

4 BAESA: Estudo de Caso de *Project Finance* no Setor de Energia Elétrica

4.1. O Setor de Energia Elétrica no Brasil

O parque gerador do país se assenta na produção hidrelétrica, que responde, em janeiro de 2006, por mais de 75% da capacidade de geração bruta total do país. A capacidade instalada termoeétrica se destina à complementação dos requisitos de ponta dos sistemas hidrelétricos, bem como ao abastecimento de regiões remotas.

O Brasil possui, atualmente, um total de 1.477 empreendimentos de geração de energia elétrica em operação que totalizam 93.164 MW de capacidade instalada, que se somada à energia importada de países limítrofes, configura a necessidade de uma potência instalada de 101.334 MW para suprir suas necessidades de energia elétrica, conforme pode ser visto na tabela a seguir:

Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica em Operação							
Tipo	Capacidade Instalada			%	Total		% N.º de Usinas
	N.º de Usinas	(kW)			N.º de Usinas	(kW)	
Hidrelétricos		596	71.074.135	70,14	596	71.074.135	70,14
Gás	Natural	70	9.865.654	9,74	96	10.791.402	10,65
	Processo	26	925.748	0,91			
Petróleo	Óleo Diesel	489	3.433.699	3,39	507	4.597.669	4,54
	Óleo Residual	18	1.163.970	1,15			
Biomassa	Bagaço de Cana	219	2.240.890	2,21	259	3.250.769	3,21
	Licor Negro	13	782.617	0,77			
	Madeira	23	200.832	0,20			
	Biogás	2	20.030	0,02			
	Casca de Arroz	2	6.400	0,01			
Nuclear		2	2.007.000	1,98	2	2.007.000	1,98
Carvão Mineral	Carvão Mineral	7	1.415.000	1,40	7	1.415.000	1,40
Eólica		10	28.550	0,03	10	28.550	0,03
Importação	Paraguai		5.650.000	5,85		8.170.000	8,06
	Argentina		2.250.000	2,33			
	Venezuela		200.000	0,08			
	Uruguai		70.000	0,20			
Total		1.477	101.334.525	100	1.477	101.334.525	100

Tabela 7: Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica em Operação

(Fonte: ANEEL – jan. 2006)

Tendo como base a geração hidrelétrica, que responde por mais de 70% da capacidade instalada, ou 76% se considerado que a importação de energia do Paraguai provém da parcela paraguaia de Itaipu, o sistema elétrico brasileiro apresenta as seguintes características fundamentais:

- (i) existência de um grande Sistema Interligado Nacional - SIN, que cobre praticamente todo o País e permite às diferentes regiões permutarem energia entre si. Apenas o Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e partes do Pará, Mato Grosso e Maranhão ainda não fazem parte do Sistema Interligado.
- (ii) concentração nos agentes econômicos responsáveis pela geração de energia, onde grande parte da geração é constituída por usinas hidrelétricas de grande porte, cujos reservatórios possibilitam a regularização plurianual por meio de armazenamento de água para utilização, durante vários anos, em períodos de baixa afluência. Pode ser verificado pela tabela a seguir que, embora o Brasil possua atualmente 1.477 plantas de geração de energia, os dez maiores

agentes do segmento de geração são responsáveis por 64.073.230 kW instalados, ou 68,77% da potência instalada brasileira.

Nº	Agentes do Segmento de Geração	Potência Instalada (kW)
1º	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	10.615.131
2º	Furnas Centrais Elétricas S/A	9.656.000
3º	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE	7.626.819
4º	Companhia Energética de São Paulo - CESP	7.455.300
5º	Tractebel Energia S/A	6.503.000
6º	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	6.419.486
7º	Itaipu Binacional	6.300.000
8º	Copel Geração S/A	4.546.744
9º	AES Tietê S/A	2.651.350
10º	Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A	2.299.400
Subtotal		64.073.230

Tabela 8: Agentes do Segmento de Geração (Fonte: ANEEL – jan. 2006)

- (iii) grandes distâncias médias entre as fontes produtoras e os principais centros de consumo, exigindo extensos sistemas de transmissão de energia em alta tensão - O mercado consumidor, de aproximadamente 47,2 milhões de unidades, em 2006, concentra-se nas regiões Sul e Sudeste, mais industrializadas.
- (iv) diversidade hidrológica das bacias hidrográficas, com diferenças entre as distribuições de vazão ao longo do ano - Oito grandes bacias hidrográficas compõem o mapa dos rios brasileiros: as bacias do Rio Amazonas, dos rios Tocantins e Araguaia, Bacia do Atlântico Norte e Nordeste, do Rio São Francisco, Bacia do Atlântico Leste, Bacia dos rios Paraná e Paraguai, do Rio Uruguai e Bacia do Atlântico Sul e Sudeste.

Rio	Nº de Usinas Instaladas	Capacidade Instalada (kW)
São Francisco – AL	6	7.441.601
Grande – MG	12	7.192.200
Tocantins – PA	1	6.870.000
São Francisco – BA	8	6.811.501
Iguaçu – PR	5	6.674.000
Paraná – MS	3	6.535.200
Paraná – SP	3	6.535.200
Paraná – PR	2	6.300.085
Paranaíba – MG	4	5.840.000
Paranaíba – GO	4	5.840.000
Para os Rios que fazem a divisa de Estado do Brasil, a potência está quantificada para ambos os Estados.		

Tabela 9: Localização das Usinas Instaladas por Bacia Hidrológica

(Fonte: ANEEL – jan. 2006)

- (v) elevado grau de interligação elétrica entre os subsistemas de distintas bacias hidrográficas, o que se por um lado otimiza o aproveitamento dos potenciais disponíveis, por outro exige um complexo gerenciamento da sua operação.

O potencial hidráulico ou hidroenergético estimado do Brasil é de 260 GW, dos quais apenas 25% estão sendo utilizados na produção de energia pelas usinas hidrelétricas de médio e grande porte e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's). A Região Norte tem o maior potencial para geração hidráulica, 114 GW ou 44%, enquanto a Região Nordeste tem apenas 10% deste total, 26 GW.

Esse sistema, do ponto de vista operacional, é constituído, basicamente, por dois grandes subsistemas interligados, independentes entre si: o Sul/Sudeste/Centro Oeste e o Norte/Nordeste, e por sistemas isolados, localizados basicamente nas Regiões Norte e Centro Oeste.

O Subsistema Sul/Sudeste/Centro Oeste, responsável pelo atendimento a cerca de 81% do consumo nacional, supre as Regiões mais desenvolvidas do país, atingindo, por meio de uma densa rede elétrica, os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Goiás, e parte de Tocantins e de Mato Grosso. Detém 73% da capacidade instalada do país, representados por

67.326,55 MW de potência que, agregados aos 5.650 MW disponíveis para compra da parte paraguaia de ITAIPU, totalizam uma disponibilidade de 72.976,55 MW.

O Subsistema Norte/Nordeste atende a uma pequena parte dos Estados do Pará, Tocantins e Mato Grosso, e integralmente aos Estados do Nordeste. Pelas características do desenvolvimento do Nordeste, o sistema é mais concentrado no litoral, apresentando nas áreas do interior vastas extensões com precário atendimento. É responsável por 24% da capacidade total instalada, expressa por 22.670,40 MW e um consumo que representa 16% do total nacional.

Os sistemas isolados brasileiros atendem às capitais e localidades do interior dos Estados do Amazonas, Acre, Rondônia, Roraima, Amapá, Região oeste do Pará e norte de Mato Grosso, correspondendo a 3% (3.167,60 MW) da capacidade instalada e 3% do consumo total do país. Estes sistemas caracterizam-se pela geração termoelétrica a óleo diesel e óleo combustível, apesar de também contarem com alguma geração de origem hidráulica, especialmente para o atendimento de Porto Velho e Manaus. Os custos de produção e distribuição de energia são extremamente elevados, em decorrência de sua origem térmica e da dispersão de seus mercados. As dificuldades operacionais destes sistemas resultam em baixa qualidade de atendimento e em permanente situação de racionamento, constituindo-se em fator inibidor da atividade econômica na Região.

À exceção dos sistemas isolados, que por suas características realizam um atendimento restrito aos mercados locais, nos sistemas interligados a energia gerada nas usinas é transportada até os centros de consumo através de extensos sistemas de transmissão. Por necessitarem escoar grandes volumes de energia, com o menor índice de perdas possível, estes sistemas operam em elevadas tensões.

Segundo dados do ONS, o total de linhas de transmissão da rede básica do SIN, ou seja, as linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV, atingiu, ao final de 2004, a extensão de 80.022 km, englobando 815 circuitos de transmissão e uma capacidade de transformação de 178.447 MVA, em 321 subestações.

A partir de 1999, os recursos empregados na expansão do sistema de transmissão passaram a ser, preponderante, da iniciativa privada, quando a ANEEL realizou o primeiro leilão para a construção de 765 quilômetros de extensão de três novas linhas de transmissão e dezenas de subestações. Os

empreendedores pioneiros que venceram a disputa aplicaram cerca de R\$ 440 milhões nesses empreendimentos. Desde então, já foram realizados 12 leilões, foram outorgadas concessões para mais de 13,7 mil quilômetros de novas linhas e entre elas mais 8,1 mil quilômetros entraram em operação comercial até dezembro de 2005.

Esses empreendimentos melhorarão significativamente a capacidade de transmissão de energia, pois acrescentarão mais de 20% na extensão das linhas, em relação aos existentes em 1999, além de que criaram oportunidade de empregos diretos para mais de 25 mil pessoas, tendo contado com participação de empresas nacionais (como por exemplo Schahin, Alusa e Hot Line, etc), estrangeiras (como por exemplo as espanholas Abengoa, Isolux e Elecnor e a italiana Enelpower) e estatais (como Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte).

A interface entre os sistemas de geração/transmissão e o mercado consumidor é feita através de subestações rebaixadoras e redes, geralmente em tensão mais baixa, que constituem a distribuição para atendimento às demandas locais.

Ao final de 2005, existiam, no Brasil, 66 concessionárias que atuavam em distribuição de energia elétrica. Dessas distribuidoras, 27 empresas responderam, em 2005, por 86% do mercado nacional de distribuição.

4.1.1. Reestruturação do Setor e Expansão da Geração de Energia

A reestruturação do setor elétrico no Brasil começou a ser implementada a partir de meados da década de 90, e a partir de então o setor elétrico brasileiro tem passado por uma série de reformas voltadas para o estabelecimento e a consolidação de um modelo institucional que enfatize uma maior participação do capital privado nos investimentos de expansão do setor. Desde então, já foram implantados dois novos modelos, o primeiro a partir de 1995 e o segundo a partir de 2004, ambos na tentativa de introduzir um ambiente competitivo nos segmentos de geração e comercialização. Ainda que se possa estabelecer como marco inicial das mudanças do modelo a Constituição Federal de 1988, em seus art. 21 e 175, na realidade foram as Leis: 8.031, de 12.04.90, 8.631, de 01.03.93, 8.987, de 13.02.95, e 9.074/95, de 07.07.95, que estabeleceram os fundamentos do primeiro modelo do setor assentado na criação de um mercado competitivo de energia elétrica.

Antes do início da reestruturação, o modelo institucional que vigorou praticamente por mais de 3 décadas (de 1964 a 1995) era fundamentado na forte presença do Estado (União e governos estaduais) nos três segmentos – geração, transmissão e distribuição – e numa base tríplice de financiamento para a expansão da oferta de energia: financiamento da União, autofinanciamento (ajuste das tarifas conforme a inflação) e financiamento externo (organismos multilaterais). O Sistema Eletrobrás centralizava as atividades de planejamento, operação, e financiamento do setor, sendo também a empresa “*holding*” das quatro empresas geradoras federais – Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul.

A Lei 8.031/90 instituiu o Programa Nacional de Desestatização – PND e criou o Fundo Nacional de Desestatização – FND, fundo de natureza contábil, onde são depositadas as ações das empresas a serem desestatizadas. No setor elétrico, as desestatizações se iniciaram somente em 1995. Antes das desestatizações ocorrem, a Lei 8.631/93, além de modificar os procedimentos de cálculo das tarifas, promoveu um “encontro de contas” entre concessionárias e a União, tendo sido utilizados em parte os saldos de fundos setoriais administrados pela Eletrobrás, como, por exemplo, a RGR (fundo denominado Reserva Geral de Reversão).

Em decorrência da crise fiscal da União e dos Estados durante a década de 80 e início da década de 90, e da necessidade de se instituir um novo regime regulatório, o Governo, com o auxílio dos serviços de consultoria da empresa Coopers&Lybrand, delineou um novo modelo para o setor. Dentre os objetivos da reforma destacavam-se: (i) assegurar os investimentos necessários e suficientes para a expansão da oferta de energia elétrica em todo o território brasileiro; (ii) assegurar que o setor elétrico fosse eficiente, em preço e em produção, em todo o território e não apenas em seus respectivos subsistemas regionais; e (iii) incentivar a competição e a criação de um mercado livre em todas as áreas que registrassem interesse de investimentos (segmentos de geração e comercialização) e regular os preços onde a competição não fosse possível de ser criada (segmentos de transmissão e distribuição).

