo de Impacto Ambiental ou Relatório de Impacto Ambiental ou estudo ambiental formalmente requerido pelo órgão ambiental;
- b) declaração de propriedade ou posse da área onde está a instalação;
- c) licença Ambiental;
- d) licença de Operação;
- e) projeto Básico – Neste caso deverá ser elaborado e incluído todo o projeto para conexão com a rede, medição, transformação etc.;
- f) arranjo geral da usina com sua planta de localização e das unidades geradoras, delimitação do terreno;
- g) memorial descritivo da usina e todos os seus detalhes;
- h) diagrama elétrico unifilar geral simplificado – Neste caso, já incluída a conexão com a rede;
- i) informação sobre a disponibilidade do combustível – Como o combustível

utilizado pela instalação é o próprio gás natural transportado esta informação poderá ser simplificada;

- j) cronograma de construção – No nosso caso, apenas da adequação para conexão com a distribuidora.

Toda esta documentação, incluindo o preenchimento dos anexos da Resolução citada acima (Anexo A, B e C), poderá ser elaborada pelo próprio corpo de engenharia responsável pelas instalações da empresa.

Ainda, a Resolução Normativa da ANEEL nº 389/2009, estabelece os direitos, deveres e demais condições para a outorga que deverão ser observados.

Uma vez obtida a outorga é necessário solicitar à ANEEL ou ao MME o cálculo da garantia física destas instalações que será necessário posteriormente.

5.2 ADESÃO À CCEE

Após a obtenção da outorga deve-se solicitar o acesso à rede de distribuição para as concessionárias das áreas onde estão localizadas as instalações. Isto é feito através de quatro etapas básicas, de acordo com o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional):

- a) consulta de acesso - etapa opcional para o caso de autoprodutores e tem o objetivo de obter informações técnicas que sejam utilizadas para os estudos relativos aos acessos;
- b) informação de acesso - caso o autoprodutor faça a consulta, a informação de acesso é a resposta formal obrigatória da distribuidora acessada à consulta de acesso e tem um prazo máximo de 60 dias para ser realizada;
- c) solicitação de acesso - etapa obrigatória ao autoprodutor. Trata-se de um requerimento formulado pelo agente acessante e entregue à acessada;
- d) parecer de acesso - documento formal obrigatório em resposta à solicitação de acesso que traz informações sobre as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e todos os requisitos técnicos que permitam a conexão do acessante com os respectivos prazos.

Uma vez realizada a solicitação de acesso, vale lembrar que a acessada tem até 120 dias para emissão do parecer de acesso no caso de haver a necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição acessado.

E este poderá ser o caso da maioria destas oito instalações que se localizam em áreas remotas onde a rede de distribuição tem a possibilidade de não suportar as características da potência injetada por se tratar de distribuição para áreas rurais. Todos os detalhes sobre como fazer os reforços estão disponíveis na página Procedimentos de Rede da *homepage* do ONS no módulo 4 – Ampliação e Reforços.

A conexão a rede deve ser justificada pelo critério de menor custo global de atendimento, ou seja, dentre as alternativas consideradas para viabilização do acesso, deverá ser escolhida a alternativa tecnicamente equivalente de menor custo de investimentos e este estudo será fornecido pela acessada com base nos seguintes itens:

- a) observando as instalações de conexão de responsabilidade do acessante;
- b) observando as instalações decorrentes de reforços e ampliações no sistema elétrico; e
- c) observando os custos decorrentes das perdas elétricas no sistema elétrico.

Após definido o ponto de acesso e de posse do parecer de acesso é o momento de celebrar os contratos com a distribuidora, que são o CCD (Contrato de Conexão e Uso) e o CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição Elétrica).

