

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

PROJECT FINANCE E A USINA DE ITÁ

Denise Diniz de Barros

Número de Matrícula: 9520666

Orientadora: Marina Figueira de Mello

Junho de 2001

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

PROJECT FINANCE E A USINA DE ITÁ

Denise Diniz de Barros

Número de Matrícula: 9520666

Orientadora: Marina Figueira de Mello

Junho de 2001

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo,
a nenhuma força externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”

A minha querida mãe.

AGRADECIMENTOS

Obrigada a todos que fizeram parte da minha vida durante os anos em que eu estudei na PUC. Posso citar inúmeros amigos que fizeram a minha vida de estudante menos difícil e mais divertida: Bia, Camila, Bruna, Gisele, Eduardo, Ilana, Cristina, Bruno, Flavia, André, Ian, Wanderley, Leo, Daniel, Rafael, Bianca, entre vários outros.

Obrigada a Deus, com quem eu pude contar durante toda a minha trajetória de estudante e que me ajudou a passar em todas aquelas provas “impossíveis”. Agradeço muito a minha mãe, que sempre foi maravilhosa, compreensiva, e inúmeras vezes passou aquele cafezinho à 1:00 hora da manhã pra me acompanhar nos estudos e me consolou de vários “zeros” que eu tinha certeza de ter tirado.

Obrigada a todos que torceram por mim e me ajudaram a conseguir material para a minha monografia como o meu querido chefe Paulo Roberto, a Mônica – sempre tão alegre e calma, Ricardo Mattei, Carlos Freitas e Carlos Haude.

Finalmente, obrigada a Marina, a minha grande orientadora, que com muito humor e dom para o ensino me passou muito conhecimento em todo o período de convivência na PUC. Afinal foram três matérias e a monografia!

ÍNDICE:

I)	INTRODUÇÃO	7
	I.1) HISTÓRICO DA ATUAÇÃO DO ESTADO E DO SETOR PRIVADO NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA.....	8
	I.2) DEFINIÇÃO DE PROJECT FINANCE.....	15
	I.3) HISTÓRICO DO <i>PROJECT FINANCE</i>	16
II)	OS RISCOS DE UM <i>PROJECT FINANCE</i>	18
II.1)	ANÁLISE DE VIABILIDADE.....	18
	II.1.1) Viabilidade Técnica.....	18
	II.1.2) Viabilidade Econômica.....	19
	II.1.3) Avaliação de Crédito.....	20
II.2)	OS RISCOS DO PROJETO.....	20
	II.2.1) Risco de Conclusão.....	21
	II.2.2) Risco Tecnológico.....	22
	II.2.3) Risco de Oferta de Matéria Prima.....	22
	II.2.4) Risco Econômico.....	23
	II.2.5) Risco Financeiro.....	24
	II.2.6) Risco Cambial.....	25
	II.2.7) Risco Político.....	27
	II.2.8) Risco Ambiental.....	28
	II.2.9) Risco de Força Maior.....	28
II.3)	CONCLUSÃO.....	29
III)	OS AGENTES ENVOLVIDOS NO <i>PROJECT FINANCE</i>	31
	III.1) Investidores / Patrocinadores.....	31
	III.2) Credores.....	32
	III.3) Construtores.....	33
	III.4) Fornecedores de Matéria Prima.....	34
	III.5) Compradores do Produto Final.....	34
	III.6) Advogados.....	35
	III.7) Seguradoras.....	35
	III.8) Consultor Financeiro.....	36
	III.9) Consultores Independentes.....	37
	III.10) Governo.....	37
IV)	GARANTIAS	38
IV.1)	PERÍODO DE CONSTRUÇÃO.....	39
	IV.1.1) Arranjos Contratuais.....	39
	IV.1.1.1) Modelo de Franquia Perpétua.....	41
	IV.1.1.2) Modelo <i>BOT</i>	41
	IV.1.1.3) Modelo <i>BTO</i>	41
	IV.1.1.4) Modelo <i>BBO</i>	42
	IV.1.1.5) Modelo <i>LDO</i>	42
	IV.1.1.6) Modelo de Expansão.....	42
	IV.1.1.7) Modelo de Privatização Temporária.....	43
	IV.1.1.8) Modelo de Desenvolvimento Especulativo.....	43
	IV.1.2) Linhas de Crédito e Fundo de Contingência.....	43
	IV.1.3) Seguros.....	44
IV.2)	PERÍODO DE OPERAÇÃO.....	44
	IV.2.1) Contratos de Compra e Venda.....	44
	IV.2.1.1) Contrato <i>Take-if-Offered</i>	45
	IV.2.1.2) Contrato <i>Take-or-Pay</i>	45
	IV.2.1.3) Contrato <i>Hell-or-High-Water</i>	46
	IV.2.1.4) Acordo de <i>Throughput</i>	46
	IV.2.1.5) Contrato de Custo de Serviço.....	47

IV.2.1.6) Acordo de <i>Tolling</i>	47
IV.2.1.7) Provisão de Acréscimo.....	47
IV.2.2) Acordo de Fornecimento de Matéria Prima.....	47
IV.2.3) Suporte Creditício Suplementar.....	48
IV.2.3.1) Acordo de Suporte Financeiro.....	48
IV.2.3.2) Acordo de Insuficiência de Caixa.....	48
IV.2.3.3) Acordo de Subscrição de Capital.....	49
IV.2.3.4) Acordo de <i>Clawback</i>	49
IV.2.3.5) Fundo de Caução.....	49
IV.2.3.6) Seguros.....	50
V) ESTRUTURA LEGAL	51
V.1) ESTRUTURA LEGAL NO BRASIL.....	51
V.2) ESTRUTURA LEGAL NOS ESTADOS UNIDOS.....	52
V.2.1) Sociedade Indivisível.....	52
V.2.2) Corporação.....	53
V.2.3) Parcerias.....	54
V.2.4) Empresas de Responsabilidade Limitada.....	55
VI) ESTUDO DE CASO: USINA HIDRELÉTRICA DE ITÁ	56
VI.1) INTRODUÇÃO.....	56
VI.1.1) Números da Obra.....	58
VI.1.2) Histórico da Usina.....	59
VI.1.3) Composição Acionária.....	65
VI.2) CARACTERÍSTICAS DO PROJETO.....	67
VI.2.1) Construção.....	67
VI.2.2) Operação.....	68
VI.2.3) Financiamento.....	69
VI.3) AGENTES.....	74
VI.3.1) Investidores / Patrocinadores.....	74
VI.3.2) Financiadores.....	75
VI.3.3) Construtores.....	76
VI.3.4) Compradores do Produto Final.....	77
VI.3.5) Advogados.....	78
VI.3.6) Seguradoras.....	79
VI.3.7) Consultor Financeiro.....	79
VI.3.8) Consultores Independentes.....	79
VI.3.9) Governo.....	80
VI.4) RISCOS.....	80
VI.4.1) Risco de Conclusão.....	80
VI.4.2) Risco Tecnológico.....	82
VI.4.3) Risco de Oferta de Matéria Prima.....	83
VI.4.4) Risco Econômico.....	83
VI.4.5) Risco Financeiro.....	84
VI.4.6) Risco Cambial.....	85
VI.4.7) Risco Político.....	86
VI.4.8) Risco Ambiental.....	88
VI.4.9) Risco de Força Maior.....	91
VI.5) GARANTIAS.....	93
VII) CONCLUSÃO	101
VIII) BIBLIOGRAFIA	104

I) INTRODUÇÃO

A escassez de energia, a necessidade de expansão do sistema de forma a acompanhar a crescente demanda e a melhor maneira de desenvolver o setor de infra-estrutura no Brasil sempre preocuparam o governo e a sociedade durante o século XX. O iminente racionamento de energia tem atraído todas as atenções para esse tema, visto que pode provocar uma redução substancial no crescimento da economia projetado para este ano. A culpa recai sobre a falta de investimentos no setor de geração e transmissão durante os anos 80 e a dificuldade de desenvolvimento de um modelo de privatização que gere aumento da capacidade instalada.

Estruturas alternativas estão sendo desenvolvidas de forma a promover uma expansão da capacidade de geração que recupere os anos sem investimento significativo no setor e garanta energia para sustentar o desenvolvimento do país para os próximos anos. A tabela abaixo mostra a necessidade de recursos do setor até 2004, em bilhões de Reais¹:

¹ Apresentação “FURNAS e as Perspectivas do Setor Elétrico Brasileiro” ministrada pela Diretoria Financeira de FURNAS Centrais Elétricas S.A.

