
CONCESSÕES DE TERMOELÉTRICAS NO BRASIL: INVESTIR OU NÃO?¹

LUIZ AUGUSTO MARTITS – luiz.martits@fgv.br

Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getulio Vargas, São Paulo – SP e Pontifícia Universidade Católica, São Paulo – SP, Brasil

FÁBIO GALLO GARCIA – fabio.gallo@fgv.br

Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getulio Vargas, São Paulo – SP e Pontifícia Universidade Católica, São Paulo – SP, Brasil

JOSÉ BENTO CARLOS AMARAL JÚNIOR – jose.bento.amaral@fgv.br

Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getulio Vargas, São Paulo – SP, Brasil

Submetido em 30/06/2012, aceito para publicação em 01/10/2012

No táxi de volta do aeroporto, depois de uma viagem ao Rio de Janeiro, onde participara de uma reunião com os acionistas da InfraInvest S.A. (uma holding de investimentos com foco em construção civil), Carlos, CEO da InfraInvest, dirigia-se para seu escritório em São Paulo e raciocinava sobre a viabilidade de participar de uma concessão de 15 anos na termoeletrica Termonordeste, localizada na região Nordeste do Brasil. O leilão iria ocorrer em poucos meses e, por isso, a decisão sobre participar ou não do leilão teria que ser avaliada rapidamente por sua equipe técnica.

No seu entendimento, o principal risco de uma concessão de energia termoeletrica estava relacionado à frequência com que a usina seria demandada a operar (ou “despachar”). Quanto maior a probabilidade de ativar a usina, maiores os custos de operação e, conseqüentemente, menor a rentabilidade do negócio e sua viabilidade econômica. Ainda que o governo pagasse uma receita adicional pela operação de uma usina sob concessão, essa receita não cobria adequadamente os custos de operação, sendo, portanto, de interesse da futura concessionária que a termoeletrica viesse a operar o mínimo de tempo possível. Dessa forma, o conhecimento do potencial de operação da usina era um fator-chave para determinação da viabilidade do negócio.

A ativação de uma termoeletrica no Brasil depende de regras do governo federal relacionadas ao setor elétrico, regras essas definidas pela agência governamental responsável pela regulação e fiscalização do setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A probabilidade de ativar uma

¹ Este estudo é baseado em um caso real, mas os dados originais referentes à usina foram alterados de modo a manter o sigilo da operação. Os nomes utilizados e os dados operacionais da usina termoeletrica são fictícios, mas estimados com base em dados reais de mercado. As premissas operacionais da usina termoeletrica foram simplificadas para facilitar a modelagem financeira. Os dados do setor energético brasileiro são reais.

usina termoeletrica ao longo do tempo da concessão está relacionada a três fatores principais. Um deles é o potencial de chuvas no território brasileiro: quanto maior o volume de chuvas, menos usinas termoeletricas são demandas a operar, já que as usinas hidrelétricas, a principal fonte de geração de energia no País, estarão cheias. Outro fator importante é o potencial de crescimento econômico do País: com crescimento elevado do PIB, a probabilidade de as usinas termoeletricas serem operadas é maior, já que há maior probabilidade de as hidrelétricas não terem capacidade suficiente de geração de energia para atender à maior demanda. O terceiro fator refere-se à quantidade de termoeletricas disponíveis para serem ativadas na região de cada concessão e à ordem de preferência determinada pelo governo (quanto menor o custo de operação, maiores são as chances de uma termoeletrica ser chamada a operar antes das outras). Para entender bem essa lógica, é necessário compreender com detalhes o funcionamento da matriz energética no Brasil.

A matriz de geração de energia elétrica no Brasil

A matriz de geração de energia elétrica no Brasil é concentrada em fontes de energia hidrelétrica devido à grande quantidade de rios caudalosos no País. No entanto, apesar dos benefícios de possuir um volume considerável de energia gerado por essa fonte renovável (energia mais barata e menos poluente), o governo brasileiro tem incentivado um aumento da participação de outros meios de geração de energia elétrica como forma de diminuir a dependência das chuvas e o impacto ambiental causado pela construção de novas hidrelétricas. Ainda que seja o sistema de geração de energia mais limpo possível, do ponto de vista ambiental, as alternativas existentes de novas usinas hidrelétricas, principalmente as de grande porte, dependem da aprovação dos órgãos de proteção ambiental, cujo processo é bastante demorado e exige vultosos investimentos para compensar eventuais danos ao meio ambiente.