Empresa	Data da Venda	Receita do Leilão US\$ milhões	Dívidas Transferidas US\$ milhões	Resultado Total US\$ milhões	Grupo que adquiriu o controle
Escelsa	11/07/1995	385,70	2,00	387,70	GTD Participações (11 Fundos de Pensão) - 50%; Iven S.A. (Bancos Pactual, Nacional, Bozano Simonsen e Icatu) - 50%
Light	21/05/1996	2.270,90	585,90	2.856,80	AES - 23%; Houston Industries - 20,3%; EDF - 23%; BNDESPAR - 16,4%; CSN - 13,0%; Outros - 9,7%
Cerj	20/11/1996	587,52	360,00	947,52	EDP Electricidade de Portugal - 30,0%; Empresa Eléctrica de Panamá - 30,6%; Endesa Desarrollo - 10,0; Sociedade Panameña de Electricidade - 29,4%
Coelba	31/07/1997	1.597,66	213,00	1.810,66	Iberdrola - 39%; Brasilcap - 48%; Outros Fundos de Pensão - 13%
CEEE Centro-Oeste	21/07/1997	1.372,35	64,00	1.436,35	AES Corporation - 100%
CEEE Norte-Nordeste	21/10/1997	1.485,96	149,00	1.634,96	Consórcio VBC - 33,3%; Previ - 33,3%; Community Energy Alternatives - 33,3%
CPFL	05/11/1997	2.730,73	102,00	2.832,73	Consórcio VBC - 45,32%; Fundos de Pensão - 54,68%
Enersul	19/11/1997	565,29	218,00	783,29	Magistra Participações (Escelsa) - 100%
Cemat	27/11/1997	352,57	461,00	813,57	Vale Paranapanema - 65%; Inepar - 35%
Energipe	03/12/1997	520,09	40,00	560,09	CFLCL - 65%; Uptick Participações - 35%
Cosern	12/12/1997	606,58	112,00	718,58	Coelba - 62,7%; Guaraniã S.ª (Iberdrola, Brasilcap e Outras) - 31,4%; Uptick Participações - 5,9%
Coelce	02/04/1998	867,69	378,00	1.245,69	Enersis Chilectra - 26,0%; Endesa - 37,5%; Cerj - 36,5%
Eletropaulo Metropolitana	15/04/1998	1.776,56	1.241,00	3.017,56	Light - 100%
Celpa	09/07/1998	387,82	116,00	503,82	Grupo Rede - 65%; Inepar - 35%
Elektro	16/07/1998	1.273,57	428,00	1.701,57	Enron International - 100%
Eletropaulo Bandeirante	17/09/1998	859,61	375,00	1.234,61	CPFL - 44%; EDP - 56%
Celpe	17/02/2000	1.004,00	131,00	1.135,00	ADL Energy S.A. (Iberdrola) - 68%; Previ - 20%; BB - Banco de Investimento S.A. - 12%
Cemar	15/06/2000	288,70	158,00	446,70	Pennsylvania Power & Light - 100%
Saelpa	30/11/2000	185,00	0,00	185,00	CFLCL - 100%
Cachoeira Dourada	05/09/1997	713,74	140,00	853,74	Endesa - 60%; Edegel - 20%; Fundos de Investimento - 20%
Gerasul	15/09/1998	800,40	1.082,00	1.882,40	Tractebel 100%
Cesp Paranapanema	28/07/1999	681,86	482,00	1.163,86	Duke Energy Corporation - 100%
Cesp Tietê	27/10/1999	472,12	668,00	1.140,12	AES Corporation - 100%
TOTAL	-	3.457,00	1.669,90	5.126,90	-
TOTAL	-	18.329,42	5.836,00	24.165,42	-
TOTAL	-	21.786,42	7.505,90	29.292,32	-

Fonte: BNDES

Tabela 10: Desestatizações no Setor Elétrico

Para a consecução dos objetivos previstos no novo modelo do Setor Elétrico, O Governo adotou as seguintes medidas: (i) criou o órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); (ii) dividiu o setor em quatro segmentos e definiu os seus respectivos papéis, (iii) estabeleceu as regras de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e (iv) instituiu o Operador Nacional do Sistema (ONS) para otimizar a distribuição de energia no território.

A condição prévia para a implementação do modelo foi a desverticalização da cadeia produtiva, com a separação das atividades em (i) geração, (ii) transmissão, (iii) distribuição e (iv) comercialização de energia elétrica, caracterizadas a partir de então como áreas de negócios independentes. Dentre estes quatro segmentos em que o setor passou a ser dividido, a figura do comercializador, o agente que realiza as atividades de compra e venda energia elétrica, foi uma novidade introduzida pela reforma.

As atividades de geração e comercialização de energia foram progressivamente desreguladas; enquanto a transmissão e distribuição de energia que, por sua natureza, constituem monopólios naturais, continuaram sendo tratados como serviços públicos regulados. As Leis 8.987 e 9.074/95 introduziram ainda profundas alterações: (i) a licitação dos novos empreendimentos de geração; (ii) a criação da figura do Produtor Independente de Energia; (iii) a determinação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; (iv) a liberdade para os grandes consumidores escolherem seus fornecedores de energia.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada pela Lei 9.427/96, com as atribuições de regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, defendendo o interesse do consumidor; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços [ANEEL (2005)].

A desverticalização foi uma medida adotada para garantir a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e assegurar a transparência entre empresas do mesmo grupo.

No que dizia respeito ao segmento de geração, destaca-se a criação do papel do Produtor Independente de Energia, pessoa jurídica ou empresas reunidas que recebem concessão ou autorização do Governo para produzir energia elétrica destinada à comercialização de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, era assegurado ao produtor independente o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, mediante o pagamento do custo de transporte devido. A critério da ANEEL, o regime de produção independente pode ser estendido para os casos de privatização de empresas geradoras, tanto concessionárias, como empresas autorizadas pela ANEEL, conforme a Lei 9.648/98.

A criação da figura do Produtor Independente foi um estímulo à expansão da oferta. Um outro incentivo, conforme mencionado por Pires (2000), foram os então novos critérios de escolha do vencedor de licitação para construção de novas plantas de geração, que passava a ocorrer, (i) no segmento de geração pelo maior valor ofertado pela outorga da concessão da Usina Hidrelétrica em leilões de outorga de concessões de aproveitamentos energéticos, e (ii) no

segmento da transmissão, pelo critério de menor tarifa em leilões reversos, ou seja, em leilões onde havia um preço máximo pela RAP – Receita Anual Permitida, e o vencedor do certame seria aquele que ofertasse o maior desconto sobre a RAP.

É importante esclarecer que, de acordo com a legislação, a atividade de geração de energia elétrica, através de Usinas Hidrelétricas com potência instalada superior a 30 MW, passou a exercida mediante concessão ou autorização. À geração termelétrica, bem como de fontes alternativas (eólica, solar, centrais geradoras hidrelétricas de até 1 MW, bem como as chamadas PCHs - pequenas centrais hidrelétricas, ou seja, centrais hidrelétricas com potência entre 1 MW e 30 MW) passou a ser requerida somente uma autorização do poder concedente, enquanto a exploração de aproveitamentos hidrelétricos (potência instalada superior a 30 MW) passou a depender de concessão. O prazo das concessões era limitado a 35 anos, podendo ser prorrogado por igual período.

No contexto deste modelo, foram definidas as seguintes regras para os agentes no mercado: (i) as empresas de geração e distribuição poderiam atuar como comercializadores, o que não era válido para as empresas de transmissão; (ii) as empresas dos segmentos de transmissão e distribuição continuaram sendo monopólios e serviços de utilidade pública, recebendo concessão ao invés de autorização da ANEEL e com suas tarifas reguladas. Quanto a este segundo ponto, vale acrescentar que as redes de transmissão da rede básica tornaram-se vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer agente mediante o pagamento de uma remuneração ao proprietário, cujo valor passou a ser regulado pela ANEEL. Foi estabelecido também que assim como a transmissão, a distribuição deveria conceder livre acesso aos agentes do mercado.

No que tange ao consumo de energia, passaram a existir dois tipos de consumidores: livres e cativos.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi criado pela Lei 9.648/98 para intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados, tanto as energias transacionadas por contratos bilaterais como as comercializadas no mercado de curto prazo (spot). O MAE iniciou as operações somente em setembro de 2000, porque suas regras de funcionamento demoraram a ser definidas.

Vale esclarecer que a energia podia ser comercializada de duas formas distintas. A primeira se dava mediante contratação bilateral entre geradores e

comercializadores ou entre geradores e distribuidores, ou ainda entre comercializadores e distribuidores, sendo os preços e condições determinados livremente entre as partes. A segunda forma era através do mercado “spot”, que abrangia a parcela não contratada de energia, absorvendo os excedentes de energia das geradoras ou atendendo às demandas não contratadas dos comercializadores e distribuidores. O prazo dos contratos no mercado “spot” era inferior a dois anos.

É importante salientar que o preço de energia no mercado de curto prazo era definido em função do custo marginal de operação, que, por sua vez, refletia o valor econômico médio da energia futura. O contrato de longo prazo evitaria a exposição dos agentes econômicos à volatilidade do custo marginal de operações.

O ASMAE - Administrador dos Serviços do MAE - era o responsável pelo registro, contabilização e liquidação de todos os contratos de suprimento de energia elétrica no âmbito do sistema interligado de transmissão do país.

O MAE supervisionava o consumo e monitorava os preços, estabelecendo o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, que centralizava a operação e distribuição de fluxos de energia, cuidando para minimizar riscos operacionais de um sistema predominantemente hidrelétrico¹.

Participavam do MAE: geradores de energia elétrica - concessionários ou autorizados - com capacidade instalada acima de 50 MW; comercializadores com volumes anuais iguais ou acima de 300 GWh; e importadores e exportadores de energia elétrica com carga igual ou superior a 50 MW. Podiam também participar do MAE os geradores, autoprodutores acima de 50 MW conectados a instalações de consumo, comercializadores e importadores com capacidade instalada ou carga elétrica abaixo dos valores mencionados acima.

Finalmente, o Operador Nacional do Sistema (ONS) foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a

¹ O “MRE – Mecanismo de Realocação de Energia” aloca entre as geradoras as diferenças entre a energia gerada e a Energia Assegurada por cada usina integrante do SIN operada pelo ONS. O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, através da transferência do excedente de energia daqueles geradores que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo, de modo que os geradores recebam pela Energia Assegurada em vez de pela energia por eles efetivamente gerada. A geração efetiva de energia é determinada pelo ONS, o atual responsável pelo despacho de energia no Sistema Interligado Nacional, tendo em vista as condições de demanda e as condições hidrológicas. Através do MRE, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas geradoras não depende da energia efetivamente gerada por elas, mas sim da Energia Assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando do respectivo Contrato de Concessão, podendo ser revista pelo Poder Concedente periodicamente.

rede básica de transmissão de energia , zelando pela sua otimização. Dessa forma, planejaria e programaria a operação, realizando o despacho centralizado, também supervisionando e coordenando os centros de operação de sistemas elétricos, e fazendo a contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica. Também poderia fazer recomendações de planejamento de curto prazo e de regulamentação à ANEEL.

O ONS foi estabelecido como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, e passou a operar o SIN e por conseguinte o MRE, por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL.

Em 1999/2000, outras medidas foram divulgadas no sentido de aprimorar a estrutura legal do setor, dentre as quais destacavam-se:

- (i) estabelecimento dos Valores Normativos , trazendo as condições necessárias a distribuidores e geradores para a celebração desses contratos de longo prazo (freqüentemente referidos na literatura sobre o setor como PPA, sigla de “*Power Purchase Agreement*”), garantindo a expansão do parque gerador e também a modicidade das tarifas;
- (ii) a conclusão do processo de definição dos montantes de energia e demanda de potência e respectivas tarifas para viabilizar a assinatura dos chamados contratos iniciais pelas empresas de geração e distribuição, que regeriam as relações econômicas entre as geradoras predominantemente estatais e as distribuidoras, então já privatizadas, e que deveriam ser descontratados gradativamente até 2005, de modo que a contratação de energia fosse gradativamente migrando para o estabelecido pelo então modelo institucional do setor;
- (iii) nova regulamentação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição para os agentes de geração e os consumidores livres;
- (iv) estabelecimento de novos padrões de qualidade de serviços para as distribuidoras;
- (v) estabelecimento de limites à concentração econômica;
- (vi) homologação das regras de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia - MAE.

Portanto, na segunda metade dos anos 90, foi construído um novo e complexo arcabouço regulatório para dar sustentação ao funcionamento do novo

padrão de concorrência do setor elétrico brasileiro. Ocorre que a transição de um modelo estatal para um de participação mista – estatal/privado – em um setor da magnitude e características do setor elétrico brasileiro gerou naturais incertezas que adiaram as decisões de investimento até que as regras ficassem mais claras.

Segundo Pires (2000), os riscos de déficit do setor, culminando no racionamento, se agravaram porque “não houve uma resposta adequada, por parte da iniciativa privada, no que diz respeito aos novos investimentos necessários para a expansão do setor”, em virtude do processo de reformas não ter seguido a “seqüência ideal de primeiro definir o marco regulatório, e, em seguida, privatizar e abrir o mercado.”

Além disso, como as empresas estatais não investiram na expansão da oferta no período anterior à privatização, por restrições orçamentárias, o risco de déficit agravou-se. Acrescentou-se a isso a frustração da grande expectativa de aumento da participação do gás natural na geração de energia. Os investimentos na geração termelétrica não ocorreram no ritmo e no cronograma previsto, em decorrência da desvalorização cambial que se iniciou em 1999 e da demora na solução da equação tarifária do preço do gás em dólar e da tarifa de energia elétrica em reais.

O modelo de reestruturação, implantado a partir de idéias de inserção da competição no setor, mostrou-se inadequado, culminando, em 2001, na maior crise energética da história brasileira.

4.1.2. Novo Marco Regulatório

Em dezembro de 2003, o governo federal anunciou as linhas gerais do novo modelo institucional do setor elétrico para discussão com a sociedade. Em março de 2004, o Congresso Nacional aprovou seus principais instrumentos legais e, em julho de 2004, foi publicado o decreto presidencial que regulamentou a comercialização de energia elétrica sob o novo marco. Ainda em dezembro de 2004 foi realizado o primeiro leilão de energia existente, o que colocou efetivamente em funcionamento o novo modelo.

No Brasil, as lições do racionamento de 2001/2002 e das outras experiências fracassadas de liberalização no setor elétrico motivaram a preocupação central do novo modelo com a segurança do suprimento de energia elétrica e com a mitigação do risco de mercado dos novos geradores. Além

disso, para que a expansão da oferta de energia não fosse acompanhada por tarifas excessivamente altas, foi considerado desejável que as tarifas de suprimento refletissem não o custo marginal de expansão (que é crescente), mas o custo médio de expansão (que é menor do que o custo marginal).

À luz das considerações acima, o governo estabeleceu como objetivos do novo modelo:

- Assegurar o suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Universalizar o uso da energia elétrica.

Para alcançá-los, julgou-se conveniente combinar as seguintes estratégias:

- Planejamento da expansão da oferta e da demanda de energia elétrica;
- Mitigação do risco de mercado dos novos geradores;
- Contratação eficiente da energia pelos consumidores cativos.

No novo modelo, o Ministério das Minas e Energia (MME) recuperou sua função clássica de planejar a expansão da oferta e adequá-la à expansão da demanda, que passa a ser projetada pelos agentes do setor, em especial pelos distribuidores. Foram criados dois novos agentes institucionais – a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). A primeira passou a subsidiar o MME na função de planejar a expansão do setor, enquanto o segundo destinava-se a velar pela segurança e qualidade do suprimento de energia. Para minimizar riscos de escassez de oferta, os distribuidores e consumidores livres passam a ser obrigados a contratar 100% de sua demanda e os geradores devem exibir lastro físico (energia assegurada) para atendimento a 100% dos contratos.

Para reduzir o risco de mercado dos novos geradores, incentivar o investimento em geração e estimular a contratação eficiente da energia pelos consumidores cativos, foi criado o ambiente de contratação regulada (ACR). O ACR passou a ser o mercado para atendimento do pool de distribuidores e a funcionar com base em leilões de menor tarifa para energia nova ou existente. Ele então coexiste com o ambiente de contratação livre (ACL), destinado ao atendimento dos comercializadores e consumidores livres.