	2001	2002	2003	2004	Total
Geração	5,3	5,6	4,0	3,4	18,3
Transmissão	3,4	2,5	1,1	1,0	8,0
Distribuição	1,5	1,5	1,5	1,4	5,9
Outros	0,5	0,5	0,4	0,3	1,7
TOTAL	10,7	10,1	7,0	6,1	33,9

O *Project Finance* entra exatamente para ajudar a suprir essa deficiência, atraindo diversos agentes do setor privado, nacional e estrangeiro, para a execução em conjunto dos investimentos e projetos de grande porte necessários ao país e que não podem ser feitos apenas pelo governo, por falta de recursos, nem por agentes do setor privado de forma isolada.

I.1) HISTÓRICO DA ATUAÇÃO DO ESTADO E DO SETOR PRIVADO NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA

O funcionamento dos serviços públicos de eletricidade no Brasil iniciou-se nos primeiros anos do século XX e teve, na sua primeira fase, os governos estaduais como poder concedente e empresas privadas estrangeiras atuando como concessionárias, operando de forma limitada e de âmbito local e efetuando os investimentos para expansão da rede.

Foi particularmente depois da Segunda Guerra Mundial, com o grande crescimento da população urbana e durante intensa corrente de industrialização, que o fornecimento de energia elétrica começou a se mostrar em colapso. Havia um grande controle governamental sobre as tarifas públicas. Esse elevado grau de intervenção sobre o mercado não tardou a produzir efeitos perversos, materializados pela inviabilização de novos

investimentos e, conseqüentemente, da expansão do sistema no momento em que a demanda apresentava um crescimento significativamente superior ao da oferta no setor de infra-estrutura.

Durante toda a década de cinquenta e início da década de sessenta, os racionamentos de energia e a necessidade de instalação de geradores foram os principais aliados dos intervencionistas nacionalistas. Ainda na década de quarenta, os governos estaduais começaram a intervenção no setor em sintonia com o governo federal. Ao longo das três décadas que se seguiram, o modelo do setor elétrico foi se alterando, com a iniciativa privada sendo progressivamente encampada até praticamente desaparecer.

Foram criados o Plano Nacional de Eletrificação em 1954, o Ministério das Minas e Energia, em 1960 e a Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras, em 1962. Com a criação da Eletrobrás, foi conferida uma nova função às atividades da União, que através dessa *holding* federal passaria a centralizar todas as decisões sobre os rumos do setor de energia elétrica no Brasil.

No lugar da iniciativa privada, entraram novos projetos dos governos federal e estaduais, feitos numa escala sem precedentes, despendendo enormes volumes de recursos para transformar a estrutura fragmentada da indústria no modelo nacionalmente integrado e centralmente planejado que conhecemos hoje em dia. A produção e distribuição de energia passou a ser feita a partir de Furnas, que a vendia diretamente para as concessionárias e em 1979, com a aquisição da Light, o setor que era 100% privado na década de cinquenta, tornou-se 98% público.

Entretanto, a fixação de tarifas sobre o consumo de eletricidade que vinha sendo usada de maneira demagógica pelos governos como política anti-inflacionária durante a décadas de 70 e quase toda a década de 80, trazia enormes prejuízos e redução do crescimento da potência instalada, comprometendo a qualidade dos serviços prestados à população. Esta política fez com que a tarifa média caísse cerca de 44% entre os anos de 1972 e 1986 e estava baseada em um imprudente e elevado endividamento externo das empresas do setor.

A continuada política de retenção e equalização tarifária em todo o território nacional tinha como objetivo promover o desenvolvimento regional e também servir como uma forma de subsídio às empresas, através de um rateio do lucro das empresas rentáveis para as outras que não conseguiam se sustentar com seus próprios recursos, de forma que o preço da eletricidade fosse o mesmo em todas as regiões, não importando os custos de produção.

A manutenção dos preços de eletricidade artificialmente baixos provocou graves conseqüências no equilíbrio econômico das empresas em particular, e por conseguinte, de todo o setor elétrico já que prejuízos acumulados eram maiores que os lucros, gerando sistemáticas perdas para o setor elétrico.

Para que os controladores das concessionárias não arcassem com as perdas decorrentes de tais decisões políticas, foi instituída também a Conta de Resultados a Compensar (CRC), que garantia uma remuneração mínima sobre o capital investido pelas concessionárias, através da regulação pela taxa de retorno, transferindo o prejuízo das empresas concessionárias para o governo e deixando de incentivar a administração competente.

A situação continuava a se agravar até que, em março de 1985, vítima de mais um congelamento de tarifas provocado pelo Plano Cruzado com o objetivo de conter a inflação, o setor de energia elétrica entrou na pior crise de sua história, quando a remuneração das empresas alcançou níveis incapazes de gerar recursos para investir.

Só foi dado um passo concreto na direção da recuperação econômica do sistema na Constituição de 1988, que em seu artigo 175 prevê o regime de concessionárias e permissionárias de serviços públicos em âmbito federal, abrindo assim a discussão sobre a privatização do setor e a redução do papel empresarial do Estado na economia, que foi efetivamente sancionada em 13 de fevereiro de 1995, pela lei número 8.987, conhecida como Lei das Concessões.

A década de 90 se iniciou com um quadro de eminente falência do Estado e de sua capacidade de gerir serviços públicos com eficiência e a qualidade necessárias, comprometendo outras atividades que lhe seriam peculiares como educação e a saúde, e levando a crer que a solução seria alcançada pela sua retirada das atividades produtivas que pudessem ser realizadas por empresas privadas.

Desta forma, o início da década de 90 foi marcado pela proposta de implantação de um novo modelo, onde o poder concedente continuaria a ser o Estado, mas os concessionários passariam a ser empresas privadas nacionais e estrangeiras ou empresas estatais, em menor escala. O Estado, então, passaria a ter um papel de fiscalizador e regulador, deixando os investimentos por conta do setor privado através das privatizações em regime de concessão.

No momento da abertura do mercado brasileiro para a atuação de empresas privadas, havia muita instabilidade no ambiente político-econômico, o que dificultou o trabalho do governo de inclusão do setor privado nos projetos de infra-estrutura. Por ocasião da celebração de contratos de concessão, havia a necessidade de criação de um mecanismo que preservasse o valor real das tarifas cobradas, garantindo o reajuste dos serviços prestados pelas concessionárias privadas. Havia suficiente evidência histórica para que o setor privado tivesse receio de que seu alto investimento, depois de realizado, pudesse ter sua remuneração deprimida por falhas na regulação, como por exemplo, na indexação de preços. O IGP-M² foi acordado entre as partes por ser um índice de preços que reflete bem os aumentos de preços da economia e a taxa de inflação, minimizando o risco na avaliação dos projetos por parte do setor privado.

O fim dos anos 90 é marcado pela desvalorização do Real, em janeiro de 1999. Tal acontecimento implicou na ocorrência de alguns efeitos negativos para certas concessionárias. Fez-se presente a forte pressão sobre os custos das empresas novas que contraíram dívidas em outras moedas, e também sobre empresas cuja parte significativa dos seus insumos é importada, ou tem cotação em dólar, como é o caso das usinas termelétricas que tem como matéria prima o gás natural. As empresas recém privatizadas também sofreram bastante, visto que alavancaram consideravelmente o seu passivo em moeda estrangeira, a fim de iniciar os investimentos necessários e acordados nos contratos de concessão. As concessionárias públicas afetadas se viram impossibilitadas legalmente de repassarem integralmente o aumento de custos incorrido com a desvalorização para as tarifas, provocando uma descontinuidade no fluxo de caixa delineado por elas.

² IGP-M é o Índice Geral de Preços do Mercado calculado pela Fundação Getúlio Vargas

Outro efeito negativo adveio da avaliação e compra das empresas recém privatizadas, já que ambas as ações basearam-se no dólar. Logo após a desvalorização cambial, o valor patrimonial dessas empresas foi reduzido na mesma proporção da perda de valor da moeda nacional, enquanto o seu passivo cresceu abruptamente, provocando um indesejável desequilíbrio no balanço das mesmas.