Dessa forma, nas últimas duas décadas, os sucessivos governos brasileiros têm incentivado cada vez mais os leilões de usinas termoeletricas (energia gerada pela queima de combustível líquido, carvão ou gás, principalmente) como forma de evitar que o País sofra apagões como o ocorrido entre 2000 e 2001, quando a população foi obrigada a reduzir em torno de 20% o consumo de energia elétrica para compensar a falta de chuvas no período e o consequente esvaziamento das principais usinas hidrelétricas do País. A figura no Anexo 1 apresenta a participação da capacidade instalada de geração de energia elétrica por fonte de geração em 2000 e 2010.

Nota-se a concentração da capacidade instalada de geração de energia elétrica com base nas fontes hidrelétricas: de um total de 113 mil MW de capacidade instalada em 2010, 71% são fontes hidrelétricas, sendo apenas 26% as fontes termoeletricas e 3% o restante (nuclear e eólica). Percebe-se também uma redução sensível dessa dependência nos últimos 10 anos, já que em 2000, quando a capacidade instalada era de 73 mil MW, as fontes hidrelétricas representavam 83% da capacidade instalada e as fontes termoeletricas, apenas 14%. Apesar dessa concentração, estima-se que o Brasil explore atualmente apenas 30% do seu potencial de geração de energia hidrelétrica, enquanto países desenvolvidos, como Alemanha, EUA e França, já exploram entre 80% e 100% do seu potencial de geração de energia hidrelétrica. No entanto, boa parte do potencial de geração de energia hidrelétrica inexplorado no Brasil encontra-se na região da Amazônia, que oferece diversas dificuldades e obstáculos devido ao forte impacto ambiental e populacional (inclusive sobre a população indígena).

Para atender à demanda por energia no País, prevê-se que, em 2020, a capacidade instalada de geração de energia elétrica deva atingir algo em torno de 225 mil MW, o dobro da capacidade atual. Diante desse cenário, a forte dependência das fontes hidrelétricas tem causado preocupação

aos governantes e às agências responsáveis pelo setor de energia, obrigando-os a criar um sistema de planejamento de longo prazo cujo objetivo, entre outras coisas, é de antecipar o investimento em geração de energia termoelétrica para evitar apagões futuros em períodos de poucas chuvas e contornar a demora de aprovação das novas usinas hidrelétricas, principalmente as de grande porte. Assim, ao mesmo tempo em que novas hidrelétricas são planejadas e construídas (como a usina de Belo Monte, no Estado do Pará, com capacidade prevista de 11 mil MW), novas concessões de usinas termoelétricas são leiloadas para manter um equilíbrio entre fontes menos poluentes e de geração mais barata (caso das hidrelétricas) e fontes menos dependentes das chuvas e menos demoradas para aprovação e implantação (caso das termoelétricas). Mesmo que o investimento inicial para construção de hidrelétricas seja muito mais elevado, estima-se que o MW produzido por uma hidrelétrica seja vendido no Brasil, em média, por R\$ 68,00, enquanto o MW da termoelétrica poderia chegar a algo em torno de R\$ 140,00. Ainda assim, apesar do custo menor da fonte hidrelétrica, a energia vendida no Brasil é uma das mais caras no mundo, principalmente por causa dos impostos e dos elevados custos de transmissão.

As usinas termoelétricas de concessão pública, muitas vezes, são construídas para serem mantidas principalmente como capacidade disponível e são demandadas a operar apenas quando o sistema hidrelétrico está próximo do seu limite de capacidade. Para atender a essa necessidade, o governo faz leilões de concessão de energia termoelétrica, que recebem denominações do tipo A-3 (A menos 3), em que o número representa o prazo em anos em que a termoelétrica deverá estar apta a operar a partir da data do leilão. Uma concessionária vencedora de um leilão do tipo A-3 em 2012, por exemplo, deverá construir a termoelétrica para entrar em operação em 2015. O prazo das concessões para usinas termoelétricas é de, em média, 15 anos, a contar do primeiro ano de operação (e não a partir da data do leilão).