5.2.1 Contrato de Conexão e Uso - CCD

Este contrato abrange os aspectos relacionados à conexão com as instalações das distribuidoras e devem conter, além das cláusulas típicas essenciais à contratos administrativos, cláusulas referentes a:

- a) obrigatoriedade de observância aos procedimentos do PRODIST e aos procedimentos de rede, na página do ONS, como apresentado anteriormente;
- b) obrigatoriedade de observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos de caráter geral da distribuidora proprietária das instalações que serão acessadas;
- c) descrição detalhada do ponto de conexão escolhido e das respectivas instalações de conexão;
- d) a capacidade de demanda da conexão;
- e) definição dos locais e procedimentos para medição e informação de dados;
- f) limites e compromissos de qualidade e continuidade de responsabilidade das partes, assim como as correspondentes penalidades pelo não atendimento dos

respectivos limites;

- g) prazos para conclusão das obras referentes ao acesso, neste caso, para a adequação;
- h) data de entrada em operação das instalações do acessante e de início da prestação dos serviços, assim como prazo de vigência do contrato que, inicialmente, deverá ser de doze meses;
- i) propriedade das instalações de conexão;
- j) tensão de conexão;
- k) forma e condições para a prestação dos serviços de operação e manutenção, quando for o caso;
- l) valores dos encargos de conexão, quando houver;
- m) critérios para a rescisão contratual.

5.2.2 Contrato de Uso do Sistema de Distribuição Elétrica - CUSD

Já o CUSD abrange os aspectos referentes ao uso do sistema de distribuição e devem conter, também, as cláusulas típicas essenciais de contratos administrativos assim como cláusulas sobre:

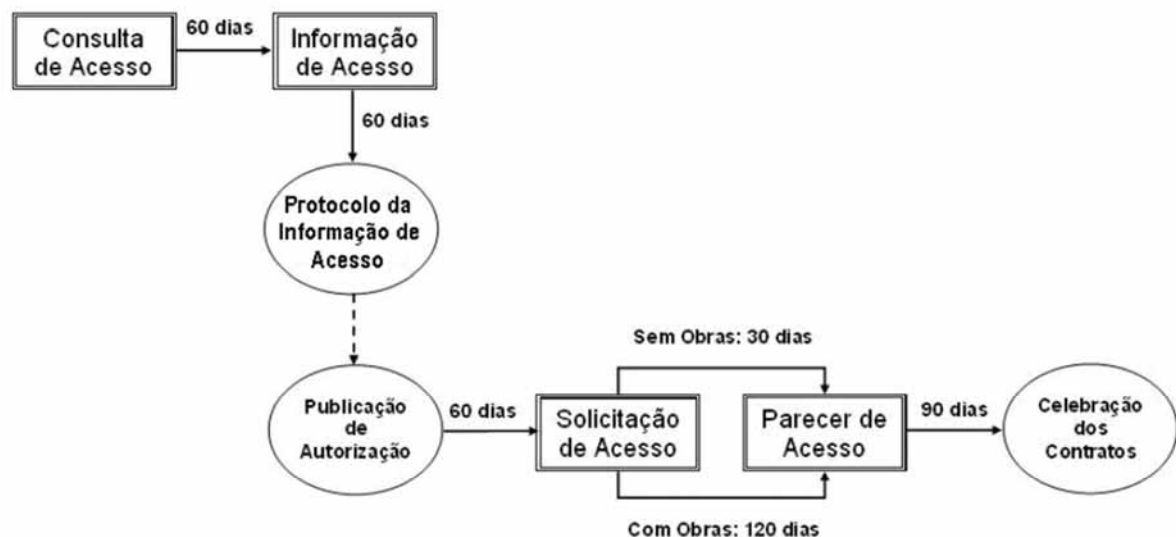
- a) obrigatoriedade de observância a estes Procedimentos e aos procedimentos de rede, quando aplicáveis;
- b) obrigatoriedade de observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos de caráter geral da distribuidora proprietária das instalações que serão acessadas;
- c) MUSD⁷ contratado, especificado por segmento horo-sazonal, quando for o caso, bem como as condições para sua alteração;
- d) definição dos locais e procedimentos para medição e informação de dados;
- e) limites e compromissos de qualidade e continuidade de responsabilidade das partes, assim como as correspondentes penalidades pelo não atendimento das respectivas limites;
- f) horários de ponta e fora de ponta;
- g) período concedido para ajuste do MUSD;

⁷ Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) é a potência ativa média calculada em intervalos de 15 minutos injetada no sistema elétrico de distribuição pela geração em kW.