Em cada leilão, há listas separadas de usinas hidrelétricas e térmicas, dispostas em ordem crescente de preços de reserva ou preços-teto. A concessão de cada usina é licitada separadamente. Depois de apurados os

lances vencedores, as usinas são dispostas em ordem crescente das tarifas e contratadas nessa ordem até que a demanda declarada para o leilão seja integralmente atendida. Os vencedores ganham concessões para explorar as usinas e contratos de longo prazo (15 a 30 anos) para suprir energia ao pool de distribuidores. Cada gerador assina contratos bilaterais de venda de energia com cada um dos distribuidores que declarar demanda para aquele leilão.

Os leilões de energia existente são realizados anualmente com o objetivo de contratar energia para entrega a partir do ano seguinte na medida em que os contratos existentes forem vencendo. Os geradores que vencerem esses leilões assinarão contratos bilaterais com prazos entre 5 e 15 anos com cada um dos distribuidores com descontrações previstas para os próximos anos.

Os leilões de ajuste destinam-se à contratação de energia existente para o atendimento de distribuidores ainda descontraçados após os leilões de energia nova. Nestes leilões, cada distribuidor poderá contratar até 1% de sua carga, firmando contratos bilaterais com prazos máximos de 2 anos.

No ACR, o pool de distribuidores faz o papel de um comprador único, permitindo a apropriação das principais vantagens do modelo: criação de um mercado de longo prazo para os novos geradores, economias de escala na compra de energia e incentivos à modicidade tarifária. Mas a especificidade brasileira – um pool de distribuidores cuja composição poderá mudar substancialmente a cada leilão – reduz o risco de mercado dos geradores ao custo de expô-los ao risco de crédito das distribuidoras participantes de cada leilão. Evidentemente, o risco de crédito dos geradores e de seus financiadores depende da participação de distribuidoras mais ou menos arriscadas em cada leilão.

Como já mencionado, o modelo prevê a segmentação do mercado de energia em dois sub-mercados, o ACR e o ACL. Este último, destinado ao atendimento de consumidores livres e de comercializadores, funciona como o antigo mercado de energia, ou seja, com base em contratos bilaterais livremente negociados. A coexistência dos sub-mercados é possível porque o pool de distribuidores contrata exclusivamente no ACR e há restrições à saída dos consumidores cativos do ACR. Apenas consumidores com cargas maiores ou iguais a 3 MW podem migrar do ACR para o ACL.

Deste modo, à luz das considerações acima, verifica-se que para geradores e distribuidores os riscos do novo modelo são caracterizados pelas obrigações de os distribuidores contratarem 100% de sua demanda e de os geradores oferecerem lastro físico (energia assegurada) para 100% dos

contratos. No caso dos geradores, os riscos dependem ainda do tipo de contrato, se de quantidade ou de disponibilidade de energia.

Analisando as características dos investimentos realizados nos últimos anos, a atual regulamentação e as expectativas do mercado, vislumbra-se como cenário de referência a presença majoritária de empresas estatais e alguns poucos agentes privados nos futuros investimentos nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica. Além disso, as expectativas sugerem que haverá a formação de consórcios e sociedades de propósito específico envolvendo empresas privadas e estatais, conforme verificado no segmento de transmissão desde 2003.

Em síntese, o novo modelo do setor elétrico incentiva o investimento em geração e a modicidade tarifária reduzindo o risco de mercado dos novos geradores e estimulando a contratação eficiente dos consumidores regulados. As principais mudanças conceituais com relação ao modelo anterior consistem na revitalização do planejamento e na reorganização dos mercados de geração de energia. A expansão da geração, que no modelo anterior era determinada pelo critério de maior valor da outorga paga por leilões de concessão, passa neste modelo a ser determinada pelo critério de menor custo de energia vendida pelo projeto a ser objeto de concessão. A expansão da transmissão continua a ser orientada por leilões de concessões pela menor tarifa e as distribuidoras permanecem como monopólios locais regulados pela ANEEL.

4.1.3. Riscos Existentes para o Setor de Geração de Energia Elétrica

O risco regulatório é um dos mais relevantes para os empreendimentos do setor elétrico. De modo geral, pode-se afirmar que o aparato legal que deu sustentação à reforma do setor elétrico é baseado numa série de leis, regulamentos e medidas provisórias, que foram surgindo como remendos. Isso gerou, e continua gerando, uma grande indefinição regulatória para os investidores.

Em função das indefinições regulatórias e das pressões de diferentes *players* do setor junto à Aneel, o de risco de “mudança na regra do jogo” é elevado, levando à retração ou postergação dos empreendimentos e, nos casos mais críticos, a decisões de não investimento, devido à alta taxa de desconto necessária para compensar as incertezas no fluxo de caixa projetado.

Por exemplo, imagine-se uma SPE vencedora de uma licitação de uma Usina Hidrelétrica pelo critério de maior valor pago à União pela concessão da Usina a ser construída sendo pega de surpresa pela mudança das regras de comercialização, que passam a ser reguladas e onde vai competir com outras empresas que ganharam concessões de Usinas pelo critério de menor tarifa. Para tal, foi necessário, pelo governo, impedir que estes empreendimentos compitam um com o outro pela menor tarifa, o que prejudicaria o primeiro e beneficiaria o segundo.

O risco de conclusão da construção da usina também é significativo, uma vez que os montantes dos investimentos são muito elevados e o período de construção é relativamente grande, tendo como base, por exemplo, a comparação com projetos de geração termelétrica.

Destacam-se, ainda, na fase de construção das usinas, os riscos ambientais e sociais, em função do grande impacto que podem provocar as atividades de desapropriação e remanejamento de comunidades, construção de novas cidades e inundação de áreas para a formação do reservatório.

No tocante ao risco de suprimento, o risco hidrológico individual das usinas é parcialmente mitigado por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o qual funciona como um seguro, compartilhando o risco de otimização hidrológica entre os geradores. Através desse mecanismo, os geradores faturam conforme seu nível de energia assegurado, não necessariamente correspondente à energia efetivamente gerada, esta última definida em função do despacho do ONS e das condições hidrológicas do sistema.

4.2. Estudo de Caso BAESA

4.2.1. Antecedentes Históricos do Projeto

Trata-se do projeto da Usina Hidrelétrica (UHE) Barra Grande, localizada no rio Pelotas, na divisa entre os municípios de Pinhal da Serra, Estado do Rio Grande do Sul, e de Anita Garibaldi, Estado de Santa Catarina. A UHE terá a potência instalada de 690 MW, distribuída igualmente em 3 unidades geradoras, e energia assegurada de 380,6 MW.

No dia 14.05.01, o Grupo de Empresas Associadas Barra Grande (GEAB) assinou com a União, por intermédio da ANEEL, o Contrato de Concessão nº 036/2001, através do qual o GEAB adquiriu o direito de explorar o potencial

de energia hidrelétrica onde será construída a UHE Barra Grande. Originalmente, o GEAB era composto pelas seguintes empresas: Valesul, VBC Energia, ALCOA Alumínio, DME Energética, Camargo Corrêa Cimentos e Companhia Brasileira de Alumínio.

Em 17.09.01 foi constituída a Barra Grande Energética S/A (BAESA), Sociedade de Propósito Específico (SPE) com sede na Cidade de Porto Alegre – RS e filial da Cidade de São Paulo - SP, com o objeto social de (i) explorar, na qualidade de então futura concessionária (atualmente concessionária), a UHE Barra Grande, e (ii) a prática dos atos e o exercício das atividades necessárias ou convenientes para o cumprimento de seu objeto social.

Em 04.06.02, a ANEEL homologou, através da resolução 304/2002 e do aditivo nº 1 ao Contrato de Concessão da UHE Barra Grande, a transferência das ações do GEAB da Valesul para todos os demais membros do Consórcio na proporção de suas respectivas participações, e (ii) a transferência das ações da VBC para a BEGESA. No dia 25.11.02, a ANEEL homologou, através da Resolução 648/2002 e do Aditivo nº 2 ao Contrato de Concessão, a transferência da Concessão para exploração da UHE Barra Grande, da BEGESA, Alcoa Alumínio S/A, DME Energética Ltda. e Camargo Corrêa Cimentos S/A para a BAESA. Em 18.03.03, a ANEEL homologou, através da Resolução 111/2003, a transferência de parte das ações da BEGESA para a Alcoa Alumínio S/A, Camargo Corrêa Cimentos S/A e a Companhia Brasileira de Alumínio – CBA. Por fim, em 22.03.04, a ANEEL anuiu, através da Resolução 114/2004, com a proposta de incorporação da BEGESA pela CPFL Geração de Energia S/A, com a transferência da participação no controle societário detido na BAESA.

Desta forma, a atual estrutura societária é a seguinte:

Acionista	Participação no Capital Votante e Total
Alcoa Alumínio S/A	42,18%
CPFL Geração de Energia S/A	25,00%
Companhia Brasileira de Alumínio S/A	15,00%
Camargo Corrêa Cimentos S/A	9,00%
DMEE	8,82%
Total	100,00%

Tabela 11: Participações Acionárias na BAESA:

4.2.2. O Projeto

Uma UHE pode entendida, em termos simplificados, como o conjunto de obras e equipamentos com a finalidade de gerar energia elétrica através do aproveitamento de um determinado potencial hidráulico existente em um determinado rio. O potencial hidráulico é proporcionado pela combinação entre a vazão hidráulica e pelo desnível de uma queda d'água, que pode ocorrer de forma natural quando o desnível concentra-se numa cachoeira ou quando pequenos desníveis são concentrados na altura da barragem, ou ainda através do desvio do leito natural de um rio através do represamento da sua água, concentrando-se os pequenos desníveis desses desvios.

Assim, uma Usina Hidrelétrica é composta, basicamente, de uma barragem - construída para armazenar a água, cuja energia gerada pela sua queda será transformada em eletricidade, de sistemas de captação e adução da água – para captar a água no reservatório e aduzi-la para a queda, da casa de força – onde ficam os equipamentos onde se processa a transformação da energia da queda d'água em energia elétrica, do sistema de restituição da água ao leito natural do rio. Além disso, o sistema deve ter um vertedouro, para ser utilizado quando se deseje que a água do rio não passe pelo sistema de geração de eletricidade, sendo vertida diretamente ao leito do rio, e deve ser construída uma pequena subestação de elevação de tensão próxima à UHE e deve ser construída uma linha de transmissão que para a sua conexão no Sistema Interligado Nacional.

Para o escoamento da energia por ela gerada, a UHE Barra Grande será conectada ao SIN através da sua conexão à Linha de Transmissão Campos Novos – Lagoa Vermelha – Santa Marta, de propriedade da ETAU – Empresa de Transmissão do Alto Uruguai. À época da elaboração do Prospecto de Emissão Pública de Debêntures da BAESA, a BAESA e a ETAU estavam em negociação para permitir a conexão da energia gerada pela BAESA diretamente na Rede Básica do SIN. Na forma original do projeto, a UHE Barra Grande seria conectada na subestação de Campos Novos.

A concepção do projeto, bem como sua construção e operação dependem da emissão de licenças ambientais por parte do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, órgão federal, cuja competência se sobrepõe à dos órgãos estaduais, na medida em que o projeto se localiza na divisa entre dois estados.

A licença é o ato administrativo pelo qual o órgão competente, no caso o IBAMA, ouvida a sociedade, no caso representada pelas respectivas agências estaduais, estabelece as condições sob as quais o projeto pode ser concebido, construído e operado.

Até a emissão das Debêntures Públicas da BAESA, as principais licenças ambientais que já haviam sido emitidas em favor do projeto eram as seguintes:

- Licença Prévia nº 059/1999, concedida na fase de concepção do projeto, aprovando sua localização, atestando sua viabilidade ambiental e determinando os requisitos básicos a serem atendidos nas diversas fases do projeto. Quando da emissão das Debêntures Públicas da BAESA, esta licença já se encontrava vencida em razão de não precisar renová-la, uma vez tendo se obtido a Licença de Instalação.
- Licença de Instalação nº 129/2001, com vencimento em 4 anos a contar da sua emissão, autoriza a instalação do projeto (início dos procedimentos de obras e assentamentos), incluindo as medidas de controle ambiental, estando sua validade condicionada ao cumprimento do Plano Básico Ambiental (PBA) aprovado pelo IBAMA para o empreendimento.

Assim, o projeto não contava com a Licença de Operação, um pré-requisito para o início do enchimento do reservatório, e cuja obtenção estava diretamente ligada ao cumprimento das determinações da LI.

O projeto prevê diversas ações de natureza sócio-ambientais aprovados no PBA do IBAMA, com destaque para o remanejamento de 1.115 famílias afetadas total ou parcialmente pelo projeto, em especial pelo reservatório de 95 km² que será formado. Legalmente, as áreas afetadas pela UHE são declaradas de utilidade pública para fins de desapropriação, e a concessionária se obriga perante o poder concedente a adquirir todas as terras afetadas pelo empreendimento de seus então proprietários. Caso determinada aquisição não prossiga pela via negocial, é necessário que a concessionária ingresse na justiça para adquirir tais terras em juízo. As 1.115 famílias afetadas pelo projeto serão remanejadas para reassentamentos individuais, coletivos ou especiais às expensas da concessionária. Até 30 de junho de 2004, 942 famílias já haviam sido realocadas.

Outras ações sócio-ambientais relevantes relacionam-se à recomposição físico-territorial das áreas afetadas e do entorno, à adequação da infra-estrutura

de serviços da região, à preservação do patrimônio histórico, cultural e paisagístico e à educação ambiental.

Os principais marcos físicos da obra são os seguintes:

Atividade	Data Prevista
Mobilização, canteiro e acampamento	Julho de 2001
Desvio do rio	Outubro de 2002
Início do enchimento do reservatório	Fevereiro de 2005
Geração Comercial da Unidade 1	Outubro de 2005
Geração Comercial da Unidade 2	Janeiro de 2006
Geração Comercial da Unidade 3	Abril de 2006

Tabela 12: Principais Marcos Físicos da Obra da UHE Grande

Em 30 de junho de 2004 o cronograma para a execução da obra já estava 75,3% realizado.

4.2.2.1. A Concessão

O objeto do contrato de concessão é regular a exploração do potencial hidrelétrico de Barra Grande, bem como das respectivas instalações de transmissão de interesse restrito à geradora, que compreendem as duas linhas de transmissão interligando a UHE ao SIN.

O contrato de concessão é válido por 35 anos a contar da sua assinatura, podendo ser prorrogado pelo mesmo período desde que a concessionária assim o solicite com pelo menos 36 meses de antecedência.

De acordo com o contrato de concessão, o aproveitamento hidrelétrico será operado segundo os procedimentos adotados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. A concessionária deve participar do MAE e do ONS, nas condições previstas no acordo de mercado e no estatuto do ONS.

Conforme já anteriormente, citado, a potência assegurada da UHE é de 380,6 MW e a mesma deve entrar em operação em até 72 meses após a assinatura do contrato de concessão.