Uma vez construída a usina termoelétrica, é possível que, dependendo da sua localização, esta fique inativa durante boa parte do período de concessão, sendo chamada a operar apenas quando o sistema hidrelétrico da sua região estiver próximo do limite da sua capacidade. Conforme mencionado, são três os fatores determinantes para a probabilidade de ativação de uma termoelétrica:

- Crescimento econômico do País;
- Potencial de chuvas da região;
- Estoque de usinas termoelétricas que podem ser chamadas a operar antes da termoelétrica em questão, conforme sua localização.

Quanto maior o crescimento econômico do País, maiores as chances de uma usina termoelétrica ser ativada; por outro lado, quanto maior o volume de chuvas na região da usina, menores as chances de ela ser ativada.

Gestão da oferta de energia elétrica no Brasil e ativação das termoelétricas

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão federal responsável por garantir que a demanda por energia elétrica seja atendida ao menor custo possível, por meio da coordenação e planejamento do fornecimento de energia no longo prazo. É sua atribuição determinar quando e quais usinas termoelétricas deverão operar ou ficar inoperantes. Essa decisão é tomada com base no custo de operação das usinas termoelétricas: quanto maior o custo de operação de uma usina termoelétrica, menores as chances de ser chamada a operar. Usinas com menor custo de operação têm, portanto, maior probabilidade de serem chamadas a operar em um período de falta de chuvas, quando as hidrelétricas estarão no seu limite de capacidade.

A remuneração das concessões de usinas termoelétricas é dividida em dois componentes: parcela fixa e parcela variável. A parcela fixa é paga por período (ao ano, por exemplo) e serve para remunerar a concessionária por estar disponível para operar a qualquer momento. Em outras palavras, é como se fosse um aluguel pela disponibilização de capacidade para eventual utilização.

A segunda parcela, variável, busca ressarcir a concessionária por seus custos de operação e é paga apenas quando a concessionária está operante. Nesse caso, a remuneração é calculada com base na energia fornecida (R\$/MWh). Essa parcela é definida previamente na concessão da usina, não variando com o preço no mercado de energia elétrica. Assim, mesmo que o preço no mercado *spot* esteja mais alto do que a parcela variável que a concessionária tem direito a receber, ela receberá apenas o valor da parcela variável previamente combinado (calculado em R\$/MWh).

Como a parcela variável é normalmente baixa e não remunera adequadamente os custos envolvidos na operação da usina termoelétrica, a viabilidade das concessões torna-se bastante dependente da probabilidade de a usina ser chamada a operar. Na avaliação de uma termoelétrica, quanto maior a probabilidade de entrar em operação, menor será o valor a ser pago pela concessão, pois o período em operação possivelmente representará prejuízo para a concessionária.

A comercialização de energia elétrica nos mercados à vista (*spot*) e futuro no Brasil é feita pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que foi criada em 2004 em substituição ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), com o objetivo de centralizar os contratos de compra e venda de energia elétrica, aumentando a transparência desse mercado. Com base nos contratos negociados na CCEE, é possível determinar o preço *spot* de energia que, por sua vez, é determinante para identificar a probabilidade de operação de uma termoelétrica. O preço *spot* é referenciado no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado pelo ONS e utilizado como critério para determinar a ativação das termoelétricas. De maneira simplificada, quando o preço *spot* está maior do que o custo de operação da usina, a usina possivelmente será chamada a operar, já que sua operação fornecerá energia ao mercado a preços menores do que o custo marginal no qual a energia está sendo negociada no curto prazo. É de se esperar, portanto, que, quanto menor o nível médio de água das usinas hidrelétricas, maior será o preço *spot* e maiores as chances de as usinas termoelétricas serem chamadas a operar.

Dependendo do contrato de concessão, a usina termoelétrica pode também operar por conta própria e vender a energia no mercado à vista, desde que não afete sua capacidade de fornecer a energia demandada pelo órgão regulador (ONS). Para efeito de simplificação do presente caso, estamos considerando que a usina só fornecerá energia se demandada pelo órgão responsável, não atuando, portanto, no mercado *spot*.