- h) valores dos encargos de uso;
- i) data de entrada em operação das instalações do acessante e de início da prestação dos serviços, assim como prazo de vigência do contrato;
- j) condições de aplicação da tarifa de ultrapassagem⁸;
- k) condições de aplicação de descontos concedidos ao acessante por legislação específica;
- l) critérios para a rescisão contratual.

Em resumo, a Figura 10 apresenta o fluxo de tarefas para a celebração dos contratos:

Figura 10 - Fluxo de tarefas para celebração dos contratos



Fonte: (ANELL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, módulo 3 seção 3.1 p.10).

Finalmente, para se tornar um agente da CCEE, deve-se enviar o termo de adesão preenchido acompanhado de uma carta/ofício cujo modelo está disponível na *homepage* da CCEE e aguardar o recebimento do código para acesso ao conteúdo exclusivo do site.

Posteriormente deve-se preencher o cadastro no site e enviar a seguinte documentação conforme (CCEE. Procedimentos de Comercialização, 2012):

- a) termo de adesão à convenção arbitral;
- b) ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor e alterações supervenientes

⁸ É a tarifa que se aplica sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a contratada no caso de exceder os limites estabelecidos.

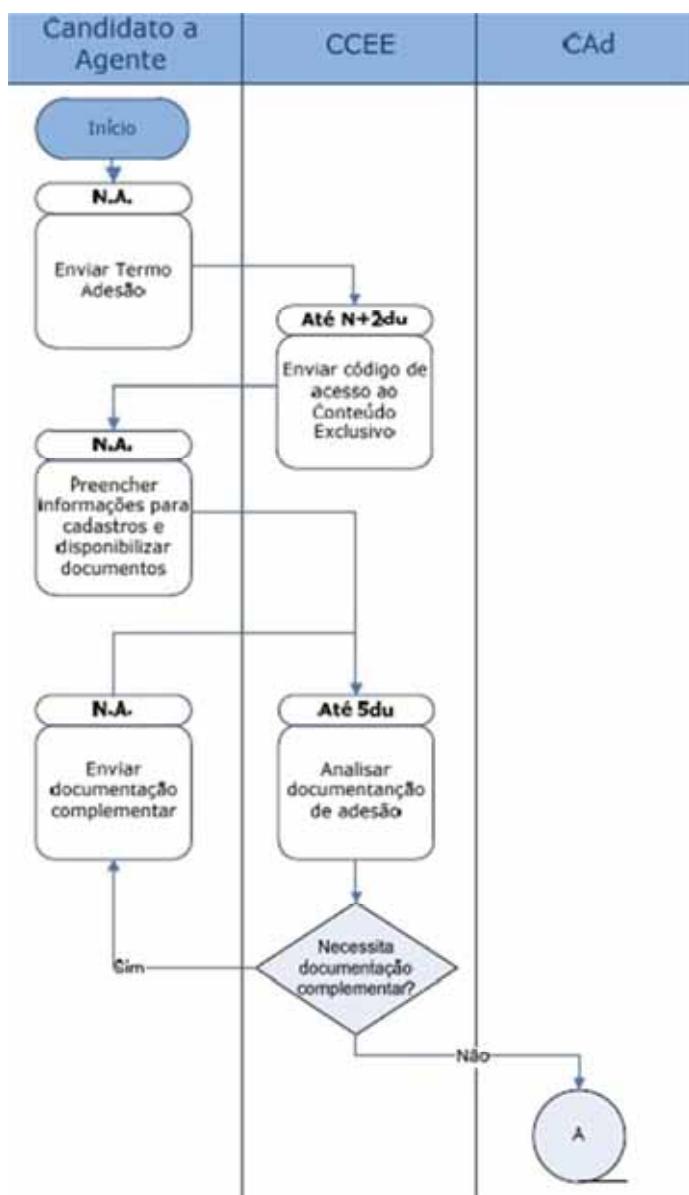
ou o documento societário consolidado, protocolado e com a chancela da Junta comercial ou cartório de registro de pessoa jurídica;