Como pagamento pelo “uso do bem público” objeto do contrato de concessão, a concessionária deve pagar à União, do 7º ao 35º anos de concessão, ou enquanto realizar a exploração comercial da UHE, parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R\$ 8.001.000,00 - valor este na data base da assinatura do contrato de concessão, a ser corrigido

anualmente pela variação do IGP-M, com a previsão de multa em caso de atraso no pagamento, sendo que a falta de pagamento de seis parcelas mensais consecutivas implicará na caducidade da concessão.

Além das obrigações usualmente impostas às concessionárias em contratos similares, a BAESA tem as seguintes obrigações:

- Fazer com que os bens e instalações vinculados à concessão estejam sempre adequadamente cobertos por apólices de seguros.
- Submeter à prévia aprovação da ANEEL qualquer transferência de ações que implique mudança em seu controle acionário, bem como qualquer proposta de reestruturação de empresa.
- Obedecer, na construção das obras do aproveitamento hidrelétrico, um cronograma físico que culmine com a entrada em operação da primeira unidade geradora em até fevereiro de 2007.
- Manter, durante o prazo da concessão, responsável técnico qualificado, comunicando suas eventuais substituições à ANEEL.
- Submeter ao exame e aprovação da ANEEL os contratos celebrados entre a concessionária e acionistas pertencentes ao grupo de controle, que tenham por objeto a transferência de tecnologia, assistência técnica e prestação de serviços de forma contínua e regular.
- Manter garantia de cumprimento das obrigações assumidas no Contrato de Concessão, no valor de R\$ 52,2 milhões, prestada pela concessionária, até 3 meses após a entrada em operação da última unidade geradora.
- Submeter à prévia aprovação da ANEEL qualquer alteração no bloco de controle acionário da concessionária.

O Poder Concedente poderá encampar a concessão para atender ao interesse público, mediante determinação de lei específica e com o pagamento de indenização prévia ao concessionário. A indenização deverá englobar, inclusive, as perdas e danos que o concessionário tiver sofrido em decorrência do abreviamento do prazo da concessão. Não é possível prever em que casos o poder concedente alegaria o atendimento ao interesse público para encampar a concessão da UHE Barra Grande, pois por tratar-se de um ato unilateral, a encampação deve ter uma motivação muito bem caracterizada.

Em caso de descumprimento, pela BAESA, da legislação específica do setor elétrico ou inexecução total ou parcial do contrato de concessão, por

exemplo, caso a BAESA deliberadamente descumpra cláusulas do Contrato de Concessão ou paralise a prestação do serviço de geração de energia elétrica, perca a capacidade financeira, técnica ou operacional para a adequada prestação do serviço, descumpra penalidades impostas pelo Poder Concedente por infrações ou tenha condenação por sonegação de tributos passada em julgado, o Poder Concedente poderá aplicar sanções previstas na legislação específica do setor elétrico e ainda decretar a caducidade da concessão, que deverá ser precedida de processo administrativo com ampla defesa.

A concessão da UHE Barra Grande também poderá ser extinta caso seja constatado vício ou irregularidade no procedimento ou no ato da outorga da concessão. Pode também ocorrer caso seja decretada a falência da concessionária.

Finalmente, no prazo final da concessão, todos os bens e direitos vinculados à UHE Barra Grande passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e não amortizados à época, desde que autorizados pela ANEEL.

4.2.2.2. Os Patrocinadores

Legalmente, a patrocinadora da UHE Barra Grande é a Barra Grande Energética S/A – BAESA, empresa cujos acionistas são a Alcoa Alumínio S/A, a CPFL Geração de Energia S/A, a CBA – Companhia Brasileira de Alumínio S/A, a Camargo Corrêa Cimentos S/A e o Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas – DME Energética.

Entretanto, conforme será detalhado, foram prestadas garantias aos financiamentos do BNDES e às Debêntures por cada um dos acionistas dos Patrocinadores exceto a DMEE, empresa pública, sujeita ao Contingenciamento do Crédito ao Setor Público, de modo que, na prática, os acionistas da patrocinadora podem ser entendidos como patrocinadores do *Project Finance*, uma vez que tem seu capital próprio sob risco no projeto e, ainda por cima, prestaram garantias patrimoniais às dívidas contraídas pela BAESA.

Podemos dividir os patrocinadores em dois grupos: em primeiro lugar, com 66,18% de participação acionária na BAESA, temos 3 grandes consumidores industriais de energia elétrica: a Alcoa, a Companhia Brasileira de Alumínio e a Camargo Corrêa Cimentos. E o segundo grupo, com os 33,82% restantes, é composto por uma concessionária de geração de energia elétrica pertencente ao

maior grupo integrado privado do setor elétrico nacional, que é a CPFL Geração de Energia S/A e por uma empresa pública distribuidora de energia de pequeno porte, que é a DMEE Energética.

4.2.2.2.1. Alcoa Alumínio S/A

É uma das maiores subsidiárias da Alcoa Inc., líder mundial na produção de alumínio que apresentou em 2004, em termos mundiais, faturamento de US\$ 23,5 bilhões e lucro líquido de US\$ 1,3 bilhões, para tal dispo de uma base de ativos totais de US\$ 32,6 bilhões e de patrimônio líquido total de US\$ 13,3 bilhões. A Alcoa Inc. está presente em 43 países, contando com mais de 131 mil empregados e tendo capacidade de produção de 4,95 milhões de toneladas/ano de alumínio primário. O Grupo é líder mundial na fabricação de alumínio primário, alumínio fabricado (laminados, extrudados, fios, cabos e pó).

A Alcoa Alumínio S/A é fortemente demandante de energia para suas fábricas, uma vez que energia elétrica é um dos principais insumos utilizados na produção de alumínio. Dessa forma, tem participado ativamente em diversos projetos de geração de energia voltada para seu próprio abastecimento, numa estratégia de diminuição da dependência em relação a fornecedoras de energia, com investimentos aproximados de US\$500 milhões nas seguintes participações dos projetos de energia a seguir:

Empreendimento	Capacidade instalada (MW)	Participação Alcoa (%)	Entrada em operação
UHE Machadinho	1.140	27,22	2002
UHE Barra Grande	690	42,18	2005
UHE Serra do Facão	210	39,47	2006
UHE Pai Querê	292	35,00	2007
UHE Santa Isabel	1.087	20,00	2009
UHE Estreito	1.087	19,08	2009
Total	4.506	26,88	-

Tabela 13: Empreendimentos de Geração com Participação da Alcoa Alumínio S/A

4.2.2.2.2. CPFL Geração de Energia S/A

A CPFL Geração de Energia é controlada pela CPFL Energia, que por sua vez tem por acionistas a VBC Energia (Votorantim, Bradespar e Camargo Corrêa), com 37,69%, a 521 Participações S/A, pertencente à Previ, com 33,04%, e a Bonaire Participações S/A, uma empresa de participações formada pelos Fundos de Pensão Fundação CESP, Sistel, PETROS e Sabesprev, com 13,62%; e por fim, 15,65% em poder do mercado de ações, uma vez que a CPFL Energia realizou sua Oferta Pública Inicial (IPO) de ações simultaneamente no Novo Mercado da BOVESPA e na Bolsa de Valores de Nova York em 29 de setembro de 2004.

A CPFL Energia foi criada a partir da necessidade de adequação da CPFL à reforma do setor elétrico brasileiro, que estabelecia a desverticalização das empresas de energia, ficando dessa forma as empresas de geração sob a responsabilidade da CPFL Geração, enquanto que as empresas de distribuição (RGE e Piratininga) ficaram sob o controle da Companhia Paulista de Força e Luz, ela própria uma distribuidora. A CPFL Energia contava em 2004 com 5.500 colaboradores, tendo, naquele ano, faturado R\$ 9,5 bilhões e lucrado R\$ 279 milhões, contando com uma base de ativos totais de R\$ 12,6 bilhões e um patrimônio líquido de R\$ 4,0 bilhões.

A CPFL Geração de Energia S.A, criada em setembro de 2000, detinha, em 2004, um parque de geração com capacidade instalada de 854MW, constituído por 19 Pequenas Centrais Hidroelétricas e a Usina Termelétrica de Carioba (155MW), bem como participação majoritária na UHE Serra da Mesa (657MW). A empresa participa de diversos projetos de investimento em geração de energia elétrica, e planeja contar com 1.990 MW de capacidade instalada total em 2008.

Empreendimento	Capacidade instalada (MW)	Participação CPFL Energia (%)	Entrada em operação
19 PCHs	120	100,00	Antes de 2004
UTE Carioba	35	100,00	1954
UHE Serra da Mesa	1.275	51,54	1998
UHE Monte Claro	130	65,00	2004
UHE Barra Grande	690	25,00	2005
UHE Campos Novos	880	48,72	2006
UHE Castro Alves	130	65,00	2007
UHE 14 de Julho	100	65,00	2007
UHE Foz do Chapecó	855	40,00	2008
Total	4.215	47,20	-

Tabela 14: Empreendimentos de Geração com Participação da CPFL Energia S/A

Em relação às atividades de distribuição do Grupo, em 2004, a CPFL distribuiu cerca de 36.647 GW/h de energia, o que representa 12,2% do mercado nacional, contando com 5.467 clientes, espalhados por uma área concessão de 187.943 km² dispersa em 523 municípios, através de suas distribuidoras, conforme pode ser visto no gráfico abaixo:

Empresa	Estado	Área de Concessão (km²)	Municípios	População Total (milhões)	% do Mercado Nacional
RGE	RS	90.178	262	3,4	2,2%
Cia. Piratininga	SP	6.785	27	3,2	3,5%
CPFL Paulista	SP	90.440	234	8,7	6,5%
Total	-	187.403	523	15,3	12,2%

Tabela 15: Distribuidoras de Energia Elétrica controladas pela CPFL Energia

4.2.2.2.3. Companhia Brasileira de Alumínio S/A

A CBA, empresa do Grupo Votorantim, é um dos três maiores produtores de alumínio do país e a única empresa brasileira do setor a possuir uma produção totalmente integrada, operando desde a mineração e o processamento do minério bruto, a bauxita, até a transformação plástica do alumínio. Em 2004, a empresa apresentou faturamento de R\$ 2,7 bilhões e lucro líquido de

R\$ 716 milhões, para tal contando com uma base de ativos totais de R\$ 4,2 bilhões e patrimônio líquido de R\$ 3,0 bilhões.

Auto-suficiente em bauxita, a CBA continua investindo na expansão de sua capacidade produtiva, que tem como objetivo aumentar a participação da Companhia no mercado nacional e internacional e, com maior escala de produção, ampliar sua competitividade.

Com autogeração em torno de 50% da energia consumida, os investimentos em geração de energia elétrica têm sido uma das prioridades para a CBA desde a sua fundação em 1955. Apresentam-se abaixo as participações da CBA nos principais empreendimentos de geração.

Empreendimento	Capacidade instalada (MW)	Participação CBA (%)	Entrada em Operação
Sistema Juquiá	330	100,000	1986
UHE Canoas I	82,5	50,300	1999
UHE Canoas II	72	50,300	1999
UHE Machadinho	1.140	24,177	2002
UHE Pirajú	80	100,000	2002
UHE Barra Grande	690	15,000	2005
UHE Serra do Facão	210	16,970	2006
Total	2.604	34,650	-

Tabela 16: Empreendimentos de Geração com Participação da CBA

4.2.2.2.4. Camargo Corrêa Cimentos S/A

A Camargo Corrêa Cimentos S.A. - CCC, constituída em 1968, é uma das 25 empresas que hoje integram o conglomerado Camargo Corrêa. A empresa possui 5 fábricas, totalizando uma capacidade instalada de 4,5 milhões de toneladas de cimento por ano. Atualmente produz em torno de 3,3 milhões toneladas/ano, o que representa uma participação no mercado de 8,5%, aproximadamente. Em 2004, a CCC faturou R\$ 1,2 bilhões, tendo apresentado lucro líquido de R\$ 617 milhões, para tal dispendo de uma base de ativos totais de R\$ 2,2 bilhões e de patrimônio líquido de R\$ 1,0 bilhão.

Presente em segmentos tão díspares quanto construção pesada, energia elétrica, setor têxtil e diversos ramos industriais, o Grupo Camargo Corrêa atua em setores eletro-intensivos através de suas controladas Camargo Corrêa Cimentos e Camargo Corrêa Metais, além do setor de tecelagem, através da

Cia. Jauense Industrial. Assim, o investimento em fontes próprias de energia elétrica tem sido uma das estratégias adotadas pelo Grupo visando ganhos competitivos tanto no mercado nacional quanto no internacional, possibilitando a redução de custos e aumento de eficiência através da redução da dependência para com fornecedores de energia elétrica.

O quadro abaixo apresenta os aproveitamentos hidroelétricos em que o Grupo Camargo Corrêa detém participação:

Empreendimento	Capacidade instalada (MW)	Participação CCC (%)	Entrada em Operação
UHE Machadinho	1.140	4,63	2002
UHE Barra Grande	690	9,00	2005
UHE Serra do Facão	210	10,96	2006
UHE Salto do Pilão	181	20,00	2007
UHE Santa Isabel	1.087	5,55	2009
UHE Estreito	1.087	4,44	2009
Total	4.395	6,43	-

Tabela 17: Empreendimentos de Geração com Participação da CCC

4.2.2.2.5.

Departamento Municipal de Energia de Poços de Caldas

A DME Energética é uma empresa controlada (99,90%) pelo Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas – DME, uma concessionária de distribuição de energia que é uma autarquia municipal. O DMEE tem como objetivo gerar energia de forma a suprir sua controladora, através de contratos de compra e venda.

Não obstante seu pequeno porte, tem recentemente participado com pequenos quinhões em grandes projetos de geração de energia elétrica, conforme pode ser visto na tabela a seguir:

Empreendimento	Capacidade instalada (MW)	Participação DMEE (%)	Entrada em Operação
UHE Antas I	4,8	100,00	Antes de 2004
PCH Véu das Noivas	0,8	100,00	Antes de 2004
MCH Bortolan	0,7	100,00	Antes de 2004
UHE Antas II	16,5	100,00	1997
UHE Machadinho	1.140,0	2,40	2002
PCH Rolador	7,8	100,00	2003
UHE Barra Grande	690,0	8,82	2005
UHE Serra do Facão	210,0	10,08	2006
UHE Pai Querê	292,0	4,50	2007
UHE Salto Pilão	181,0	5,10	2007
Total	2.543,6	6,38	-

Tabela 18: Empreendimentos de Geração com Participação do DMEE

4.2.2.2.6. Acordo de Acionistas

Todos os acionistas da BAESA firmaram, em 17.09.01, um Acordo de Acionistas, que foi aditado duas vezes em 2002 e uma vez em 2003. As principais disposições do Acordo de Acionistas da BAESA são as seguintes:

- Todos os acionistas se comprometem a realizar os aportes financeiros com recursos próprios necessários à conclusão da UHE Barra Grande. Esta obrigação engloba todos e quaisquer recursos que venham a ser necessários para a conclusão do empreendimento, inclusive aqueles eventualmente oriundos de acréscimos de orçamentos ou de frustrações de captações de recursos de terceiros constantes do “plano de negócios” da companhia. O aporte de cada acionista deverá ser proporcional à sua participação no capital social da BAESA. Caso um determinado acionista não realize aporte(s) os outros deverão fazê-lo na proporção de suas participações no capital da BAESA.
- Nos termos do acordo de acionistas, cada acionista tem o direito e a obrigação de adquirir da BAESA uma quota da energia assegurada da UHE Barra Grande, cujo montante será proporcional à participação de cada acionista no capital da BAESA. O valor da energia adquirida deve ser suficiente para manter o equilíbrio econômico-financeiro da

concessão, com reajustes anuais de tarifas a qualquer momento em que seja necessário.

