

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ADMINISTRAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO
ESPECIALIZAÇÃO EM MERCADO DE CAPITAIS

PAULO HENRIQUE DE CAMPOS

UMA AVALIAÇÃO DO VALOR DO GRUPO CEEE ATRAVÉS DO FLUXO DE CAIXA LIVRE DA FIRMA E A
DIFERENÇA ENTRE OS RESULTADOS PARA AS DUAS HIPÓTESES PROJETADAS

Orientador: Prof. Guilherme Ribeiro de Macêdo

Porto Alegre
2011

AGRADECIMENTOS

Aos meus familiares, por todo o amor e carinho.

Aos amigos, aos meus colegas da CEEE que de uma forma ou outra me ajudaram na realização deste feito.

A Fê, pelo companheirismo de sempre.

A minha mãe (*in memoriam*)

Ao meu tio (*in memoriam*)

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo estimar o valor do Grupo CEEE em dois diferentes cenários, através da consolidação dos dados das duas empresas componentes do grupo CEEE: a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, através de uma projeção que leva em conta a cidade de Porto Alegre/RS como cidade-sede da Copa do Mundo de Futebol de 2014 da FIFA e outra em que apenas levam em conta as projeções normais de crescimento da demanda, a fim de verificar o impacto que o evento terá sobre a Companhia. Para tanto, foi utilizado para a valoração da companhia o método de Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCFF). Esse método é usado pelos investidores e analistas financeiros, já que possibilita o cálculo do valor da empresa e do preço justo da ação através da projeção dos lucros da companhia com base em dados existentes nos balanços e demonstrações de exercício, como também através de previsões de longo prazo.

Palavras-chave: Grupo CEEE, *Valuation*, Fluxo de Caixa Livre da Firma.

ABSTRACT

The task of this paper is to estimate the value of CEEE Group in two different scenarios, using a consolidation database of two firms from the group: the Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT and the Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, looking through one projection which counts the city of Porto Alegre/RS as a host from FIFA's World Cup 2014 and an other which only accounts normal increasing of demand, in order to verify the impact of the event on the Company's value. For that, it was used the Free Cash Flow method in the analysis. This method is quite used by investors and financial analysts, as it allows calculating the value of companies based in information's from the Balance Sheet, as well as using future prospects.

Keywords: CEEE Group, Valuation, Free Cash Flow.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Representação da Interligação entre os subsistemas do SIN	17
Figura 2 - Representação da atuação dos agentes regulatórios.....	20
Figura 3 - Área de Concessão da CEEE-GT: Segmento de Geração.....	29
Figura 4 - Área de Concessão da CEEE-GT: Segmento de Transmissão.....	30
Figura 5 - Área de Concessão da CEEE-D: Segmento de Distribuição.....	32
Figura 6 – Obras previstas para Porto Alegre para atendimento da Copa do Mundo.....	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade Instalada do SIN em 31/12/09 (MW)	13
Tabela 2 - Empreendimentos em Operação	13
Tabela 3 - Empreendimentos em Operação no Rio Grande do Sul.....	14
Tabela 4 - Empreendimentos em Operação no Rio Grande do Sul, por fonte e por tipo.....	15
Tabela 5 - Projeção do Consumo de Energia Elétrica no Brasil, por classe (GWh)	16
Tabela 6 - Projeção do Consumo de Energia Elétrica no Brasil por Subsistema (GWh)	16
Tabela 7 - Formação do Fluxo de Caixa Livre da Firma	36
Tabela 8 - Premissas adotadas para o cálculo do Fluxo de Caixa Livre Projetado - Hip. 2	43
Tabela 9 - Fluxo de Caixa Livre Projetado - Hip. 2	44

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Oferta de Energia por Fonte: Base BEN 2010.....	12
Gráfico 2 - Empreendimentos em Operação no SIN - Abril/2011	14
Gráfico 3 - Representação do Risco x Retorno Esperado	37
Gráfico 4 - Rf representada pela Taxa Selic.....	38
Gráfico 5 - Variação da Rentabilidade das Ações do Grupo CEEE x Ibovespa.....	39

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
2. VISÃO ATUAL SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	12
2.1. Aspectos Gerais.....	12
2.1.1. A Geração, a Transmissão e a Distribuição de Energia.....	12
2.1.2. O Consumo de Energia Elétrica	15
2.1.3. O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica - PDE.....	16
2.1.4. O Sistema Integrado Nacional - SIN	16
2.2. Histórico da Regulamentação	17
2.3. Principais Entidades Regulatórias	18
2.3.1. O Ministério de Minas e Energia – MME	19
2.3.2. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL	19
2.3.3. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE	19
2.3.4. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	19
2.3.5. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	19
2.3.6. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE.....	19
2.3.7. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE	19
2.4. Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	20
2.5. Desverticalização e o Novo Modelo de Setor Elétrico.....	21
2.6. Ambiente de Contratação	21
2.6.1. Os Leilões de Energia.....	21
2.6.1.1. Leilões de Energia Existente.....	21
2.6.1.2. Leilões de Energia Nova	21
2.6.1.3. Leilões de Ajuste	22
2.6.1.4. Leilão UHE Santo Antônio.....	22
2.6.1.5. Leilão de Fontes Alternativas	22
2.6.1.6. Leilão de Reserva	22
2.7. Tarifas e Encargos Setoriais.....	22
2.7.1. TUSD.....	22
2.7.2. TUST	23
2.7.3. Tarifa de Transporte Itaipu.....	23
2.7.4. Encargo de Conexão – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT	23
2.7.5. Reserva Global de Reversão – RGR	23
2.7.6. Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC	24
2.7.7. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	24
2.7.8. Contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento	24
2.7.9. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia – TFSEE.....	24
2.7.10. Inadimplemento de Encargos Setoriais	24
2.8. Comercialização de Energia	25
2.9. Aspectos Concorrenciais.....	25
2.10. Universalização	26
2.11. Escassez de Energia e Racionamento	26
2.12. Legislação Ambiental	26
3. O GRUPO CEEE	26
3.1. Breve Histórico do Grupo CEEE	26
3.2. A CEEE Participações	27
3.3. A CEEE-GT.....	28
3.3.1. Atividades da Empresa	29
3.3.1.1. Geração	29
3.3.1.2. Transmissão.....	30
3.3.2. Capital Social.....	30
3.4. A CEEE-D.....	31

3.4.1.	Atividades da Empresa	32
3.4.1.1.	Distribuição	32
3.4.1.2.	Comercialização	33
3.4.2.	Capital Social.....	33
3.4.3.	Estrutura e Governança Corporativa	33
3.4.3.1.	Indicadores de Estrutura de Capital	33
3.4.3.1.1.	Participação de Capital de Terceiros – PCT	33
3.4.3.1.2.	Composição do Endividamento – CE	34
3.4.3.1.3.	Imobilização do Patrimônio Líquido - IPL	34
3.4.3.1.4.	Capital Circulante Líquido – CCL	34
3.4.3.1.5.	Necessidade de Capital de Giro – NCG	34
3.4.3.1.6.	Saldo em Tesouraria - TES	35
3.4.3.1.7.	Rentabilidade sobre o Patrimônio Líquido - RSPL.....	35
3.4.3.1.8.	Rentabilidade sobre o Ativo – RSA	35
3.4.3.2.	Governança Corporativa	35
4.	VALUATION DO GRUPO	36
4.1.	Metodologia Utilizada	36
4.2.	Fluxo de Caixa Livre da Firma – FCFF	36
4.3.	Custo Médio Ponderado de Capital - <i>WACC</i>	36
4.4.	Modelo de Precificação de Ativos Financeiros - CAPM.....	37
4.5.	O Beta.....	38
4.6.	A Aplicação dos Parâmetros.....	39
4.6.1.	Hipótese 1: sem Copa do Mundo.....	40
4.6.1.1.	Premissas de Crescimento	40
4.6.1.2.	Premissas de Capital de Giro.....	40
4.6.1.3.	Premissas de Perpetuidade	40
4.6.1.4.	Custos de Capital	41
4.6.1.5.	Resultados Obtidos	41
4.6.2.	Hipótese 2: com Copa do Mundo em 2014.....	41
4.6.2.1.	Premissas para o Cálculo do FCFF Projetado.....	42
4.6.2.2.	Resultados Obtidos	43
5.	CONCLUSÃO	46
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48
	ANEXOS	50

1. INTRODUÇÃO

O aumento do consumo de energia que será provocado em virtude da realização da Copa do Mundo foi a base inicial para a elaboração deste trabalho, cujo objetivo principal é determinar o valor do Grupo CEEE em função o aumento da demanda, da captação de recursos, dos investimentos, dos custos e dos demais efeitos colaterais a que o grupo estará sujeito, uma vez que ele é responsável pelo fornecimento de energia para a então cidade-sede Porto Alegre.

Este trabalho também pretende, no seu capítulo 2, apresentar uma visão geral do setor elétrico no país, trazendo informações sobre a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como dados sobre o consumo anual de energia, um breve apurado do histórico da energia, sua regulamentação, alguns aspectos globais do setor, peculiaridades e também sobre o Sistema Integrado Nacional (SIN), as entidades envolvidas e os planos nacionais voltados ao setor.

O terceiro capítulo trará informações sobre a empresa selecionada para a análise do valor de mercado, no caso o Grupo CEEE. Abordará um breve histórico do Grupo, com as mudanças na legislação, a privatização, as mudanças na estrutura de capital ocorridas durante seu período de existência, suas atividades e a situação atual da empresa. Além disso, trará informações sobre a estrutura de capital atual da empresa e sobre sua governança corporativa com apresentação de indicadores de estrutura, analisados separadamente.

O quarto capítulo trata especificamente sobre a *Valuation* do grupo, traz informações sobre a metodologia, detalhando as ferramentas e a aplicação dos parâmetros utilizadas na tentativa de determinação do preço de mercado para o ano base, além das duas hipóteses abordadas com detalhamento de suas premissas, os resultados obtidos nas avaliações. Também serão apresentadas as fórmulas e os cálculos realizados no estudo.

A hipótese 1 adotará a evolução da companhia com base na média aritmética dos dados apresentados entre os anos de 2006 a 2010, além de algumas relações entre as contas do DRE que serão adotadas com base no ano base de 2010 para projetar o período de 2011 a 2016, ano no qual considera-se que a empresa já tenha atingido sua maturidade e assim se perpetuado. Ou seja, a projeção será feita mantendo-se a tendência apresentada até o final de 2010.

A hipótese 2 trará abordagem na qual considera-se a realização da Copa do Mundo no Brasil, especificamente tratando sobre a cidade de Porto Alegre, pois o Grupo CEEE é o responsável pelo suprimento de energia nessa capital. Nessa linha estão atuando diversas entidades, sob coordenação do governo federal através do Ministério de Minas e Energia. Além disso, algumas alterações na forma de gerir a empresa também estarão implícitas na projeção através da adequação ao Plano de Recuperação Financeira¹, adotada pelo grupo, dada a sensível situação em que ele se encontra atualmente.

Ao final da apresentação e detalhamento das premissas de cada hipótese, será feita, separadamente, uma análise dos resultados obtidos em cada uma, apontando-se quais foram os fatores determinantes na constituição dos valores em cada situação.

Por fim, a conclusão trará uma comparação entre os resultados obtidos nas hipóteses 1 e 2, na tentativa de verificar o impacto que a realização da Copa do Mundo e as medidas adotadas pela empresa terão sobre o valor do grupo. Espera-se que os investimentos, aliados ao aumento da demanda e às economias procedentes do PRF tragam efeitos positivos aos resultados previstos para o horizonte de 2011 a 2016.

¹ Refere-se a um plano em andamento para adequar os custos e despesas do Grupo CEEE a fim de garantir o equilíbrio econômico-financeiro, bem como um planejamento focado para a obtenção da renovação da Concessão do suprimento de energia. Maiores detalhes sobre o plano estão em sigilo e não poderão ser detalhados neste trabalho.

2. VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

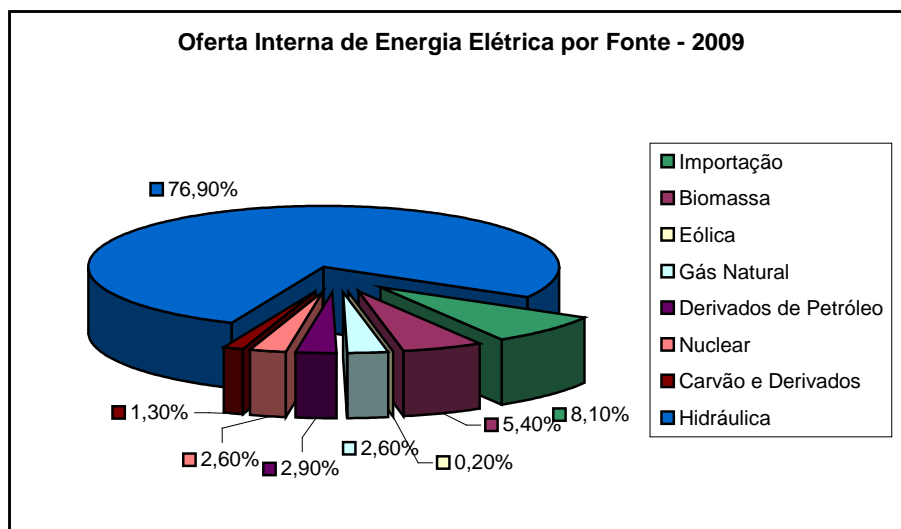
2.1. Aspectos Gerais

2.1.1. A Geração, a Transmissão e a Distribuição de Energia

O consumo nacional de energia elétrica totalizou 419.016 GWh no ano de 2010, para atender a demanda nosso país atua em três setores: na geração, na transmissão e na distribuição de energia elétrica.

A geração, considerando geração hidráulica, térmica convencional, térmica emergencial, termo-nuclear e eólica, atingiu 476.377 GWh em 2010 (fonte: ONS)². O Brasil apresenta uma matriz de geração elétrica de origem predominantemente renovável, sendo que a geração interna hidráulica responde por montante em torno de 76,9% do suprimento da oferta. (fonte: EPE, BEN/2010)³.

Gráfico 1 - Oferta de Energia por Fonte: Base BEN 2010.



Fonte: EPE, BEN 2010.

O setor da transmissão é composto por mais de 60 (sessenta) empresas de energia elétrica, sendo que (9) nove empresas, pertencentes à Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – ABRATE são responsáveis por 90% das linhas de transmissão do Brasil, totalizando 95.741 km de linhas. Elas somam 456 subestações e 263.580 MVA de potência instalada.

De acordo com estudos realizados em razão da elaboração do PDE, em dezembro de 2005, considerando o parque gerador existente, as interligações internacionais em operação na época e a parcela de energia de Itaipu importada do Paraguai, o Brasil tinha capacidade instalada de 102,9 GW, dos quais aproximadamente 70,23% correspondiam à geração hidrelétrica, 19,85% à geração termelétrica (gás natural, petróleo, biomassa, e carvão mineral), 1,95% à energia nuclear, 0,03% à energia eólica, e 7,94% à importação de energia elétrica pelo SIN.

Em 2009, o parque gerador do Sistema Interligado Nacional (SIN) contava com 122 usinas hidrelétricas em operação, totalizando cerca de 74.300 MW de potência instalada. Os estudos de expansão da geração apontam a necessidade da entrada em operação de um conjunto de 33 usinas no período 2015-2019 que, somadas aos empreendimentos em construção (19) ou já licitados, porém com obra não iniciada (9), totalizam 61 usinas com potência da ordem de 43.000 MW. (fonte: PDE 2010-2019)

² Operador Nacional do Sistema Elétrico

³ Balanço Energético Nacional, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética.

Tabela 1 - Capacidade Instalada do SIN em 31/12/09 (MW)

UF	Hidráulica	Térmica	Total Instalado	Importação	Total Disponível
AC	0,0	31,8	31,8		31,8
AP	78,0	210,5	288,5		288,5
AM	250,0	1618,6	1868,6		1868,6
PA	0,0	143,3	143,3		143,3
RO	96,0	78,6	174,6		174,6
RR	4,8	113,3	118,1	73,2	191,3
MT	16,2	15,6	31,8		31,8
PE	0,0	5,0	5,0		5,0
Total	445,0	2216,7	2661,7	73,2	2734,9
	16,27%	81,05%	97,32%	2,68%	100,00%

Fonte: EPE, BEN 2010

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) registrou, em 2010, aumento da potência instalada na geração de 6.098,58 megawatts (MW). Desses, 1.537,95 MW foram provenientes de usinas hidrelétricas (UHE), 3.747,67 MW foram de termelétricas (UTE), 475,55 MW de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e 12,74 MW de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e as usinas eólicas (EOL) incrementaram mais 324,6 MW. O aumento da capacidade poderia ter chegado a 6.146,38 MW, mas os processos de regularização, repotenciação, reativação e desativação resultaram em redução de 47,80 MW.

Segundo os dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, existe hoje um total de 2.400 empreendimentos de geração em operação no Brasil, gerando 114.105.064kW de potência. Desses, 175 são empreendimentos hidrelétricos, totalizando 77,2 GW (considerando 50% de Itaipu)⁴, o que corresponde a 67,74% do total, 1.435 empreendimentos termelétricos com potência de 30,15 GW (26,43% do total) e os 790 empreendimentos restantes são através de fontes alternativas, que correspondem a 5,83% da geração.⁵

Tabela 2 - Empreendimentos em Operação

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada kW	Potência Fiscalizada kW	%
CGH	334	191.146	188.701	0,17%
EOL	51	936.782	928.986	0,81%
PCH	398	3.586.951	3.537.132	3,10%
SOL	5	87	87	0,00%
UHE	175	77.839.687	77.290.439	67,74%
UTE	1435	32.363.555	30.152.719	26,43%
UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,76%
Total	2.400	116.925.208	114.105.064	100,00%

Fonte: ANEEL, BIG. Acessado em 14/04/11.