A conjunção desses efeitos descapitalizou as concessionárias, aumentou o risco regulatório e conseqüentemente inviabilizou qualquer tentativa de retomada dos investimentos, afastando mais uma vez o setor privado do financiamento de novos projetos de infra-estrutura .

As oportunidades de negócios no setor de infra-estrutura para os agentes do setor privado são atrativas na medida que oferecem um fluxo regular de retorno, e portanto com risco mercadológico bastante baixo, mas o nível de regulação a que estão sujeitos é muito alto, já que suas atividades são muitas vezes consideradas monopólios naturais e a população conta com agências reguladoras para protegê-la de possíveis abusos dos novos responsáveis pelos serviços públicos.

Também é de responsabilidade das agências regulatórias, como a Aneel, no caso de energia, zelar para que as concessionárias não sejam afetadas por crises e mudanças abruptas na economia nacional que possam ser muito prejudiciais à saúde financeira das concessionárias, evitando assim aumento do risco regulatório e evitando o afastamento dos agentes privados dos projetos de infra-estrutura.

Cabe ressaltar que o processo de privatização das empresas dos setores de infra-estrutura difere dos demais que participaram do Programa Nacional de Desestatização

(PND) por ser feita em regime de concessão, ou seja: sem transferência dos direitos de propriedade ao setor privado.

Como consequência da falência estatal, foram promulgadas, a partir 1989, Resoluções do Banco Central restringindo a tomada de linhas de crédito por parte de empresas estatais. A responsabilidade pelo investimento no setor de infra-estrutura foi novamente passada para as mãos do setor privado devido à incapacidade do Estado. O curioso é que há alguns anos atrás, a mesma responsabilidade foi transferida do setor privado para o Estado pelo mesmo motivo, a insuficiência de investimento no setor.

Assim, o Estado como fornecedor de recursos – anteriormente forma majoritária de viabilização de projetos - é substituído por uma nova engenharia financeira, onde o fluxo de caixa do projeto assume o papel de avalista primário. Passam a estar em voga instrumentos como o *Project Finance*, o *Private Equity*, o *Leasing*, o *Joint Venture*, o *Venture Capital* e a Securitização de Recebíveis e/ou de Divisas, alternativas viáveis tanto para o setor de energia quanto para os outros setores de infra-estrutura, sempre envolvendo o setor privado e permitindo que novos passos sejam dados para a consolidação do processo de abertura do setor elétrico brasileiro, de forma a superar o gargalo provocado pela falência do Estado brasileiro e nos levando a alcançar um nível de desenvolvimento que aumente o bem estar da população.

I.2) DEFINIÇÃO DE PROJECT FINANCE

Project Finance é a captação de recursos para financiar um projeto de investimento economicamente separável (isto é, cujos ativos possam passar a pertencer a uma empresa criada com o propósito específico de implantar o projeto), no qual os provedores de

recursos vêm o fluxo de caixa do projeto como uma fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e obter retorno sobre seu capital investido no empreendimento. O projeto é então financiado sem a garantia das entidades empreendedoras³ a quem pertence (*limited* ou *non-recourse*).

O Project Finance envolve a confecção engenhosa de contratos sob medida para cada projeto, de forma a alocar eficientemente os retornos e os diferentes tipos de riscos do projeto, de acordo com os participantes e suas especialidades, remunerando corretamente e incentivando a participação dos agentes.

Isso requer uma estruturação complexa envolvendo uma imensa gama de negociações, acordos e contatos, não só entre sócios e financiadores, como também, com fornecedores, clientes, empresas seguradoras, construtoras, consultores e governo que assim diminuem os riscos do projeto.

Dentre os inúmeros projetos que já foram executados no mundo através da estrutura de Project Finance, podemos citar:

- *Eurotunnel* (França /Inglaterra)
- *Euro Disneyland* (França)
- Auto-estrada Norte-Sul (Malásia)
- Segundo Estágio da Auto-estrada de Bangkok (Tailândia)
- *Sydney Harbour Tunnel* (Austrália)
- Usina Hidrelétrica de Sajião (China)
- Projeto de Cobre Collahuasi (Chile)

³ Em inglês *Sponsors*

- Estádio do Ajax (Holanda)
- Mina de Ouro Lihir (Papua Guiné)
- *Teléfonos de Mexico* (México)
- Terminal de Container Kelang (Malásia)
- Usina Hidrelétrica de Al Manah (Omã)
- Auto-estrada M1-M15 (Hungria)
- Usina Hidrelétrica de Rayong (Tailândia)
- Projeto de Energia Hidrelétrica de Leyte Luzon (Filipinas)
- Projeto de Energia Termoelétrica Yangzhon (China)

I.3) HISTÓRICO DO *PROJECT FINANCE*

Ao contrário do que muitos pensam, o *Project Finance* não é uma técnica nova de financiamento. Sua trajetória se inicia junto aos grandes empreendimentos relatados na história mundial, tais como o empréstimo negociado pela coroa britânica junto ao banco italiano *Frescobaldi*, em 1299, para desenvolver as minas de prata da região de *Devon*. Os *Frescobaldi*, como credores, tinham o direito de explorar a mina durante o primeiro ano de funcionamento, podendo retirar tanto minério quanto quisessem. A coroa não ofereceu nenhuma garantia em relação à qualidade ou quantidade de prata extraída durante o período.

Até o século XVII, o *Project Finance* foi uma das técnicas mais utilizadas entre empreendedores e patrocinadores, chegando a financiar, inclusive, as Grandes Navegações.

Entretanto, ficou esquecido durante algum tempo, e só voltou a ser utilizado a partir da década de 70 do século XX, para viabilizar os projetos de infra-estrutura.

Apesar de sua lógica não ser nova, o que realmente é inovador são os sofisticados arranjos financeiros e contratuais que permeiam a estrutura do financiamento. A utilização de instrumentos do mercado de derivativos, como opções, *hedge*, *swap*, pretende reduzir os riscos envolvidos nesse tipo de operação com o intuito de alavancar a capacidade das empresas em contrair empréstimos, viabilizando dessa forma a implementação de projetos de grande porte.

Esses novos arranjos permitem que a utilização do *Project Finance* em países em desenvolvimento cresça bastante, devido a pouca disponibilidade de crédito desses países e a enorme demanda por projetos de infra-estrutura.

OS RISCOS DE UM PROJECT FINANCE

II.1) ANÁLISE DE VIABILIDADE

Para que sejam obtidos recursos suficientes para a cobrir os custos de implantação de um projeto, os possíveis financiadores e patrocinadores devem estar convencidos de sua viabilidade, já que é na lucratividade futura e na rede de garantias que se baseia toda a segurança de repagamento. Podemos dividir essas exigências em três grupos:

II.1.1) Viabilidade Técnica

Antes do começo da construção, os patrocinadores devem verificar com detalhes o processo tecnológico e o desenho do projeto através de trabalhos de engenharia. Testes mais apurados, utilizando uma planta piloto são necessários quando o projeto tem tecnologia nova, ou nunca testada, ou com escala muito maior do que o usual. Muitas vezes, fatores ambientais afetam a construção e operação do projeto, sendo necessário desta forma, alterar o desenho do projeto, para que sua viabilidade técnica não seja prejudicada.

Os patrocinadores muitas vezes contratam engenheiros consultores independentes para fornecer opiniões técnicas sobre a viabilidade do empreendimento. Credores de longo

prazo também contratam outros peritos independentes para se assegurar que a estrutura do projeto pode ser construída dentro do cronograma proposto, e que uma vez terminada a construção, tudo funcionará como planejado, produzindo de acordo com o que foi estipulado. Querem também ter certeza de que a estimativa de custos para a construção e as contingências para aumento dos custos, no caso de erros no desenho ou custos imprevistos, estão apropriadas para o projeto.

II.1.2) Viabilidade Econômica

Um projeto é viável economicamente se o valor presente do seu fluxo de caixa esperado é positivo. Assumindo sua finalização dentro do cronograma e do orçamento, a viabilidade econômica depende do produto ser vendável, isto é: se a demanda é grande o suficiente para permitir a venda do produto, ao preço e quantidade projetados, de forma a cobrir totalmente o custo de produção, o serviço da dívida e o retorno aos investidores e patrocinadores, isto é: seu custo de capital. Para analisar a viabilidade econômica também são contratados peritos independentes.