- c) ata de eleição dos administradores protocolada e com a chancela da Junta comercial ou cartório de registro de pessoa jurídica;
- d) procuração outorgada na forma de documentação societária;
- e) certidão negativa de falência e recuperação judicial expedida pelo Poder Judiciário da sede do candidato a agente com data de emissão não anterior a 60 (sessenta) dias contados da data de adesão pretendida, ou dentro da validade, caso esteja impressa na certidão;
- f) instrumento de outorga, concessão, permissão, autorização e/ou registro;
- g) quadro societário – deve constar composição acionária das empresas que são sócias acionistas do candidato a agente;
- h) cópia do CNPJ – obtida diretamente pelo site da Receita Federal;
- i) CUSD para comprovação da carga;
- j) termo de responsabilidade da matriz – adesão de filial;
- k) termo de adesão por conta corrente específica única;
- l) ato regulatório publicado pelo MME/ANEEL constando a Garantia Física calculada pela EPE

A CCEE analisará a documentação para a adesão e irá disponibilizar em área exclusiva de seu site esta análise.

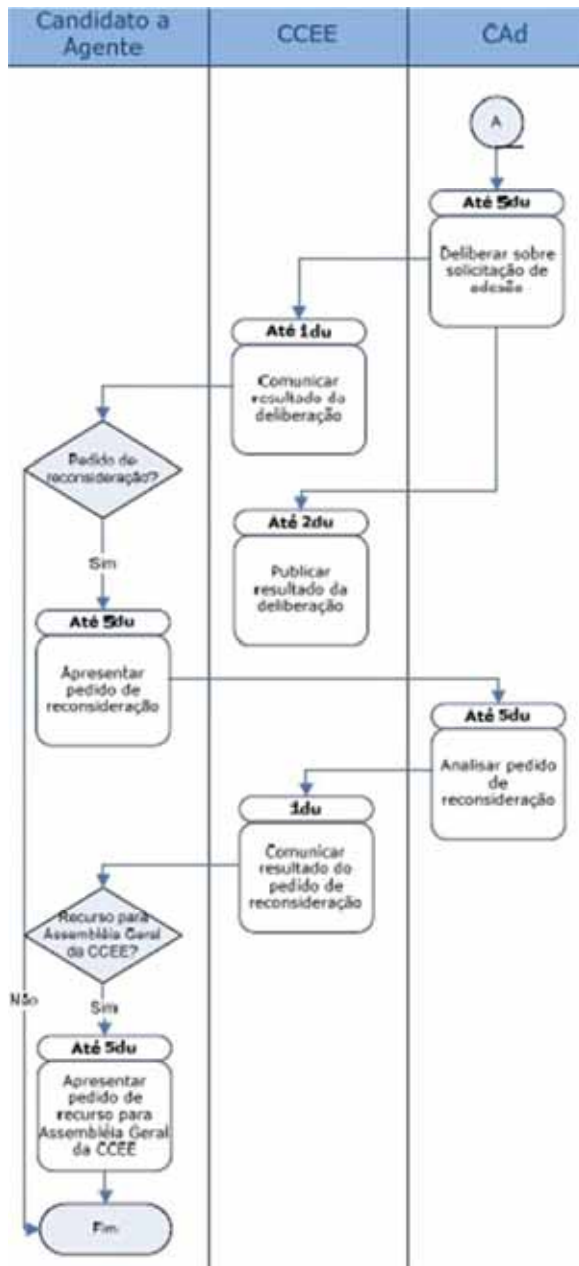
Ao final, o Conselho Administrativo da CCEE irá deliberar sobre a adesão e a CCEE irá comunicar e publicar em site o resultado da adesão.