Obs.: Potência Outorgada é igual a considerada no Ato da Outorga e Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

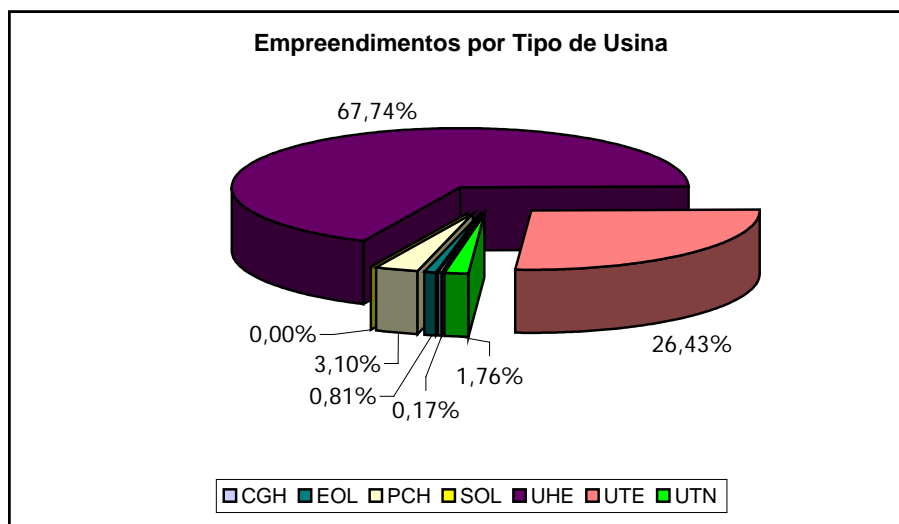
Legenda: CGH - Central Geradora Hidrelétrica; CGU - Central Geradora Undi-Elétrica; EOL - Central Geradora Eolielétrica; PCH - Pequena Central Hidrelétrica; SOL - Central Geradora Solar Fotovoltaica; UHE - - Usina Hidrelétrica de Energia; UTE - Usina Termelétrica de Energia; UTN - Usina Termonuclear

Graficamente podemos visualizar essa composição abaixo:

⁴ A capacidade de Itaipu corresponde a 14.000 MW, sendo que metade pertence ao Brasil e a outra metade ao Paraguai, que vende cerca de 95% dessa capacidade ao Brasil.

⁵ Disponível em <www.aneel.gov.br>

Gráfico 2 - Empreendimentos em Operação no SIN - Abril/2011



Fonte: ANEEL, BIG.

Legenda: CGH - Central Geradora Hidrelétrica; CGU - Central Geradora Undi-Elétrica; EOL - Central Geradora Eolielétrica; PCH - Pequena Central Hidrelétrica; SOL - Central Geradora Solar Fotovoltaica; UHE - Usina Hidrelétrica de Energia; UTE - Usina Termelétrica de Energia; UTN - Usina Termonuclear

Atualmente, em torno de 70% da capacidade de geração de energia dentro do Brasil é de propriedade estatal (Eletrobrás, CEEE-GT, CEMIG, COPEL, CGTEE, CESP e Petrobrás). A Eletrobrás Holding é responsável por 38% da capacidade instalada do país (controlada pelo governo federal) e, por meio de suas subsidiárias, ainda é responsável por 56% do total das linhas de transmissão do acima de 230 KV⁶. Com relação à capacidade instalada das empresas privadas detinham, em dezembro de 2010, respectivamente, em termos de capacidade total, 38%, 68% e 26% do mercado de geração, distribuição e transmissão (rede básica). (fontes BEN/2010; ANEEL)

Além disso, alguns Estados brasileiros controlam empresas envolvidas na geração, transmissão e distribuição de energia, tais como o Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, o Paraná com a Companhia Paranaense de Energia - COPEL, Minas Gerais com a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, dentre outros.

O Estado do Rio Grande do Sul possui no total 133 empreendimentos em operação, gerando 8.442.754kW de potência, ou seja, 7,40% da capacidade do país. Está prevista para os próximos anos uma adição de 2.866.435 kW na capacidade de geração do Estado, proveniente dos 13 empreendimentos atualmente em construção e mais 44 com sua Outorga assinada.

Tabela 3 - Empreendimentos em Operação no Rio Grande do Sul

Tipo	Quantidade	Potência kW	%
CGH	36	23.165	0,27%
EOL	4	158.000	1,87%
PCH	36	369.135	4,37%
UHE	16	5.859.325	69,40%
UTE	41	2.033.129	24,08%
Total	133	8.442.754	100,00%

Fonte: ANEEL, BIG. Acessado em 14/04/11.

⁶ Fonte: ANEEL, BIG.

Legenda: CGH - Central Geradora Hidrelétrica; CGU - Central Geradora Undi-Elétrica; EOL - Central Geradora Eolielétrica; PCH - Pequena Central Hidrelétrica; SOL - Central Geradora Solar Fotovoltaica; UHE - Usina Hidrelétrica de Energia; UTE - Usina Termelétrica de Energia; UTN - Usina Termonuclear.

Muitas dessas usinas já estão em operação há muito tempo e por este motivo, por isso faz-se necessária a adoção de medidas que busquem a extensão de sua vida útil, a melhoria de seu desempenho, a diminuição da manutenção, o aumento da confiabilidade e a simplificação da operação de tais empreendimentos. Para tanto, o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2010 a 2019, aprovado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, projetava um aumento de 48,6% da capacidade total instalada de energia elétrica do país e atingiria até 2017 o total de 167.078 MW. O plano indicava que 116.699 MW (74%) seriam de origem hidrelétrica, 33.959 MW (20,4%) de termoeletrica, 6.041 MW (3,6%) de eólica e 3.412 MW (2%) de energia nuclear. Segundo o BIG, a adição de 47,78 GW na capacidade instalada é esperada para os próximos anos, proveniente dos 119 empreendimentos atualmente em construção e mais 511 empreendimentos com concessão e/ou autorização outorgada. (fonte: ANEEL; atualizado em 28/04/2011).

Tabela 4 - Empreendimentos em Operação no Rio Grande do Sul, por fonte e por tipo

Tipo	Capacidade Instalada		%	Total		%	
	Nº de Usinas	(kW)		Nº de Usinas	(kW)		
Hidro	907	81.016.272	66,26%	907	81.016.272	66,26%	
Gás	Natural	97	11.340.594	9,28%	133	13.121.877	10,73%
	Processo	36	1.781.283	1,46%			
Petróleo	Óleo Diesel	854	3.923.685	3,21%	886	7.055.892	5,77%
	Óleo Residual	32	3.132.207	2,56%			
Biomassa	Bagaço da Cana	328	6.325.536	5,17%	402	8.019.111	6,56%
	Licor Negro	14	1.245.198	1,02%			
	Madeira	41	359.527	0,29%			
	Biogás	13	69.942	0,06%			
	Casca de Arroz	6	18.908	0,02%			
Nuclear	2	2.007.000	1,64%	2	2.007.000	1,64%	
Carvão Mineral	10	1.944.054	1,59%	10	1.944.054	1,59%	
Eólica		51	928.986	0,76%	51	928.986	0,76%
	Paraguai		5.650.000	4,62%			
Importação	Argentina		2.250.000	1,84%		8.170.000	6,68%
	Venezuela		200.000	0,16%			
	Uruguai		70.000	0,06%			
Total	2.391	122.263.192	100,00%	2.391	122.263.192	100,00%	

Fonte: ANEEL, BIG.

2.1.2. Consumo de Energia Elétrica

O consumo nacional de energia elétrica totalizou 419.016 GWh no ano de 2010, registrando um crescimento de 7,8% em relação ao ano de 2009, que foi de 388.688 GWh. Em 2008, o consumo total foi de 392.688 GWh ante 378.359 GWh do ano anterior, apontando crescimento de 3,8%. Para os próximos anos espera-se que o crescimento da demanda de energia permaneça correlacionado com o desempenho econômico do país.

As tabelas a seguir foram feitas com base no PDE 2019, apresentam uma projeção estimada para o Consumo de Energia Elétrica no Brasil, por classe (Tabela 4) e por Subsistema (Tabela 5), e incluem a carga demandada no SIN e nos Sistemas Isolados. A taxa de crescimento é fornecida pela EPE, baseada na correlação do desempenho dos setores com o crescimento do PIB. Os cálculos do PDE, consideram 2009 como ano base, por isso há divergência do observado no ano de 2010 com o projetado, para isso foi feito um ajuste corrigindo o valor de 2010 para os dados realmente efetivados, divulgados na Nota Técnica 03/11 DEA – Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020), conforme segue nas tabelas abaixo:

Tabela 5 - Projeção do Consumo de Energia Elétrica no Brasil, por classe (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2010	107.160	183.743	69.086	59.027	419.016
2011	112.690	193.437	74.102	61.210	441.439
2012	118.801	202.390	78.933	63.464	463.588
2013	124.274	212.718	83.529	65.780	486.301
2014	129.889	221.501	88.360	68.207	507.957
2015	135.682	229.870	93.495	70.723	529.770
Variação Média (% ao ano)					
2010-2014	4,83%	4,58%	6,24%	3,68%	4,82%

Fonte: EPE, ajustado pelo autor.

Tabela 6 - Projeção do Consumo de Energia Elétrica no Brasil por Subsistema (GWh)

Ano	Subsistema				Total - SIN	Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
2010	28.175	59.404	253.798	70.803	412.180	6.836	419.016
2011	31.058	62.876	266.154	74.259	434.347	7.092	441.439
2012	32.688	66.111	279.974	77.245	456.018	7.570	463.588
2013	41.449	69.371	293.454	80.265	484.539	1.762	486.301
2014	43.844	72.886	305.933	83.399	506.062	1.895	507.957
2015	46.780	76.466	317.967	86.653	527.866	1.904	529.770
Variação Média (% ao ano)							
2010-2014	10,95%	5,18%	4,61%	4,12%	6,22%	-11,64%	5,10%

Fonte: EPE, ajustado pelo autor.

2.1.3. O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE)

O PDE visa à expansão equilibrada da oferta energética através do SIN por meio de um planejamento que oriente as ações governamentais futuras e forneça uma correta sinalização a todos os agentes do setor elétrico brasileiro, a fim de garantir o suprimento de energia de forma sustentável para o meio ambiente, a minimização dos custos totais, os quais incluem os custos sócio-ambientais e os custos de operação, e a alocação eficiente dos investimentos, base para modicidade tarifária futura. O planejamento decenal constitui uma base sólida para apoiar o crescimento econômico, dado que a expansão do investimento produtivo requer a oferta de energia com qualidade e confiabilidade.

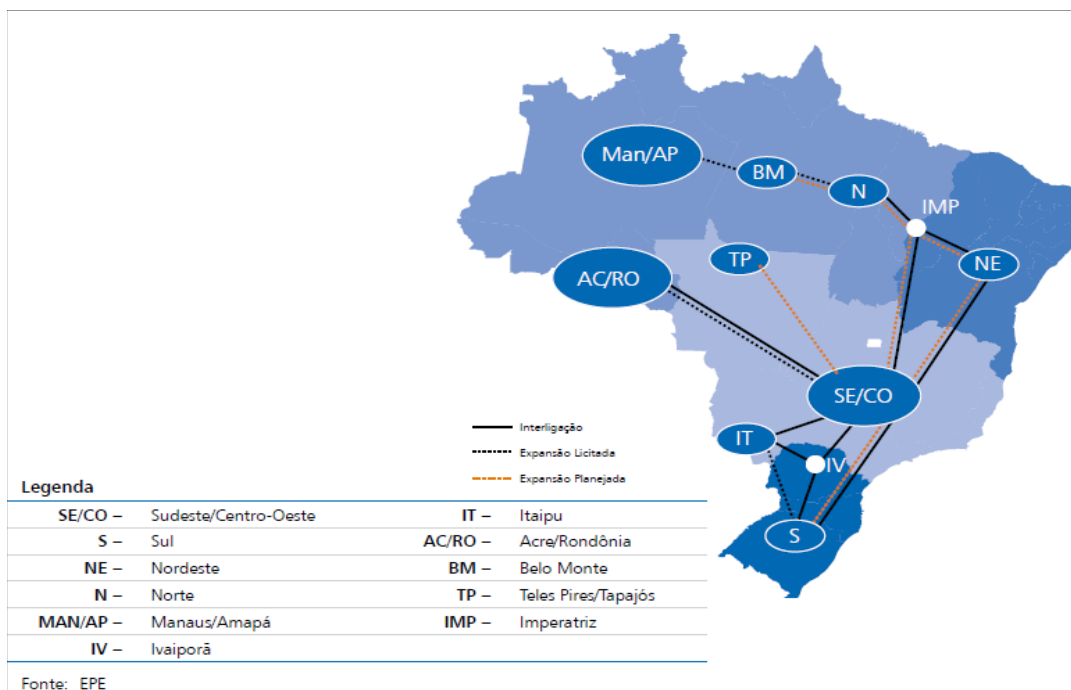
Os estudos de planejamento feitos pelo PDE abrangem o horizonte de dez anos, com dados referentes ao ano anterior ao de sua publicação, sendo objeto de revisões anuais que consideram, entre outras, as mudanças nas previsões de crescimento do consumo de energia elétrica e as reavaliações da economicidade e viabilidade dos projetos de geração. Em 2006, o MME aprovou o primeiro PDE 2006-2015.

2.1.4. O Sistema Interligado Nacional (SIN)

Diante da distribuição geográfica dos grandes centros de carga, o SIN é hoje dividido em quatro subsistemas elétricos: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. A Usina Binacional de Itaipu, é considerada um subsistema à parte (subsistema Itaipu). Os sistemas Acre e Rondônia foram interligados ao SIN em 2009. Neste subsistema, também estão as usinas hidrelétricas do rio Madeira, a Santo Antônio com previsão para maio de 2012 e Jirau para fevereiro de 2013. De acordo com o PDE 2010-2019 está em estudo, sob coordenação da EPE, a interligação Manaus – Boa Vista, que integrará o estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional, permitindo o escoamento de parte das futuras usinas a serem implantadas neste estado.

No plano de expansão do PDE o subsistema Belo Monte consta como um subsistema a parte (Belo Monte), que será conectado ao subsistema Norte a partir de janeiro de 2016. Da mesma forma, as usinas hidrelétricas dos rios Tapajós, Jamanxim e Teles Pires comporão um novo subsistema denominado Teles Pires/Tapajós, que será conectado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de 2015.

Figura 1 - Representação da Interligação entre os subsistemas do SIN



De forma a atender ao crescimento da demanda e à necessidade de infraestrutura para o desenvolvimento, o PDE 2019 prevê um conjunto de projetos hidrelétricos, linhas de transmissão, expansão da produção de petróleo e gás natural e da malha de gasodutos e aumento da produção de biocombustíveis, distribuído por todo o território nacional. Segundo a pesquisa, o Brasil deverá ter um papel mais relevante no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido, não só de petróleo, mas também de derivados, em função da produção em campos existentes e do desenvolvimento da produção nos descobertos na área do Pré-Sal, assim como da expansão do parque nacional de refino.

Está prevista, ainda, a ampliação da participação do gás nacional na oferta total de gás, devido ao incremento da produção interna, para os primeiros anos, além da manutenção da importação de gás natural boliviano, que deverá permanecer estável nos níveis atuais, e de GNL para atender ao crescimento da demanda. Levando em consideração a trajetória de crescimento econômico-mundial admitida no PDE 2019, prevê-se a progressiva retomada do crescimento da demanda mundial de petróleo até 2012 e sua moderação a partir de então. Essa tendência de moderação da demanda é reforçada pelas políticas de substituição de derivados de petróleo e de eficiência energética instituídas pelos governos dos países grandes consumidores de energia.

2.2. Histórico da regulamentação

No Brasil a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou, indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor elétrico brasileiro foi explorado principalmente por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo Governo Federal. Para reformular o setor, foram adotadas medidas para ampliar o investimento privado e eliminar restrições a investimentos estrangeiros para, por consequência, aumentar a concorrência. Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

A partir de 1995, a Lei de Concessões e a Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica, em conjunto, (i) exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia elétrica fossem

outorgadas por meio de processos licitatórios; (ii) gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa, designados consumidores livres, adquirissem energia elétrica diretamente de fornecedores a sua escolha; (iii) disciplinaram a criação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a consumidores livres, distribuidoras, geradoras, distribuidoras e comercializadores, entre outros; (iv) concederam aos consumidores livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão; e (v) eliminaram a necessidade, por parte das concessionárias, de obter concessão, por meio de licitações, para construção e operação de usinas hidrelétricas com capacidade de 1 MW a 30 MW, as chamadas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

Além disso, permitiu-se o investimento estrangeiro no aproveitamento de potenciais de energia hidráulica, sendo a autorização ou a concessão para exploração desses potenciais outorgada a empresas brasileiras, ou constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração situadas no Brasil. A partir de então, parcelas de participações de controle de geradoras e distribuidoras detidas pela Eletrobrás e por vários Estados foram vendidas a investidores privados. Paralelamente, alguns Governos Estaduais também venderam suas participações em distribuidoras.

Em 1998 foi promulgada a Lei do Setor Elétrico dispôs sobre as seguintes matérias: (i) criação de um órgão auto-regulado responsável pela operação do mercado atacadista de energia elétrica e pela determinação dos preços de curto prazo, o MAE (atualmente CCEE), que substituiu o sistema anterior de preços de geração e contratos de fornecimento regulados; (ii) exigência de que as distribuidoras e geradoras firmassem os Contratos Iniciais, com a principal finalidade de assegurar que as distribuidoras tivessem acesso a fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantissem uma taxa de retorno fixa às geradoras de energia elétrica durante o período de transição que culminaria no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo; (iii) criação do ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do SIN; (iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica; (v) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (desverticalização); (vi) estabelecimento de restrições de concentração a titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e (vii) a nomeação do BNDES, como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

Em 2001, o país enfrentou uma grave crise de escassez energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Em consequência, o Governo Federal implementou nas regiões afetadas (Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste) (i) a instituição do Programa de Racionamento; e (ii) a criação da GCE, que previa metas para a redução do consumo de energia elétrica nos segmentos residenciais, comerciais. Em razão do aumento da oferta, em função do aumento dos níveis dos reservatórios e da redução moderada da demanda, em março de 2002 a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o Programa de Racionamento. A economia total de energia economizada correspondeu ao consumo, durante um ano, de 7,2 milhões de residências, as quais consomem, em média, 300 KWh por mês.

Em 2002, a Lei do Acordo Geral do Setor Elétrico implementou o estabelecimento de regras relativas às metas para universalização dos serviços públicos de energia elétrica a serem cumpridas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica; a previsão da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE para compensação de perdas financeiras às distribuidoras, provenientes do racionamento; diretrizes para o enquadramento de consumidores na subclasse Residencial Baixa Renda, bem como a criação do PROINFA e da CDE.

Finalmente, em 2004 o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que foi regulamentada por diversos decretos editados pelo Governo Federal em julho e agosto de 2004 e continua sujeita a regulamentação adicional a ser editada no futuro. Ainda em agosto, foram promulgados os demais decretos presidenciais regulando a constituição da CCEE, CMSE e da EPE.

2.3. Principais Entidades Regulatórias

Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o governo brasileiro implementou mudanças na condução do setor energético, entre elas a mudança e/ou criação de novas entidades reguladoras como também, algumas continuaram com suas atribuições. Somando-se alterações contidas em Resoluções Normativas, atualmente as entidades operam como consta abaixo:

2.3.1. Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o regulador primário do setor elétrico, assumiu determinadas obrigações que anteriormente constituíam responsabilidade da ANEEL, inclusive a redação das diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de instruções para o processo de licitação em concessões relacionadas a serviços e ativos públicos.