O processo de avaliação da Termonordeste

Após perder horas pensando nos riscos e benefícios de participar da concessão da usina Termonordeste, Carlos decidiu chamar a diretora financeira da holding, Ana Cláudia, e o diretor operacional, Eduardo, para discutir os aspectos operacionais e financeiros dessa oportunidade de investimento e definir sua viabilidade econômica no portfólio de investimentos do Grupo InfraInvest.

Após ouvir o relato conciso do seu chefe sobre o leilão da usina, que ocorreria em poucas semanas, Ana Cláudia apresentou suas ponderações sobre como o projeto deveria ser analisado e quais deveriam ser os próximos passos a serem tomados caso realmente desejassem participar do leilão.

Primeiramente, a diretora financeira ressaltou a necessidade de contratar dois tipos de assessoria: a) especialistas da área energética, para auxiliar na determinação da probabilidade de ativação da usina e na identificação dos custos operacionais e detalhamento de outros aspectos técnicos envolvidos no projeto, e b) assessoria financeira, para que fosse feita a avaliação do valor justo da concessão.

Quanto aos aspectos operacionais da usina, Ana Cláudia comprometeu-se a ler o contrato de concessão para entender os detalhes contratuais e operacionais da concessão e identificar as variáveis de maior importância na avaliação da viabilidade da concessão.

Além dos dados do contrato de concessão, certamente seria necessário conhecer melhor os aspectos operacionais na gestão de uma usina termoeletrica, tais como custos de manutenção, recursos humanos, combustível, investimentos, logística, impostos, fontes de financiamento etc. Alguns desses dados seriam obtidos por Ana Cláudia e sua equipe de analistas, enquanto outros teriam que ser obtidos dos consultores contratados.

Como avaliar uma usina termoeletrica?

Logo após a reunião da diretoria, Ana Cláudia dirigiu-se ao departamento financeiro, no andar de baixo do mesmo prédio onde ficava a holding. Após descer rapidamente pelas escadas, Ana Cláudia chamou dois de seus analistas, responsáveis pelas análises econômicas e de mercado, e apresentou o problema, que provavelmente tomaria boa parte do seu tempo nos próximos dias ou semanas. Ana Cláudia gostava de apresentar seus projetos na forma de perguntas e, após a explanação inicial aos seus analistas, foi logo listando aquelas que achava que deveriam ser respondidas para que pudessem ter uma avaliação adequada do potencial do projeto:

- Quais são as fontes de receita e como estimá-las?
- Quais são os custos e despesas fixos e variáveis da operação? E os impostos? E as tarifas e taxas cobradas pelos órgãos governamentais do setor de energia?
- Qual é a melhor fonte de geração de energia termoeletrica em termos de eficiência/custo? Combustível, carvão, gás?
- Qual é a composição dos investimentos (Capex)? E a depreciação? E o valor de revenda dos ativos no final da concessão?
- Quais são as potenciais fontes de financiamento? Quanto é possível captar de dívida?
- Quais são os maiores riscos do projeto (legais, macroeconômicos, ambientais, climáticos)?
- Quais são as condições para que a usina seja demandada a operar e como isso afeta sua viabilidade econômico-financeira?
- E, finalmente, qual seria o valor máximo que poderiam oferecer pela concessão da termoeletrica no leilão que ocorreria dali a poucos meses?

Após a reunião entre os analistas e a diretora financeira, ficou claro quais tipos de informações eles deveriam buscar e onde poderiam ser obtidas. Uma delas seria certamente o contrato de concessão fornecido pelo governo com os dados necessários para projeção da receita. Por outro lado, os investimentos e custos de operação deveriam ser obtidos de outras fontes: dados de mercado e dados operacionais de usinas já em funcionamento, assim como as informações a serem repassadas pelos consultores técnicos. Uma pesquisa na internet (em sites do setor de energia) certamente forneceria algumas informações genéricas relacionadas ao custo de operação de uma

usina, mas, para obter dados mais detalhados, seria indispensável a contratação tanto de uma equipe especializada no setor de energia no Brasil como de uma equipe para desenvolver a avaliação financeira. Mas um item estava claro para Ana Cláudia: boa parte do projeto poderia ser financiado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), principal banco federal de fomento e maior provedor de fontes de financiamento de longo prazo no Brasil.