- No caso em que qualquer acionista fique inadimplente para com a BAESA, durante seis meses, após a entrada em operação da UHE Barra Grande, o acionista inadimplente se obriga a vender todas as suas ações da BAESA aos demais acionistas, por valor igual a 80% da participação do acionista inadimplente no Patrimônio Líquido da BAESA.
- No caso de contratos de financiamentos obtidos pela BAESA onde sejam constituídas garantias dos acionistas em favor da BAESA, cada um dos acionistas deve prestar garantias, de forma não solidária, até o valor de sua participação no capital social da BAESA, e caso algum dos acionistas deixe de prestar garantias, outro acionista poderá prestar garantias por ele, desde que remunerado pelo acionista que não prestou garantias.
- O acordo de acionistas da BAESA confere aos seus signatários o direito de preferência para a aquisição de ações ou valores mobiliários conversíveis que venham a ser alienados pelos demais signatários.

4.2.2.2.7.

O Consórcio Construtor

Para a implantação do empreendimento, os então sócios VBC, Alcoa Alumínio S/A, Camargo Corrêa Cimentos S/A e DME Energética Ltda, posteriormente sucedidas pela BAESA, celebraram, em 27.08.01, um contrato de fornecimento de bens e serviços cujo objeto é a implantação da UHE Barra Grande e o sistema de transmissão a ele associado sob o regime “*turn key*”, com um consórcio formado pelas empresas Construções e Comércio Camargo Corrêa S/A, Alstom Brasil Ltda. e Engevix Engenharia Ltda.

O contrato compreendia a execução dos serviços de projeto, apoio técnico à obra, construção das obras civis, infra-estrutura e apoio, montagem, comissionamento e testes de desempenho das instalações, incluindo a integração de todos os bens e serviços objeto do contrato, bem como o fornecimento de todos os materiais e equipamentos elétricos e mecânicos, sobressalentes, administração de compra, recebimento e inspeção dos insumos.

O valor total do contrato, em sua data de celebração, era de R\$ 642,48 milhões, que atualizado para 30.06.04 resultava em R\$ 731,0 milhões. Neste contrato não estão incluídos os pagamentos pelo

fornecimento de cimento e aço, bem como de energia elétrica utilizados na execução do projeto. O contrato estabelecia também um valor máximo de R\$ 686,78 milhões, considerados todos os eventuais acréscimos decorrentes da execução do projeto, valor que atualizado para 30.06.04 dava R\$ 781,4 milhões – ou seja, o contrato tinha uma cláusula de custo máximo estipulada, até a qual os sobrecustos seriam de responsabilidade da contratada e a partir do qual os sobrecustos seriam de responsabilidade do contratante, de modo que ambas as partes teriam prejuízos com sobrecustos de obra.

Em 30.06.04, portanto 3 meses anteriormente à emissão das Debêntures Públicas da BAESA, os valores já pagos ao consórcio construtor por conta da execução do projeto totalizavam R\$ 648,0 milhões, ou seja, 88,6% do valor base do contrato ou 82,9% de seu valor máximo, em caso de sobrecustos.

De acordo com o contrato com o consórcio construtor, uma parte é responsável perante a outra pelas perdas e danos materiais ou pessoais, incluindo as reparações, multas, reivindicações, ações, honorários advocatícios e demais despesas, diretamente causados por uma das partes, por sua culpa na execução do fornecimento de bens e serviços objeto do contrato de implantação, limitados os pagamentos dessas indenizações ao valor de 15% do valor total do contrato, devidamente reajustado, correspondente a R\$ 642,8 milhões na data da assinatura do contrato de implantação. Especificamente em relação às possíveis contingências decorrentes de contratação de pessoal pelo consórcio construtor, este se comprometeu a arcar espontaneamente com todos os custos e despesas relativas a todos e quaisquer processos ajuizados contra a BAESA. O contrato prevê também que todas as contingências entre contratado e contratante sejam resolvidas por arbitragem segundo as regras da câmara de comércio internacional da Cidade e Estado de São Paulo.

Outras contratações de relevância para a implantação do projeto foram:

- Contrato de fornecimento de 103.124 toneladas de cimento por R\$ 25,86 milhões com a Cimento Rio Branco S/A em 01.10.01, com valor reajustável mensalmente pelo fórmula paramétrica que leva em conta a variação de preço dos principais insumos componentes do cimento.
- Contrato de prestação de serviços relacionados à implantação da UHE por R\$ 26,68 milhões, com a Andrade & Canellas, compreendendo as atividades de planejamento, coordenação geral do empreendimento, gerência técnica das obras de construção e implantação dos programas ambientais do empreendimento, em 01.09.03. Estes serviços são conhecidos como “engenharia do proprietário”, e consistem na

verificação independente de todos os serviços realizados pelo consórcio construtor.

- Contrato de prestação de serviços para a liberação da área do futuro reservatório, por R\$ 6,0 milhões, com a ETS – Energia, Transporte e Saneamento S/C Ltda., em 18.09.01, cujo escopo engloba todo o planejamento e execução das atividades de remanejamento e compensação das populações atingidas pelo futuro reservatório da UHE e cujo valor é corrigido anualmente pela variação do IGP-M desde a data sua assinatura.

4.2.2.3.

Operação e Manutenção da Usina

Em 01.08.03, a BAESA firmou com a CPFL Geração de Energia S/A e com a Alstom Brasil Ltda. um contrato de prestação de serviços de operação, manutenção e gestão sócio ambiental e patrimonial do aproveitamento hidrelétrico de Barra Grande, cujo escopo dos serviços engloba toda a administração, planejamento, engenharia de operação e manutenção, a execução e o controle da operação e da manutenção necessários ao regular e seguro funcionamento de todos os equipamentos, sistemas e estruturas permanentes da UHE e do sistema de transmissão a ela associada, bem como todas as atividades de gestão sócio ambiental e patrimonial do reservatório, a serem executados na área da UHE durante sua operação comercial.

A política de seguros da BAESA tem por objetivo segurar todos seus ativos relevantes para a prestação de serviços pela companhia contra os riscos de perdas acidentais que possam comprometer seu valor. Desta forma, foram contratadas as seguintes apólices de seguros:

- O consórcio construtor contratou com o Bradesco um seguro de riscos de engenharia, com vigência do dia 01.07.01 a 30.04.07, e o endossou em favor da BAESA. A importância segurada é de US\$ 298,09 milhões, sendo US\$ 276,59 milhões destinados à cobertura das obras civis em construção, instalação e montagem e US\$ 59,36 milhões destinados à cobertura de perda de lucro esperado. O prêmio, no valor de US\$ 2,62 milhões foi integralmente pago na data da contratação do seguro. A apólice contém cláusulas usuais para este tipo de seguro, prevendo coberturas para (i) os riscos de engenharia relacionados ao projeto, incluindo as obras civis em construções, instalações e

montagens e (ii) responsabilidade civil por mortes e danos pessoais em perdas e danos a propriedades relacionadas à execução do projeto.

- Através de um seguro garantia, a Áurea Seguros S/A, na qualidade de fiadora e principal pagadora, garantiu ao Grupo de Empresas Associadas à Barra Grande, sucedida pela BAESA, o cumprimento das obrigações do consórcio construtor, até o valor de R\$ 34,04 milhões, tendo sido o prêmio de R\$ 0,67 milhões integralmente pago, e tendo a apólice validade de 01.07.01 a 01.05.07. O objeto desta apólice é a garantia da execução da implantação da UHE e do sistema de transmissão a ela associada, tudo de acordo com o contrato de implantação celebrado entre o Grupo de Empresas Associadas à Barra Grande, sucedido pela BAESA, e o consórcio construtor.

4.2.2.4. Comercialização de Energia

Em 30 de junho de 2004, a BAESA possuía 3 contratos de compra e venda de energia elétrica (CCVE), com a Companhia Piratininga de Força e Luz, com a Companhia Paulista de Força e Luz e com o Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas, que juntos representavam 30% da energia a ser produzida anualmente pela UHE Barra Grande.

Podem ser destacados como principais características destes contratos:

- A BAESA se obriga a vender aos compradores uma quantidade anual de energia elétrica fixa durante a vigência dos mesmos, exceto por mútuo acordo entre as partes ou caso a ANEEL altere a energia assegurada da BAESA. Além da quantidade de energia elétrica a ser comercializada entre as partes, a BAESA deverá comercializar uma quantidade mensal de energia elétrica adicional que deverá ser proporcional à sazonalização e à modulação da Energia Assegurada da UHE Barra Grande.
- Caso a energia seja diminuída pelo ONS, os valores a serem pagos pelos compradores serão reajustados de forma inversamente proporcional à redução da energia assegurada. Esta disposição contratual decorre da obrigação das acionistas da BAESA – CPFL Energia, coligada das empresas (i) Companhia Piratininga de Força e Luz e (ii) Companhia Paulista de Força e Luz, e da DME Energética Ltda., controlada pelo Departamento Municipal de Eletricidade de Poços

de Caldas – DME, em manter um fluxo financeiro constante na BAESA, nos termos do acordo de acionistas.

O Contrato com a Companhia Piratininga de Força e Luz tem vigência até 31.12.2027, o com a Companhia Paulista de Força e Luz até 19.11.2027, e o com o Departamento Municipal de Energia de Poços de Caldas – DME até 07.07.2015. Todos os contratos poderão ser prorrogados, caso a concessão da BAESA seja também prorrogada. A data de início para a comercialização de energia elétrica é 01.11.2005, data esta que poderia ser alterada pela BAESA até a data de 01.05.2004. Após esta última data, a data de início de comercialização da energia produzida pela BAESA com as partes acima somente poderia ser alterada mediante aditamento aos contratos.

Os valores a serem pagos à BAESA pelos compradores serão reajustados com base no IGP-M e caso não sejam pagos no prazo devido, estarão sujeitos à multa de 5%, com juros moratórios de 12% aa. Estes valores poderão ser reajustados para que se mantenha o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

Nos termos dos contratos, somente serão considerados eventos de força maior, aqueles eventos que (i) afetem a disponibilização das quantidades mensais de energia elétrica contratadas no local acordado, que (ii) resultem em atrasos na entrada em operação comercial da UHE Barra Grande ou que (iii) sejam decorrentes da aplicação do MRE.

Os compradores estarão em inadimplemento com os CCVEs nos seguintes casos: (a) não efetuarem os pagamentos devidos por força do Contrato em até 5 dias úteis após o vencimento, (b) não cumprirem as obrigações assumidas pelo Contrato dentro de 15 dias após o envio de notificação da BAESA neste sentido; (c) decretação da falência, concordata ou administração judicial de qualquer um dos compradores; (d) caso qualquer dos compradores deixe de ser um membro em situação regular do MAE, a não ser que o MAE seja dissolvido.

A BAESA estará em inadimplemento com os CCVEs nos seguintes casos: (a) não cumprir com as obrigações assumidas no CCVE dentro de 15 dias após notificação das contratadas neste sentido; (b) decretação de falência, concordata ou administração judicial da BAESA; (c) caso a BAESA altere os termos do CCVE, se necessário for perante o MAE, e não informe aos compradores.

Na hipótese de uma das partes estar inadimplente com os contratos, está sujeita a pagar a outra parte uma indenização equivalente ao montante da

quantidade de energia elétrica contratada para o período compreendido entre a data da declaração da denúncia e a data de término do CCVE, multiplicado pelo preço em R\$ por MWh definido no contrato.

Em 06.10.03, o valor em R\$, do MWh previsto nos contratos era de R\$ 106,08, que corresponde a 99% do valor normativo definido pela ANEEL². As quantidades anuais de energia elétrica, contratadas para os três primeiros anos dos CCVEs estão demonstradas na tabela abaixo:

Contratante	2005		2006		2007	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Cia. Paulista de Força e Luz	50.519	17	534.275	17	555.807	17
Cia. Piratininga de Força e Luz	25.269	8	267.137	8	277.903	8
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DME	26.652	9	73.077	2	86.191	3
Energia Total a Ser Comercializada pela BAESA	302.000	100	3.207.000	100	3.334.000	100

Tabela 19: Comercialização de Energia pela BAESA

O exame dos valores da Tabela 20 mostra que à época da emissão pública das Debêntures, a BAESA havia contratado apenas 28% da sua energia disponível no longo prazo.

² O Valor Normativo (VN) era um parâmetro estabelecido pela ANEEL que tinha a função de estabelecer o limite de repasse dos custos decorrentes da aquisição de energia elétrica, pelas Distribuidoras, que podia ser repassado para suas tarifas.