Os procedimentos para adesão à CCEE estão detalhados nas Figuras 11 e 12 a seguir:



Fonte: (CCEE. Procedimentos de comercialização, 2012).

Figura 12 - Fluxo das atividades para adesão à CCEE (continuação)



Fonte: (CCEE. Procedimentos de comercialização, 2012).

Realizados todos os procedimentos descritos neste tópico o agente está apto a produzir energia. As demais orientações só poderão ser acessadas via área exclusiva da CCEE.

Sobre a conexão com a rede, projeto de adequação, custos e demais aspectos para o início da operação serão fornecidos pela concessionária depois de firmados os contratos.

CONCLUSÃO

Após apresentado o setor elétrico brasileiro, de acordo com a sua reestruturação, verifica-se que o aumento constante da demanda energética, em virtude do crescimento econômico do Brasil, trouxe uma oportunidade de versar sobre como as empresas podem se comportar diante das novas possibilidades de aquisição de energia elétrica.

Assim, este trabalho atinge seu objetivo principal de apresentar as diretrizes básicas para que qualquer empresa compreenda as formas de comercialização de excedente de energia dentro da estrutura atual do mercado de energia elétrica brasileiro.

Além disso, durante as pesquisas realizadas sobre este tema foi possível concluir que o Brasil ainda está caminhando para um cenário de comércio de energia que seja de fácil acesso a quem deseja participar. Atualmente não se nota um censo comum entre as empresas sobre a percepção da possibilidade de se inserir no mercado de energia elétrica. Estas, principalmente as de pequeno porte, estão habituadas a comprar energia de uma concessionária como se fosse a única forma de fazê-la, ou seja, são consumidores cativos por desconhecimento de alternativas.

Foi evidenciado que nosso país apresenta uma forte legislação sobre o incentivo às fontes alternativas aplicando descontos a seus produtores e facilitando sua inserção no mercado. Mas isto ainda não traz esta nova visão, onde todos com energia excedente podem participar do mercado, e se faz necessário esclarecer às empresas esta possibilidade assim como as maneiras de se viabilizar.

O Brasil tem muito a caminhar para atingir um momento em que a entrada no mercado de energia seja algo de imediata percepção e de fácil realização que traz, como principal ganho, o desenvolvimento e crescimento do setor elétrico nacional, fortalecendo as bases energéticas necessárias ao suprimento do constante crescimento de nosso país.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Altas de Energia Elétrica do Brasil, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689>. Acesso em: 4 Dez.2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Informações Gerenciais, Set. 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=531>>. Acesso em: 4 Dez.2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica nº 109 de 24 de Janeiro de 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002109gce.pdf>>. Acesso em: 8 Dez.2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 109 de 26 de Outubro de 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 4 Dez.2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 247 de 21 de Dezembro de 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf>>. Acesso em: 4 Dez.2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 348 de 6 de Janeiro de 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009348.pdf>>. Acesso em: 8 Dez.2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 389 de 15 de Dezembro de 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009389.pdf>>. Acesso em: 8 Dez.2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 390 de 15 de Dezembro de 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf>>. Acesso em: 8 Dez.2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 414 de 9 de Setembro de 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: 8 Dez.2013.

ALMEIDA, LUCIA M. A. DE; RIGOLIN, TÉRCIO B. **Geografia**. 1ª edição. São Paulo, Ática, 2002. 464 p

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Governança. Disponível em:<http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/estrutura_e_pessoas/governanca?_afzLoop=954685887010000#%40%3F_afzLoop%3D954685887010000%26_adf.ctrl-state%3Djktd3t8d_451>. Acesso em: 5 Dez.2013.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. InfoMercado. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/informacoesmercado/info_mercado?_afzLoop=714501135517000#%40%3F_afzLoop%3D714501135517000%26_adf.ctrl-state%3D1b0rb1rbpo_224>. Acesso em: 5 Dez.2013.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2011. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 4 Dez.2013.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Atlas Solamérico, 2000. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 4 Dez. 2013.