2.3.2. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A ANEEL é uma autarquia federal autônoma cuja principal responsabilidade é regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras, (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica, (ii) promulgação de atos regulatórios para o setor elétrico, (iii) implementação e regulação da exploração das fontes de energia, inclusive da utilização de energia hidrelétrica, (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões, (v) solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradores de energia elétrica, e (vi) definição dos critérios e da metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

2.3.3. Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

O CNPE é um comitê que, desde 1997, presta assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia, sua finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao País. O Ministro de Minas e Energia é o presidente do CNPE, sendo seis de seus membros ministros do Governo Federal e três de seus membros escolhidos pelo Presidente da República.

2.3.4. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS surgiu em 1998, é o responsável por coordenar e controlar a operação e confiabilidade do, visa a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor, monitorando todas as regiões para que não haja desabastecimento, e o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema. Compete a ele o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica; a proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL e a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

2.3.5. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A CCEE é composta por quatro membros nomeados pelos detentores de concessões, permissões e autorizações do setor elétrico, bem como por Consumidores Livres e Consumidores Especiais e por um membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração. É o órgão responsável pelo cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado spot (Preço de Liquidação de Diferenças – PLD); por viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, conduzindo os leilões públicos de energia elétrica no Ambiente Regulado, bem como do volume de energia contratado no Ambiente Livre; pelo registro dos CCEARs; pela contabilização e liquidação das transações de curto prazo e das diferenças referentes aos contratos bilaterais registrados.

2.3.6. Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 2004 foi criada a EPE, que é uma empresa pública responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis, bem como na área de eficiência energética.

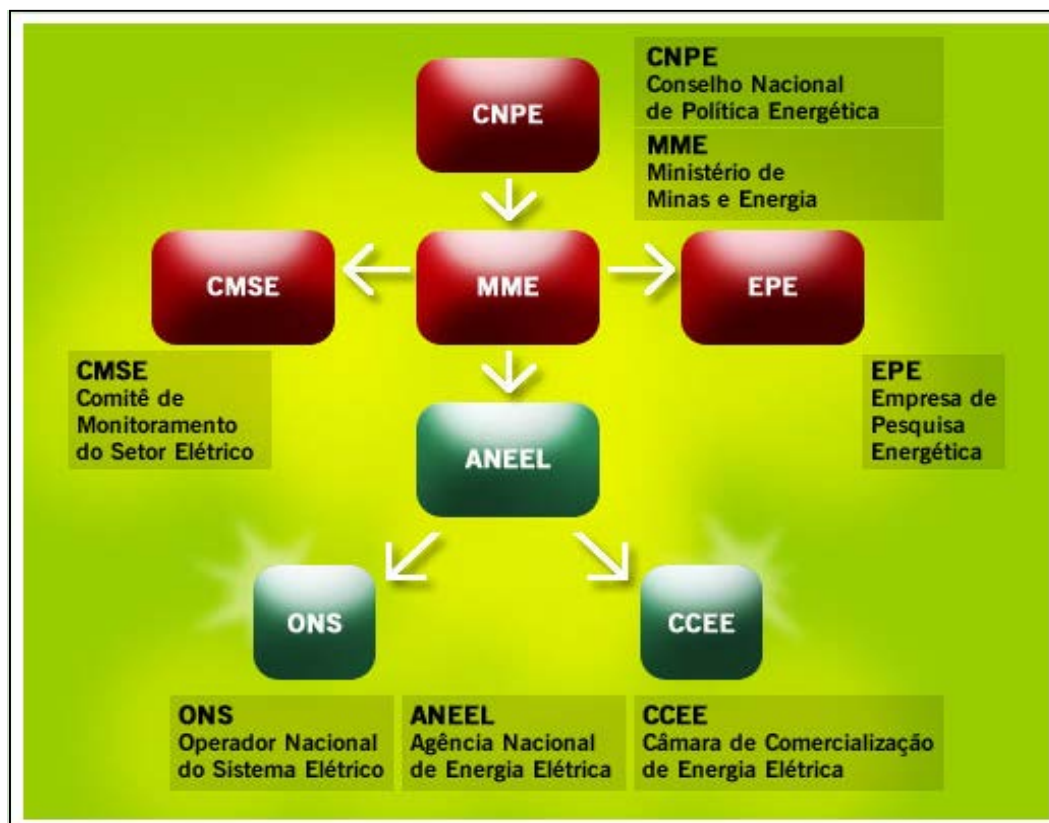
2.3.7. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

O CMSE é presidido e coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, da CCEE, da EPE e do ONS, suas atribuições são acompanhar as atividades do setor energético; avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e elaborar propostas de

ações preventivas ou saneadoras visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhado-as ao CNPE.

Graficamente podemos apresentar a atual relação entre os agentes regulatórios de acordo com a seguinte figura abaixo, como proposto pela prof^a Ruth Leão:

Figura 2 - Representação da atuação dos agentes regulatórios



Fonte: UFC.

2.4. Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848, de 2004) introduziu alterações nas normas do setor elétrico com o objetivo de proporcionar incentivos às empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade geradora; e de assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil a tarifas módicas, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- (i) criação de dois ambientes paralelos para comercialização de energia elétrica, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, o Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado destinado aos demais agentes do setor denominado Ambiente de Contratação Livre, com um certo grau de competição maior;
- (ii) a obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- (iii) existência de lastro físico de geração para toda a energia comercializada em contratos;
- (iv) restrição de atividades das distribuidoras, para assegurar que elas se concentrem exclusivamente na prestação do serviço público de distribuição;
- (v) obrigatoriedade de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras exclusivamente por meio de leilões promovidos pela ANEEL, para tentar conseguir os menores preços disponíveis; e

(vi) respeito aos contratos firmados anteriores à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, para garantir segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

Além disso, a Eletrobrás e suas controladas Furnas, CHESF, ELETROSUL, ELETRONORTE e CGTEE foram excluídas do Programa Nacional de Desestatização, de 1990, para promover à iniciativa privada o direito à exploração de atividades desenvolvidas pela União ou por empresas estatais.

2.5. Desverticalização e o Novo Modelo de Setor Elétrico

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, como a Antiga CEEE, visando à segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995. Tem por objetivos: (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão e permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

De acordo com o Novo Modelo, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN. Para tanto, elas deveriam adaptar-se às regras de desverticalização referidas acima no prazo de até 18 meses a contar da publicação da Lei do Novo Modelo de Setor Elétrico, ou seja, até setembro de 2005; com prazo prorrogável pela ANEEL, uma única vez, por igual período, se efetivamente comprovada a impossibilidade do cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

2.6. Ambiente de Contratação

O novo Modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrados entre os Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e os Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Já no ACL, os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais, onde há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia.

Os Agentes de Geração, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

2.6.1. Os Leilões de Energia

2.6.1.1. Leilões de Energia Existente

Os Leilões têm por objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para atendimento às necessidades de mercado das Distribuidoras, conforme declarado ao Ministério de Minas e Energia.

2.6.1.2. Leilões de Energia Nova

Têm por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das Distribuidoras mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e, excepcionalmente, até dezembro de 2007, também dos empreendimentos existentes que preencham os requisitos especificados no art. 17 da Lei nº 10.848/04 e no art. 22 do Decreto nº 5.163/04.

2.6.1.3. Leilões de Ajuste

Os leilões de ajuste têm por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga. As Distribuidoras de energia elétrica devem contratar a totalidade da demanda de seu mercado consumidor, por meio de leilões de energia realizados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, os quais são promovidos pela ANEEL, diretamente, ou por intermédio da CCEE, ao todo já aconteceram 10 leilões.

2.6.1.4. Leilão UHE Santo Antônio

O aproveitamento hidrelétrico de Santo Antônio foi indicado como projeto de geração com prioridade de licitação e implantação, a ANEEL realizou o leilão em 10 de dezembro de 2007, e a quantidade negociada foi de 1442,01 MW médios, que totalizará 379.236.145,67 MWh em 30 anos. A energia contratada será entregue a partir de janeiro de 2012 e o preço final de venda ficou em R\$ 78,87/MWh.

2.6.1.5. Leilão de Fontes Alternativas

Os leilões de fontes alternativas foram criados com o de atendimento das necessidades de mercado das Distribuidoras mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

2.6.1.6. Leilão de Reserva

Tem por objetivo a venda de energia de reserva destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

2.7. Tarifas e Encargos Setoriais

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas e encargos pelo uso e acesso a tais sistemas. As tarifas são (i) a TUSD, tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada distribuidora e (ii) a TUST, a tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão. Além disso, as distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargo pelo transporte da energia de Itaipu e algumas distribuidoras que acessam o sistema de transmissão de uso compartilhado pagam encargo de Conexão. Não é mérito deste trabalho entrar no detalhe do cálculo das tarifas, portanto uma breve explicação sobre cada uma será apresentada a seguir:

2.7.1. TUSD

A TUSD é paga por geradoras e consumidores livres pelo uso do sistema de distribuição da concessionária no qual estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta a inflação verificada no ano e os investimentos em expansão, manutenção e operação da rede verificadas no ano anterior. A tarifa compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente é composta por uma parcela cobrada com base no consumo de energia, e outra pela demanda contratada.

A diminuição da arrecadação das concessionárias de distribuição decorrente da saída de consumidor livre não impõe necessariamente à distribuidora redução nas suas margens de lucro, uma vez a TUSD continua sendo auferida pela distribuidora. Porém, os clientes que se tornam clientes livres deixam de pagar a Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE criada para compensar distribuidores e geradores de eletricidade pelas perdas sofridas durante o racionamento. Assim, a saída do cliente livre pode afetar a capacidade de uma distribuidora de recuperar o valor integral da recomposição tarifária referida.

Tanto os empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas quanto os seus consumidores, respeitadas as condições legais, podem receber descontos na TUSD, variando entre 50% e 100%.

O acesso dos consumidores livres às redes de transmissão e distribuição pode ser feito através de rede própria, ficando o consumidor solicitante responsável pelo ressarcimento dos eventuais custos não amortizados incorridos pela distribuidora para a construção das redes às quais o consumidor estiver conectado. Nesse caso, o ele deverá pagar TUST diretamente para a empresa de transmissão, ao invés de pagar a TUSD.

2.7.2. TUST

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão, determinadas pela ANEEL, receitas estas que incorporam os custos de expansão da rede. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão principal transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas da transmissão. Os usuários de rede, incluindo empresas de geração, de distribuição e consumidores livres, assinam contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de tarifas publicadas. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão, mas que não são consideradas parte integrante da rede de transmissão do SIN, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica para a empresa.

2.7.3. Tarifa de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu possui uma rede de transmissão exclusiva operada em corrente contínua e alternada, que não é considerada como parte da Rede Básica ou do sistema de conexão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica, chamada de “Transporte de Itaipu”, paga pelas empresas que compulsoriamente compram energia de Itaipu, proporcionalmente às respectivas quotas.

2.7.4. Encargo de conexão - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT

Para fazer uso das instalações de transmissão e/ou de distribuição, o usuário deve se conectar elas. Os acessantes devem assinar Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCTs com as concessionárias de transmissão que detêm essas instalações e/ou Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição - CCDs, com as distribuidoras locais, conforme o caso. Os encargos de conexão são de livre negociação entre as partes, devendo cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão do usuário.

Algumas empresas distribuidoras, especialmente no Estado de São Paulo, não acessam diretamente a Rede Básica, mas utilizam um sistema de transmissão intermediário entre suas linhas de distribuição e a Rede Básica. Esse sistema intermediário é chamado sistema de conexão, para se conectar em instalações de conexão os acessantes devem assinar Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão com as concessionárias de transmissão que detêm essas instalações. A remuneração das transmissoras é definida em função dos ativos disponibilizados, sejam estes de propriedade exclusiva ou de uso compartilhado entre os agentes. Essa remuneração também é definida e regulada pela ANEEL e reajustada anualmente de acordo com os índices de inflação e com o custo dos ativos disponibilizados.

2.7.5. Reserva Global de Reversão – RGR

Em determinadas circunstâncias, as empresas do setor elétrico são indenizadas em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1971, o Governo Federal criou a Reserva Global de Reversão concebida para prover fundos para tal indenização. Em 1999, a ANEEL instituiu a cobrança de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e determinadas Geradoras que operassem sob o regime de serviços públicos fizessem contribuições mensais à RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, porém não podendo exceder 3,0% do total de sua receita operacional em qualquer exercício. Segundo a Abrace (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres) esse valor equivale na média a 2% do valor cobrado na conta de luz do consumidor final. Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição em virtude da não revogação ou encampação de qualquer concessão. A RGR estava programada para se encerrar em dezembro de 2010, mas o Governo tenta prorrogar a sua extinção para dezembro de 2035, através da Medida Provisória 517 de 2010 que está atualmente em tramitação na Casa Civil.

O Governo Federal passou a cobrar uma remuneração dos Produtores Independentes pelo uso recursos hidrológicos, exceto das Pequenas Centrais Hidrelétricas, correspondente a 2,5% da receita anual auferida. As contribuições pagas para a Eletrobrás e destinadas ao Uso do Bem Público, conforme as regras do respectivo processo de licitação pública para outorga das concessões.

2.7.6. Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC

A CCC foi criada em 1973 como uma subvenção econômica para cobertura do custo do combustível utilizado pelas usinas termelétricas, sendo inicialmente gerida pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal determinou a extinção da CCC, de forma que os subsídios da CCC encontram-se em fase final de extinção para as usinas termelétricas construídas anteriormente a fevereiro de 1998 e pertencentes ao SIN, deixando de existir a partir de dezembro de 2005.

Em abril de 2002, o Governo Federal determinou que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos, de forma a promover a geração de energia nestas regiões.

Até dezembro de 2003, todos os agentes do setor elétrico, sejam distribuidoras, geradoras ou comercializadoras, que negociavam energia com consumidores finais realizavam contribuições mensais à CCC. Essas contribuições eram calculadas com base nas estimativas do custo do combustível a ser utilizado pelas usinas de energia termelétrica no ano subsequente. Ao longo de 2004, o recolhimento da parcela destinada à cobertura dos custos da CCC passou a ser realizado diretamente pelas distribuidoras e transmissoras junto aos consumidores finais, por meio de parcela da TUSD e da TUST.

2.7.7. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, para arrecadar recursos e aplicá-los, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica. Os fundos da CDE são providos por meio de pagamentos anuais feitos por concessionárias, permissionárias ou autorizadas pelo uso de bens públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, pelos valores anuais pagos pelos agentes que comercializam energia com consumidores finais, por meio da inclusão do encargo às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e/ou de distribuição. Estes encargos são reajustados anualmente. A CDE foi criada para apoiar (i) o desenvolvimento da produção de energia em todo o país; (ii) a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia, e (iii) a universalização dos serviços de energia em todo o país. A CDE deverá permanecer em vigor por 25 anos, sendo regulada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

2.7.8. Contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento

As concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica devem investir a cada ano um mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. Pequenas Centrais Hidrelétricas, projetos de energia solar, eólica e biomassa estão isentos de tal exigência.

2.7.9. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia - TFSEE

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia foi instituída pela Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº. 2.410, de 28 de novembro de 1997. Trata-se de uma taxa anual diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a autoprodução de energia).

A TFSEE alcança 0,5% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à ANEEL, em doze quotas mensais.

2.7.10. Inadimplemento de Encargos Setoriais

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição à RGR, ao PROINFA, à CDE, à CCC, ou dos pagamentos devidos em virtude de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulado ou de Itaipu, impedirá a parte inadimplente de receber reajustes de tarifas (exceto a revisão extraordinária) ou de receber recursos advindos da RGR, da CDE ou da CCC.

2.8. Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, e suas posteriores alterações, e no Decreto nº. 2.655 de 02 de julho de 1998, e suas posteriores alterações, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, entre os quais as geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, os agentes comercializadores e/ou importadores de energia. Diferentemente da prestação dos serviços de distribuição e transmissão, cujos preços são regulados, na comercialização de energia elétrica os preços são fixados livremente, balizados pelas condições de mercado.

2.8.1. Remuneração das Geradoras

Ao contrário das concessionárias de distribuição de energia elétrica, as concessionárias de geração não têm, em seus contratos de concessão, a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão destas. Desde a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as geradoras somente podem vender sua energia para as distribuidoras por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. No ACL, as geradoras podem vender sua energia a preços livremente negociados a comercializadoras, distribuidoras com mercado inferior a 500GWh/ano e clientes livres.

Nos contratos bilaterais firmados e homologados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os preços negociados entre as empresas geradoras e distribuidoras eram, geralmente, influenciados pela limitação de repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas cobradas pelas distribuidoras de seus consumidores finais. O repasse de energia adquirida por meio desses contratos é limitado por um valor estabelecido pela ANEEL chamado de "Valor Normativo".

Para os contratos bilaterais celebrados sob a vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a limitação ao repasse de custos pelas distribuidoras é baseada no Valor de Referência Anual, que corresponde à média apurada de preços calculados para todas as empresas distribuidoras. Após o quarto ano, os custos de aquisição da energia produzida por tais projetos poderão ser integralmente repassados aos consumidores. As limitações acabam influenciando os preços de energia ofertados pelas geradoras, uma vez que estes devem ser superiores ao Valor Normativo ou ao Valor de Referência Anual para serem competitivos e passíveis de aprovação pela ANEEL.

2.9. Aspectos Concorrenciais

De acordo com esses limites definidos pela ANEEL, com exceção de empresas que participam do Programa Nacional de Privatização (que precisam apenas cumprir tais limites desde que sua reestruturação societária final seja consumada):

- (i) Nenhuma distribuidora, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá responder por mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado de distribuição na região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado de distribuição na região norte/nordeste;
- (ii) Nenhuma companhia de comercialização, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá negociar mais de 20% da energia comercial final do Brasil (consumidores finais), 20% da energia elétrica comercial intermediária do Brasil (entre empresas), e 25% do mercado comercial total do Brasil (consumidores e empresas); e
- (iii) A chamada auto-contratação ou *self-dealing*, autorização para as distribuidoras comprarem até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica de empreendimento de geração própria, somente será permitida em relação a contratos devidamente aprovados pela ANEEL assinados antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras poderão, no entanto, comprar energia elétrica de partes relacionadas quando participarem dos processos licitatórios para compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulado e a geradora vencedora da licitação for uma parte ligada à distribuidora

A ANEEL, extinguiu em fevereiro de 2007 o limite que impedia a detenção de mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada da região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% da capacidade instalada da região norte/nordeste.

As geradoras e distribuidoras sujeitas aos limites acima são companhias ou consórcios detentores de concessões, permissões ou autorizações, conforme o caso, para gerar ou distribuir energia elétrica, ou agentes

que detém ações do grupo de controle da empresa geradora ou distribuidora. No caso de agente que detenha ações do grupo de controle de empresa geradora ou distribuidora, o cálculo de tais limites toma por base o número de ações ordinárias da companhia detidas pelo agente nestas empresas. No caso de sociedade de responsabilidade limitada, o cálculo toma por base a participação do agente no capital da companhia.