A matéria prima disponível deve ser de tal quantidade que permita o funcionamento à capacidade projetada pelo menos ao longo do prazo em que há dívida. Para tanto, no caso de recursos naturais, são contratados geologistas e engenheiros consultores que avaliam o nível das reservas disponíveis. Para que tais reservas, além de existentes, sejam acessíveis, é necessário celebrar um contrato de compra, caso a reserva não seja parte dos ativos do projeto, garantindo uma certa quantidade de matéria prima.

II.1.3) Avaliação de Crédito

No início do financiamento de um projeto, não há como fazer sua análise de crédito baseada em sua história de funcionamento. Assim, a proporção de dívida que um projeto pode contrair é uma função da sua capacidade esperada de serviço da dívida através de seu fluxo de caixa gerado. Essa capacidade é resultado do valor inerente dos ativos de um projeto, de sua lucratividade esperada, do quanto de patrimônio líquido os patrocinadores investiram e quais foram os outros participantes com bom crédito envolvidos no projeto.

Um projeto, para ser implementado, tem que ser capaz de gerar receita suficiente para cobrir todos os custos operacionais e o serviço da dívida pontualmente mesmo que dentro de circunstâncias pessimistas, como um cenário econômico desfavorável. Os termos dos empréstimos – em particular o cronograma de amortização da dívida aos credores – têm um impacto significativo na capacidade de endividamento do projeto com a manutenção de uma boa análise de crédito. Um projeto deve ser estruturado para começar a amortizar as dívidas contraídas após o início da geração de receita, relacionando sua capacidade de endividamento com o seu fluxo de receita futuro.

II.2) RISCOS DO PROJETO

Os credores só aceitam fornecer fundos para um projeto se estiverem convencidos de sua viabilidade e caso recebam proteção contra alguns riscos, já que querem proteger ao máximo seu patrimônio de possíveis prejuízos. Empréstimo para um projeto antes do início de sua construção, sem proteção contra os vários riscos financeiros e do negócio, é bastante arriscado. Assim, exigem estruturas de segurança que garantam compensação integral, através de transferência de tais riscos para partes capazes de aceitá-los. Abaixo encontra-se uma lista dos vários riscos de um projeto.

II.2.1) Risco de Conclusão

É o perigo do projeto não ser concluído. Os credores insistem em ter seus recursos reembolsados no caso de haver alguma falha que impeça a finalização da conclusão. O risco de conclusão tem dois aspectos: o monetário e o tecnológico.

O aspecto monetário reúne acontecimentos não esperados durante a construção que ameacem a conclusão do projeto devido a sua inviabilidade econômica, tais como: inflação mais alta do que previsto, falta de suprimentos, atrasos inesperados que afetem o cronograma de construção, subestimação dos custos que aumentam gastos com capital, preço do produto final menor do que o esperado, insumos com preços maiores do que o esperado entre outros. Qualquer um destes acontecimentos pode reduzir a taxa de retorno esperada até o nível que os patrocinadores não considerem mais o projeto lucrativo.

No aspecto tecnológico, existem riscos que não foram previstos pelos testes e análises dos especialistas antes do início da construção, mas que se mostram presentes durante a construção e que podem alterar todo o planejamento já feito, inviabilizando a continuação da construção do projeto. Algumas vezes, um grande prejuízo ambiental advindo de sua implementação ou a inviabilidade técnica de um projeto que necessite uma mudança na estrutura muito dispendiosa, torna o abandono do projeto antes do término da construção a melhor alternativa.

Para que a viabilidade do empreendimento não seja comprometida, tais fatores de risco devem ser previamente negociados e alocados aos agentes que aceitam assumi-los. Contratos com construtores em regime chave na mão e garantias de performance operacional devem ser realizadas para atenuar este risco. Estes acordos exigem um pleno

domínio tecnológico do processo. Muitas vezes os fornecedores de equipamentos, devido ao envolvimento requerido, acabam por participar do capital do empreendimento assumindo uma parcela do risco.

II.2.2) Risco Tecnológico

Acontece quando a tecnologia de um projeto, em sua escala proposta, não apresenta desempenho de acordo com as especificações ou se torna obsoleto prematuramente. Se a deficiência tecnológica causar falhas no projeto antes da finalização da construção, será classificado como risco de conclusão. Entretanto, enquadra-se dentro do risco tecnológico os casos em que o projeto é concluído conforme o previsto mas não funciona de acordo com suas especificações técnicas desejadas.

Nos setores de tecnologia de ponta, como indústrias de computadores, equipamentos de bens de capital e eletrônicos, a obsolescência técnica é um aspecto muito relevante. Para que esta característica não impeça a implantação do *Project Finance*, é necessário que os compradores do produto final assumam o risco da defasagem tecnológica, e assim possibilitando a entrada dos credores no financiamento do projeto.

II.2.3) Risco de Oferta de Matéria Prima

Nos projetos intensivos em recursos naturais, existe o risco de exaustão ou indisponibilidade desses fatores de produção durante a vida útil do projeto. Como regra, as reservas não renováveis devem ser no mínimo duas vezes maiores do que a quantidade que será utilizada durante o pagamento da dívida do projeto e a compra dessa matéria prima, caso as reservas não façam parte dos ativos do projeto, deve estar acordada em contratos

de longo prazo, garantindo assim o preço, seu método de correção ao longo do tempo e a quantidade mínima previamente estabelecidos.

II.2.4) Risco Econômico

Mesmo quando o projeto é concluído e funciona corretamente, existe o risco da demanda não ser suficiente para gerar a receita necessária para cobrir as despesas operacionais, o serviço da dívida do projeto e fornecer uma taxa de retorno justa aos investidores. A geração insuficiente de caixa pode ocorrer por causa de queda no preço do produto no mercado ou um aumento dos custos da matéria prima. Muitas vezes, é preferível a paralisação das atividades do projeto e a postergação do pagamento da dívida quando a receita arrecadada não cobre os custos operacionais.

Outro importante elemento do risco econômico é a eficiência com a qual o projeto é administrado. Os patrocinadores devem contratar pessoal especializado e competente, cuja remuneração deve ter um componente variável e deve estar atrelada à performance e a boa administração do projeto.

Para garantir a demanda e assegurar que o projeto repagará seus credores com sua receita, devem ser acertados contratos de compra e venda do produto, conhecidos como PPA⁴. Estes contratos de longo prazo servem como uma garantia aos credores, atenuando os riscos na medida que asseguram que haverá demanda pelo produto a preços previamente contratados durante, pelo menos, todo o período de pagamento da dívida. O mercado atacadista de energia (MAE) ainda é embrionário e as operações de venda futura de

⁴ Do inglês *Power Purchase Agreement*

energia, através de *forwards* e *futures*, são pouco realizadas e não compreendem o período total dos empréstimos.

II.2.5) Risco Financeiro

Bancos comerciais tipicamente fornecem crédito à taxas variáveis e assumem maiores riscos do negócio e de conclusão, enquanto que as companhias de seguro de vida e fundos de pensão são mais conservadores, não assumindo tantos riscos e emprestando à taxas fixas⁵.

Quando uma proporção significativa da dívida que financia o projeto tem sua taxa flutuante, um aumento da taxa de juros ameaçaria a sua capacidade de pagamento. Entretanto, novos instrumentos financeiros foram desenvolvidos para eliminar a exposição do projeto à taxa de juros, como o *swap* e o contrato *cap* de taxa de juros, onde o projeto troca sua dívida a uma taxa flutuante por outra dívida a uma taxa fixa.

Uma Conta Garantia⁶ é instituída em alguns projetos de forma a servir como uma espécie de mitigador do risco do não pagamento para os investidores mais avessos ao risco. Parte das receitas são separadas em tal conta para serem usadas como recursos para repagamento dos empréstimos tomados pelo projeto, em caso de incapacidade de servir a dívida. É estabelecida, por contrato, a ordem de prioridade na qual credores podem se servir dos recursos existentes na Conta Garantia.

Assim, é possível compatibilizar as diversas preferências de risco-retorno dos inúmeros credores do projeto. O investidor mais avesso ao risco terá uma taxa de retorno

⁵ Fonte: *Finnerty, John D., Project Financing*, capítulo 9, página 157.