BRASIL. Decreto-Lei nº 852, de Novembro de 1938. Mantém, com modificações, o decreto n. 24.643, de 10 de julho de 1934 e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del0852.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Decreto nº 24.643, de 10 de Julho de 1934. Decreta o Código das Águas. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm>. Acesso em: 4 Dez. 2013.

BRASIL. Decreto nº 5.025, de 30 de Março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm>. Acesso em: 4 Dez. 2013.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 4 Dez. 2013.

BRASIL. Decreto nº 6.353, de 16 de Janeiro de 2008. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm>. Acesso em: 4 Dez. 2013.

BRASIL. Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de Dezembro de 1974. Altera a redação do artigo 4º da Lei nº 5.655, de 20 de Maio de 1971 e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1965-1988/Del1383.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de Março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm>. Acesso em: 5 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de Março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 5 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 3.782, de 22 de Julho de 1960. Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/1950-1969/L3782.htm>. Acesso em: 5 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 3.890-A, de 25 de Abril de 1961. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – ELETROBRÁS, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L3890Acons.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 5.655, de 20 de Maio de 1971. Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5655.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 8.422, de 13 de Maio de 1992. Dispõe sobre a organização de ministérios e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8422.htm>. Acesso em: 5 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de Fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no Art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/18987cons.htm>. Acesso em: 6 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 8.631, de 4 de Março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis de tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8631.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de Julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de Maio de 1998. Altera 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 e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm>. Acesso em: 5 de Dez. de 2013.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Histórico. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=8>>. Acesso em: 5 Dez.2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Setor Elétrico: Visão Geral do Setor. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 4 Dez.2013.

BRASIL. Decreto nº 41.019, de 26 de Fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D41019.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Decreto nº 62.724, de Maio de 1968. Estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D62724.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Decreto-Lei nº 2.432, de 17 de Maio de 1988. Institui a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR estabelece normas relativas ao equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1965-1988/Del2432.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

BRASIL. Lei nº 5.899, de 5 de Julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5899.htm>. Acesso em: 4 de Dez. de 2013.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Fontes. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_afzLoop=612700554039000#%40%3F_afzLoop%3D612700554039000%26_adf.ctrl-state%3D3l3t9egvp_122>. Acesso em: 5 Dez.2013.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. História. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/historia?_afzLoop=610386743586000#%40%3F_afzLoop%3D610386743586000%26_adf.ctrl-state%3D3l3t9egvp_71>. Acesso em: 5 Dez.2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Quem somos. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/quemsomos/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 5 Dez.2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. CMSE. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cmse.html>. Acesso em: 5 Dez.2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Histórico do Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mme/menu/institucional/ministerio.html>>. Acesso em: 5 Dez.2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. O ONS. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx>. Acesso em: 5 Dez.2013.

ANEXO A - Formulário de registro de usina termelétrica e fotovoltaica

FORMULÁRIO DE REGISTRO DE USINA TERMELETRICA E FOTOVOLTAICA

Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG

SGAN 603 Módulo J CEP 7 0830-030 Brasília - DF Telefone (61) 2192-8750

1. IDENTIFICAÇÃO

Proprietário

Nome	Telefone ()	Fax ()
Endereço	CEP	
Município	UF	
CNPJ/CPF	e-mail	

Central geradora

Denominação UTE/SOL	Telefone ()	Fax ()
Endereço	Município	UF
Coord. geográficas: Latitude	Longitude	e-mail

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA CENTRAL GERADORA

Usina Termelétrica – UTE

Potência Instalada Total Bruta (kW):	
Nº de Unidades Geradoras:	
Combustível:	