2.10. Universalização

É obrigado o atendimento a todos os pedidos de nova ligação para fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50 kW, em tensão inferior a 2,3 kV, ainda que necessária a extensão de rede de tensão inferior ou igual a 138 kV, sem ônus para o solicitante.

2.11. Escassez de Energia e Racionamento

Em situação na qual o Governo Federal decreta redução compulsória do consumo de energia elétrica em certa região, todos os Contratos de Energia no Ambiente de Contratação Regulada, registrados na CCEE, na qual o comprador estiver localizado, terão suas quantidades ajustadas na mesma proporção da redução de consumo.

2.12. Legislação Ambiental

As Concessionárias estão sujeitas à abrangente legislação ambiental brasileira nas esferas federal, estadual e municipal. O cumprimento desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, que podem impor sanções administrativas contra a Empresa por eventual inobservância da legislação. Configurando-se crime, as penas podem ser de restrição da liberdade aos administradores, multas de até R\$ 50 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência) às Concessionárias, além da suspensão temporária ou definitiva de atividades, independentemente da obrigação de reparação da degradação causada ao meio ambiente e a terceiros afetados independentemente da comprovação de culpa. A contratação de terceiros para realizar operações das Concessionárias, como a disposição final de resíduos, não exime a contratante da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pela contratada.

A legislação ambiental brasileira determina que o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente, está condicionado ao prévio licenciamento ambiental, que compreende a emissão de três licenças, todas com prazos determinados de validade e possibilidade de renovação: licença prévia, licença de instalação e licença de operação, tanto para a instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações nele procedidas, ambas com renovações periódicas. A licença de atividades cujos impactos ambientais são considerados significativos está sujeito ao Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), assim como à implementação de medidas mitigadoras e compensatórias dos impactos ambientais causados pelo empreendimento, as quais impõe ao empreendedor a obrigação de destinar recursos à implantação e manutenção de unidades de conservação, no montante de, pelo menos, 0,5% do custo total previsto para a implantação do empreendimento.

3. O Grupo CEEE

3.1. Breve Histórico do Grupo CEEE

No ano de sua criação, 1943, a CEEE se chamava Comissão Estadual de Energia Elétrica e tinha por objetivo prever e sistematizar, para todo o Estado do Rio Grande do Sul, o aproveitamento dos potenciais hidráulicos em conexão com as reservas carboníferas, estando subordinada à Secretaria de Estado dos Negócios das Obras Públicas. Em 1945, a CEEE lançou-se também à programação de obras de eletrificação, constituída de pequenas usinas hidrelétricas formadoras do mercado e preparadoras de pessoal.

Em 1947, passou a ser subordinada diretamente ao Governo do Estado e no início dos anos 50 foi transformada em autarquia, mantendo-se o seu objetivo operacional. Em 1958 foram encampados os contratos de concessão e declarados de utilidade pública, para fins de desapropriação, os bens aplicados pela Companhia Energia Elétrica Rio-Grandense (capital americano), nos serviços de eletricidade de Porto Alegre e Canoas e no ano seguinte, ficou subordinada, para todos os fins e efeitos legais administrativos, à Secretaria do Estado dos Negócios de Energia e Comunicações.

Em 1961, o Governo do Estado foi autorizado a promover a organização de uma Sociedade por Ações, então denominada Companhia Estadual de Energia Elétrica e destinada a projetar, construir e explorar sistemas de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Somente em 1963 a Comissão foi transformada em

Sociedade de Economia Mista, com a designação de Companhia Estadual de Energia Elétrica, conservando a sigla CEEE.

Em 1995, surgiram a CADIP - Caixa de Administração da Dívida Pública S/A, com o objetivo de administrar a dívida pública estadual, a captação de recursos financeiros e tratar das ações das empresas estatais e o Programa de Reforma do Estado - PRE. Em 1996 foi permitida a alienação de até 49% do Capital Social da Companhia às pessoas jurídicas de direito público ou privado e, ainda, às pessoas físicas. A Lei Estadual nº 10.900 autorizou o Poder Executivo a proceder à reestruturação societária e patrimonial da CEEE, através de cisão, fusão, transformação, incorporação, extinção, redução ou aumento de capital ou a combinação destes instrumentos, podendo criar sociedades coligadas, controladas ou subsidiárias assim discriminadas: 1 - duas sociedades anônimas de geração de energia elétrica, a Companhia de Geração Hídrica de Energia Elétrica e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica; 2 - uma sociedade anônima de transmissão de energia elétrica, a Companhia Transmissora de Energia Elétrica; 3 - três sociedades anônimas de distribuição de energia elétrica, a Companhia Sul-Sudeste de Distribuição de Energia Elétrica; a Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica; a Companhia Norte-Nordeste de Distribuição de Energia Elétrica e; 4 - uma sociedade controladora (holding) das sociedades de energia elétrica, sob controle acionário do Estado do Rio Grande do Sul, que é a Companhia Estadual de Energia Elétrica - Participações.

Em 1997 foi autorizada a reestruturação societária e patrimonial da Companhia Estadual de Energia Elétrica e a Assembléia Geral Extraordinária dos acionistas da CEEE criou as empresas Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica, Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica e a Companhia Norte-Nordeste de Distribuição de Energia Elétrica. No mesmo ano, através de leilão público, ocorreu a alienação de duas dessas companhias. A Centro-Oeste foi vendida à AES Guaíba Empreendimentos e a Norte-Nordeste foi adquirida pelo consórcio formado pela VBC (Votorantim, Bradesco e Camargo Correa), Previ (fundo de pensão dos funcionários do Banco do Brasil) e *Community Energy Alternatives*. Em dezembro, a Centro-Oeste alterou sua razão social para AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A – AES Sul e a Norte-Nordeste passou à denominação de Rio Grande Energia S/A – RGE.

Em dezembro de 1998, o controle da Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE passou para o Governo Federal, em troca de dívidas do Governo Estadual para com o Governo Federal. A CEEE permaneceu com as concessões para as atividades de geração hidrelétrica, transmissão de energia elétrica no Rio Grande do Sul e a distribuição de eletricidade na região sul e sudeste do Estado.

Em 2002 foi aprovada pela Assembléia Legislativa do Estado, a Emenda Constitucional nº.33 que submeteu a plebiscito a alienação, transferência do controle acionário, cisão, incorporação, fusão ou extinção da CEEE, dentre outras estatais. Em busca de atender ao Novo Modelo proposto pela Lei Federal nº. 10.848 de 2004, a Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE Par foi criada pelo Estado do Rio Grande do Sul no dia 26 de outubro de 2006, passando a ser a nova acionista controladora do grupo. Um mês depois ocorreu a Assembléia Geral de Acionistas que deliberou pela cisão parcial da CEEE com versão de parcela do seu patrimônio para a constituição da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D. Na mesma AGE, também foi aprovada a mudança da denominação social da CEEE para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT. Em 1º de dezembro de 2006, as empresas que constituem o Grupo CEEE iniciam formalmente suas operações.

3.2. A CEEE Participações

Visando ao atendimento às exigências legais quanto à desverticalização acima referida, a Companhia Estadual de Energia Elétrica reestruturou suas atividades, criando uma holding controlada pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul, com duas subsidiárias: uma de geração e transmissão de energia elétrica e outra de distribuição.

A CEEE-Par é uma sociedade anônima e *holding* controladora das empresas do Grupo CEEE, cujo principal acionista é o Estado do Rio Grande do Sul que detém mais de 99,99% de suas ações. A empresa tem por objetivo participar de outras sociedades, como sócia ou acionista, bem como desenvolver atividades no setor energético, sob quaisquer de suas fontes, visando a exploração econômica e comercial de seu campo de atividade, mediante a construção e operação, dentre outros, de sistemas de geração, de transmissão, de distribuição, de comercialização de energia elétrica e de serviços correlatos, além de prestar serviços de consultoria dentro de sua área de atuação, no Brasil ou no exterior.

As atividades da CEEE-Par são desenvolvidas diretamente ou por intermédio de suas empresas controladas ou subsidiárias ou, ainda, através da participação em consórcios ou sociedades com empresas privadas ou públicas, constituídas para fim específico pertinente ao seu objeto social.

As principais empresas controladas pela CEEE Participações, são:

- Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, e
- Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

A estrutura da administração das empresas é a mesma, constituída pela Assembléia Geral, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Colegiada. Além disso, completa a estrutura de governança a Auditoria Interna, a auditoria independente, os comitês de assessoramento à Diretoria e os canais de comunicação da empresa com suas partes interessadas.

A CEEE-GT é administrada por um Conselho de Administração, formado por 8 membros titulares e respectivos suplentes, eleitos e destituíveis pela Assembléia Geral, e por uma Diretoria composta por 7 membros, sendo um destes o Diretor-Presidente, e os demais Diretores.

3.3. A CEEE-GT

A CEEE-GT é sociedade de economia mista resultante da cisão parcial da Companhia Estadual de Energia Elétrica, que atuou por mais de 60 anos nas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

De forma a cumprir com a exigência de segregação de suas atividades de distribuição, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, através da cisão parcial da Companhia Estadual de Energia Elétrica, as atividades de geração e transmissão de energia elétrica, bem como os ativos, passivos, contratos e obrigações relacionados a essas atividades foram mantidas na CEEE, que passou a ser denominada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, com versão da parcela do patrimônio líquido relacionada às atividades de distribuição de energia elétrica para a constituição da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica CEEE-D.

Assim sendo, a Empresa passou a operar de maneira exclusiva nas atividades de geração e transmissão de energia elétrica, nos termos dos “Contratos de Concessão” celebrados entre a empresa e a União, por meio da ANEEL. Logo após a cisão, em conformidade com o respectivo balanço-base, de 30 de setembro de 2006, o capital social da CEEE-GT passou a ser de R\$ 588.447.186,06, sem a extinção de ações:

(R\$)

Antes da Cisão Parcial		
Capital Social	Ações Ordinárias	Ações Preferenciais
612.150.148,23	380.669.270.000	6.560.558.547
Após a Cisão Parcial		
Capital Social	Ações Ordinárias	Ações Preferenciais
588.447.186,06	380.669.270.000	6.560.558.547

Os principais acionistas da Empresa são (i) o Governo do Estado do Rio Grande do Sul, que detém 65,92% das ações da CEEE-GT, por meio da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par e (ii) a Eletrobrás que possui 32,59% das ações de emissão da Companhia.

A CEEE-GT é concessionária de serviços públicos de geração e transmissão de energia elétrica, conforme segue:

Geração

Em 05 de abril de 2000, a CEEE-GT assinou com a ANEEL o Contrato de Concessão de Geração nº. 25/2000, garantindo à CEEE-GT a prestação do serviço público de geração de energia elétrica, com prazo de concessão para suas usinas encerrando entre 2015 e 2021, prorrogáveis por mais 20 anos.

Transmissão

Em 01 de outubro de 2001, a CEEE-GT celebrou com a ANEEL o Contrato de Concessão de Transmissão de energia elétrica nº. 55/2001, garantindo à Empresa a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, com prazo de vigência até 07 de julho de 2015, também prorrogáveis por mais 20 anos. Em 19 de

dezembro de 2002, a CEEE-GT assinou com a ANEEL o Contrato de Concessão de Transmissão de energia elétrica n°. 80/2002, referente à linha LT 230KV UTPM x Pelotas 3, com prazo de vigência até 18 de dezembro de 2032, prorrogáveis por mais 30 anos.

3.3.1. Atividades da Empresa

3.3.1.1. Geração

As usinas hidrelétricas da CEEE-GT, estão localizadas principalmente em dois sistemas, Jacuí e Salto, que totalizam uma potência própria instalada de 910,6 MW. A partir de 1997, o programa de expansão do parque gerador da CEEE-GT foi baseado na política de participação na construção de empreendimentos através de sociedades específicas ou consórcios de empresas. Devido à sua política de expansão, a empresa ampliou sua capacidade de geração através da participação em projetos realizados em parcerias público/privada em grandes usinas, destacando-se os projetos MACHADINHO - 1140 MW, CERAN (UHE Monte Claro - 130 MW, UHE Castro Alves-130 MW e UHE 14 de Julho-100 MW), UHE Foz do Chapecó-855 MW, UHE Dona Francisca-125 MW e UHE Campos Novos-880 MW, esta última no estado de Santa Catarina. Além deste projeto, a empresa tem a participação na Pequena Central Hidrelétricas Furnas do Segredo com 9,8 MW e na Usina Termelétrica Piratini de 10 MW.

Estas parcerias viabilizaram um aumento real da atual capacidade de geração da CEEE-GT em cerca 33%, correspondente a um montante de 318,08 MW, atingindo uma potência total de geração de 1.227,98 MW. Este valor representa hoje cerca de 22% da potência total de geração instalada no Estado do Rio Grande do Sul. A energia produzida pelas usinas destina-se ao suprimento do Sistema Integrado Nacional (SIN), com os clientes situados em empresas de Distribuição e Consumidores Livres do mercado.

A figura abaixo apresenta a área de concessão de geração:

Figura 3 - Área de Concessão da CEEE-GT: Segmento de Geração



Fonte: Grupo CEEE, disponível em <www.cee.com.br>

3.3.1.2. Transmissão

A CEEE-GT é a responsável pela maior parte das instalações, em 230kV, disponibilizada no Estado para a rede básica do Sistema Interligado Brasileiro e também das instalações de conexão, em tensão menor ou igual a 138kV, que são de uso exclusivo de geradoras e distribuidoras de energia. Estas instalações viabilizam o transporte e suprimento de energia às concessionárias de distribuição que atuam no Estado do Rio Grande do Sul: CEEE-D, AES Sul, RGE, concessionárias municipais, cooperativas de eletrificação rural e também a consumidores livres e a produtores independentes.

O seu Sistema de Transmissão interliga usinas geradoras e o Sistema Interligado Nacional aos pontos de suprimento e centros de consumo em todo o Estado, cumprindo um papel estratégico. As instalações de propriedade da CEEE-GT e aquelas sob sua responsabilidade, disponibilizadas para o Estado do Rio Grande do Sul, são compostas por 64 subestações, totalizando uma potência de 8.044 MVA (Mega Volt Ampères). Adicionalmente, a CEEE-GT possui 6.055,61 km de extensão de linhas de transmissão que são suportadas por 15.058 estruturas nas tensões de 230, 138 e 69 kV (quilovolts). O gráfico abaixo apresenta a área de concessão da transmissão:

Figura 4 - Área de Concessão da CEEE-GT: Segmento de Transmissão



Fonte: Grupo CEEE, disponível em <www.cee.com.br>

3.3.2. Capital Social

O capital social da Empresa, em 30 de junho de 2007, era de R\$ 588.447.186,06 totalmente integralizado e dividido em 387.229.828.547 ações nominativas, escriturais e sem valor nominal. As ações da CEEE-GT são divididas em 380.669.270.000 ações ordinárias e 6.560.558.547 ações preferenciais, conforme descrito no quadro abaixo, que destaca a participação total dos principais acionistas da CEEE-GT em 30 de junho de 2007:

Acionista	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%

R\$

CEEE-Par	255.232.851.043	67,05	43.495.536	0,66	255.276.346.579	65,92
ELETROBRÁS	122.681.436.671	32,23	3.505.584.087	53,43	126.187.020.758	32,59
MUNICÍPIOS	1.470.393.591	0,39	2.260.904.738	34,46	3.731.298.329	0,96
BM&F BOVESPA S/A	1.160.718.498	0,30	538.935.350	8,21	1.699.653.848	0,44
OUTROS	123.870.197	0,03	211.638.836	3,23	335.509.033	0,09
TOTAL	380.669.270.000	100,0	6.560.558.547	100,0	387.229.828.547	100,0

Os acionistas aprovaram, em Assembléia Geral Extraordinária realizada no dia 02 de outubro de 2009, o grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Concessionária, na proporção de 1.000 (mil) ações para 1 (uma) ação da mesma espécie, nos termos do Art.12 da Lei n° 6.404/76, passando o capital social a ser representado por 387.229.828 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 380.669.270 ações ordinárias e 6.560.558 ações preferenciais, sem direito a voto, permanecendo inalterado o valor do capital social da Concessionária no montante de R\$ 588.447 mil. A composição acionária da empresa em 31 de dezembro de 2010 é a seguinte:

R\$

Acionista	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-Par	255.232.851	67,04	43.495	0,67	255.276.346	65,92
ELETROBRÁS	122.681.436	32,23	3.505.584	53,43	126.187.020	32,59
MUNICÍPIOS	1.397.262	0,37	2.159.350	32,91	3.556.612	0,92
BM&F BOVESPA S/A	1.337.058	0,35	793.904	12,10	2.130.962	0,55
OUTROS	20.663	0,01	58.225	0,89	78.888	0,02
TOTAL	380.669.270	100,0	6.560.558	100,0	387.229.828	100,0

3.4. A CEEE-D

A Companhia Estadual de Energia Elétrica foi organizada em substituição à Comissão Estadual de Energia Elétrica, cuja fundação ocorreu em 1° de fevereiro de 1943, que era destinada a projetar, construir e explorar sistemas de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como serviços correlatos.

De forma a cumprir com a desverticalização determinada pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico após cisão parcial foram transferidas à Empresa as operações de distribuição de energia elétrica, bem como os ativos, passivos, direitos e obrigações relacionados a tal atividade. Dessa forma, a partir de 1° de outubro de 2006, data em que a Empresa iniciou suas atividades, esta passou a operar, de forma exclusiva, toda a atividade de distribuição de energia elétrica nos termos do Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica n.º 81/99, celebrado entre a Antiga CEEE e a União.

O patrimônio vertido à CEEE-D por ocasião da cisão, baseado no balanço-base de cisão, datado de 30 de setembro de 2006, era composto por:

Ativo/Passivo	R\$
Ativo circulante	505.836
Ativo realizável a longo prazo	473.716
Ativo permanente	812.599
Passivo circulante	648.600
Passivo exigível a longo prazo	1.119.849
Patrimônio líquido	23.702

No final de 2010, os principais acionistas da Empresa eram (i) o Governo do Estado do Rio Grande do Sul, por meio da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, que detém 65,92% das ações que compõem o capital social e (ii) a Eletrobrás, que possui 32,59% das ações de emissão da CEEE-D.

A Empresa, na qualidade de sucessora da Antiga CEEE, é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e tem como objetivo projetar, construir e operar sistemas de distribuição, comercializar e prestar serviços no setor, bem como explorar a respectiva infraestrutura para a prestação de outros serviços.

configuração societária, foram concentrados esforços da Administração para o equilíbrio econômico-financeiro da empresa advindas da desverticalização da antiga CEEE. No que se refere à Empresa, o foco da gestão foi conferido (i) à racionalização de despesas operacionais; (ii) ao reescalonamento de compromissos financeiros; (iii) a ajustes nos cronogramas de execução de obras; (iv) à recuperação de receita por meio da minimização de perdas; (v) à redução de dívidas dos clientes de setores públicos e privados, e (vi) à busca de novas estruturas de financiamento.