⁶ Em inglês é conhecida como *Escrow Account*

mais baixa mas terá prioridade em se servir dos recursos da conta garantia. As agências de fomento, como Banco Mundial, Banco Interamericano de Desenvolvimento, BNDES, entre outros, assumem maior risco, se colocando na posição de últimos a receber entre os credores (*lenders of last resort*). Assim, fornecem uma certa garantia aos outros credores e incentiva a sua entrada no projeto.

II.2.5) Risco Cambial

É o risco que surge quando o fluxo de receita e dos custos são denominados em moedas diferentes, já que desvalorizações e valorizações cambiais podem afetar a saúde financeira do projeto. O descasamento de moedas pode ser corrigido e o risco atenuado através da utilização de operações comuns do mercado financeiro, *swap* e *hedge*. Ambos os instrumentos eliminam os riscos cambiais apenas no curto prazo e existe um custo associado a sua utilização.

Swap é uma troca de moedas e pode transformar, por exemplo, uma dívida em Dólares em outra em Reais, diminuindo a exposição ao risco de um projeto com receita em Reais e dívida em Dólares. Para que haja esta troca de moedas, é necessário que existam duas partes que queiram trocar fluxos de caixa em moedas diferentes. Infelizmente, como o Real não é uma moeda forte e estável, a demanda por fluxos de caixa em Reais não é muito grande, e desta forma existe um mercado pequeno e apenas de curto prazo para *swaps* em Reais. O mesmo não acontece quando o objetivo é trocar fluxos em moedas fortes e por isso operações de longo prazo e de altos valores costumam ser fechadas.

O *Hedge*⁷ é uma operação que tem por objetivo evitar perdas futuras através de proteção contra o risco cambial, utilizando para isso mecanismos de compra e venda de moeda no mercado futuro através de *forwards* e *futures*. O contrato de *forwards* e o de *futures* são bastante similares. A diferença é que o contrato de *futures* é organizado de acordo com um padrão pré-estabelecido, enquanto que o *forward* pode ser confeccionado de acordo com as necessidades específicas de cada cliente. O projeto se protege de variações da taxa de câmbio acordando que, em uma certa data no futuro, poderá comprar uma certa quantidade de moeda, por exemplo Dólar, a um preço previamente definido, garantindo assim uma taxa de câmbio fixa. O problema deste mecanismo é seu curto horizonte, não existem operações em moeda brasileira de longo prazo.

As novas concessionárias que entraram no mercado após a privatização, alavancaram seu passivo em Dólar, de forma a fazer frente aos vultosos investimentos que muitas se comprometeram. Entretanto, a grande instabilidade da taxa de câmbio as submeteu a sérios riscos. A receita de tais empresas é em Reais, e grande parte de seu endividamento foi contraído em Dólar. No caso das termelétricas, sua matéria-prima, o gás natural, também têm cotação em Dólar e os custos de sua construção são bem mais dependentes de importações, cuja participação nas compras supera cinquenta por cento do valor da obra⁸.

Como não há mercado de longo prazo para a troca de tais fluxos em Reais por outro em Dólares, por prazos longos, o casamento dos fluxos de entrada e saída de moeda fica prejudicado. A saída seria uma regulação que permitisse o repasse da volatilidade cambial à tarifa cobrada dos consumidores. Desta forma, poderiam ser celebrados contratos de longo prazo que satisfizessem as empresas geradoras e distribuidoras de energia e

⁷ Palavra em inglês que significa cerca, proteção.

promovessem a expansão do setor elétrico brasileiro. Devido à recente ocorrência da crise energética, a legislação que regula tal assunto foi modificada e passou a ser permitido o repasse dos custos cambiais aos consumidores.

II.2.7) Risco Político

É o risco da interferência das autoridades políticas da jurisdição do projeto no desenvolvimento e/ou na sua viabilidade econômica através da imposição de altos tributos ou de restrições legais onerosas, uma vez iniciado o funcionamento do projeto. Compreende o risco de alteração do ambiente legal, oriundo de alterações de legislações que venham a afetar o empreendimento. O risco político extremo é o risco de expropriação.

O risco político pode ser atenuado se o projeto tiver bancos locais como credores, que sofreriam muito com a incapacidade de repagamento do projeto. A participação de agências multilaterais de financiamento no projeto também mitiga o risco político, já que muitas vezes o governo local depende de fundos de tais agências e não tem a intenção de ameaçar tal relacionamento. Outra alternativa seria a proteção do projeto contra diversos tipos de risco político através da contratação de seguros com agências seguradoras especializadas.

Os patrocinadores devem se esforçar para obter as aprovações legislativas e regulatórias necessárias a permitir a implantação do projeto. Esses obstáculos podem influenciar bastante na decisão dos patrocinadores de onde construir o projeto. A participação do governo no projeto como patrocinador ou financiador também pode

⁸ Gazeta Mercantil de 22 de Outubro de 1999

imprimir mais segurança e o bom relacionamento e negociação com o governo local pode reduzir, ou até eliminar, o risco político.

Entretanto, outros riscos, como o econômico e o cambial, podem se transformar em riscos políticos. Antes da modificação da legislação que regula os repasses dos custos, uma desvalorização cambial que aumentasse os custos de uma concessionária com dívida em moeda estrangeira e conseqüentemente o preço do serviço para o consumidor final, seria um ponto de atrito junto ao governo. Como a exploração de serviços que são monopólios naturais são atividades extremamente reguladas, muitas vezes o governo interfere no mercado, não autorizando o repasse dos custos à população.

II.2.8) Risco Ambiental

Este risco está presente quando os efeitos ambientais podem causar um atraso no desenvolvimento do projeto ou se torna necessário uma reestruturação do projeto, resultando em aumento dos custos. O risco ambiental será bastante minimizado com garantias do Governo local quanto à aceitação do empreendimento conforme sua concepção. Porém, exigências posteriores poderão advir de outros organismos internacionais, principalmente se o projeto for exportador, ou da pressão de grupos de ambientalistas através do processo político, acionando assim o risco político.

II.2.9) Risco de Força Maior

Risco de algum evento imprevisível impossibilitar o funcionamento do projeto por um período prolongado, depois de sua finalização e início de operação. Tal evento pode ser específico do projeto, como uma falha técnica catastrófica, um incêndio ou uma greve ou

advindo de fatores externos ao empreendimento como fenômenos da natureza, revoluções ou convulsões sociais.

Eventos como terremotos e incêndios podem ser segurados. No caso de ocorrência de eventos de força maior, os credores insistem em proteger seu patrimônio destes acontecimentos, de forma que o serviço da dívida não seja prejudicado e se o projeto for abandonado seu empréstimo seja devolvido de forma acelerada. No caso dos eventos cobertos por seguro, os credores querem ter o direito de receber diretamente da seguradora e os patrocinadores, então passam a dispor do montante deduzido para reconstruir ou consertar o projeto.

Os riscos de força maior são riscos do negócio, e normalmente não são aceitos pelos credores, em oposição aos riscos de crédito. Os riscos do negócio, através de garantias e arranjos contratuais podem ser alocados entre as várias partes envolvidas no projeto, como os patrocinadores, os compradores do produto final, construtores, fornecedores de matéria prima, agências governamentais e assim, fornecendo o necessário suporte de crédito indireto que o projeto necessita para atrair financiamento.

II.3) CONCLUSÃO

A magnitude dos riscos de certos projetos excede a capacidade de suporte dado pelos patrocinadores do projeto. É o caso de projetos que têm utilidade pública e por isso são altamente regulados. A atuação do governo é indispensável. Cabe a ele deixar que o consumidor final arque com uma parcela dos riscos, permitindo que os preços dos serviços sejam fixados de forma a permitir que sejam cobertos os custos operacionais e o serviço da dívida. Caso contrário, o governo pode entrar como sócio do projeto assumindo uma

parcela dos riscos ou fornecendo crédito a taxas de juros mais baixas ou oferecendo garantias de pagamento da dívida do projeto. O governo só concorda em ajudar financeiramente se acredita que os benefícios do projeto são superiores aos custos de fornecer tal ajuda.

Em grandes projetos, o ponto crucial é a identificação dos riscos mais significantes e a confecção de acordos contratuais para alocar os riscos entre as partes dispostas ao menor custo possível para o projeto. A engenharia financeira foi favorecida nos últimos anos com a invenção de novos mecanismos para administrar certos tipos de riscos, como taxas de juros flutuantes e descasamento de moedas, a um custo competitivo.