Tendo estudado outras concessões e as condições oferecidas pelo BNDES, Ana Claudia concluiu que poderia financiar pelo menos 50% do projeto de investimentos (Capex) da usina por meio do BNDES, com amortização em até 14 anos. No entanto, para obter essa linha do BNDES, a concessionária teria que oferecer garantias ao BNDES que podem chegar a 130% do valor financiado. Quanto aos juros, este é outro benefício dessa fonte de financiamento: dado o interesse do governo federal em incentivar investimentos em geração de energia, os juros das linhas do BNDES para financiar usinas termoeletricas são relativamente baixos. O BNDES cobra o indexador TJLP (taxa de juros de longo prazo) acrescido de um spread (de até 3,5% ao ano, conforme o risco do projeto), uma taxa considerada bastante atraente para os padrões de juros brasileiros, ainda que não tão baixa, se comparada com taxas de juros de países mais desenvolvidos.

Termos e convenções técnicas

Algumas convenções técnicas do setor de geração de energia devem ser conhecidas para um melhor entendimento do funcionamento do setor. Entre elas, a potência instalada, a garantia física (ambas medidas em MW) e o método de conversão para se estimar a capacidade de geração de energia (medida em GWh, MWh ou kWh). No caso da usina Termonordeste, a capacidade instalada é de 160 MW, mas a garantia física de fornecimento é de 100 MW. A diferença entre potência instalada e garantia física deve-se à indisponibilidade (forçada ou programada) que ocorre no uso de uma usina. Assim, garantia física é a energia que as usinas podem efetivamente gerar.

A conversão da “garantia física” para energia efetivamente gerada é feita multiplicando-se a garantia física (medida em MW) pelo número de horas no período em questão. Para conversão de MW em MWh por mês, por exemplo, deve-se estimar o número de horas no mês (24 horas/dia x 30 dias = 720 horas/mês). Nesse caso, se a usina operasse o mês inteiro, a energia mensal gerada seria 72 mil MWh (= 720 horas x 100 MW de potência garantida), equivalente a 72 GWh. Caso se deseje converter a potência garantida em energia gerada anual, basta multiplicar a potência garantida (100 MW) pelo número de horas no ano (= 24 horas/dia x 365 dias = 8.760 horas/ano).

A conversão entre as diversas medidas de energia gerada é feita da seguinte forma:

- 1 GWh = 1.000 MWh
- 1 MWh = 1.000 kWh
- 1 GWh = 1.000.000 kWh

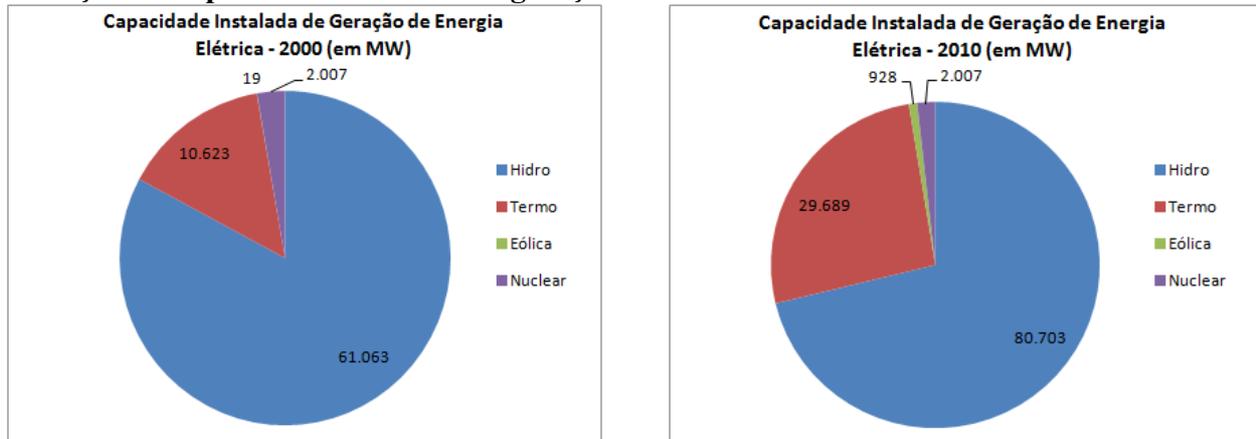
Coletando dados

As duas consultorias foram contratadas pela InfraInvest. Carlos, Ana Cláudia e Eduardo fizeram uma reunião com os membros das equipes de consultoria financeira e da equipe técnica e ficaram bastante satisfeitos com o resultado. Ficou clara, na conversa com a equipe técnica especializada no setor energético brasileiro, a importância de se determinar o potencial de chuvas e a consequente probabilidade de ativação da usina durante o tempo de concessão. Este certamente seria um fator-chave para determinar a viabilidade e o valor justo do negócio. Quanto aos dados operacionais (custos, investimentos etc.), a equipe técnica também ficaria responsável por apurá-los.

À consultoria financeira, coube a responsabilidade de desenvolver um modelo de avaliação que permitisse incorporar todos dados operacionais disponibilizados pela equipe técnica e pelos analistas da InfraInvest S.A., inclusive os diferentes cenários de chuva e seu impacto na receita da empresa, assim como as variáveis contratuais do acordo de concessão. A equipe financeira da Infracap ficou responsável por identificar as potenciais fontes de financiamento para esse tipo de projeto e seus custos, assim como a viabilidade das diferentes formas de operação (combustível, gás, carvão). Na reunião, os representantes da consultoria financeira deixaram claro que o modelo de avaliação financeira teria que ser desenvolvido de modo a ter flexibilidade em incorporar diferentes cenários e, conseqüentemente, fazer simulações. Ao longo das reuniões, foi discutida a possibilidade de avaliar o negócio utilizando outras formas de avaliação além do fluxo de caixa descontado, como simulação de Monte Carlo. Mas ainda não estava clara para Ana Cláudia a utilidade e contribuição dessa ou outras alternativas de avaliação. A princípio, sua intenção era utilizar o modelo tradicional de fluxo de caixa descontado.

Anexo 1

Evolução da capacidade instalada de geração entre 2000 e 2010



Fonte: Balanço Energético Nacional 2011 (publicação do Ministério de Minas e Energia).

Anexo 2

Dados operacionais da usina Termonordeste e probabilidade de despacho

Dados operacionais²

Capacidade		Outros Dados Operacionais & Impostos	
Potência instalada (MW)	160	Custo combustível (R\$/MWh) (*)	200,00
Garantia física (MW)	100	Custo O&M fixo (R\$/MW instalado) (**)	24.000
		Custo de transmissão (R\$ milhões/ano)	5
Receita		Custo O&M variável (R\$/MWh) (*)	20,00
Parcela fixa (R\$ milhões/ano)	50	Despesas de gestão (R\$ milhões/ano)	4
Parcela variável (R\$/MWh) (*)	100	Imposto sobre receita	7,65%
		Imposto sobre lucro	34%
Investimentos e Dados da Concessão			
Investimento total (R\$ milhões)	180	Prazo da concessão (anos)	15
Depreciação média anual	4,0%	Valor de revenda dos ativos (***)	50%

Legenda: O&M = custos de operação e manutenção (não inclui combustível, calculado separadamente).

(*) A parcela variável de remuneração, assim como o custo de O&M variável e o custo de combustível, devem ser calculados por MWh de energia gerada (= garantia física x horas no ano x probabilidade de despacho).

(**) O custo de O&M fixo deve ser calculado com base na potência instalada (medida em MW).

(***) Valor de revenda dos ativos calculado no final da concessão como % sobre o valor inicial.

² Algumas premissas operacionais foram simplificadas para facilitar o desenvolvimento do modelo de avaliação da empresa.