Em 2010, atendeu 1,46 milhões de unidades consumidoras, o que representa uma média de mais de 4 milhões de pessoas. No ano, a concessionária apresentou um aumento de fornecimento de energia de quase 6% em relação a 2009 (de 6.911 GWh em 2009 para 7.322 GWh em 2010). Além disso, atendeu 9 unidades de consumidores livres, que apresentaram crescimento de consumo de 10,9% em 2010 em relação a 2009. O total de energia vendida pela distribuidora no ano de 2010 foi de 7.322 GWh.

3.4.1.2. Comercialização

A Antiga CEEE participou do Leilão de Energia n.º 001, ocorrido em dezembro de 2004, como vendedora e compradora. Na operação de venda foram negociados 264 MW médios para fornecimento de 2005 a 2012 e 158 MW médios adicionais para fornecimento de 2006 a 2013 e na operação de compra foram adquiridos 216 MW médios para recebimento de 2005 a 2012, 90 MW médios para recebimento de 2006 a 2013 e 43 MW médios para recebimento de 2007 a 2014.

No ano de 2010, a carga total da CEEE-D foi de 9.262 GWh, representando um crescimento de 5,54% em relação ao ano de 2009. Com relação aos leilões realizados durante o ano de 2010, foi feita a compra de 3,95 MWm cujo fornecimento será por 03 anos, iniciando em 1º de janeiro de 2011. Além disso, foram adquiridos 7 MW médios no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD.

3.4.2. Capital Social

Assim como na CEEE-GT, na AGE do dia 02 de outubro de 2009, foi aprovado o grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Concessionária, na proporção de 1.000 (mil) ações para 1 (uma) ação da mesma espécie, nos termos do Art.12 da Lei nº 6.404/76, passando o capital social a ser representado por 387.229.828 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 380.669.270 ações ordinárias e 6.560.558 ações preferenciais, sem direito a voto, permanecendo inalterado o valor do capital social da Concessionária no montante de R\$ 23.703 mil. Ao final do último exercício, a composição do capital em 31 de dezembro de 2010 era a seguinte:

R\$

Acionista	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-Par	255.232.851	67,04	43.495	0,67	255.276.346	65,92
ELETOBRÁS	122.681.434	32,23	3.505.584	53,43	126.187.018	32,59
MUNICÍPIOS	1.327.238	0,35	2.036.684	31,04	3.363.922	0,87
BM&F BOVESPA S/A	1.400.904	0,37	906.932	13,82	2.307.836	0,60
OUTROS	26.843	0,01	67.863	1,04	94.706	0,02
TOTAL	380.669.270	100,0	6.560.558	100,0	387.229.828	100,0

3.4.3. Estrutura e Governança Corporativa

3.4.3.1. Indicadores de Estrutura de Capital

Para tentar entender um pouco mais sobre a evolução do grupo do ponto de vista gerencial, no período 2006-2010, seguem abaixo alguns índices de estrutura de capital que mostram como o grupo se encontra neste momento.

3.4.3.1.1. Participação de Capital de Terceiros – PCT

$$PCT = [(PC+ELP)/PL] \times 100$$

	2006	2007	2008	2009	2010	Média
--	------	------	------	------	------	-------

PCT	1.381	1.014	696	90	93	-
Varição	-	-26,59%	-31,31%	-87,08%	2,85%	-35,53%

Percebe-se uma diminuição considerável da participação do capital de terceiros ao longo do período. No início, para cada R\$ 100,00 de capital próprio investido, haviam R\$ 1.381,00 de capital de terceiros, já no final esse valor cai para R\$ 90,00, o que representa uma queda de 93,30% nesse indicador.

3.4.3.1.2. Composição do Endividamento

$$CE = [PC/(PC+ELP)] \times 100$$

	2006	2007	2008	2009	2010	Média
CE	36	30	38	34	37	-
Varição	-	-15,82%	25,30%	-10,76%	8,48%	1,80%

O percentual de curto prazo em relação ao total das obrigações teve pouca variação, mantendo praticamente uma estrutura de 35% no CP e 65% no LP. Ou seja, normalmente há uma folga para que o grupo possa conseguir recursos para saldar suas dívidas.

3.4.3.1.3. Imobilização do Patrimônio Líquido

$$IPL = (AP/PL) \times 100$$

	2006	2007	2008	2009	2010	Média
IPL	921	715	519	68	70	-
Varição	-	-22,42%	-27,40%	-86,88%	3,13%	-33,39%

Até 2008 uma parte altíssima investida no ativo permanente era composta por capital de terceiros, pois o patrimônio líquido não conseguia acompanhar as necessidades desses investimentos. Em valores absolutos, o ativo permanente aumentou, entretanto, o acréscimo do CRC, referente a créditos fiscais que o grupo obteve direito em receber, no patrimônio líquido reverteu a situação em 2009.

3.4.3.1.4. Capital Circulante Líquido

$$CCL = (ELP+PL) - (RLP+AP)$$

	2006	2007	2008	2009	2010	Média
CCL	(616.232)	(428.342)	(625.897)	(558.687)	(783.760)	-
Varição	-	-30,49%	46,12%	-10,74%	40,29%	11,29%

O grupo apresenta em todos os anos analisados um capital circulante líquido negativo, ou seja, em nenhum ano o ativo circulante consegue sanar o montante do passivo circulante. Isto é, não há recurso de curto prazo suficiente para cobrir as obrigações de curto prazo. Além disso, as obrigações apresentaram elevação de 11,29% em média no período, o que agrava a situação de curto prazo.

3.4.3.1.5. Necessidade de Capital de Giro

$$NCG = ACO - PCO$$

	2006	2007	2008	2009	2010	Média
NCG	118.805	209.950	143.001	198.472	93.864	-
Varição	-	76,72%	-31,89%	38,79%	-52,71%	7,73%

Para fazer frente à crescente demanda há a necessidade de investimento operacional, já que o ciclo financeiro do grupo é positivo em todo o período.

3.4.3.1.6. Saldo em Tesouraria

$$\text{TES} = \text{CCL} - \text{NCG}$$

	2006	2007	2008	2009	2010	Média
CCL	(616.232)	(428.342)	(625.897)	(558.687)	(783.760)	
NCG	118.805	209.950	143.001	198.472	93.864	
TES	(735.037)	(638.292)	(768.898)	(757.159)	(877.624)	
Variação	-	-13,16%	20,46%	-1,53%	15,91%	5,42%

CCL	-	-	-	-	-	
NCG	+	+	+	+	+	
TES	-	-	-	-	-	
Situação	Péssima	Péssima	Péssima	Péssima	Péssima	

A situação do grupo é preocupante, uma vez que necessita de recursos além dos ativos de curto prazo para poder cumprir com os passivos de curto prazo e sempre há a necessidade de investimento no operacional para manter o nível de vendas, em função do aumento da demanda. O risco da empresa se tornar insolvente pode ser classificado analisando a tesouraria, o capital circulante líquido e a necessidade de capital de giro, os balanços demonstram um grau elevadíssimo do grupo se tornar insolvente, ou seja, uma péssima classificação para todos os anos.

3.4.3.1.7. Rentabilidade Sobre o Patrimônio Líquido – RSPL

Mede a rentabilidade do lucro sobre o capital próprio, mostra-se muito instável pois houveram variações significativas no patrimônio líquido em 2006 e em 2009. Além disso, em 2010 houve prejuízo.

$$\text{RSPL} = \text{Lucro Líquido} / \text{PL (ano anterior)}$$

	2006	2007	2008	2009	2010	Média
RSPL	-20,45%	34,41%	43,57%	761,17%	-1,68%	-
Variação	-	-268,27%	26,61%	1647,08%	-100,22%	326,30%

3.4.3.1.8. Rentabilidade sobre o Ativo – RSA (ROE)

Mede a rentabilidade dos investimentos sobre o capital investido, que também sofreu influência da desverticalização em 2006 e dos créditos a compensar em 2006.

$$\text{RSA (ROE)} = \text{Lucro Operacional} / \text{Ativo (ano anterior)}$$

	2006	2007	2008	2009	2010	Média
RSA	-0,41%	4,21%	5,82%	93,96%	-1,86%	-
Variação	-	-1133,56%	38,35%	1514,97%	-101,98%	79,44%

3.4.3.2. Governança Corporativa

A CEEE-GT e a CEEE-D, baseadas no planejamento estratégico do grupo, aderiram ao Nível 1 de Governança Corporativa da BMF & Bovespa no ano de 2010, em consonância com a recomendação do Comitê de Governança Corporativa das Empresas Estatais – CGCE. A organização criou o Comitê Gestor de Transparência para coordenar e manter a Página de Transparência, na rede mundial de computadores. Além disso, um conjunto de políticas e práticas de relacionamento com as partes interessadas reforçam o compromisso do Grupo CEEE com uma atuação mais responsável aos seus negócios para a melhoria contínua e o desenvolvimento sustentável de seus empregados, acionistas e parceiros em geral, enfatizando a transparência e a divulgação das ações e informações.

4. Valuation

4.1. Metodologia Utilizada

Existem diversos modelos para avaliação de empresas, entre os mais conhecidos estão os baseados no Valor Patrimonial, como o modelo do Valor Contábil, o modelo do Valor Contábil Ajustado, o Valor de Liquidação e o modelo de Valor Substancial; além dos baseados na Demonstração do Resultado como o modelo do Valor dos Lucros e o modelo do Valor de Dividendos. Ao invés de entrar no mérito de cada um desses modelos, este trabalho se propõe em aplicar o Método do Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCFF), pois sua utilização para a determinação do valor da empresa pode ser realizada através de simulações de cenários econômico-financeiros, como é o caso proposto por este trabalho.

4.2. Fluxo de Caixa Livre da Firma - FCFF

Esse método utiliza o fluxo proveniente das operações da empresa (fluxo de caixa operacional) após os impostos sem considerar a estrutura de financiamento da empresa (empréstimos). Considera o montante de dinheiro disponível na empresa após considerar os investimentos (ativos permanentes), necessidades de capital de giro, assumindo que não existe pagamento de juros (despesas financeiras), e as despesas que não geram saídas de caixa, por exemplo, a depreciação e a amortização.

Tabela 7 - Formação do Fluxo de Caixa Livre da Firma

(=) Receitas líquidas de vendas
(-) Custo de vendas
(-) Despesas Operacionais
(=) Lucro antes de juros e impostos sobre o lucro (EBIT)
(+) Ajuste de despesas operacionais que não promovem saída de caixa
(=) Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, depreciação, amortização e exaustão (EBITDA)
(-) Impostos sobre o lucro
(=) Caixa Gerado pelas operações
(-) Investimentos
Permanentes
Circulantes (Capital de Giro)
(=) Fluxo de Caixa Livre

4.3. Custo Médio Ponderado de Capital – CMPC (ou WACC)

Segundo Assaf Neto, o custo de capital é estabelecido pelas condições com que a empresa obtém seus recursos financeiros no mercado de capitais, sendo geralmente determinado por uma média dos custos de oportunidade do capital próprio (acionistas) e capital de terceiros (credores), que devem ser ponderados pelas respectivas proporções utilizadas de capital, e líquidos do imposto de renda. É conhecido na literatura financeira como custo médio ponderado de capital (CMPC), ou popularmente chamado *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, sua representação matemática segue abaixo:

$$WACC = (K_e \times WPL) + (K_i \times WP)$$

Equação 1 – Cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital

Onde:

K_e = custo de oportunidade do capital próprio;

WPL = proporção do capital próprio $[PL/P+PL]$;

K_i = custo do capital de terceiros;

WP = proporção do capital (oneroso) de terceiros $[P/P+PL]$;

P, PL = respectivamente: passivo oneroso e patrimônio líquido (fundos próprios).

Por não existir uma maneira explícita para saber qual a remuneração que o acionista deseja sobre a sua aplicação na empresa, através da compra de ações, o custo de capital próprio (CAPM) é a medida que apresenta o maior grau de dificuldade de determinação no cálculo do *WACC*. Neste trabalho, essa taxa de atratividade deve é considerada conforme as considerações a seguir.

4.4. Modelo de Precificação de Ativos Financeiros - CAPM

Esse método considera a existência de uma taxa de juros livre de risco, um prêmio pelo risco de mercado e uma medida de risco da empresa em relação ao mercado (coeficiente beta da ação). O modelo permite a precificação de um ativo, ou de uma carteira de ativos, fazendo o uso da taxa de retorno requerida de um investimento, que é determinada pela *Security Market Line - SML*, e relaciona-se ao seu beta pela seguinte identidade linear:

$$Ke = R_F + \beta(R_M - R_F)$$

Equação 2 – Cálculo do Custo de Capital Próprio

onde:

Ke = taxa de retorno requerido para o investimento, entendido como o custo de capital;

R_F = taxa de retorno de um ativo livre de risco;

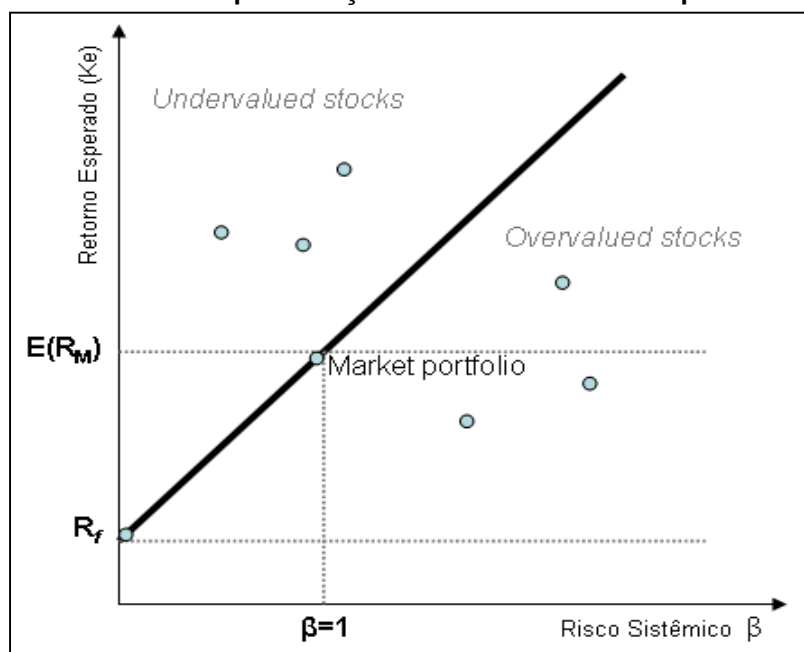
R_M = taxa de retorno da esperado do mercado;

β = coeficiente beta do título;

$(R_M - R_F)$ = prêmio pelo risco de mercado.

Graficamente, pode ser representada pelo gráfico abaixo:

Gráfico 3 - Representação do Risco x Retorno Esperado



É comum a utilização do mercado norte-americano (T-bonds) para o ativo livre de risco (R_F). Inclusive, segundo a metodologia sugerida por Assaf Neto (2007), nos casos em que o investimento está sendo avaliado para o mercado brasileiro, que possui um risco de default superior ao risco mínimo considerado no mercado referência da avaliação, deve ser acrescentado no modelo do CAPM de cálculo do custo de capital um prêmio pelo risco. Esse prêmio, entendido como risco-país, é obtido pela diferença entre as taxas de remuneração do

bônus do governo norte-americano (T-Bond) e o bônus do governo brasileiro (C-Bond). Com isso, a nova equação ficaria representada conforme segue:

$$Ke = R_F + \beta(R_M - R_F) + \alpha_{BR}$$

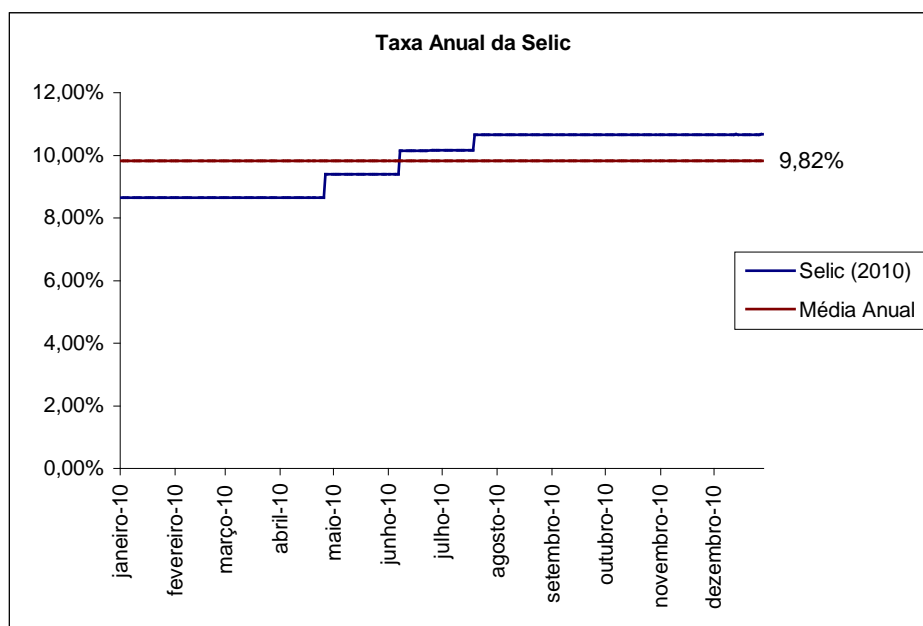
Equação 3 – Cálculo do Custo de Capital Próprio para o Brasil (Assaf Neto)

Onde:

α_{BR} = risco-país Brasil

Entretanto, a taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (Selic) é a taxa de juro formada nas negociações com títulos públicos no Brasil e considerada como sem risco. Essa taxa representa, neste estudo, a remuneração mínima a ser exigida pelos investidores de forma a compensar o risco assumido, considerada então como (R_F). Portanto, a fórmula utilizada para a composição do Ke é a primeira apresentada acima. A média da Selic em 2010 ficou em 9,82% a. a., conforme apresentado no gráfico abaixo.

Gráfico 4 - Rf representada pela Taxa Selic



Fonte: o autor.