III) OS AGENTES ENVOLVIDOS NO PROJECT FINANCE

Os riscos de um projeto são muitas vezes grandes demais para serem assumidos por apenas um agente. Utilizando a estrutura do *Project Finance*, passa a ser possível promover a divisão dos riscos operacionais e financeiros entre diversas partes envolvidas, viabilizando assim a implantação do projeto. Cada agente envolvido toma o risco que tem melhor capacidade de suportar e recebe uma remuneração proporcional ao risco tomado.

III.1) Investidores / Patrocinadores

São responsáveis pelo fornecimento de capital próprio para o projeto. Na modalidade de *Project Finance*, dão pouca ou nenhuma garantia aos credores, além do fluxo de caixa do projeto (*limited* ou *non recourse*), o que não acontece quando o projeto é financiado através da estrutura tradicional de Finanças Corporativas (*full recourse*), onde os patrocinadores garantem por completo o pagamento das dívidas e onde os credores devem avaliar seu risco analisando a saúde financeira da empresa como um todo, e não de apenas um projeto – como é no caso do *Project Finance*.

Geralmente, um grupo de empresas com interesses comuns formam um consórcio que é responsável direto pela organização e estruturação do projeto.

O retorno aos patrocinadores pode vir através dos lucros diretos da empresa, pela venda dos produtos gerados pelo projeto ou por benefícios indiretos como redução nos custos de sua empresa, através do produto gerado.

Para a empresa empreendedora (*sponsor*), uma das vantagens da separação do projeto de seus ativos é que seu Balanço Patrimonial não é afetado pela quantidade de dívida tomada pelo projeto, e assim não diminui sua capacidade de se endividar para financiar suas outras atividades. A avaliação do desempenho dos administradores fica atrelada a apenas um projeto e, desta forma, sua responsabilidade e esforço aumentam. A empresa empreendedora/patrocinadora consegue avaliar de forma mais clara se o projeto foi rentável ou não e toma a decisão correta na hora de distribuir a remuneração variável aos seus funcionários.

III.2) Credores:

São responsáveis por parte do financiamento do projeto e para tanto recebem juros sobre o montante emprestado. Entre os credores, podemos identificar os Bancos Comerciais, agentes avessos aos riscos do negócio e que exigem dos patrocinadores garantias quanto ao término da execução do projeto. Os Bancos Comerciais analisam a viabilidade e o fluxo de caixa do projeto antes de comprometer os recursos financeiros. Normalmente estão em primeiro lugar na lista de prioridades de repagamento do principal emprestado ao projeto.

As agências multilaterais de fomento, como Banco Mundial, Banco Interamericano de Desenvolvimento e BNDES, entram no projeto toda vez que percebem que os benefícios oriundos serão maiores que os custos para sua implementação. Interessa a esses

organismos desenvolver projetos de infra-estrutura que gerem o máximo de progresso e externalidades positivas. Para tanto, nos contratos que regulam a Conta Garantia, se colocam na posição de último a receber os juros e devolução do principal investido, incentivando assim a entrada de outros credores mais avessos ao risco.

Agências de crédito à exportação estrangeiras fornecem crédito a projetos na medida que fomentam as exportações de máquinas e equipamentos de empresas de seus respectivos países e dando prazos longos para pagamento por parte dos devedores. Podemos citar o Eximbank dos Estados Unidos, que oferece seguro de crédito bem como financiamento e a Coface da França, que oferece apenas seguro de crédito.

III.3) Construtores

A construção de projetos de infra-estrutura é muito complexa, dispendiosa e demorada. No *Project Finance*, o construtor responsável pelo projeto normalmente entra como sócio, garantido o cronograma de conclusão das obras e se comprometendo a pagar multas por possíveis atrasos. É comum ser assinado um contrato de Chave na Mão⁹, levando a parte especializada em construção a assumir o risco de conclusão do projeto, isto é, sua finalização. Nesse contrato, é estabelecido um preço fixo como remuneração, acertado previamente ao início da construção e entrega ao construtor toda a responsabilidade pela construção e gerenciamento pré-operacional, até que o projeto seja entregue pronto e depois de passar pelos testes que garantem a sua correta conclusão.

III.4) Fornecedores de Matéria Prima

⁹ Em inglês é conhecido como *Turnkey*

Fornecem os insumos que permitem o funcionamento da produção. Contratos de compra de matéria-prima são assinados de forma a garantir o fluxo futuro de insumos. Esses contratos também estabelecem o índice de atualização dos preços que deve ser utilizado ao longo do contrato.

Até a ocorrência da crise energética, a regulação brasileira sobre energia elétrica não permitia que os aumentos dos custos impactassem nos preços dos serviços prestados. O risco cambial surgia quando a matéria-prima necessária a produção tinha sua cotação em Dólar, ou em alguma outra moeda forte. A incapacidade de repasse os custos das usinas termelétricas que utilizam como insumo básico o gás natural, cotado em Dólar, foi um dos grandes entraves para a sua implantação no passado.

III.5) Compradores do Produto Final

São a garantia de um fluxo de caixa para a operação já que são responsáveis pela compra da produção, gerando receita. São celebrados contratos de compra da mercadoria produzida com prazo igual ou mais longo do que o término do pagamento dos financiamentos. Estes contratos amenizam bastante os riscos do negócio, já que garantem um certo nível de demanda, envolvendo no projeto os compradores do produto final.

No contrato também é estabelecido o índice de correção dos preços, que deve ser o mesmo utilizado nos contratos de fornecimento de matéria prima. Muitas vezes, esta regra básica não era aceita pelas agências regulatórias, como no caso das usinas termelétricas antes da mudança da legislação de repasse de custos, cuja implantação vinha sendo estudada mas os projetos nunca saíam do papel, pois não se chegava a um acordo que satisfizesse ambas as partes. As agências reguladoras temiam uma volatilidade e aumento

muito grande dos preços, e as usinas termelétricas não poderiam ficar ameaçadas de ter que arcar sozinhas o aumento dos custos causados por uma desvalorização do Real sem um correspondente aumento dos seus preços.

III.6) Advogados

Para a utilização do *Project Finance*, é necessária a contratação de um grupo de advogados com vasta experiência no assunto, na medida que a boa condução da complexa estrutura jurídica (acerto das garantias, estruturação dos contratos de financiamento) da operação pode evitar problemas que resultem na inviabilidade do projeto.

III.7) Seguradoras

São responsáveis pela montagem de uma carteira de seguros que diminua os elevados riscos envolvidos em um *Project Finance* sem que os custos do projeto sejam demasiadamente aumentados. Existem seguros para cobrir os riscos de eventos durante a fase de construção, como intempéries da natureza que gerem prejuízo para o projeto, atraso das obras ou mesmo a sua interrupção, entre outros.

III.8) Consultor Financeiro

São normalmente contratados junto à instituições financeiras, como bancos de investimento. Sua função é realizar todas as avaliações economico-financeiras do projeto e estruturá-lo da melhor forma possível. O consultor financeiro coordena todos os outros consultores e advogados e consolida no “Memorando Preliminar de Informações”, os estudos de viabilidade técnica, informações gerais e o plano de financiamento do projeto e sua estrutura de garantias. Através desse memorando, os agentes podem avaliar a

lucratividade do projeto em diferentes cenários econômicos e decidir fazer ou não parte do projeto.