Geradoras	Potência (kVA)	Tensão (kV)	Fator da Potência (cos φ)	Potência (kW)	Data de Entrada em Operação
01					
02					

Usina Fotovoltaica - SOL

Potência Instalada Total (kWp):	
Área Total da Usina (m ²):	
Número de Arranjos:	
Módulos da Usina Fotovoltaica:	

Arranjos	N.º de Placas por Arranjo	Área do Arranjo (m ²)	Potência de Pico (kW)	Data de Entrada em Operação
01				
02				

Declaro que as informações prestadas neste documento correspondem ao empreendimento em referência e estão de acordo com a legislação aplicável, em especial com o disposto nas Resoluções da ANEEL que tratam sobre a outorga de empreendimentos de geração. Declaro ainda que o referido empreendimento encontra-se com suas obras de construção concluídas e em plenas condições de operação. Estou ciente de que declarações falsas ou inexatas caracterizam crime de falsidade ideológica (art. 299 do Código Penal).

Local _____

Data _____

NOME DO PROPRIETÁRIO OU REPRESENTANTE LEGAL DO EMPREENDIMENTO	Assinatura

ANEXO B – Ficha Técnica de Usinas Termelétricas

FICHA TÉCNICA DE USINAS TERMELÉTRICAS

		FICHA TÉCNICA USINAS TERMELÉTRICAS		SCG Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração	
ENDEREÇO: SGAN 603 - MÓDULO I - TEL.: (61) 2192-8778 - FAX: (61) 2192-8941 - CEP: 70.830-030 - BRASÍLIA - DF					
1. IDENTIFICAÇÃO DO TITULAR:					
NOME:					
ENDEREÇO:					
DISTRITO:		MUNICÍPIO:		ESTADO:	
CNPJ/CPF:		TEL.: ()		FAX: ()	
				E-mail:	
FINALIDADE		SERVIÇO PÚBLICO () AUTOPRODUTOR - AP () COMERCIALIZAÇÃO EXCEDENTES ()		PRODUTOR INDEPENDENTE - PEI ()	
2. IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:					
ENDEREÇO:					
DISTRITO:		MUNICÍPIO:		ESTADO:	
TEL.: ()		FAX: ()		E-mail:	
COORDENADAS GEOGRÁFICAS		LATITUDE:		LONGITUDE:	
ALTITUDE (m):		Temperatura Ambiente Média Anual (°C):		Umidade Relativa Média Anual (%):	
SISTEMA DE CONEXÃO		ISOLADO ()		INTERLIGADO ()	
		Paralelismo Permanente: Sim () Não ()		INTEGRADO ()	
3. CUSTOS ÍNDICES:					
Usina R\$/kW:		Transmissão Associada R\$/kW:		Energia Produzida R\$/MWh:	
DATA BASE: / /		DATA BASE: / /		DATA BASE: / /	
4. USINA TERMELÉTRICA:					
Capacidade Instalada da Planta (kW):				Nº de Unidades Geradoras:	
Potência Instalada Declarada ¹ (kW):					
Potência Líquida Declarada ² (kW):					
Combustível (ou Energético) Principal			Balanço de Eletricidade		
Descominação: Consumo (kg/h): Densidade (kg/m³): Poder Calorífico Inferior - PCI ou Conteúdo Energético (kJ/kg ou kcal/kg):			Máxima Geração Bruta (kWh/h): Consumo em Serviços Auxiliares (kWh/h): Máxima Geração Líquida na Usina (kWh/h): Consumo do Processo Consumo (kWh/h): Perdas na Conexão (kWh/h): Intercâmbio com Rede (kWh/h): exporta ou importa		
Combustível Alternativo: Mesmo Anterior			Calendário do Ciclo Operativo: contínuo () ; sazonal () período:		
Rendimento da Usina (%) = Utilidade Elétrica (%) + Utilidade Calor (%), esta só na Cogeração			Fator de Disponibilidade dentro do ciclo operativo (%): Fator de Utilização Média das instalações dentro do ciclo operativo (%):		
ESTRUTURA TECNOLÓGICA:					
Configuração dos Blocos:					
() Geração Pura		() em ciclo simples:	() Caldeira - Turbina a Vapor - TV	() Turbina de Ciclo a Gás - TG ³	
		() em ciclo combinado:	() TG ³ - Recuperadora - TV		
() Cogeração		() em ciclo simples:	() Caldeira - TV		
		() em ciclo combinado:	() TG ³ - Recuperadora	() TG ³ - Recuperadora - TV	