4.2.3. Estrutura Financeira: Usos e Fontes de Recursos Financeiros para o Projeto

Quadro de Usos e Fontes - Fonte: Relatório da Fitch Ratings - Prospecto de Emissão Pública de Debêntures da BAESA

Valores em R\$ milhões	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total	%
USOS	116	214	353	417	236	30	1.366	100%
<u>Investimentos Financiáveis</u>	<u>108</u>	<u>180</u>	<u>296</u>	<u>338</u>	<u>229</u>	<u>30</u>	<u>1.181</u>	<u>86%</u>
Obras Civis - Preço Global	59	112	185	119	58	2	535	39%
Cimento, Aço e Energia	0	9	24	23	16	0	72	5%
Sistema de Transmissão	0	0	0	11	8	0	19	1%
Montagens e Instalações	2	5	12	18	17	2	56	4%
Engenharia Executiva	7	10	8	6	4	0	35	3%
Estudos de Inventário e Viabilidade	16	0	0	0	0	0	16	1%
Administração do Proprietário	3	8	11	11	8	4	45	3%
Sócio Ambiental	2	9	17	68	62	20	178	13%
Equipamentos da Usina	19	26	37	74	40	0	196	14%
Equipamentos da Subestação	0	0	0	5	3	0	8	1%
Outros Custos	0	0	1	3	13	2	19	1%
<u>Investimentos Não Financiáveis</u>	<u>8</u>	<u>34</u>	<u>57</u>	<u>79</u>	<u>7</u>	<u>0</u>	<u>185</u>	<u>14%</u>
Terrenos, Desapropriações e Cartas de Crédito	4	12	22	28	5	0	71	5%
Máquinas e Equipamentos Importados	0	0	0	1	0	0	1	0%
Custos de Assessoria Financeira	1	1	0	0	0	0	2	0%
Seguros	0	10	1	2	1	0	14	1%
Custos de Debêntures	0	0	0	2	0	0	2	0%
Veículos - Meio Ambiente	0	1	0	0	0	0	1	0%
Pagamentos de Juros sobre os Mútuos	0	0	0	26	0	0	26	2%
Custos com Correção Monetária - EPC	3	10	26	15	0	0	54	4%
Demais Despesas Financeiras	0	0	2	2	1	0	5	0%
Impostos sobre Mútuos (IR / IOF)	0	0	6	3	0	0	9	1%
FONTES	116	214	465	337	234	0	1.366	100%
Recursos Próprios	116	191	91	0	0	0	398	29%
Recursos de Mútuos	0	22	36	-58	0	0	0	0%
BNDES Principal	0	0	331	130	0	0	461	34%
BNDES Suplementar	0	0	0	76	224	0	300	22%
Debêntures	0	0	0	180	0	0	180	13%
Receita Financeira / Outras	0	1	7	10	10	0	28	2%
<u>Saldo em Bancos</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>112</u>	<u>32</u>	<u>30</u>	<u>0</u>		

Tabela 20: Quadro de Usos e Fontes de Recursos Financeiros para o Projeto

O exame dos usos indica, primeiramente, a importância de três itens: obras civis, equipamentos nacionais e investimentos sócio ambientais, que representam 66% dos investimentos totais do projeto, e onde devem ser centradas as principais atenções.

Indica também que o projeto apresenta um longo período de investimentos, com previsão de 5 anos, intervalo de tempo durante o qual os riscos de implantação deverão ser atentamente gerenciados.

Pode ser observada também que há uma pequena parcela de investimentos não financiáveis, representando 14% do total dos investimentos.

A observação das fontes de recursos indica uma relação de capital próprio sobre investimentos totais de 29%, em linha com os índices encontrados na literatura para empreendimentos no setor elétrico.

Desde o início da construção da UHE Barra Grande, em julho de 2001, até junho de 2003, a única fonte de recursos da BAESA foi o capital próprio dos sócios, integralizado na companhia. Em junho de 2003, o BNDES concedeu à BAESA um financiamento no valor total de R\$ 460,6 milhões.

Em 2004, a BAESA deveria obter recursos de terceiros através da emissão de debêntures públicas no valor de R\$ 180 milhões e da obtenção da suplementação do financiamento do BNDES, fechando desta forma as fontes de recursos do projeto. As principais condições dos recursos de terceiros alocados à BAESA estão resumidas na tabela a seguir:

Recursos de Terceiros de Longo Prazo	BNDES Subtotal 1	BNDES Subtotal 2	Debêntures 1ª Série	Debêntures 2ª Série	BNDES Suplementar
Montante – R\$ milhões	276,4	184,2	90,0	90,0	300,0
Indexador	TJLP	UMBNDDES	CDI	IGPM	TJLP
Spread (%)	3,125	3,125	1,05*CDI	9,55%	4,125
Início do Pagamento de Juros	Set.06	Nov.06	Ago.06	Ago.06	Nov.06
Periodicidade das Amortizações	Mensal	Mensal	Trimestral	Anual	Mensal
Vencimento da Primeira Parcela de Amortização	Set.06	Nov.06	Nov.06	Ago.07	Set.06
Vencimento da Última Parcela de Amortização	Set.18	Nov.18	Ago.16	Ago.16	Set.18

Tabela 21: Recursos de Terceiros de Longo Prazo obtidos pela BAESA

Os recursos próprios foram em grande parte aportados anteriormente à liberação de recursos por parte dos credores e anteriormente à captação de debêntures, sendo isto por si só um importante indicador de compromisso por parte do acionista para com o projeto, sob a ótica dos credores.

Nota-se também que 2004, o ano de emissão de debêntures é um ano crucial para o desempenho das fontes de recursos para o projeto, uma vez que é o ano de maior desembolso, é o último ano de desembolso de recursos próprios dos acionistas e é o único ano em que todas as fontes de recursos contribuem para os investimentos do projeto.

4.2.3.1.

Financiamentos de Curto Prazo

Em 18.03.03, a BAESA e seus acionistas firmaram um contrato de mútuo, no qual os segundos abriram um crédito a favor da primeira, no valor de até R\$ 183,0 milhões, recursos estes destinados exclusivamente à cobertura de custos e despesas relacionados à implantação da UHE Barra Grande, no período entre 05.12.02 e 30.06.03. O valor do mútuo liberado pelos acionistas corrigido por 105% do CDI a partir de 05.12.02 seria restituído pela BAESA aos seus acionistas com parte dos recursos levantados com a emissão pública de Debêntures da BAESA.

4.2.3.2.

Financiamentos de Longo Prazo – BNDES

Em 11.06.03, o BNDES concedeu uma linha de crédito à BAESA no valor de R\$ 460,62 milhões, destinados ao financiamento à implantação da UHE Barra Grande, da seguinte forma:

- Subcrédito A: R\$ 74,77 milhões destinados a gastos com a aquisição de equipamentos nacionais cadastrados na Agência Especial de Financiamento Industrial – FINAME destinados à UHE.
- Subcrédito B: R\$ 2,61 milhões destinados a gastos com a aquisição de equipamentos nacionais cadastrados na Agência Especial de Financiamento Industrial – FINAME destinados à linha de transmissão associada à UHE.
- Subcrédito C: R\$ 183,76 milhões destinados a investimentos gerais na implantação da UHE.
- Subcrédito D: R\$ 15,24 milhões destinados a investimentos gerais na implantação da linha de transmissão associada à UHE.
- Subcrédito E: R\$ 184,25 milhões, destinados a investimentos gerais na implantação da UHE.

Sobre o principal da dívida do subcrédito E incide juros de 3,125% aa acima da taxa variável reajustável trimestralmente com base no indexador que reflete custo médio de captação de moedas estrangeiras do BNDES, também conhecido como Cesta de Moedas do BNDES. Sob o principal da dívida dos demais subcréditos incide juros de 3,125% aa acima da Taxa de Juros de Longo

Prazo (TJLP), fixada pelo Conselho Monetário Nacional e que reajusta os contratos do BNDES cuja fonte de recursos seja o Fundo de Amparo ao Trabalhador – FAT. Para todos os subcréditos, os juros incidentes durante o período de carência, que vai até seis meses após a entrada em operação da UHE, serão capitalizados, sendo adicionados ao principal.

A disponibilização do crédito está sujeita ao cumprimento das exigências constantes no contrato com o BNDES. O empréstimo conta, durante a fase de implantação do empreendimento, com a fiança não solidária da Alcoa Alumínio S/A, da Camargo Corrêa S/A e da Hejoassu Administração Ltda., nas respectivas proporções de 42,1752%, 40,4518% e 17,7330%. A fiança será liberada pelo BNDES mediante o cumprimento de determinadas condições contratuais (“*covenants*”) constantes do contrato.

As garantias prestadas pela BAESA e pelos seus sócios ao BNDES englobam:

- O penhor de 307.291.893 ações ordinárias da BAESA, representantes de 77,13% do capital social da companhia, detidas por CPFL Geração de Energia, Camargo Corrêa Cimentos, Companhia Brasileira de Alumínio e DME Energética.
- O penhor dos direitos emergentes da concessão, o que inclui, mas não se limita, à energia elétrica produzida pela UHE Barra Grande, bem os direitos de créditos decorrentes da venda desta energia.

Dentre as obrigações (“*covenants*”) da BAESA perante o BNDES destacam-se:

- Apresentar ao BNDES, no prazo de até 240 dias contados da data da liberação da última parcela do crédito decorrente do contrato, a Licença de Operação do Projeto, expedida pelo órgão competente.
- Manter, durante todo o período de amortização, índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) de, no mínimo, 1,3. O ICSD é definido como a razão entre o fluxo de caixa disponível num determinado intervalo de tempo e a soma dos juros e amortizações pagos durante aquele mesmo intervalo de tempo.
- Sem a prévia e expressa autorização do BNDES, não realizar distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório e pagamentos de juros sobre o capital próprio.
- Realizar a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações da BAESA, até maio de 2004, no valor de R\$ 460,2 milhões, com opção

de venda ao BNDES em, no mínimo, 5 anos após sua emissão. Ressalte-se que as Debêntures simples da BAESA foram emitidas posteriormente a esta data limite e com condições diferentes das que foram acordadas quando da contratação do financiamento com o BNDES. O contrato entre a BAESA e o BNDES estabelecia que caso a emissão não ocorresse dentro da data prevista, os acionistas da companhia deveriam aportar, na mesma, recursos equivalentes. Além disso, dispunha que, se durante a repactuação das debêntures houvesse manifestação e interesse dos debenturistas em exercer a opção de venda, que os acionistas se obrigavam a resgatá-las até que se atingisse o limite de 25% do valor total da emissão, quando então caberia ao BNDES o dever de recompra das debêntures remanescentes que lhes fossem apresentadas.

Considerando o exposto pela BAESA no prospecto de emissão pública de Debêntures simples de 30.09.04, que uma emissão de debêntures no valor total de R\$ 460,62 milhões resultaria em fluxos de caixa negativos para o projeto em seus dois primeiros anos de operação, a BAESA solicitou ao BNDES crédito suplementar no valor de R\$ 300,0 milhões, que foi aprovado e contratado com aquele Banco, que também dispensou a BAESA da obrigação de emitir debêntures.

Os empréstimos do BNDES obedecerão ao seguinte cronograma de amortizações de principal:

Linhas	2006	2007 a 2017	2018
BNDES - TJLP	2,8%	8,3%	5,9%
BNDES – UMBNDES	1,4%	8,3%	7,3%
BNDES – Suplementar	2,8%	8,3%	5,9%

Tabela 22: Cronograma de Amortizações do Principal dos Empréstimos do BNDES

4.2.4. Financiamentos de Longo Prazo – Debêntures Públicas

A BAESA realizou, em agosto de 2004, uma emissão pública de Debêntures Simples, no valor total de R\$ 180 milhões. Os recursos provenientes da subscrição das debêntures foram utilizados para quitar mútuos da BAESA perante seus acionistas e para a realização dos investimentos de implantação da UHE Barra Grande.

As Debêntures foram do tipo simples, não conversíveis em ações, subordinadas ao crédito da BAESA para com o BNDES. Foram emitidas em duas séries: a 1ª série, no valor total de R\$ 90 milhões, cuja remuneração é de 105% do CDI, em pagamentos mensais após a carência e a 2ª série, de mesmo valor total que a anterior, e cuja remuneração é de IGPM + 9,55% por ano, em pagamentos anuais após a carência. Ressalte-se que durante o período de carência os juros serão incorporados ao principal, tal como o ocorrido nas linhas abertas pelo BNDES à BAESA. As debêntures terão prazo de 12 anos contados da data de emissão, com data de vencimento em agosto de 2016.

As Debêntures serão garantidas, até 01.08.07 para as da 1ª série e até 01.08.09, por uma Fiança prestada pelas empresas Alcoa Alumínio S/A, CPFL Energia S/A (empresa “holding” do Grupo CPFL), Hejoassu Administração S/A (empresa “holding” do Grupo Votorantim) e Camargo Corrêa S/A (empresa “holding” do Grupo Camargo Corrêa), que são acionistas diretos (Alcoa) ou indiretos da BAESA (as demais fiadoras). A fiança foi prestada em caráter universal e compreende a dívida principal e todos seus acessórios, inclusive juros moratórios, multas etc caso venham a ocorrer. Entretanto, a fiança é prestada sem solidariedade das fiadoras, cada qual respondendo proporcionalmente à fiança prestada, conforme a tabela abaixo:

Fiador	% da Fiança
Alcoa Alumínio S/A	42,1752%
CPFL Energia S/A	25,0059%
Hejoassu Administração S/A (Votorantim)	18,5674%
Camargo Corrêa S/A	14,2515%
Total	100,0000%

Tabela 23: Fiança às obrigações da BAESA perante os Debenturistas

Comparando-se os percentuais de fiança prestados pelos fiadores com as participações dos acionistas na estrutura de capital da BAESA, percebe-se que a Alcoa e a CPFL prestaram garantias na proporção do capital da BAESA detidos pelos seus grupos econômicos, enquanto a Hejoassu (Grupo Votorantim) e a Camargo Corrêa prestaram garantias em percentual superior ao capital social da BAESA por eles detidos, dividindo entre elas a garantia proporcional ao capital da BAESA de propriedade da DME Energética, que provavelmente não pode prestar fianças pelas restrições legais de crédito ao setor público atualmente vigentes no Brasil. O acordo de acionistas da BAESA obriga os sócios a

prestarem garantias não solidárias proporcionalmente às suas participações, porém caso algum não o faça, e faculta os demais sócios a prestarem garantias por aquele que não o fizer, desde que os sócios que prestarem garantias mais que proporcionalmente à sua participação acionária na BAESA sejam devidamente remunerados por este serviço por aqueles sócios que não prestaram garantias ou que prestaram garantias em percentual inferior à sua participação no projeto.

As debêntures contam também com uma série de condições, dentre as quais destacam-se:

- Após as datas de vencimento da fiança pelos acionistas, haverá uma repactuação geral dos termos das debêntures, e os acionistas poderão decidir por renovar ou não a fiança, e após a comunicação da decisão dos acionistas aos debenturistas relativamente à fiança, os debenturistas terão a opção de vender as debêntures ao par à BAESA.
- A BAESA tem o direito de recompra das debêntures, estando este direito condicionado a uma série de datas e prazos relativos a eventos definidos no prospecto de emissão das debêntures.
- Os debenturistas terão também a opção de venda de suas debêntures à BAESA caso se verifiquem eventos tais como (i) a mudança do controle societário da BAESA ou de seus acionistas, (ii) a BAESA decida pagar dividendos superiores ao mínimo legal anteriormente à liquidação das debêntures.
- As debêntures vencem antecipadamente em casos tais como (i) se verifique algum inadimplemento da BAESA perante os credores seniores (BNDES) que provoque o vencimento antecipado da dívida da BAESA ou aos debenturistas, (ii) a BAESA por algum motivo perca a concessão da UHE Barra Grande, (iii) seja decretada a falência da BAESA ou de algum de seus acionistas diretos ou indiretos.