4.5. O Beta

O Beta adotado neste trabalho corresponde uma média das ações dos betas obtidos pelas correlações dos rendimentos de cada ação do grupo (CEEE-D PN, CEEE-D ON, CEEE-GT PN e CEEE-GT ON) com o índice Ibovespa (Ibov) ponderada por seus respectivos volumes em ações, considerando-se os preços de fechamento dos preços no intervalo base de 15/10/2010 a 06/04/11. Não foi possível a coleta de dados para um período maior devido à indisponibilidade de cotações das ações, uma vez que a CEEE passou para o Nível 1 da Bovespa somente em setembro de 2010. O beta ponderado que serviu de referência para o cálculo do CAPM está apresentado abaixo:

$$\beta = \frac{\frac{Cov[E(r_a), E(r_m)]}{Var[E(r_m)]} \times Vol_A + \frac{Cov[E(r_b), E(r_m)]}{Var[E(r_m)]} \times Vol_B}{Vol_{CEEE}}$$

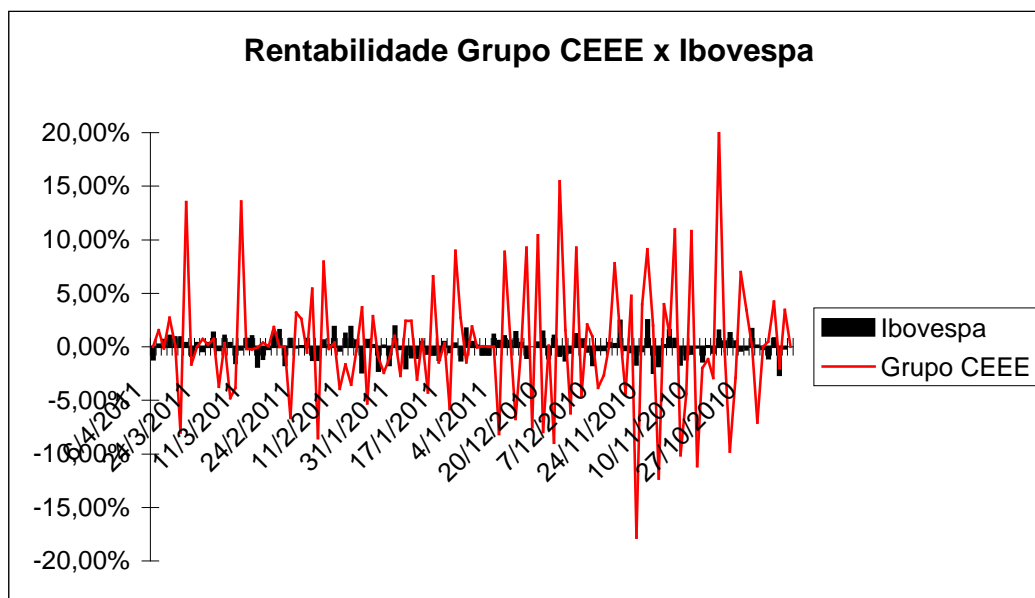
Equação 4 – Cálculo do Coeficiente Beta

Onde:

$E(r_a)$ = Retornos das ações PN da CEEE
 $E(r_b)$ = Retornos das ações ON da CEEE
 $E(r_m)$ = Retorno do mercado (Ibovespa) no período
 Vol_A = Volume de ações PN da CEEE
 Vol_B = Volume de ações ON da CEEE
 Vol_{CEEE} = Volume total de ações da CEEE

Através desse cálculo é possível saber qual o “grau de acompanhamento” que os retornos das ações da CEEE tem em relação ao retorno do Ibovespa. Em outras palavras, é a volatilidade relativa ou a sensibilidade desse ativo aos movimentos do mercado, ou seja, é o valor numérico do ativo ao risco sistemático. A tabela abaixo demonstra as variações das rentabilidades que foram utilizadas para compor o Beta.

Gráfico 5 - Variação da Rentabilidade das Ações do Grupo CEEE x Ibovespa



Fonte: o autor, período de 15/10/10 a 06/04/11.

4.6. Aplicação dos Parâmetros

Os dados trabalhados nesse estudo foram repartidos em três partes: a primeira referente aos anos de 2006 – 2010, a segunda com dados projetados de 2010 a 2015 e a terceira com uma projeção de perpetuidade para o ano de 2016, sendo tudo estruturado no software Microsoft Excel.

A primeira parte consistiu da coleta dos Balanços Patrimoniais e das Demonstrações do Resultado das empresas CEEE-D e CEEE-GT, bem como dos Relatórios da Administração e demais demonstrações financeiras, com dados coletados nos relatórios disponíveis diretamente pela empresa, ou através de seu *site*. As informações dos anos citados acima para a formação de médias aritméticas que auxiliaram na projeção das taxas de crescimento. Na hipótese 2, os dados para as projeções foram fornecidos pelo setor de planejamento do Grupo CEEE, com base em informações obtidas até o final do período de 2010 e que levam em conta valores previstos de demanda e investimentos próximos ao esperado. Além disso, alguns ajustes nas despesas e nos custos da empresa referentes ao Plano de Recuperação Financeira, de 2011, estão sendo considerados nas premissas das projeções.

Na segunda parte foram utilizadas projeções aplicadas com dados do DRE, que formaram o Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCFF), calculadas de acordo com as premissas baseadas em cada hipótese. Na terceira parte,

foi estimado um ano de maturidade da empresa que baseado em premissas de perpetuidade compuseram o último ano do período analisado.

Em seguida, o FCFF gerado para os anos projetados de 2011 a 2015 foi descontado por uma taxa igual ao *WACC*, calculada em paralelo, e trazido a valores do ano base (2010). Ao final, o valor que foi obtido calculando-se a perpetuidade também foi trazido a valores de 2010 e somado ao montante obtido do primeiro fluxo. A soma dos dois valores forneceu uma quantia referente ao valor atribuído para o grupo, em cada uma das hipóteses. Além disso, a diferença entre os valores obtidos em cada uma das hipóteses adotadas corresponde ao impacto causado em função da realização da Copa do Mundo.

4.6.1. Hipótese 1: Sem Copa do Mundo

4.6.1.1. Premissas de Crescimento

Para a hipótese em que não há a Copa do Mundo as premissas são baseadas em médias históricas, pressupondo-se um relacionamento entre as taxas de crescimento passadas e as futuras esperadas no crescimento da receita bruta, nas deduções da receita, no custo das vendas e aquisição de imobilizado, pois entende-se aqui que a demanda para essa simulação esteja crescendo a uma taxa constante, bem como a evolução dos custos para o atendimento dessa demanda. Os demais custos e receitas estão projetados como proporção da receita líquida, o IR e CSLL como proporção do EBIT e a taxa de depreciação representa uma taxa com base na depreciação acumulada e no novo imobilizado. São utilizadas médias aritméticas para o intervalo selecionado de 5 exercícios anteriores, de 2006 a 2010, pois no final de 2006 o grupo teve o seu capital segregado por atividade.

Premissas de Crescimento

Crescimento de Receita Bruta	<u>6,50%</u>	ao ano
Deduções da Receita	<u>1,09%</u>	ao ano
Custo das Vendas	<u>14,30%</u>	ao ano
Despesas Operacionais	<u>23,19%</u>	da Receita Líquida
Outras Despesas	<u>1,14%</u>	da Receita Líquida
Resultado Financeiro	<u>0,35%</u>	da Receita Líquida
IR/CSLL	<u>32,17%</u>	do EBIT
Taxa de Depreciação	<u>5,53%</u>	ao ano
Aquisição de Imobilizado	<u>-0,21%</u>	do imobilizado bruto

4.6.1.2. Premissas de Capital de Giro

Assim como as premissas de crescimento, nessa hipótese são consideradas médias aritméticas dos dados passados aplicados sobre os valores do ano base, 2010. Então, os valores obtidos representam as taxas que serão aplicadas para a formulação dos anos projetados, sendo necessários para a obtenção da variação da Necessidade de Capital de Giro.

Premissas de Capital de Giro

	Prazos Médios	
Rotação de Estoques	<u>4</u>	dias
Recebimento de Vendas	<u>71</u>	dias
Rotação de Fornecedores	<u>46</u>	dias
Impostos a Recuperar	<u>0,00%</u>	do CPV
Outros Ativos Cíclicos	<u>-3,05%</u>	do CPV
Outros Passivos Cíclicos	<u>4,46%</u>	do CPV

4.6.1.3. Premissas de Perpetuidade

Adota-se um crescimento de 4,50% na perpetuidade, pois entende-se que essa seja uma taxa adequada com o crescimento médio da demanda com garantia de fornecimento de modo sustentável. Considera-se que no

ano de 2016 o grupo tenha conseguido atingir sua maturidade, portanto esse é o ano cujo fluxo é descontado pelo *WACC*, até o ano base, para compor o valor da perpetuidade do estudo.

Crescimento Perpetuidade	4,50%	ao ano
<i>WACC</i>	4,85%	ao ano

4.6.1.4. Custos de Capital

Através das fórmulas apresentadas anteriormente, chegou-se a valores de referência para os cálculos do estudo. O custo do capital próprio (*Ke*) foi equivalente à 4,62% e o custo do capital de terceiros (*Kt*) ficou igual a 11,52%. Esses valores multiplicados por seus respectivos volumes, 60,51% de capital próprio e 39,49% de capital de terceiros, descontando-se as alíquotas referente aos impostos, eles revelaram um custo médio ponderado de capital (*WACC*) igual a 4,85%.

O relativamente baixo obtido explica-se principalmente por dois fatores, (i) o acréscimo do CRC no patrimônio líquido que, apesar de ser um crédito a compensar, aumentou significativamente a proporção do capital próprio e (ii) ao baixo rendimento do Ibovespa (1,04%) apresentado no ano de 2010, que contribuiu consideravelmente para o manter o custo do capital próprio em patamares mínimos.

4.6.1.5. Resultados Obtidos

A soma do Valor Presente do FCFF com o Valor Presente da Perpetuidade fornece o Valor da Firma, que descontado o caixa líquido nos fornece o valor do Grupo para o Acionista, para o final do exercício do ano de 2010. No caso do grupo, os dados são consolidados de duas empresas distintas, caso esse valor correspondesse a uma única empresa bastaria dividi-lo pelo número de ações da companhia para se obter o valor da ação na data base.

Valor Presente FCFF	R\$ -1.331.288
Perpetuidade	R\$ -283.373.411
Valor Presente Perpetuidade	R\$ -213.290.846
Valor da Firma	R\$ -214.622.135
Caixa Líquido	R\$ -993.886
Valor para o Acionista	R\$ -215.616.021

Os resultados obtidos não se relevam nada bons, mas não é difícil de conseguir uma explicação para esse acontecimento. Duas contas tem crescimentos elevadíssimos e peso forte que contribuem para esses resultados, são elas (i) Custo dos Produtos Vendidos que tem crescimento anual de 14,30% e (ii) as despesas operacionais que crescem a uma taxa de 23,19%. O crescimento da receita bruta de vendas, de 6,50% ao ano, não é suficiente para registrar um lucro positivo. Com as premissas adotadas nessa hipótese, tanto o EBIT quanto o Fluxo de Caixa Livre da Firma são negativos e sempre aumentam em relação ao ano anterior (à exceção da comparação de 2011 com 2010), o que agrava a situação ano a ano. Portanto, não era de se esperar outro resultado se não um valor negativo para o grupo.

4.6.2. Hipótese 2: Com Copa do Mundo em 2014

No dia 30 de outubro de 2007, a Federação Internacional de Futebol Associado (FIFA) ratificou o Brasil como país-sede da Copa do Mundo de 2014. A escolha das cidades-sede ficou para o fim de 2008, mas acabou acontecendo em 31 de maio de 2009 nas Bahamas. No país, as cidades escolhidas pelo Comitê da FIFA foram Belo Horizonte, Brasília, Cuiabá, Curitiba, Fortaleza, Manaus, Natal, Porto Alegre, Recife, Rio de Janeiro, Salvador e São Paulo.

Em outubro de 2010, a EPE concluiu nos estudos de planejamento do sistema de transmissão envolvendo os estados do Rio Grande do Sul e do Paraná que é necessária a implantação de novas linhas e subestações nas capitais – Porto Alegre e Curitiba – e em cidades do interior. No total, o conjunto de empreendimentos, foi orçado em R\$ 980 milhões, que será licitado pela ANEEL em 2011 e deverá iniciar operação em 2013. Serão cerca de 500 km de extensão para duas novas linhas de transmissão que reforçarão a integração das

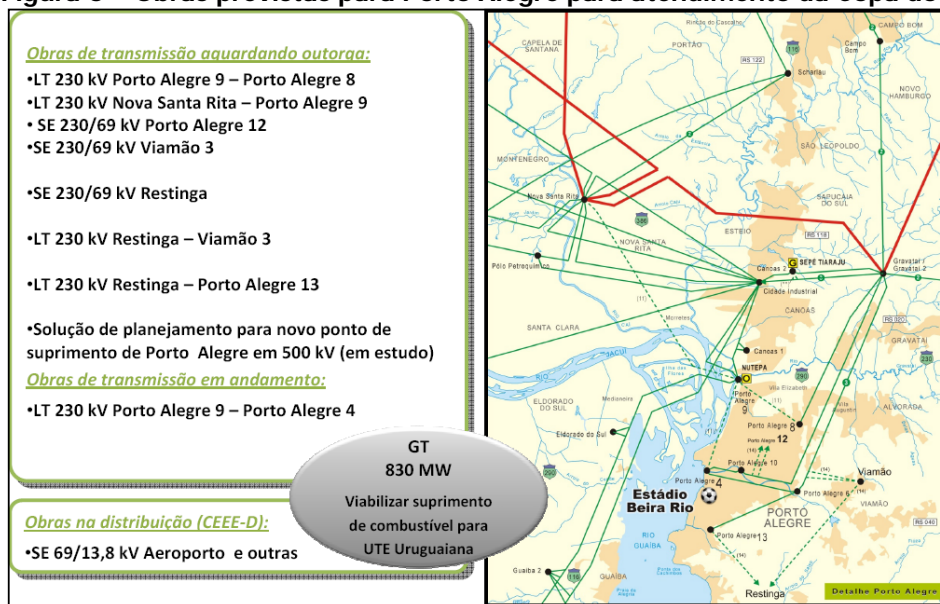
hidrelétricas no Paraná e Santa Catarina com o centro de carga do Rio Grande do Sul. Além dessas, estão previstas linhas de transmissão entre as subestações de Nova Santa Rita e Quinta, com 290 km de extensão e uma nova subestação denominada SE Camaquã 3. Segundo a EPE, esses empreendimentos asseguram o atendimento adequado dentro dos padrões de confiabilidade e qualidade à capital Porto Alegre e ao sul do estado do Rio Grande do Sul até o ano de 2020⁷.

No dia 17 de fevereiro de 2011, foi realizado o primeiro encontro do Comitê Organizador da FIFA com o ONS e a EPE, com o objetivo de discutir a garantia do suprimento às 12 cidades-sede e às localidades onde as seleções ficarão concentradas. Ao todo, serão 90 centros de treinamento, com locais de concentração ainda indefinidos e que nem sempre coincidem com as cidades onde ocorrerão os jogos, apesar disso o atendimento à carga nesses pontos será considerado prioritário⁸.

Em abril de 2011, foi publicado pela ABRACE que a ONS e a EPE estão realizando de estudos de planejamento da expansão da transmissão no horizonte de cerca de três anos, visando a realização de melhorias para sediar da Copa do Mundo. Os resultados desses estudos são encaminhados ao Ministério de Minas e Energia para a consolidação do conjunto de obras a serem licitadas ou autorizadas.

Segundo o MME, já foram realizadas duas reuniões com a participação do ONS, EPE, transmissoras, distribuidoras e representantes dos governos estaduais das capitais-sede. Além disso, estão sendo desenvolvidas diversas atividades voltadas ao atendimento de energia em 2014 para as capitais. Entre elas estão: a revisão do mercado de energia previsto para 2014; o levantamento do programa das obras de transmissão e distribuição necessárias; a identificação e realização de estudos específicos para atendimento à carga; o levantamento de equipamentos que estejam em estado avançado de vida útil; a definição de critérios de segurança diferenciados para a operação do sistema; e o levantamento de alguns requisitos específicos definidos pela FIFA. Na figura abaixo é possível verificar uma projeção da ONS feita em setembro de 2009 para as obras necessárias para que Porto Alegre garanta o suprimento de energia durante a Copa.

Figura 6 – Obras previstas para Porto Alegre para atendimento da Copa do Mundo



Fonte: ONS

4.6.2.1. Premissas para o Cálculo do FCFP Projetado

Diferentemente da hipótese anterior, com projeções estimadas a partir da média dos últimos 5 anos, nessa hipótese são consideradas ações implementadas a partir da escolha de Porto Alegre como uma das sedes da

⁷ Fonte: EPE, Informe Copa do Mundo.

⁸ Fonte: Canal Energia, ABRACE.

Copa. Para tanto, os dados para a projeção a partir de 2011 foram coletados junto ao setor de planejamento do grupo CEEE⁹, que levam em conta os investimentos previstos, o aumento da demanda e a adequação das despesas em função do PRF. Além disso, alguns dados foram baseados em informações fornecidas pelos relatórios da administração e de agências de notícias.

As projeções de investimento contabilizam no fluxo o financiamento encaminhado junto ao BID, em linha especial do BID para empresas autônomas, na área de energia elétrica para o Rio Grande do Sul, cujos recursos seriam aplicados em melhorias para que a cidade de Porto Alegre possa receber o evento, como obras em infraestrutura de energia elétrica que em 2009 estavam estimados na ordem de R\$ 276 milhões, para custear, entre outros projetos, subestações, linhas de transmissão e estrutura de distribuição. Uma das obras mais importantes, exigidas pela FIFA, é a construção de uma subestação blindada próxima ao estádio Beira-Rio, orçada em R\$ 13,8 milhões, para que não haja risco de apagão no período de realização dos jogos¹⁰.

Segundo o relatório da Administração de 2010 da CEEE-D, a escolha de Porto Alegre como uma das cidades a sediar a Copa do Mundo em 2014 demandará à Concessionária investimentos na ordem de R\$ 503 milhões adicionais até 2013, permitindo a expansão e a melhoria de todo o sistema elétrico da região metropolitana e área de abrangência. Dessa parcela, o montante estimando para atender às necessidades do Grupo CEEE provenientes dos financiamentos do BID está estimado em US\$ 211.687, sendo US\$ 80.500 para a CEEE-GT e US\$ 131.187 para a CEEE-D.

O PRF, de uma forma geral, considera que os investimentos previstos para os próximos anos devem ser focados naqueles que gerem os melhores retornos do ponto de vista econômico, maior fiscalização e controle nas despesas, diminuição de custos, redução em gastos com patrocínios e publicidade, além de outras medidas gerenciais que visam melhorar o desempenho econômico-financeiro do grupo.

As tabelas abaixo sintetizam o conjunto de informações adotadas para a projeção do Fluxo de Caixa Livre de acordo com a hipótese 2.