¹ Art. 3º e Inso V do art. 2º de REN nº 420/2010, de 30 de novembro de 2010.

² Art. 3º e Inso VI do art. 2º de REN nº 420/2010, de 30 de novembro de 2010.

³ ou Motor Alternativo (Otto ou Diesel)

ANEXO C – Ficha Técnica de Usinas Termelétricas (continuação)

GERADORES ELÉTRICOS DA USINA TERMELÉTRICA:									
GERADORE S	Potência Aparente (kVA)	Fator de Potência	Potência Ativa (kW)	Tensão (kV)	Frequência (Hz)	Classe de Isolamento	Rotação (rpm)	Fabricante	Data Prevista de Entrada em Operação Comercial
UNIDADES DE CONTINGÊNCIA *:									

EQUIPAMENTO MOTRIZ DA USINA TERMELÉTRICA:					
EQUIPAMENT O MOTRIZ	Tipo (1)	Potência (kW)	Rotação (rpm)	Fabricante	Eficiência com seu ciclo (%) ou Heat-Rate (kJ ou kcal/kWh) ou Consumo de Fluido (kg/kWh)
(1) TURBINA A VAPOR (exceto em compressão ou condensação; com ou sem extração intermediária); MOTOR ALTERNATIVO (Oto ou Diesel; indicar o combustível); TURBO-EXPANSOR (indicar o aquecedor); TURBINA A GÁS (industrial ou aeroderivada; indicar o combustível)					

GERADORES DE VAPOR DA USINA TERMELÉTRICA (1):						
GERADORES DE VAPOR	Tipo (1)	Capacidade (t/h)	Pressão no Instrumento (bar)	Temperatura (°C)	Eficiência (%)	Fabricante

(1)
CALDEIRA (flame ou aquatubular; circulação natural ou forçada ou once-through;
RECUPERADORA DE CALOR (circulação natural ou forçada; sem ou com queima suplementar, nesse caso indicar o combustível)

SISTEMA DE RESFRIAMENTO: Circuito Aberto (); Circuito com Torre: Evaporativa (); Seca ()

REPOSIÇÕES DE PERDAS EM ÁGUA	
Gerador de Vapor:	reposição de perdas (m³/h) em água (industrial ou desmineralizada):
Máquinas Rotativas:	usado de circulação (m³/h) em água industrial; reposição de perdas (m³/h) em água industrial (apenas em caso de torre evaporativa):
Condensador:	usado de circulação (m³/h) em água industrial; reposição de perdas (m³/h) em água industrial (apenas em caso de torre evaporativa):

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL PELAS INFORMAÇÕES TÉCNICAS CONTIDAS NO PROCESSO:

NOME: _____ Nº DE REGISTRO NACIONAL NO CREA: _____

ASSINATURA: _____

LOCAL: _____ DATA: _____

NÃO SENDO OS ESPAÇOS SUFFICIENTES PARA ENTRADA DE TODOS OS DADOS (OU DADOS ESPECÍFICOS DE UM DETERMINADO EQUIPAMENTO), FAVOR AMPLIÁ-LOS ADEQUADAMENTE. (Incluir links, onde necessário)

* Inscrit IV do art. 2º da REN nº 420/2010, de 30 de novembro de 2010.