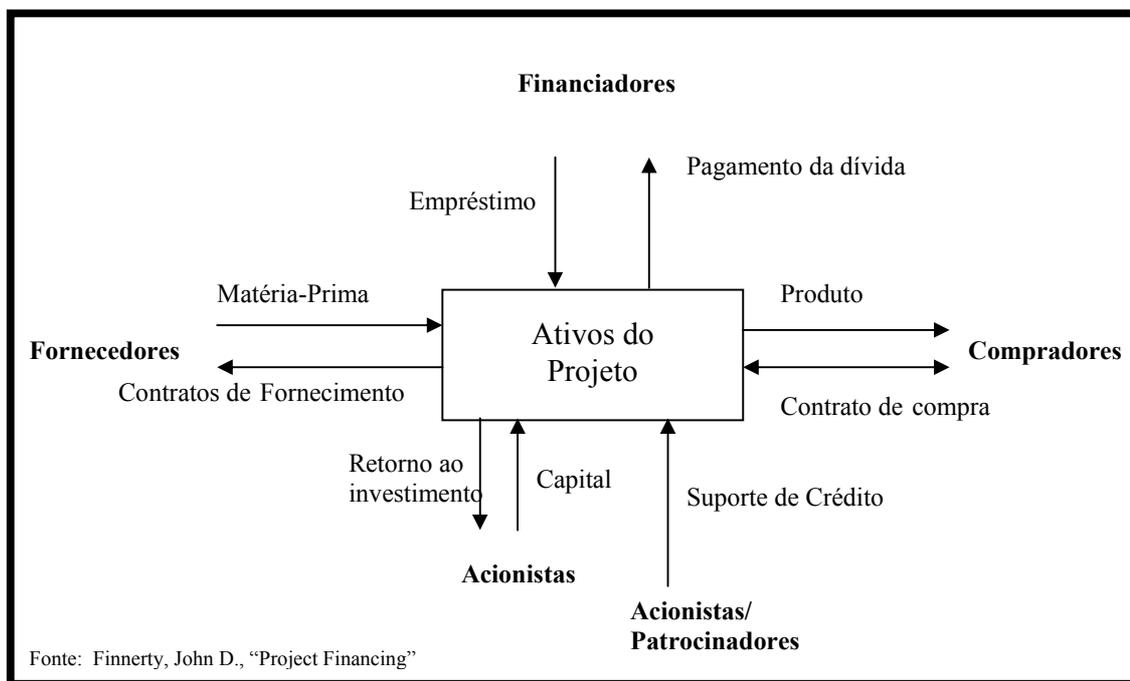
III.9) Consultores Independentes

Para a implantação do projeto são necessários os pareceres de consultores específicos em áreas como engenharia, meio ambiente, suprimentos, geologia, direito tributário, entre outros. Esses consultores, geralmente exigidos pelos credores, são os responsáveis por garantir a viabilidade técnica do projeto e assegurar que sua implementação se realizará como o planejado.

III.10) Governo

A participação e apoio governamental podem ser fundamentais para a execução de um projeto. O grau de sua participação dependerá do tipo de projeto e da sua importância para a sociedade. No Brasil, o governo participa ativamente dos projetos na área de infraestrutura, através de seu banco de fomento, o BNDES, que fornece consultoria e financia projetos. Sua participação vai desde patrocinador, através do BNDES-Par, até comprador final da produção. O governo também atua nos projetos de infra-estrutura através das suas agências reguladoras.

A figura abaixo ilustra as relações entre os diversos agentes e o projeto:



IV) GARANTIAS

Os financiadores fornecem a maior parte do capital necessário para a execução de um *Project Finance*, e estão apenas interessados em receber o retorno de seus investimentos. Estes investidores aceitam apenas correr o risco de crédito e nunca os riscos operacionais, de conclusão ou os demais riscos associados a capacidade do projeto cumprir seus compromissos financeiros.

Os arranjos de segurança têm o objetivo de aumentar a confiabilidade creditícia de um projeto e assim permitir um aumento da proporção dos custos do projeto financiados por empréstimos, ao menor custo possível, poupando os credores dos riscos não-creditícios. Esses arranjos de segurança são confeccionados de forma a se adequar às características econômicas do projeto e as diversas preferências de risco-retorno das partes envolvidas no projeto.

Os compromissos a serem assumidos de forma a garantir o projeto e minimizar os riscos podem ser limitados pelo escopo - como por exemplo restrito ao risco geológico ou força maior, quantidade - limitado a uma porcentagem da dívida do projeto ou dos seus

custos, ou duração - compromisso assumido apenas durante a construção ou até um certo momento do cronograma do projeto.

Muitas vezes, quando o projeto é tão sólido que faz com que os riscos do negócio pareçam ser remotos, os credores aceitam assumir alguns tipos de risco que de outra forma rejeitariam. Os credores também têm privilégio sobre os ativos do projeto, em caso de falência e conseqüente venda para reembolso do investimento. Existem também formas contratuais, os *covenants*, para que os credores tenham um certo controle sobre algumas atividades do projeto que possam implicar em riscos de não pagamento da dívida contraída, como os investimentos permitidos, proporção de dívidas, os dividendos, expansão do projeto, venda dos ativos do projeto, entre outros.

Embora todos estes itens do pacote de segurança do projeto sejam relativamente padrão, seu valor na prática varia de acordo com grau de confiabilidade creditícia do projeto e das partes envolvidas.

Os arranjos de segurança se dividem em duas categorias: uma garante a finalização do projeto, ou então o repagamento integral de sua dívida e a outra garante o serviço da dívida de acordo com o cronograma estabelecido, após o término da construção.

IV.1) PERÍODO DE CONSTRUÇÃO

Durante o período de construção, os três principais tipos de instrumentos utilizados para mitigar o risco e garantir sua conclusão são arranjos contratuais e garantias associadas, fundos de contingência e linhas de crédito e a contratação de seguros.

IV.1.1) Arranjos contratuais

Arranjos contratuais oferecem um amplo leque de possibilidades para a alocação dos riscos entre os participantes do projeto. O contrato de construção entrega a responsabilidade de engenharia, construção, teste de performance, obtenção de permissões e seguros para o construtor mas também o alivia do risco de eventos de força maior.

As responsabilidades do construtor podem variar, podendo ser responsável apenas pela construção mecânica de acordo com as especificações e desenho, transferindo aos patrocinadores a responsabilidade pelo testes iniciais e começo da atividade produtiva, ou pode aceitar ser responsável pela entrega da estrutura em funcionamento, em uma certa data previamente acordada, por um preço fixo¹⁰, sob a ameaça de pagamento de multa por atraso de forma a cobrir custos de juros adicionais derivados do atraso e a compensação aos investidores e patrocinadores pela perda de renda e custos fixos incorridos. Garantias dos equipamentos cobrem defeitos descobertos algum tempo após o término da construção, garantindo a sua confiabilidade.

Passou a ser importante que a empresa construtora tenha habilidade gerencial para montar pacotes, assumindo um projeto desde a sua concepção até a entrega das chaves na mão do cliente. O mercado brasileiro mudou, e as grandes obras não são mais contratadas pelo governo e sim pela iniciativa privada. As grandes construtoras passaram a concorrer pelos projetos tocados pela iniciativa privada, onde a diferença básica é que o investidor privado quer que o construtor participe do projeto, dando garantia de custo e prazo.

Existem diversas formas de estruturas de financiamentos de projetos em parceria do Estado com a iniciativa privada. Os arranjos contratuais que regulam o período de

¹⁰ Desta forma é celebrado um contrato de Chave na Mão

construção variam de acordo com a maneira que os agentes do setor privado e do setor público dividem as responsabilidades, riscos e retornos associados ao projeto. Para cada projeto existe um tipo de concessão que é mais adequado. Abaixo, encontram-se algumas formas de contrato que permitem a construção ou reforma de projetos através da parceria dos setores público e privado.

IV.1.1.1) Modelo de Franquia Perpétua

A concessão é perpétua, isto é: os ativos do projeto são de propriedade da empresa e não voltam para a mão do governo. Todo o suporte financeiro, em relação aos recursos para viabilizar o projeto, é fornecido por entidades privadas. O governo regula a segurança, qualidade do serviço, os lucros e tarifas.

IV.1.1.2) Modelo BOT (*Build-Operate-Transfer*)

Entidades privadas ganham uma concessão para financiar, construir e operar um projeto por um período de tempo determinado. Depois de passado tal prazo, a propriedade volta a ser do governo. Esta reversão é planejada para acontecer apenas depois que os agentes privados que desenvolveram o projeto através da concessão recebessem o retorno dos seus investimentos e capital investido.

Nesta modalidade, o governo pode ser chamado a fornecer algum suporte creditício ao projeto. A estrutura BOT é bastante comum, e ao mesmo tempo, atrativa aos governos, graças à reversão de propriedade e está se tornando bastante comum nos projetos de energia e infra-estrutura de transportes.

IV.1.1.3) Modelo BTO (*Build-Transfer-Operate*)

Através deste tipo de contrato, uma entidade privada desenvolve, financia e constrói o projeto. Em seguida, transfere a propriedade para o governo e faz um contrato de *leasing* de longo prazo que permite que os agentes privados explorem a estrutura do projeto, se beneficiando das receitas geradas pelo período de tempo determinado. No final do contrato, o governo passa a operar o projeto ou terceiriza o serviço.