O cronograma de amortizações das debêntures se dará da seguinte forma:

Série da Debênture	2006	2007 a 2015	2016
1ª Série – 105% do CDI	2,5%	10,0%	7,5%
2ª Série – IGPM + 9,55% aa	0,0%	10,0%	10,0%

Tabela 24: Cronograma de Amortizações do Principal das Debêntures Públicas

4.2.5. Representação Gráfica do *Project Finance* da UHE Barra Grande

Como se pode perceber, a estrutura de *Project Finance* montada para a implementação da UHE Barra Grande, há uma teia que engloba vários agentes econômicos envolvidos no processo, e amarrados por uma série de contratos que determinam as responsabilidades, riscos e remunerações de cada um. Segue uma resumida representação gráfica das principais relações envolvidas no *Project Finance* em questão:

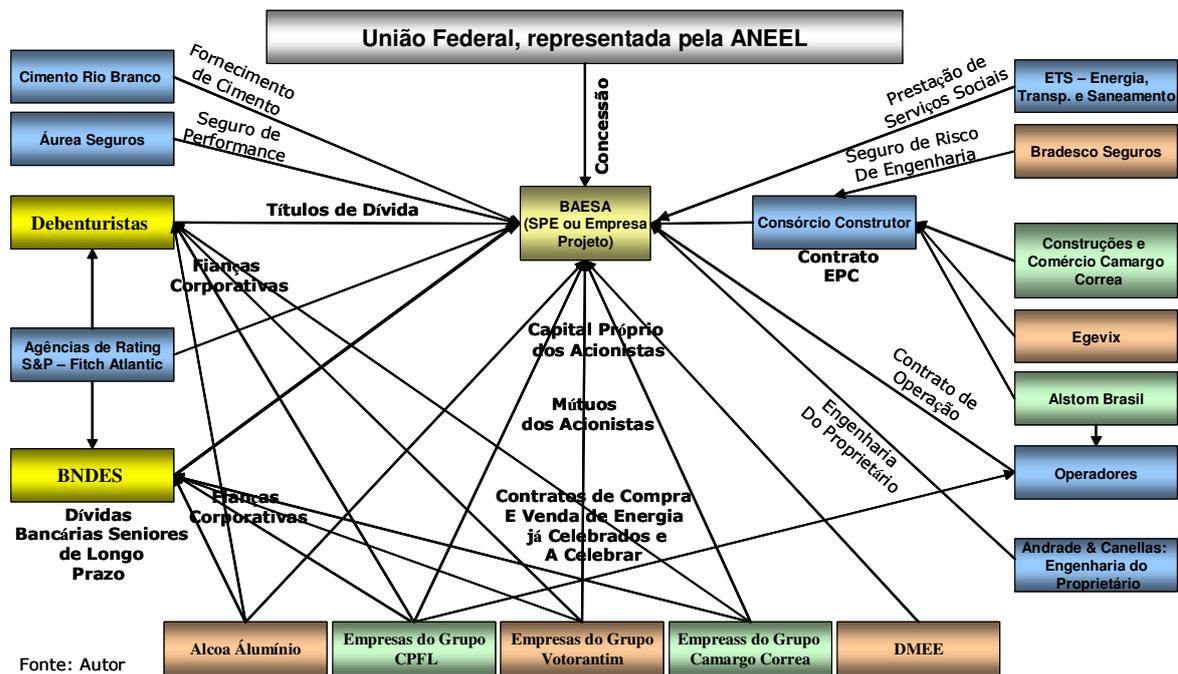


Figura 2: Representação Gráfica do *Project Finance* da UHE Barra Grande

4.2.6. Riscos e Garantias do *Project Finance* da UHE Barra Grande

A apresentação do projeto da UHE Barra Grande deixa patente a sofisticação da estrutura financeira montada para sua viabilização. Esta estrutura prevê a convivência com uma série de riscos relacionados à economia brasileira, ao setor elétrico em particular e especificamente, em relação aos agentes econômicos envolvidos no projeto.

Cabe ressaltar que as Debêntures públicas de emissão da BAESA tiveram classificação de risco “brAA” pela Standard & Poor’s e “A(bra)” pela Fitch Atlantic Ratings. Ambas as agências ressaltaram a qualidade creditícia dos fiadores e a capacidade empresarial dos agentes econômicos envolvidos com o projeto.

4.2.6.1.

Riscos do Projeto segundo a Tipologia de Tinsley (2000), adaptada à de Finnerty (1996) e Mecanismos de Mitigação

A análise foi realizada com as informações obtidas à luz dos documentos públicos obtidos quando da implantação do projeto, notadamente a escritura pública de emissão de debêntures, seus anexos, os contratos públicos de financiamento da BAESA, e demais notícias de jornais, revistas e demais meios de comunicação em 2004.

4.2.6.1.1.

Risco de Suprimento

O risco de suprimento no caso da BAESA é reduzido pelo simples fato de não haverem contratos de suprimento de insumos relacionados à produção de energia elétrica, fora a água represada pela barragem do empreendimento, pela qual as geradoras pagam uma taxa de utilização de recursos hídricos irrisória frente aos recursos financeiros obtidos com a geração de energia elétrica.

Adicionalmente, caso a água (cujo movimento de queda é o principal insumo para a geração de energia hidrelétrica) do rio em que se localiza a UHE tenha por quaisquer motivos, um comportamento de vazão hidrológica diversa das médias históricas, como a UHE pertence ao SIN, sendo operada pelo ONS, o MRE - Mecanismo de Realocação de energia garante à geradora a energia correspondente à energia assegurada para comercialização e portanto para auferir receitas necessárias ao pagamento dos compromissos da SPE, notadamente aos compromissos com os provedores de capital de terceiros, em que se destacam o BNDES e os Debenturistas. Desta forma, poderíamos entender o MRE como uma “*clearing house*” de energia, onde o risco de cada usina geradora é diluído pelo sistema como um todo.

Sob esta ótica, empreendimentos de geração hidrelétrica são incomparavelmente menos arriscados que os de geração térmica, que para gerarem eletricidade, queimam combustíveis, e portanto dependem de um insumo de preço alto e volátil. Desta forma, não se faz necessário qualquer mecanismo de gatilho ou de compra antecipada de suprimento, ou de travamento de preços de fornecimento com derivativos financeiros ou coisa similar.

4.2.6.1.2. Risco de Mercado

O risco de mercado do produto era existente quando da implantação da UHE Barra Grande, uma vez que, à época da emissão das debêntures, o projeto somente contava com aproximadamente 29% de sua energia assegurada contratada, com empresas acionistas diretas ou indiretas da BAESA. Este risco poderia ter sido evitado no caso deste projeto, caso a BAESA já tivesse contratada 100% de sua energia assegurada quando da emissão das debêntures públicas. No entanto, foi mitigado pelo acordo de acionistas em que os acionistas da BAESA se comprometiam a comprar energia da mesma proporcionalmente à sua participação no empreendimento. Adicionalmente, dado o porte e a credibilidade dos acionistas da BAESA, a exequibilidade do acordo de acionistas não representa um risco significativo.

Atente-se que em casos de projetos de geração de energia elétrica, o risco de mercado pode ser perfeitamente mitigado, caso os geradores contratem 100% de sua energia assegurada, diferentemente, por exemplo, de vários outros setores de infra-estrutura. Isto porque, geralmente, os CCVEs - contratos de compra e venda de energia elétrica - são realizados por um preço contratualmente acordado. Em casos de projetos para a exploração de derivados de petróleo, por exemplo, que são *commodities* representativas de mercados líquidos, com preços cotados internacionalmente, mesmo que, a produção do projeto seja totalmente comercializada quando de sua estruturação financeira, geralmente o preço é variável, atrelado aos parâmetros internacionais.

Cabe ressaltar que o prospecto de emissão de Debêntures simples não classifica os CCVEs então já contratados pela BAESA pela sua natureza, e tais contratos não são públicos.

4.2.6.1.3. Risco Operacional

A parcela “técnica” de risco operacional é bastante importante em casos de novas tecnologias ou processos, ou ainda no caso de projetos inovadores, ou o caso de erros de construção ou implantação. A construção e a operação de usinas hidrelétricas do porte de Barra Grande não apresenta nenhum grande desafio tecnológico que coloque em risco sua performance operacional.

A parcela “gerencial” do risco operacional foi delegada às empresas CPFL Energia e Alstom Brasil, ambas experientes e qualificadas para suas atividades, através de um contrato de operação e manutenção. No modelo do setor elétrico brasileiro, de um grande sistema interligado, embora a operação da UHE fique a cargo da CPFL e da Alstom, o despacho de energia, que é a ordem para gerar ou não e o quanto gerar em cada unidade da UHE vem do ONS, de modo que a operadora CPFL não terá ingerência sobre determinadas decisões operacionais, e desta forma o empreendimento participará do MRE, que também pode ser entendido como um mecanismo de mitigação deste tipo de risco, pois caso o projeto não estivesse interligado ao SIN (por exemplo, caso estivesse operando em no sistema isolado de Manaus, por exemplo), maiores seriam as responsabilidades do operador, e por conseqüência, também os riscos de operação do tipo “gerenciais”.

A parcela “custo” do risco operacional é derivada da combinação entre o “tecnológico” e o “gerencial”, podendo resultar em prejuízos para o Projeto. Conforme exposto, no âmbito do seguro de riscos de engenharia contratado, há um valor de US\$ 59,36 milhões segurados destinados à cobertura de perda de lucro esperado por problemas técnicos.

4.2.6.1.4. Risco de Força Maior

Existem quatro categorias de riscos de força maior: atos da natureza, atos do homem, atos do governo e atos impessoais. Os atos da natureza englobam enchentes, terremotos, vendavais, tsunamis, incêndios etc. Os atos do homem englobam guerras, terrorismos, greves, que por sua vez enquadram-se melhor na categoria de riscos políticos. Também são englobados como atos do homem fraudes e sabotagem. Os atos do governo referem-se a atividades organizadas por governos que interfiram na atividade econômica, tais como greves gerais, insurreições sociais, e outros tipos de manifestações, que serão abordados como risco político. Por fim, os atos impessoais são aqueles que não se enquadram em nenhuma razão em particular.

Desta forma, riscos de força maior existem em quaisquer projetos de investimentos. No caso da implantação da UHE Barra Grande, em caso de atos da natureza, desde que comprovadamente imotivados por ação humana, tais como enchentes, furacões, incêndios, pode ser destacados os seguros

patrimoniais contratados pela BAESA, que cobririam as perdas advindas de situações como estas.

Cabe ressaltar que, sob o ponto de vista da receita da UHE, nos termos dos CCVEs já celebrados pela BAESA, somente são enquadrados como força maior eventos que afetem (i) a disponibilização de quantidades mensais de energia elétrica contratada no local acordado e (ii) que sejam decorrentes da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

4.2.6.1.5. Risco de Conclusão

Dado que se trata da execução de uma obra cuja tecnologia é dominada, a parcela “técnica” do risco de conclusão da UHE Barra Grande é menor que o de projetos cuja tecnologia ou processos relacionados à sua execução sejam inovadores. Assim, o risco de conclusão pode ser dividido em dois grupos distintos:

- O risco da tecnologia empregada (i) na construção, (ii) nos equipamentos, (iii) na operação ou (iv) nos processos industriais relacionados ao empreendimento impedirem sua conclusão. Este risco foi mitigado pelo uso da tecnologia dominada de construção de usinas hidrelétricas. Conforme mencionado, o Brasil possui um parque gerador de energia hidrelétrica com capacidade instalada de 71.014 MW, de modo que os 690 MW de capacidade instalada da UHE Barra Grande representarão um acréscimo de aproximadamente 0,97% sobre o parque instalado.
- O risco do consórcio construtor não concluir a execução da obra caso sejam disponibilizados, pela BAESA às empresas participantes do consórcio construtor, os recursos necessários para tal. Este risco foi mitigado pela contratação de um consórcio construtor com ampla experiência na prestação de serviços de engenharia, construção e gerenciamento da obra – a Camargo Corrêa, por um lado, e na engenharia, fabricação, transporte, montagem e comissionamento dos equipamentos componentes do projeto – a Alstom. Outro fator relevante para a mitigação e o gerenciamento deste risco foi a contratação, pela BAESA, da empresa Andrade & Canellas, para a prestação de serviços de engenharia do proprietário, que contempla a checagem dos

procedimentos, processos e serviços prestados pelo consórcio construtor e dos demais prestadores de serviço.

Já a parcela “monetária” do risco de conclusão, diz respeito à possibilidade da BAESA não disponibilizar ao consórcio construtor os recursos necessários à conclusão do empreendimento, ou das estimativas e avaliações de custos de implantação do empreendimento se mostrarem insuficientes, caso em que ocorreriam sobrecustos de implantação.

O risco da BAESA não disponibilizar recursos para a construção foi mitigado pelas seguintes medidas: (i) definição clara das fontes de recursos do projeto, (ii) prestação de fianças corporativas durante pelo menos a fase de implantação dos projetos, por parte dos acionistas diretos ou indiretos do projeto, que são empresas com capacidade econômica para tal, o que foi inclusive atestado pelas empresas *Fitch Atlantic Ratings* e *Standard & Poor's* em seus relatórios de classificação de risco do projeto.

O risco de erros nas estimativas de custos de implantação que representem sobrecustos à implantação do projeto apresentam-se em maior ou menor grau em qualquer projeto de investimento, uma vez que as projeções econômico-financeiras, operacionais, tecnológicas - pressupõem estimativas, que podem estar erradas.

Em termos financeiros, 67% do custo de implantação do projeto se resume a três tipos de gastos: obras civis, equipamentos nacionais e gastos sócio ambientais.

Para as obras civis e os equipamentos nacionais, foi contratado um consórcio construtor pelo em regime de empreitada global tipo “*turn-key*”, em que o consórcio assume o risco de variação de preços desde o preço base acordado até sua margem de aproximadamente 6,8%, que no entanto não assume os preços de variação do aço e da energia elétrica, adquiridos diretamente pela BAESA. Adicionalmente, quando da emissão das debêntures públicas, 83% do custo com contrato com o consórcio construtor já havia sido incorrido, mitigando desta forma este risco na etapa da implantação do projeto em que foi realizada a análise dos riscos.

No que concerne ao risco de avaliações e estimativas para obras civis e máquinas e equipamentos, os riscos de projeto e geológico são também importantes variáveis. O risco de projeto pode ser mitigado através da contratação de empresas projetistas que possuam experiência de trabalho em conjunto com o consórcio construtor, e na atenção, por parte do empreendedor,

à empresa de engenharia do proprietário contratada para o projeto. No caso de empreendimentos de geração de energia elétrica que compreendam grandes barragens este risco é ainda maior. Uma forma de se mitigar este risco é através de cuidadosa avaliação da geologia do sítio onde será implantado o projeto. A contratação de um consórcio construtor com ampla experiência neste tipo de projeto – o que se aplica ao caso presente - foi um mitigador deste risco. Adicionalmente, o projeto mitigou este risco através da contratação de seguro de risco de engenharia contratado com a Bradesco Seguros, no valor de R\$ 298 milhões, que cobre tanto as obras civis quanto contingências pessoais.