Probabilidade anual de a usina operar (por cenário econômico)³

Cenário Econômico	Probabilidade do Cenário	Probabilidade da Termelétrica entrar em Operação a cada Ano (*)									
		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Crescimento elevado do PIB	25%	14%	14%	22%	22%	14%	14%	22%	22%	14%	14%
Crescimento médio do PIB	50%	10%	9%	12%	10%	10%	9%	12%	10%	10%	9%
Crescimento baixo do PIB	25%	9%	4%	5%	7%	9%	4%	5%	7%	9%	4%

(*) A probabilidade de a usina operar deve ser multiplicada pela capacidade garantida da usina (não pela potência instalada).

Anexo 3

Dados macroeconômicos e financeiros

Projeção Dados Macroeconômicos - Brasil				
	2012	2013	2014	2015
Crescimento PIB	4,5%	5,5%	6,0%	5,5%
Inflação	4,9%	4,5%	4,5%	4,5%
Câmbio	1,76	1,84	1,87	1,88
Taxa básica de juros (Selic)	9,75%	9,00%	8,50%	8,00%

Fonte: Ministério do Planejamento (abril 2012)

Financiamento BNDES	2009	2010	2011	2012
TJLP	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%

TJLP: taxa de juros de longo prazo (principal indexador utilizado para linhas do BNDES)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Retorno Ibovespa	-1,3%	63,8%	44,8%	-33,5%	151,9%	-10,7%	-11,0%	-17,0%	97,3%
DI-CETIP (*)	53,1%	27,0%	24,4%	28,4%	25,0%	17,3%	17,4%	19,0%	23,2%
Poupança	42,0%	16,9%	16,1%	15,1%	12,7%	8,6%	8,5%	9,0%	11,3%
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Retorno Ibovespa	17,8%	27,7%	32,9%	43,7%	-41,2%	82,7%	1,0%	-18,1%	
DI-CETIP (*)	16,2%	19,1%	15,2%	11,9%	12,3%	10,0%	9,8%	11,6%	
Poupança	8,0%	9,2%	8,4%	7,8%	7,7%	7,1%	6,8%	7,5%	

(*) Taxa DI acumulada no ano

³ A probabilidade de operação representa o tempo médio, ao longo de cada ano, em que se espera que a usina entre em operação. Do ano 11 ao ano 15 (final da concessão), considere que as probabilidades de despacho são as mesmas do ano 10 para cada cenário econômico.

Anexo 4

Beta, estrutura de capital e descrição de empresas de energia com ações na BM&FBovespa

Betas de empresas de energia no Brasil	AES Tietê	CEMIG	CESP	CPFL	ELETRO-BRAS	EMAE	ENERGIAS BR	LIGHT	TRACTEBEL
Beta alavancado (*)	0,56	0,91	0,78	0,49	1,05	0,93	0,42	0,83	0,40
Estrutura de capital (**)	0,47	0,09	0,26	0,71	0,24	0,00	0,00	0,00	0,21

(*) Betas calculados pelos autores com base nos retornos mensais entre 1994 e 2011 (o período amostral pode ser menor, caso a negociação das ações tenha início após 1994 ou seja encerrada antes de 2011). Ibovespa utilizado como referência de carteira de mercado.

(**) Estrutura de capital: dívida bruta/patrimônio líquido. Base: dezembro de 2011.

Fonte: Economática.

Descrição da amostra de empresas de capital aberto do setor de energia

A tabela acima apresenta algumas empresas ou grupos de empresas (holdings) do setor de energia elétrica com ações negociadas na BM&FBovespa. Foram selecionadas apenas empresas cuja receita seja, ao menos parcialmente, originada da geração de energia. Empresas essencialmente de distribuição ou transmissão de energia não foram incluídas na amostra.

Apesar da desverticalização das atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia conforme o Novo modelo do setor elétrico (que exige empresas separadas e independentes para o exercício de cada atividade), a maioria das holdings do setor possui participação tanto em empresas de geração como de distribuição e transmissão. No caso da geração, a receita provém principalmente de fontes hidrelétricas, tendo a fonte termoeletrica, em geral, uma participação menor na receita proveniente de geração de energia.

Segue abaixo uma descrição sucinta das principais atividades de cada empresa.

AES Tietê: A AES Tietê possui um parque de usinas composto por 17 hidrelétricas, com capacidade instalada de 2.660 MW, que representa 2,3% da capacidade instalada no Brasil, e é a 2ª maior companhia privada de geração do País. O complexo de usinas envolve os rios Tietê, Grande, Pardo, Mogi-Guaçu e Jaguari-Mirim e fica localizado nas regiões central e noroeste do Estado de São Paulo.