Tabela 8 - Premissas adotadas para o cálculo do Fluxo de Caixa Livre Projetado - Hip. 2

Premissas	2010 (R\$)	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Receita Operacional	3.563.675	6,37%	9,49%	11,64%	9,24%	8,75%	9,08%
Deduções da Receita	1.003.617	21,92%	6,53%	9,41%	9,32%	9,07%	9,24%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	2.092.106	18,36%	4,01%	5,15%	6,14%	5,70%	6,35%
Despesas Operacionais	593.735	23,85%	23,55%	23,33%	23,34%	23,37%	23,39%
Outras Receitas/Despesas	39.581	0,86%	0,96%	1,08%	1,00%	0,93%	0,87%
IR/CSLL	(46.511)	28,13%	10,21%	6,04%	-0,02%	16,49%	33,38%
Depreciações/Amortizações	138.084	5,83%	3,18%	4,20%	1,40%	-7,43%	3,32%
Novas Aquisições Imobilizado	(5.158)	-213,72%	2,48%	-1,51%	-3,95%	-3,27%	53,56%
Variação no Capital de Giro	(95.343)	11,34%	56,95%	28,28%	28,07%	21,74%	-3,94%
Imobilizado Bruto	2.497.028	1.210.050	1.240.789	1.222.381	1.175.916	1.138.717	2.452.254
Aquisições do Ano	106.815	(1.376.084)	30.739	(18.408)	(46.465)	(37.199)	1.313.537
Depreciação do Ano	138.084	146.140	150.793	157.121	159.327	147.485	152.383
Depreciação Acumulada	1.919.753	1.842.119	1.691.326	1.534.205	1.374.878	1.227.393	1.075.010
Imobilizado Líquido	577.275	(632.069)	(450.537)	(311.824)	(198.962)	(88.676)	1.377.244
ACÓ	438.143	396.606	476.148	537.973	626.616	655.463	641.778
PCO	344.279	292.094	312.120	327.557	357.142	327.395	326.621
Necessidade Capital de Giro	93.864	104.512	164.028	210.416	269.474	328.067	315.157
Varição NCG	(95.343)	7.298	59.517	46.388	59.058	58.594	(12.911)

Fonte: Autor.

4.6.2.2. Resultados Obtidos

Os cálculos referentes ao FCFE a partir das premissas assumidas na hipótese 2 demonstram uma inversão na situação em que a empresa se encontra atualmente esperada a partir de 2015, ano em que o FCFE passa a

⁹ Conforme solicitado, os dados foram ajustados por um fator para que as projeções oficiais não fossem reveladas, pois são sigilosas. O ajuste foi feito em todos os dados da hipótese 2, na mesma proporção, de modo que pudesse a garantir a interpretação, mas em escala diferente.

¹⁰ Fonte: Diário Popular.

ser positivo. O Resultado do fluxo passa de R\$ 1.575.292 negativos para R\$ 1.429.906 positivos no fim de 2016.

As tabelas abaixo apresentam os resultados obtidos nessa contabilização:

Taxas médias de crescimento (2011-2016)

Receita Operacional	9,09%	a.a.
Deduções da Receita	10,91%	a.a.
Custo do Serviço de Energia Elétrica	7,62%	a.a.
Despesas Operacionais	23,47%	da Receita Líquida
Outras Receitas/Despesas	0,95%	a.a.
IR/CSLL	15,70%	do EBIT
Depreciações/Amortizações	1,75%	a.a.
Novas Aquisições Imobilizado	-27,73%	do Imobilizado
Varição no Capital de Giro	23,74%	a.a.

Nessa hipótese há um aumento de 2,59 pontos percentuais na geração bruta de caixa (Recita Operacional) quando comparado com o período de 2006-2010. Além disso, também em relação a esse período há uma queda em torno de 6,8% nos custos dos produtos vendidos, que antes registravam crescimento médio de e 14,30% a. a. Esses resultados colaboram para a melhoria no Lucro Operacional Bruto, que se mostra 95% acima em 2016 do resultado em 2010.

No que se refere a Despesas Operacionais, elas apresentam uma evolução média em torno de 9,64% a. a. (2012-2016), o que representa cerca de 23,47% da Receita Líquida. Isso significa que apesar do esforço que pode ser obtido pela economia mostrada nas reduções das deduções e dos custos, as despesas operacionais continuam representando um valor significativo no fluxo, o que insiste em manter o EBIT negativo, ao longo do período analisado.

Porém, a melhora efetiva no FCFF está vinculada a variações do Imobilizado. Ao contrário do que ocorria no período de 2006-2010, onde o nível de investimentos era muito baixo, a realização da Copa do Mundo faz com que esses níveis aumentem no período projetado. Esse fato, aliado a uma enorme queda no ativo permanente no período 2011-2015 reverte a situação desfavorável que vinha ocorrendo em todos os anos.

Tabela 9 - Fluxo de Caixa Livre Projetado - Hip. 2

FCFF- CEEE CONSOLIDADO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Receita Operacional	3.563.675	3.790.589	4.150.168	4.633.193	5.061.490	5.504.140	6.003.925
(-) Deduções da Receita	1.003.617	1.223.606	1.303.517	1.426.151	1.559.110	1.700.475	1.857.534
(=) Receita Operacional Líquida	2.560.058	2.566.983	2.846.650	3.207.041	3.502.380	3.803.665	4.146.391
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica	2.092.106	2.476.218	2.575.481	2.708.130	2.874.366	3.038.126	3.231.135
(=) Lucro Operacional Bruto	467.952	90.764	271.169	498.911	628.014	765.539	915.256
(-) Despesas Operacionais	593.735	612.180	670.252	748.261	817.431	888.919	969.634
(-) Outras Receitas/Despesas	39.581	22.080	27.395	34.529	34.939	35.433	36.019
(=) Lucro Operacional Líquido - EBIT	(165.364)	(543.495)	(426.478)	(283.878)	(224.356)	(158.813)	(90.396)
(-) IR/CSLL	(46.511)	(55.508)	(25.774)	60	(36.987)	(53.008)	(67.293)
(=) Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício	(118.853)	(487.988)	(400.704)	(283.938)	(187.369)	(105.805)	(23.104)
(+) Depreciações/Amortizações	138.084	146.140	150.793	157.121	159.327	147.485	152.383
(=) Geração de Caixa Operacional	19.231	(341.848)	(249.911)	(126.817)	(28.042)	41.679	129.280
(+) Novas Aquisições Imobilizado	106.815	(1.376.084)	30.739	(18.408)	(46.465)	(37.199)	1.313.537
(+) Variação no Capital de Giro	(95.343)	7.298	59.517	46.388	59.058	58.594	(12.911)
(=) Fluxo de Caixa Livre Firma	30.703	-1.710.634	-159.655	-98.837	-15.450	63.074	1.429.906
FCFF DESCONTADO	30.703	-1.631.521	-145.229	-85.748	-12.784	49.777	1.076.268

Fonte: Autor.

Crescimento na Perpetuidade	4,50%	a.a.
WACC	4,85%	a.a.
Valor Presente FCFF	R\$ - 1.794.784	
Valor Presente Perpetuidade	R\$ 321.325.360	

Valor da Firma	R\$ 319.530.576
Caixa Líquido	R\$ - 993.886
Valor para o acionista	R\$ 318.536.690

As premissas para o cálculo do *WACC* são as mesmas em ambas as hipóteses, inclusive a média de crescimento anual para o cálculo da perpetuidade. O valor presente do FCFF apresenta-se negativo (R\$ - 1.794.784), pois o ano de 2016 é retirado dessa contabilização, entra apenas na equação da perpetuidade. Por sua vez, o fluxo de caixa nesse ano se apresenta positivo no montante de R\$ 1.076.268 (a V.P.), o que representa um valor presente na perpetuidade de R\$ 321.325.360.

Descontando-se o caixa negativo de 2010 que representa R\$ 993.886, chega-se a um valor para o grupo no total de R\$ 18.536.690 com base em 31/12/2010. O resultado mais importante dessa projeção é o aumento de R\$ 49.777 em 2010 para R\$ 1.076.268 (a V.P.) em 2016.

5. Conclusão

O setor de energia no Brasil está sob monitoramento do Ministério de Minas e Energia, pesquisas realizadas pela ONS e pela EPE ajudam o órgão a fazer a política para o setor. Por sua vez, cabe à ANEEL regular e fiscalizar o setor, garantindo a eficácia das ações tomadas em conjunto com os demais agentes regulatórios.

A Copa do Mundo é um evento de grande importância para o Brasil quanto à visibilidade internacional, portanto o Governo Federal tomou providências, através de seus órgãos reguladores, para que não haja problemas no setor de energia elétrica durante o evento.

Ao final de 2010 o retrato do grupo não é favorável, a situação em que ele se encontra reflete a impossibilidade de cumprir com os passivos de curto prazo utilizando apenas os ativos de curto prazo, ou seja, há a necessidade de investimento para manter um patamar capaz de acompanhar o ritmo da demanda. Os indicadores de CCL, NCG e TES demonstram que risco da empresa se tornar insolvente é muito alto e pior, uma análise histórica dos últimos 5 anos revela que a situação piora a cada ano.

Para se calcular o valor do grupo foi utilizado o método do Fluxo de Caixa Livre da Firma, para o cálculo da taxa atratividade utilizou-se o *WACC* e para o Beta foi feita uma covariância entre as rentabilidades das ações ON e PN do grupo com a rentabilidade do Ibovespa. Apesar da Selic ter sido escolhida para representar a taxa sem risco e ter apresentado uma rentabilidade de 9,82% a.a., o retorno do Ibovespa no período de 2010 foi muito baixo (1,08% no ano) o que conseqüentemente, dada a estrutura de capital do grupo, resultou em uma média ponderada consideravelmente baixa (4,85% a.a.). A falta dados sobre a rentabilidade das ações da CEEE durante grande parte período forçou a utilização das rentabilidades de outubro de 2010 a abril de 2011, mas aceitou-se a covariância medida nesse espaço para o cálculo do *WACC*.

Dadas as premissas sustentadas na hipótese 1, se a evolução do grupo ao longo dos anos seguintes permanecesse com as taxas de crescimento de demanda, custos, despesas e resultados anuais nos níveis em que se encontravam, a situação não se reverteria e a estimativa de valor de mercado do grupo seria negativa na ordem de R\$ 191.211.285, ao final de 2010.

Todavia, a posição que melhor pode se aproximar de esperado para os próximos anos é aquela em que se considera a realização de alguns jogos da Copa do Mundo na cidade sede de Porto Alegre, o que muda o contexto no qual o grupo está inserido e o faz se enquadrar às necessidades futuras e também das provenientes da realização do evento.

Na hipótese 2, para garantir o suprimento de energia decorrente do evento Copa do Mundo e do enquadramento previsto no PRF, as taxas de crescimento foram ajustadas a fim de que alguns sacrifícios de curto prazo pudessem garantir o equilíbrio econômico-financeiro no médio prazo. Por conseqüência, caso as premissas adotadas nessa hipótese espelhassem a realidade para os próximos anos, seria possível estimar uma melhora no resultado dos exercícios futuros e o valor de mercado do grupo chegaria a R\$ 307.528.180.

O impacto causado pela adoção da segunda hipótese em detrimento da primeira representa, a valor presente, no que se refere ao fluxo de caixa é equivalente a R\$ 1.076.209 ante R\$ 632.704 negativos, respectivamente, já no valor do grupo, uma melhora de R\$ 534.152.711. Portanto, é possível afirmar que a realização da Copa do Mundo e a adoção do PRF podem causar uma mudança positiva na situação financeira, podendo inclusive aumentar o valor de mercado do grupo.

6. Referências Bibliográficas

ASSAF NETO, A. **Bases Conceituais do Processo de Avaliação de Empresas**. Disponível em: <www.institutoassaf.com.br>. Acesso em: 14/04/2011.

ASSAF NETO, A. **Crescimento dos fluxos de caixa na avaliação da perpetuidade de empresas**. Disponível em: <www.institutoassaf.com.br>. Acesso em: 14/04/2011.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. B.; Araújo, A. M. P.. **Metodologia de Custo de Capital no Brasil**. Artigo do 6º Congresso USP de Contabilidade. São Paulo, 2006.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Séries temporais**. Disponível em: <http://www.bancocentral.gov.br>. Acesso em: 28/04/2011.

BASSI, D. U. **Análise Estratégica e Avaliação Econômica da Companhia Brasileira de Distribuição**, 2001. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

BOVESPA. **Informações por empresa**. <http://www.bovespa.com.br>. Acesso em: 15/04/2011.

CEEE. **Demonstrações Financeiras CEEE 2005**. Porto Alegre, 2006.

CEEE-D. **Relatório da Administração 2006**. Porto Alegre, 2007.

_____. **Relatório da Administração 2007**. Porto Alegre, 2008.

_____. **Relatório da Administração 2008**. Porto Alegre, 2009.

_____. **Relatório da Administração 2009**. Porto Alegre, 2010.

_____. **Relatório da Administração 2010**. Porto Alegre, 2011.

_____. **Prospecto Definitivo de Distribuição Pública de Quotas Seniores do FUNDO DE INVESTIMENTO EM DIREITOS CREDITÓRIOS CEEE IV-D**. Porto Alegre, 2009.

CEEE-GT. **Relatório da Administração 2006**. Porto Alegre, 2007.

_____. **Relatório da Administração 2007**. Porto Alegre, 2008.

_____. **Relatório da Administração 2008**. Porto Alegre, 2009.

_____. **Relatório da Administração 2009**. Porto Alegre, 2010.

_____. **Relatório da Administração 2010**. Porto Alegre, 2011.

COPAT, R.; MARTINEWSKI, A. L.; VILLELA, R. V.. **Produtos geradores e tomadores de caixa: análise avançada do capital de giro de uma indústria metalúrgica**. Revista Administração – REAd – Edição 57, Vol. 13, 2007.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J.. **Avaliação de Empresas – Valuation: Calculando e Gerenciando o Valor das Empresas**. 3. ed. São Paulo: Makron Books, 2002.

EPE. **Informe à imprensa: Copa do Mundo 2014 – Estudos**. Rio de Janeiro, 2010.

_____. **Nota Técnica DEA 18/2010: Boletim de Conjuntura Energética – 2º semestre 2010**. Rio de Janeiro, 2010.

- _____. **Relatório Final do Balanço Energético Nacional 2009**. Rio de Janeiro, 2006.
- _____. **Relatório Final do Balanço Energético Nacional 2009**. Rio de Janeiro, 2007.
- _____. **Relatório Final do Balanço Energético Nacional 2009**. Rio de Janeiro, 2008.
- _____. **Relatório Final do Balanço Energético Nacional 2009**. Rio de Janeiro, 2009.
- _____. **Relatório Final do Balanço Energético Nacional 2010**. Rio de Janeiro, 2010.
- GEREMIA, W.. **Avaliação das Lojas Renner**. Monografia de pós-Graduação da APIMEC/UFRGS. Porto Alegre, 2007.
- IPEADATA. **Dados macroeconômicos e regionais**. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br>>. Acesso em: 15/04/2011.
- KASSAI, J. R.; KASSAI, S.. **Balanço Perguntado: Solução para as pequenas empresas**. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Custos, São Leopoldo/RS, 03 a 05 de outubro de 2001.
- LEÃO, R. P. S.. **GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Apostila do Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico da Universidade Federal do Ceará, 2009.
- MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2006-2015**. Brasília, 2006.
- _____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2007-2016**. Vol. 1. Brasília, 2007.
- _____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2007-2016**. Vol. 2. Brasília, 2007.
- _____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017**. Vol. 1. Rio de Janeiro, 2009.
- _____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017**. Vol. 2. Rio de Janeiro, 2009.
- _____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Brasília, 2010.
- MÜLLER, A. N.; TELÓ, A. R. **Modelos de avaliação de empresas**. Artigo da Revista da FAE. Vol.6, p 97-112. Curitiba, 2003.
- ONS. **Boletim Anual da Carga – Ano 2008**. Rio de Janeiro, 2010.
- _____. **Boletim Anual da Carga – Ano 2008: Avaliação da Evolução da Carga x PIB**. Rio de Janeiro, 2008.
- _____. **Boletim Anual da Carga – Ano 2009**. Rio de Janeiro, 2009.
- _____. **Boletim Anual da Carga – Ano 2010**. Rio de Janeiro, 2010.
- _____. **Boletim Mensal da Carga – Janeiro 2011**. Rio de Janeiro, 2011.
- _____. **Boletim Mensal da Carga – Março 2011**. Rio de Janeiro, 2011.
- _____. **Suprimento às Capitais-Sede da Copa de 2014**. Apresentação de 16/09/2010. Porto Alegre, 2010.
- _____. **Nota Técnica ONS 010/2010: Projeção da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional – PEN 2010**. Rio de Janeiro, 2010.
- _____. **Nota Técnica ONS 059/2010: 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2010-2014**. Rio de Janeiro, 2010.

_____. **Nota Técnica ONS 142/2010: 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2010-2014.** Rio de Janeiro, 2010.

SANTOS, J. O. dos. **A contribuição da determinação do valor da empresa e do EVA® no processo de análise de crédito.** Artigo da Revista de Gestão USP, v. 13, n. 3, p. 41-55. São Paulo, 2006.

ZANDONADI, A.; ROGERS, P; RIBEIRO, K. C. S.. **Avaliação através do Fluxo de Caixa Livre de uma Empresa do Setor de Tecnologia da Informação.** Artigo do XI Congresso Brasileiro de Custos. Porto Seguro, 2004.