Os riscos de avaliações e estimativas em relação ao meio ambiente serão abordados no contexto do risco ambiental.

4.2.6.1.6. Risco Político

O risco político se refere ao ambiente institucional onde o projeto se encontra, e às possibilidades de mudanças provocadas por entes políticos que possam de alguma maneira prejudicar o projeto. Isto compreende mudanças na legislação ou regulamentação referente ao projeto ou ao setor econômico em que este se insere, ocupando posição de relevância no caso do setor elétrico, que se destaca por ser bastante regulamentado. Compreende também mudanças das posturas públicas frente ao projeto. No caso presente, várias mudanças de natureza política poderiam afetar os negócios da BAESA, sendo este risco relevante.

Quando os acionistas da BAESA venceram a licitação para a concessão da UHE Barra Grande, o fizeram em um ambiente de competição em que o vencedor dos leilões era o agente que oferecesse maior valor pela outorga da concessão, e a energia resultante do projeto poderia ser comercializada em CCVEs de longo prazo ou no MAE. Desta forma, decidiram por firmar contratos de comercialização de energia para parte da energia produzida. Provavelmente, esperavam o aumento do preço da energia, para firmar contratos de venda do restante. À época da emissão das debêntures públicas da BAESA, que se deu durante a implantação do projeto, o setor elétrico passou por outra reforma, que definiu um novo marco regulatório através do qual os próximos vencedores de licitações para a concessão de empreendimentos hidrelétricos serão aqueles que oferecerem a menor tarifa de venda para a energia produzida pelo ativo

licitado, ou seja, agora as licitações para empreendimentos de geração de energia obedecem ao critério de modicidade tarifária.

Outro risco político seria o da encampação da concessão pelo poder concedente, o que parece menos razoável, a não ser que os empreendedores não cumpram com suas obrigações perante o poder concedente, o que a princípio, não seria de se esperar de empreendedores deste porte e dos grupos empresariais a que pertencem. No entanto, este risco é existente, e a maneira de mitigá-lo será uma cuidadosa gestão financeiro-empresarial e operacional da SPE.

4.2.6.1.7. Risco Cambial

O risco cambial se refere à possibilidade de variações no câmbio entre moedas que leve alguma parte a prejuízos. Este tipo de risco é mais acentuado quando pelo menos parte dos recursos para a implantação do projeto advém de outro país que não aquele em que o projeto se localiza, ou em que suas receitas e gastos (sejam eles custos, despesas ou gastos de investimentos), são denominados em moedas diferentes, como é o caso de projetos industriais cuja produção se destine à exportação, por exemplo, o que definitivamente não é o caso da UHE Barra Grande.

No entanto, o contrato de financiamento do BNDES à BAESA continha o Subcrédito E, no valor de R\$ 184,25 milhões, indexado à UMBNDES, também conhecida como Cesta de moedas do BNDES, um índice calculado e divulgado pelo BNDES que varia conforme a variação das moedas internacionais em que aquela instituição capta recursos, ponderada pela participação de cada moeda internacional nas captações externas daquele banco. Atualmente, a correlação entre a UMBNDES e o dólar norte americano é superior a 85%, uma vez que a maioria das captações de recursos internacionais realizadas por aquele banco de fomento foram denominadas em dólares norte-americanos.

A BAESA explicitou no prospecto de emissão de Debêntures públicas que não tem por estratégia a contratação de proteções contra variações cambiais, tais como “*hedges*”, “*swaps*”, ou outros derivativos financeiros. Uma leitura simplista desta estratégia poderia levar à conclusão que a BAESA decidiu deliberadamente correr risco cambial, mas tendo em vista que (i) os contratos de compra e venda de energia elétrica, já celebrados pela BAESA, são indexados ao IGP-M, índice de preços que leva em conta a variação do câmbio e (ii) que o

montante de recursos de R\$ 184,25 milhões sujeitos à variação cambial represente 19,5% dos R\$ 941 milhões de recursos de terceiros aplicados no projeto, e 13,5% dos recursos totais de R\$ 1.366 milhões empregados na implantação do empreendimento – verifica-se que a empresa, caso consiga contratar toda a sua energia produzida comercializável nos mesmos moldes dos 30% já contratados, não precisará dispor de mecanismos de proteção contra a variação cambial uma vez que seu risco cambial será mitigado pelo fato de suas receitas, embora denominadas em reais, sendo indexadas ao IGPM, grosso modo representariam uma proteção contra a possível variação do dólar norte americano que seria refletida no aumento de seu passivo representado pelo subcrédito “E” de sua dívida perante o BNDES.

4.2.6.1.8.

Risco de Taxa de Juros

O risco de taxa de juros reflete no risco do aumento dos desembolsos das empresas com juros, ou seja, com o serviço da dívida, quando esta dívida foi contratada com taxas flutuantes ou indexadas.

No caso dos financiamentos para com o BNDES, por exemplo, em grande parte dos contratos este risco, sob a ótica dos patrocinadores, é mitigado pela cláusula padrão de teto de variação da taxa flutuante de juros. Isto se dá da seguinte forma: os subcréditos de dívidas do BNDES são indexados à variação de seus índices de taxas de juros, sendo os mais conhecidos a TJLP, fixada pelo Conselho Monetário Nacional, e a UMBNDES, já explicada.

No entanto, uma cláusula padrão de contratos do BNDES estabelece que, no cálculo do serviço da dívida, caso a variação anual do indexador em questão seja superior a 6%, os juros pagos serão calculados como a aplicação, sobre o principal do percentual resultante da soma de 6% à remuneração do BNDES, no caso de operações diretas entre o BNDES e o mutuário final, ou à remuneração do BNDES mais a do agente financeiro repassador dos recursos, no caso de operações indiretas (operações em que os recursos do BNDES são repassados a um agente financeiro, que contrata com o beneficiário final). Caso a variação anual dos indexadores do BNDES, no caso a TJLP e a UMBND, sejam superiores a 6% ao ano, a parcela que exceder 6% ao ano, em vez de ser paga, será incorporada ao saldo devedor.

No caso da BAESA, trata-se de uma operação direta com remuneração (“*spread*”) do BNDES de 3,125% ao ano, de modo que o serviço da dívida será

de 9,125% ao ano, e caso a TJLP ou a UMBNDES variem em percentuais acima de 6% ao ano, o que exceder a este percentual será incorporado ao saldo devedor de cada financiamento. Desta forma, o risco de aumento da taxa de juros é mitigado por esta “cláusula padrão” dos contratos do BNDES, que transfere o risco do aumento das prestações de serviços da dívida para um risco de aumento do saldo devedor.

Fora os empréstimos junto ao BNDES, nas demais captações de recursos de terceiros a BAESA corre risco de taxa de juros, uma vez que metade das debêntures emitidas é indexada ao CDI (a outra metade é ao IGPM, desta forma casada com as receitas da empresa), e os mútuos da empresa perante os sócios também são indexados ao CDI.

4.2.6.1.9. Risco Legal

Conforme exposto no referencial teórico, sob a ótica do *Project Finance* como estrutura financeira e empresarial, o ambiente jurídico e institucional brasileiro per se apresenta um risco legal pelo fato inicial das técnicas desenvolvidas no ambiente jurídico anglo-saxão não serem passíveis de aplicação “*ipsis literis*” no Brasil. Reforçando o exposto no referencial teórico, a importante figura do “*trustee*” nas estruturas de *Project Finance* clássicas da literatura, não tem paralelo no Brasil, por questões de sucessão e direito de propriedade na lei brasileira, bem como aqui não é possível que os credores tenham “*step-in rights*” sobre os ativos financiados (direito de assumirem a propriedade e a gestão dos ativos financiados em caso de inadimplências).

No caso da BAESA, além da necessidade de adaptação das técnicas de estruturação financeira para o ambiente institucional brasileiro, o risco legal também se manifesta como o risco de mudanças nas regras do jogo para o tão regulado setor elétrico, que já ocorreu desde a publicação do prospecto de distribuição pública de suas debêntures, risco contra o qual não há grandes possibilidades de mitigação, sendo relevante no caso presente.

4.2.6.1.10. Risco Ambiental

Este risco tem crescido no Brasil nas últimas décadas como resultado do aumento da consciência pública em relação ao tema e com a crescente

complexidade da legislação ambiental e dos órgãos de licenciamento e fiscalização.

O caso de uma Usina Hidrelétrica é delicado por natureza – ela engloba necessariamente o alagamento de áreas para represamento de águas e a remoção de populações afetadas. No caso da região sul do Brasil, onde o projeto se localiza a complexidade da relocação da população geralmente é mais complicada que nas regiões centro-oeste e norte, por englobar população mais educada e com maior densidade populacional.

Adicionalmente este projeto se localiza na divisa entre dois estados, de sorte que a competência para o licenciamento e fiscalização ambiental é Federal, ou seja, o IBAMA. No caso de Barra Grande, quando as debêntures públicas foram emitidas, o projeto estava em situação ambiental regular, estando pendente basicamente a realização dos programas ambientais necessários à obtenção da licença de operação, que consubstancia a conclusão do projeto em termos ambientais e permite o início da sua operação comercial. Este risco estaria presente em qualquer operação no setor elétrico que estivesse em fase de implantação, pois a licença de operação só é concedida pouco antes da operação comercial realmente se iniciar.

O projeto conta, no entanto, com atenuantes por não se encontrar em área vizinha a reservas indígenas, caso em que o projeto deveria contar com a autorização do Congresso Nacional ou protegidas pelo patrimônio histórico ou arqueológico, caso em que o licenciamento ambiental é bem mais complicado.

A principal medida de mitigação deste risco é a atenção dos empreendedores a assuntos sensíveis ao meio ambiente e a contratação de assessoria especializada para o licenciamento e a execução dos programas ambientais, tendo sido contratada a Andrade & Canellas para a fase de implantação e a CPFL Energia e a Alstom Brasil para a fase de operação.

4.2.6.1.11. Risco de Participantes

Conforme pode ser observado na análise do *Project Finance* montado para a operação em questão, vários são os participantes envolvidos no projeto, cada qual com suas responsabilidades, riscos e remunerações. De uma forma geral, a mitigação deste risco parece ter sido a contratação de empresas de grande porte e experiência empresarial na atividade que irá desenvolver, e nos riscos que irá gerenciar, principalmente nos serviços que representam maiores

responsabilidades financeiras, como o Contrato EPC, os Contratos de Financiamento de Longo Prazo com o BNDES e a emissão pública de Debêntures. Inclusive, este “risco dos participantes” foi positivamente avaliado pelas duas agências de classificação de risco cujos relatórios constituíam anexos ao prospecto de emissão das debêntures.

4.2.6.1.12. Demais Categorias de Risco

Vários riscos poderiam ser incluídos neste rol. Um risco freqüentemente citado na literatura para projetos de infra-estrutura, com estrutura de capital com forte componente de capital de terceiros, é o risco do refinanciamento.

O risco do refinanciamento se refere ao risco de determinada empresa não conseguir manter sua estrutura de capital, sendo obrigada, por fatores diversos, a aumentar a participação do capital próprio relativamente ao capital total por não conseguir refinar seu capital de terceiros. No caso da BAESA, a maior parte de sua dívida, representada pelos contratos com o BNDES, não é refinanciável, uma vez que se trata de um financiamento para a implantação do empreendimento. Já a parcela das Debêntures, poderia em tese ser refinanciada com um novo lançamento de debêntures no vencimento das atuais, ou posteriormente a algum processo de recompra destas pela emissora, nos casos previstos no prospecto de emissão.

O refinanciamento de dívidas bancárias corporativas ou de títulos de dívida depende, em grande parte, da qualidade creditícia do emissor e também das condições gerais da economia local e internacional. Desta forma, há um risco sistêmico, do funcionamento da economia, e um outro risco específico, relacionado à qualidade creditícia da devedora, que pode ser mitigado com uma administração financeira conservadora, aliada a uma estratégia empresarial bem sucedida, que é o que a BAESA se propõe a fazer. Neste sentido, ambos os relatórios de classificação de risco das Debêntures públicas ressaltam a qualidade creditícia da BAESA como conseqüência da qualidade creditícia de seus acionistas.

4.2.6.2. Estruturação das Garantias sob o Ponto de Vista dos Credores

Os principais credores da BAESA, a saber o BNDES e os Debenturistas, contam com fianças corporativas de empresas de primeira linha acionistas

diretas ou indiretas do projeto pelo menos durante a fase de implantação do projeto. Este fato por si só, já descaracteriza o “*Project Finance* puro”, mas não o descaracteriza totalmente, uma vez que a própria literatura internacional sobre o assunto exemplifica casos de garantias fora do projeto durante a fase de implantação.

Ressalte-se que a fiança corporativa foi prestada durante a fase de implantação do projeto. Isto significa que após a implantação, ou seja, na fase de operação, seus acionistas provavelmente serão dispensados das fianças prestadas, liberando seus balanços e retomando a capacidade de alavancagem mais cedo que se tivessem que manter as garantias corporativas durante todo o período dos financiamentos. Observe-se que, se por um lado há garantias corporativas descaracterizando o “*Project Finance* puro”, por outro lado a desobrigação das garantias corporativas durante a fase de operação aumenta a capacidade de alavancagem dos patrocinadores.

Adicionalmente, o BNDES conta com o com algumas condições financeiras, como a exigência de manutenção de índices de cobertura do serviço da dívida acima de 1,3, conta com o penhor de parte das ações de emissão da BAESA e com o “penhor dos direitos emergentes da concessão”, aí incluídos os direitos sobre as receitas advindas da operação dos ativos, objeto da concessão. Por fim, conta com a proibição de que a BAESA distribua dividendos acima do mínimo legal enquanto vigorar o financiamento e precisa anuir quanto a decisões financeiras da BAESA quanto à captação de recursos de terceiros, como por exemplo a emissão de Debêntures.

Os debenturistas contam também com condições de vencimento antecipado da dívida caso se verifiquem determinados eventos desfavoráveis à perspectiva de recuperação do principal investido nas debêntures.

Por fim, cabe notar que algumas destas obrigações da BAESA perante o credor *senior* BNDES, notadamente a obrigação da manutenção de índices de cobertura do serviço da dívida, da limitação da distribuição de dividendos e da necessidade da anuência quanto à captação de recursos de terceiros representam uma ingerência deste financiador no fluxo de caixa livre da empresa que pode ser vista sob a ótica da redução do custo de agencia entre os provedores de capital e os administradores, um resultado da aplicação das técnicas do *Project Finance* descrita na literatura, que não se encontram com a mesma freqüência em casos de estruturas financeiras que contem com financiamentos corporativos tradicionais.