CEMIG: Controlada pelo Governo de Minas Gerais, participa em dezenas de empresas do setor de energia no Brasil. Em Minas Gerais, responde por 96% da área de concessão, sendo também um dos maiores grupos geradores, responsável pela operação de 65 usinas, com capacidade instalada de 6.925 MW. A atuação da Cemig estende-se a 22 estados brasileiros, além do Distrito Federal. Tornou-se controladora da Light, ampliando participação na distribuidora que atende o Rio de Janeiro e outras cidades fluminenses. Também possui participação em empresas transmissoras de energia elétrica, investimentos em gás natural, telecomunicações e eficiência energética.

CESP: A Companhia Energética de São Paulo (CESP) é a maior companhia de geração de energia do Estado de São Paulo e a quarta maior companhia de geração de energia do Brasil em potência instalada. Possui seis usinas de geração hidrelétrica, com um total de 57 unidades geradoras, que possuem uma capacidade instalada de 7.455 MW e de garantia física de energia de 3.916 MW médios, representando 7% e 8%, respectivamente, da capacidade instalada e energia de garantia física do Brasil. As usinas hidrelétricas da CESP estão distribuídas em duas bacias hidrográficas, a

bacia do Rio Paraná, no oeste do Estado de São Paulo, e a bacia do Rio Paraíba do Sul, no leste do Estado de São Paulo.

CPFL: Empresa nacional de capital privado com atuação em geração, distribuição e comercialização de energia no Brasil. É líder em distribuição, com 13% de participação no mercado nacional, atuando principalmente nos estados de São Paulo e Rio Grande do Sul. Possui 41 usinas hidrelétricas, além de termelétricas, que somam uma potência acima de 2.100 MW. É líder em comercialização, com 21% de participação no mercado nacional.

Eletrobras: Controlada pelo governo brasileiro, é a maior companhia do setor de energia elétrica da América Latina. Atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. É uma holding que controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil por intermédio de seis subsidiárias: Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CGTEE e Eletronuclear. A Eletrobras detém também metade do capital da Itaipu Binacional. Atua, ainda, em distribuição de energia por meio de empresas nas regiões Norte e Nordeste. A capacidade geradora da Eletrobras, incluindo metade da potência de Itaipu pertencente ao Brasil, é de 42.302 MW, correspondentes a 36% do total nacional. As linhas de transmissão representam cerca de 56% do total das linhas do Brasil.

EMAE: A EMAE é controlada pelo Governo do Estado de São Paulo e detém parte do patrimônio cindido da antiga Eletropaulo desde 1998, especificamente o sistema geração de energia hidrelétrica baseado na região metropolitana de São Paulo, Médio Tietê e Vale do Rio Paraíba do Sul.

Energias BR: A Energias do Brasil é uma holding controlada pelo grupo EDP de Portugal que detém investimentos em geração, distribuição e comercialização de energia. Está presente no segmento de geração em seis estados (Espírito Santo, Mato Grosso do Sul, Tocantins, Ceará, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) e no segmento de distribuição em dois estados (São Paulo e Espírito Santo).

Light: A Light é uma holding que controla integralmente subsidiárias em três segmentos: distribuição, geração e comercialização de energia no Estado do Rio de Janeiro. Na atividade de geração de energia elétrica, a subsidiária Light Energia conta com usinas localizadas nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, sendo cinco usinas geradoras e duas usinas elevatórias, com potência máxima total de 981 MW. Em distribuição, a subsidiária Light SESA atende cerca de 10 milhões de pessoas no Estado do Rio de Janeiro.

Tractebel: A Tractebel Energia atua na implantação e operação de usinas geradoras e na atividade de comercialização de energia. Maior geradora privada de energia do Brasil, suas usinas encontram-se instaladas nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí e Ceará. A Companhia tem capacidade instalada própria de 6.908 MW, equivalente a cerca de 7% do total no Brasil. Seu parque gerador é composto por 22 plantas, das quais nove são hidrelétricas e seis, termelétricas.