ANEXOS

Anexo I - Balanços Anuais Consolidados do Grupo CEEE (2006-2010)

(R\$ x 1.000,00)

Balanço Patrimonial CEEE Consolidado					
Ativo	2006	2007	2008	2009	2010
CIRCULANTE					
Numerário Disponível	32.405	70.687	37.728	144.103	58.153
Aplicações Financeiras	3.097	2.009	7.051	0	0
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	376.642	405.169	413.985	479.561	485.460
Títulos de Crédito a Receber - Energia Elétrica Vendida	39.452	38.253	38.296	873	505
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(119.952)	(116.039)	(118.667)	(131.909)	(138.773)
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	37.666	31.141	23.299	27.798	39.861
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	31.510	0	0	0	0
Estoque	16.397	16.518	21.956	19.871	16.443
Outros Créditos a Receber	83.234	78.752	81.737	84.833	74.508
Despesas Pagas Antecipadamente	64.321	27.328	79.569	58.983	69.288
	564.772	553.818	584.954	684.113	605.445
NÃO CIRCULANTE					
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO					
Consumidores, Concessionários e Permissionários	182.762	135.620	130.284	129.290	132.097
Comercialização de Energia na CCEE	67.997	83.765	85.105	85.942	161.843
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	23.843	26.284	18.095	49.401	45.321
Aplicações Financeiras	41.498	46.719	23.603	25.755	7.911
Depósitos Vinculados a Litígios	44.657	16.665	21.071	21.966	48.122
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	327.364	334.411	329.361	409.890	478.674
Outros Créditos a Receber	58.842	65.458	65.825	3.577.982	3.532.857
Despesas Pagas Antecipadamente	17.942	13.207	13.207	0	0
Bens e Direitos Destinados a Alienação	4.414	4.078	3.257	3.145	2.390
	769.319	726.207	689.808	4.303.371	4.409.215
INVESTIMENTOS					
Participações Societárias Permanentes	136.159	197.189	245.188	274.047	297.383
Outros Investimentos	110.959	105.781	102.833	72.927	34.213
	247.118	302.970	348.021	346.974	331.596
IMOBILIZADO					
Em Serviço Líquido	1.674.691	1.711.099	1.789.919	2.113.595	2.108.437
Em Curso	236.554	236.252	201.105	276.618	388.591
	1.911.245	1.947.351	1.991.024	2.390.213	2.497.028
INTANGÍVEIS					
Em Serviço Líquido	27.222	28.305	28.411	29.994	33.839
Em Curso	11.219	14.990	17.975	18.191	15.322
	38.441	43.295	46.386	48.185	49.161
TOTAL DO ATIVO	3.530.895	3.573.641	3.660.193	7.772.856	7.892.445

Fonte: Grupo CEEE, disponível nos DEFs Anuais. Consolidado pelo autor.

continua

Anexo I - Balanços Anuais Consolidados do Grupo CEEE (2006-2010)

continuação

(R\$ x 1.000,00)

Passivo	Balanço Patrimonial CEEE Consolidado				
	2006	2007	2008	2009	2010
CIRCULANTE					
Fornecedores	214.123	155.906	220.633	185.461	250.898
Folha de Pagamento - Consignações	11.736	16.208	19.175	22.853	25.022
Provisão para Dividendos	0	0	6.614	49.726	0
Tributos e Contribuições Sociais	51.109	40.589	54.498	46.443	68.359
Empréstimos, Financiamentos e Encargos de Dívidas.....	163.951	184.125	232.185	234.510	271.426
Plano de Benefícios Previdenciais Complementares	176.182	197.293	168.449	171.948	166.796
Varição Negativa de Itens da CVA - Passivos Regulatórios	68.265	77.980	62.111	56.083	89.392
Obrigações Estimadas	23.850	27.594	32.572	35.785	54.683
Encargos do Consumidor a Recolher (RGR/CCC/CDE)	29.346	30.695	42.116	14.652	34.193
Provisão para Contingências	155.551	130.221	185.038	217.891	248.860
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	68.273	11.674	65.912	78.503	96.415
Outros Passivos	218.618	109.875	121.548	113.875	68.091
Tributos Valor Justo dos Ativos.....	0	0	0	15.070	15.070
	1.181.004	982.160	1.210.851	1.242.800	1.389.205
NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e Financiamentos e Encargos de Dívidas.....	364.195	515.566	395.785	771.717	780.613
Comercialização de Energia na CEEE	113.665	113.665	113.665	113.665	113.665
Plano de Benefícios Previdenciais Complementares	971.412	891.145	966.165	982.470	944.102
Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica	12.129	21.842	23.361	0	0
Passivo Regulatório	0	4.106	0	0	0
Provisão para Contingências	600.282	609.489	403.108	348.607	337.975
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	0	58.957	25.933	22.273	16.411
Outros Passivos	49.776	55.827	61.674	108.039	134.703
Tributos Valor Justo dos Ativos.....	0	0	0	91.633	76.563
	2.111.459	2.270.597	1.989.691	2.438.404	2.404.032
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital Social	612.150	612.150	612.150	612.150	612.150
Reserva de Incentivos Fiscais	0	0	0	3.294.623	3.294.623
Recursos Destinados a Aumento de Capital.....	620	620	620	620	620
Ajuste de Avaliação Patrimonial.....	0	0	0	207.129	177.876
Reserva de Lucros / Prejuízos Acumulados.....	(374.338)	(291.886)	(153.119)	(22.870)	13.939
	238.432	320.884	459.651	4.091.652	4.099.208
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.530.895	3.573.641	3.660.193	7.772.856	7.892.445

Fonte: Grupo CEEE, disponível nos DEFs Anuais. Consolidado pelo autor.

Anexo II - Demonstrações dos Resultados dos Exercícios do Grupo CEEE (2006-2010)

x R\$ 1.000,00

Demonstrações dos Resultados dos Exercícios CEEE Consolidado					
	2006	2007	2008	2009	2010
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	2.783.957	2.765.638	3.077.381	3.441.456	3.563.675
Fornecimento de Energia Elétrica.....	879.133	852.601	1.053.564	983.320	1.043.176
Suprimento de Energia Elétrica	223.206	267.203	289.476	307.148	324.244
Disponibilização do Sistema de Transmissão	1.689.001	1.634.153	1.698.458	1.862.971	1.978.749
Linearização.....	0	0	0	(22.176)	(21.608)
Receita de O&M.....	0	0	0	(289.735)	(302.188)
Remuneração do Ativo Financeiro.....	0	0	0	285.053	276.471
Energia Elétrica de Curto Prazo.....	0	11.527	12.005	17.762	23.886
Receita de Construção.....	0	0	0	224.958	240.577
Outras Receitas Operacionais	(7.383)	154	23.878	72.155	368
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(977.903)	(841.260)	(853.515)	(920.421)	(1.003.617)
ICMS/ISS	(562.166)	(464.916)	(514.591)	(540.954)	(571.578)
PASEP e COFINS	(166.117)	(145.051)	(165.391)	(166.726)	(176.825)
Quota RGR	(30.497)	(38.602)	(25.474)	(31.486)	(28.718)
Outros Encargos	(2.237)	(3.917)	(5.146)	(7.983)	(16.601)
Subvenções CCC	(110.251)	(95.867)	(46.045)	(69.539)	(85.165)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	(76.889)	(73.762)	(75.011)	(80.522)	(91.869)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT	(29.746)	(19.145)	(21.857)	(23.211)	(32.861)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.806.054	1.924.378	2.223.866	2.521.035	2.560.058
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(1.230.540)	(1.450.004)	(1.595.037)	(1.921.473)	(2.092.106)
Custo com Energia Elétrica	(796.190)	(954.019)	(1.078.224)	(1.094.466)	(1.144.951)
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	(604.708)	(755.415)	(863.437)	(849.933)	(903.008)
Encargo de Uso do Sistema	(191.482)	(198.604)	(214.787)	(244.533)	(241.943)
Energia Elétrica Comprada/Revenda - PROINFA.....	0	0	0	0	0
Custo de Operação.....	(434.350)	(495.985)	(516.813)	(827.007)	(947.155)
Pessoal e Administradores	(201.404)	(253.951)	(272.069)	(331.947)	(409.917)
Material	(14.563)	(12.779)	(16.164)	(24.428)	(31.005)
Serviço de Terceiros	(69.020)	(71.619)	(71.230)	(82.739)	(97.833)
Depreciação e Amortização	(123.848)	(126.702)	(133.165)	(136.489)	(138.084)
Outros	(25.515)	(30.934)	(24.185)	(26.446)	(29.739)
Custo de Construção.....	0	0	0	(224.958)	(240.577)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	575.514	474.374	628.829	599.562	467.952
Despesas Operacionais.....	(589.631)	(325.890)	(413.785)	(608.057)	(593.735)
Despesas com Vendas	(16.832)	(17.699)	(14.852)	(34.930)	(29.755)
Despesas Gerais e Administrativas	(71.945)	(67.049)	(78.588)	(107.912)	(116.161)
Outras Despesas Operacionais	(500.854)	(241.142)	(320.345)	(465.215)	(447.819)
Outras Receitas.....	0	0	14.114	3.463.663	10.389
Conta de Resultado a Compensar - CRC	0	0	0	3.441.075	0
Outras Receitas	0	0	14.114	22.588	10.389
Outras Despesas.....	0	0	(21.247)	(16.154)	(29.192)
RESULTADO DO SERVIÇO - EBIT	(14.117)	148.484	207.911	3.439.014	(144.586)
Resultado de Participações Societárias	3.369	4.192	4.554	21.951	20.303
Receita / Despesa Financeira	(22.828)	(11.142)	(18.703)	(6.130)	8.984
Rendas de Aplicações Financeiras	(89.133)	5.404	6.212	13.723	13.301
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	0	31.363	38.790	37.765	38.083
Variações Monetárias - Energia Comprada	0	7.499	(8.933)	17.565	1.611
Variações Monetárias de Empréstimos e Financiamentos	465	(10.502)	(58.452)	(45.241)	(74.315)
Encargos de Dívidas	0	(28.480)	(22.562)	(22.824)	(30.928)
Outras Receitas/Despesas Financeiras	65.750	(16.426)	26.242	(7.118)	61.232
Variações Monetárias e Cambiais - Líquida.....	90	0	0	0	0
RESULTADO OPERACIONAL	(33.576)	141.534	193.762	3.454.835	(115.299)
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	(40.291)	(407)	0	0	0
LUCRO / PREJUÍZO ANTES DO IR e CS	(73.867)	141.127	193.762	3.454.835	(115.299)
Imposto de Renda	9.434	(43.195)	(38.858)	32.803	43.429
Contribuição Social	3.139	(15.887)	(15.100)	11.105	3.082
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	-61.294	82.045	139.804	3.498.743	-68.788
Lucro (Prejuízo) por lote - R\$ mil (*)	(0,08)	0,11	0,18	4,52	(0,09)
Quantidade de ações (em lotes de mil ações)	774.459.656	774.459.656	774.459.656	774.459.656	774.459.656
Ações ON	761.338.540	761.338.540	761.338.540	761.338.540	761.338.540
Ações PN	13.121.116	13.121.116	13.121.116	13.121.116	13.121.116

Anexo III - Fluxo de Caixa Livre Projetado - Hip. 1

(R\$ x 1.000,00)

FCFF- CEEE CONSOLIDADO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Receita Operacional	3.563.675	3.795.279	4.041.934	4.304.620	4.584.378	4.882.317	5.199.619
(-) Deduções da Receita	1.003.617	1.014.560	1.025.623	1.036.806	1.048.111	1.059.539	1.071.092
(=) Receita Operacional Líquida	2.560.058	2.780.719	3.016.312	3.267.814	3.536.267	3.822.778	4.128.527
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica	2.092.106	2.391.189	2.733.027	3.123.735	3.570.297	4.080.698	4.664.065
(=) Lucro Operacional Bruto	467.952	389.530	283.284	144.080	(34.030)	(257.920)	(535.538)
(-) Despesas Operacionais	593.735	644.911	699.550	757.880	820.140	886.588	957.498
(-) Outras Receitas/Despesas	39.581	42.993	43.657	44.332	45.018	45.714	46.421
(=) Lucro Operacional Líquido - EBIT	(165.364)	(298.374)	(459.924)	(658.132)	(899.187)	(1.190.222)	(1.539.457)
(-) IR/CSLL	(46.511)	(83.922)	(129.360)	(185.109)	(252.909)	(334.767)	(432.994)
(=) Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício	(118.853)	(214.452)	(330.563)	(473.023)	(646.278)	(855.455)	(1.106.462)
(+) Depreciações/Amortizações	138.084	143.991	150.150	156.573	163.271	170.255	177.538
(=) Geração de Caixa Operacional	19.231	(70.461)	(180.413)	(316.450)	(483.007)	(685.200)	(928.924)
(+) Novas Aquisições Imobilizado	106.815	111.384	116.149	121.117	126.298	131.701	137.335
(+) Variação no Capital de Giro	(95.343)	195.835	(15.827)	(22.937)	(30.251)	(38.873)	(49.007)
(=) Fluxo de Caixa Livre Firma	30.703	236.758	-80.092	-218.269	-386.959	-592.371	-840.596
FCFF DESCONTADO	30.703	225.808	-72.855	-189.365	-320.190	-467.489	-632.704
Imobilizado Bruto	2.497.028	2.603.843	2.715.227	2.831.376	2.952.493	3.078.792	3.210.493
Aquisições do Ano	106.815	111.384	116.149	121.117	126.298	131.701	137.335
Depreciação do Ano	138.084	143.991	150.150	156.573	163.271	170.255	177.538
Depreciação Acumulada	(1.919.753)	(2.063.744)	(2.213.894)	(2.370.467)	(2.533.738)	(2.703.993)	(2.881.532)
Imobilizado Líquido	577.275	540.099	501.333	460.909	418.755	374.798	328.961
Clientes	485.460	747.744	796.340	848.094	903.212	961.912	1.024.426
Estoques	16.443	27.108	30.983	35.413	40.475	46.261	52.875
Impostos a Recuperar	0	0	0	0	0	0	0
Outros Ativos Cíclicos	(63.760)	(72.875)	(83.293)	(95.200)	(108.810)	(124.365)	(142.144)
Fornecedores	250.898	305.547	348.170	397.944	454.833	519.855	594.172
Outros Passivos Cíclicos	93.381	106.731	121.988	139.428	159.360	182.142	208.180
Necessidade Capital de Giro	93.864	289.699	273.871	250.935	220.684	181.811	132.805
Variação NCG	(95.343)	195.835	(15.827)	(22.937)	(30.251)	(38.873)	(49.007)

Fonte: o autor.

Anexo IV - Premissas para o FCFF - Hip. 1

Premissas do Capital de Giro	2006	2007	2008	2009	2010
PME	5	4	5	4	3
PMC = PMR	75	76	67	68	68
PMP	63	39	50	35	43
CF	17	41	22	37	28
CE	5	4	5	4	3
CO	80	80	72	72	71
Compras (R\$)	1.230.937	1.450.125	1.600.475	1.919.388	2.088.678
Fonte: o autor.					
Premissas de Capital de Giro	Média				
Rotação de Estoques	4	dias			
Recebimento de Vendas	71	dias			
Rotação de Fornecedores	46	dias			
Impostos a Recuperar	0,00%	do CPV			
Outros Ativos Cíclicos	-3,05%	do CPV			
Outros Passivos Cíclicos	4,46%	do CPV			
Fonte: o autor.					
Premissas de Crescimento	Média				
Crescimento de Receita Bruta	6,50%	ao ano			
Deduções da Receita	1,09%	ao ano			
Custo das Vendas	14,30%	ao ano			
Despesas Operacionais	23,19%	da Rec.Líq.			
Outras Receitas/Despesas	1,55%	da Rec.Líq.			
IR/CSLL	28,13%	do EBIT			
Taxa de Depreciação	5,53%	ao ano			
Aquisição de Imobilizado	4,28%	do Imob.			
Fonte: o autor.					

Anexo V - Projeção do BP Consolidado Grupo CEEE - Hipótese 2

x R\$ 1.000,00

Projeção BP: CEEE - Consolidado							
Descrição	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ativo							
Circulante	605.445	944.300	1.133.686	1.280.888	1.491.942	1.560.625	1.528.042
Não Circulante	4.409.215	6.191.130	6.048.320	5.754.147	5.323.134	5.022.766	3.794.806
Permanente	2.877.785	1.394.564	1.429.990	1.408.775	1.355.225	1.312.353	2.826.183
Total do Ativo	7.892.445	8.529.994	8.611.996	8.443.809	8.170.300	7.895.744	8.149.031
Passivo							
Circulante	1.389.205	1.537.338	1.642.737	1.723.983	1.879.695	1.723.132	1.719.059
Não Circulante	2.404.032	3.025.468	3.207.022	2.937.480	2.494.684	2.260.783	2.123.723
Patrimônio Líquido	4.099.208	3.967.187	3.762.237	3.782.346	3.795.921	3.911.829	4.306.250
Capital e Reservas		913.589	1.073.571	1.339.223	1.956.935	2.672.816	3.046.550
Lucro/Prej. Acum.		3.053.599	2.688.665	2.443.123	1.838.986	1.239.013	1.259.701
Total do Passivo	7.892.445	8.529.993	8.611.996	8.443.809	8.170.300	7.895.744	8.149.031

Fonte: Planejamento Grupo CEEE, com ajustes.

Anexo VI - Projeção do DRE Consolidado Grupo CEEE - Hipótese 2

x R\$ 1.000,00

Projeção do DRE: CEEE - Consolidado						
Descrição	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Receita Operacional	3.790.589	4.150.168	4.633.193	5.061.490	5.504.140	6.003.925
Forn. / Supr. Energia Elétrica	3.380.790	3.643.622	4.084.636	4.489.401	4.898.648	5.362.316
Uso da Rede Elétrica	97.678	151.488	160.552	163.698	174.432	190.089
Receita Financeira	285.711	328.649	361.596	381.982	404.651	425.112
Outras	26.410	26.409	26.410	26.410	26.410	26.408
(-) Ded. à Rec. Operacional	(1.223.606)	(1.303.517)	(1.426.151)	(1.559.110)	(1.700.475)	(1.857.534)
CCC/CDE/ESS	(262.263)	(278.756)	(293.732)	(314.104)	(335.476)	(359.301)
RGR/FNDCT/P&D/PACDEE/TXS	(109.842)	(98.913)	(106.579)	(117.304)	(127.399)	(139.010)
ICMS, Pasep e Cofins	(851.502)	(925.849)	(1.025.840)	(1.127.702)	(1.237.599)	(1.359.222)
(=) Rec. Oper. Líquida	2.566.983	2.846.650	3.207.041	3.502.380	3.803.665	4.146.391
(-) Desp. Operacional	(2.476.218)	(2.575.481)	(2.708.130)	(2.874.366)	(3.038.126)	(3.231.135)
Pessoal	(518.820)	(560.144)	(593.251)	(631.216)	(666.218)	(702.181)
Mat., Serv. e Diversas	(238.614)	(211.859)	(206.613)	(210.246)	(214.099)	(218.190)
Energia Comprada	(1.305.048)	(1.398.059)	(1.506.090)	(1.633.245)	(1.769.942)	(1.917.672)
Deprec./Amortização	(146.140)	(150.793)	(157.121)	(159.327)	(147.485)	(152.383)
Prov. Trab./Fiscal/Cível	(139.704)	(125.657)	(114.884)	(111.322)	(109.289)	(110.578)
Aposentado Ex-Autárquico	(127.893)	(128.970)	(130.171)	(129.011)	(131.093)	(130.131)
(=) Result. da Atividade - EBIT	90.764	271.169	498.911	628.014	765.539	915.256
EBTIDA	236.904	421.962	656.033	787.341	913.023	1.067.640
(+/-) Rec./Desp. Financ.	(231.272)	(343.544)	(315.997)	(266.626)	(222.664)	(194.548)
Encargos de Dívidas	(126.029)	(167.557)	(160.061)	(131.584)	(94.731)	(56.746)
Var. Mon. e Cambiais	(127.324)	(155.284)	(128.488)	(103.532)	(73.358)	(57.397)
Outras	22.080	27.395	34.529	34.939	35.433	36.019
Juros s/ Cap. Próprio	0	(48.099)	(61.976)	(66.450)	(90.008)	(116.424)
(=) Resultado Operac.	(140.508)	(72.375)	182.915	361.388	542.875	720.709
(=) Lucro/Prej. a/IR e CS	(140.508)	(72.375)	182.915	361.388	542.875	720.709
(-) Prov. p/ Imp. Renda	0	(1.493)	(29.386)	(65.658)	(95.668)	(131.937)
(-) Prov. p/ Contr. Soc.	0	(537)	(10.579)	(29.254)	(41.351)	(56.040)
(-) Rev. IR/CS Diferidos	(55.508)	(71.843)	(21.950)	(8.525)	(5.997)	4.260
(-) Rev. Juros s/Cap.Pr.	0	48.099	61.976	66.450	90.008	116.424
(=) Lucro/Prej. Líqu.	-196.015	-98.149	182.975	324.400	489.867	653.416

Fonte: Planejamento Grupo CEEE, com ajustes.