Neste modelo, as autoridades públicas têm pouca responsabilidade pelas obrigações financeiras do projeto, enquanto que a empresa do projeto tem a principal responsabilidade.

IV.1.1.4) Modelo BBO (*Buy-Build-Operate*)

Uma firma privada compra do governo uma estrutura já existente e a moderniza e expande. Esta forma de financiamento é adequada para negócios de uso público, como estradas, pontes e aeroportos deteriorados, pouco desenvolvidos ou congestionados, que passam a ser administrados de forma lucrativa e eficiente, servindo melhor a população.

IV.1.1.5) Modelo LDO (*Lease-Develop-Operate*)

Uma firma faz um contrato de *leasing* por um período limitado e expande, desenvolve e opera uma estrutura pertencente ao governo. A receita proveniente é repartida entre a firma e o governo, enquanto que a propriedade continua sendo do governo. Esta estrutura é atraente quando os agentes privados não podem pagar o preço da estrutura existente, como no caso do modelo de BBO.

IV.1.1.6) Modelo de Expansão (*Wraparound Addition*)

Uma firma privada expande uma estrutura pertencente ao governo, administra a estrutura inteira e se torna proprietária apenas da parte que foi adicionada ao que já existia. A vantagem desta forma contratual é que a propriedade é dividida e a empresa não é responsável pelo repagamento da dívida incorrida na construção da estrutura.

IV.1.1.7) Privatização Temporária

Uma empresa privada passa a administrar e cuidar da manutenção de uma estrutura pertencente ao governo e recebe as taxas, como pedágio, durante o tempo suficiente para cobrir os custos de expansão e conserto e seu retorno sobre o capital investido. A vantagem para o governo é que a empresa privada aceita correr o risco financeiro executando os investimentos e o arranjo contratual é temporário.

IV.1.1.8) Desenvolvimento Especulativo

Uma empresa privada identifica uma necessidade pública não atendida e, com a autorização do governo, planeja e obtêm permissões para executar tal empreendimento. Depois de demonstrada a viabilidade do projeto, o governo ajuda no desenvolvimento do projeto.

IV.1.2) Linhas de crédito e fundos de contingência

Os orçamentos de construção freqüentemente reservam de cinco a quinze por cento de seu total para cobrir aumento de custos não esperados. Estes fundos de contingência podem ser usados para cobrir todos os tipos de aumento dos custos incorridos. Na falta de tal instrumento, linhas de crédito de contingência podem ser fornecida por terceiros. Cartas

de crédito ou garantias dos patrocinadores dão conforto quanto à existência de tais recursos em caso de necessidade.

IV.1.3) Seguros

Um projeto é normalmente coberto por vários tipos de seguros. Existem inúmeros tipos de seguros que protegem contra uma vasta gama de riscos que podem ocorrer durante a construção, como destruição da propriedade por causa de atos da natureza, acidentes de trabalho, erros e omissões do arquiteto, atrasos para conseguir as autorizações, greves, entre outros. Estes instrumentos podem ser mais ou menos úteis de acordo com cada projeto e suas especificidades. Vale lembrar que a contratação do seguro envolve um custo, que muitas vezes pode ser alto, e por isso devem ser escolhidos aqueles que possam oferecer maior conforto ao credor, sem onerar demais o projeto e aumentar o seu custo de capital.

IV.2) PERÍODO DE OPERAÇÃO

Na fase de operação do projeto, após sua construção, os instrumentos mais utilizados para mitigar o risco são os contratos de compra e venda, contratos de fornecimento de matéria prima e mecanismos de suporte creditício suplementar.

IV.2.1) Contratos de Compra e Venda

É uma forma de garantir que o projeto terá receita suficiente para cumprir suas obrigações financeiras sem ter que ser considerado como uma dívida pelo patrocinador, no sentido contábil. Tais contratos são considerados apenas obrigações comerciais mas seus pagamentos devem estar especificados em notas de rodapé do seu balanço patrimonial.

Esses contratos podem ser estabelecidos de forma a cobrir todos os custos fixos do projeto ou podem cobrir apenas parte de sua capacidade disponível. Neste último caso, os patrocinadores devem vender a parte não reservada para o mercado *spot* ou procurar garantir a demanda por seus produtos em contratos de longo prazo com terceiros.

Os fatores que determinam qual o tipo de contrato de compra e venda que deve ser adotado depende do tipo de instalações envolvidas, a natureza da transação de compra, as partes envolvidas no contrato e os riscos inerentes do projeto.

IV.2.1.1) Contrato *Take-if-Offered*

Obriga o comprador do produto final do projeto a aceitar a entrega e pagar pelo produto que o projeto é capaz de entregar. Não requer que o comprador do produto pague se o projeto é incapaz de entregar o produto ou executar o serviço. Conseqüentemente, se a performance de um projeto pode estar sujeita a um sério risco de interrupção prolongada, os credores vão normalmente exigir que o suporte de crédito fornecido pelo contrato *Take-if-Offered* seja complementado por algum outro arranjo de segurança, providenciando assim, a proteção adequada contra eventos de força maior.

IV.2.1.2) Contrato *Take-or-Pay*

É parecido com o Contrato *Take-if-Offered*. Obriga o comprador a pagar pela produção que o projeto é capaz de entregar. A diferença entre os contratos é que o *Take-or-Pay* dá ao comprador a opção de querer ou não a entrega do produto enquanto que no *Take-if-Offered*, o comprador é obrigado a aceitar a entrega. No caso em que o comprador exerce seu direito de não receber o produto, normalmente é acordado que os pagamentos feitos permitem entregas futuras do produto. Esse tipo de contrato também não obriga o

comprador a pagar se o projeto se mostra incapaz de entregar seus produtos. Por isso, o contrato apenas protege os credores se o projeto funciona em um nível que permite o serviço da dívida. Novamente, se faz necessário a contratação de suporte de crédito complementar para que haja proteção suficiente contra riscos de força maior.

IV.2.1.3) Contrato *Hell-or-High-Water*

Este contrato é similar ao *Take-or-Pay*. A diferença é que o comprador se compromete a pagar de qualquer forma, sendo ou não o produto disponibilizado para entrega, mesmo quando acontecem circunstâncias adversas que fogem do controle do comprador. Esse tipo de obrigação oferece uma maior segurança para os credores já que transfere o risco de não produção para o comprador.

IV.2.1.4) Acordo de *Throughput*

É um acordo normalmente firmado em casos de projetos de oleodutos ou gasodutos. Compromete os produtores a transportar um determinado nível de produto durante um tempo especificado de modo a fornecer receita suficiente para pagar todas as suas obrigações. Muitas vezes tal acordo é complementado por um outro acordo de “*Keep Well*”, onde a empresa transportadora se compromete a avançar pagamentos no caso de ocorrer uma deficiência de recursos.

IV.2.1.5) Contrato de Custo de Serviço

Nesses contratos, os acionistas arcam com todas as despesas de operação do projeto, dividido de acordo com a proporção da participação de cada um. Os acionistas recebem como retorno os produtos ou serviços advindos do projeto, mas seus pagamentos se

mantém mesmo no caso de não haver entrega do produto. Esse tipo de contrato é bastante confortável para o credor, na medida que não há risco de faltar recursos para o pagamento da dívida.

IV.2.1.6) Acordo de *Tolling*

Sob esse acordo, a empresa do projeto cobra um pedágio para processar a matéria-prima que normalmente pertence e é entregue pelos patrocinadores do projeto. O pedágio é pago por todos os participantes do projeto e tem que ser, no mínimo, suficiente para pagar todas as despesas do projeto, incluindo o serviço da dívida.

IV.2.1.7) Provisão de Acréscimo

É uma série de acordos que só têm força nos projetos com grande número de compradores, já que cada comprador cossegura as obrigações dos outros, mitigando assim, o risco de diminuição da receita. Caso um dos compradores se torne inadimplente, todos os demais compradores estão obrigados a aumentar suas respectivas participações nas compras, cobrindo assim a sua diminuição de demanda.

IV.2.2) Acordo de Fornecimento de Matéria Prima

Os contratos de compra de matéria-prima são contratados com a finalidade de suprir todas as necessidades de matéria-prima durante a operação do projeto. Assim como os contratos de compra e venda, fornecem suporte creditício ao projeto.

O mecanismo de correção dos preços nos contratos de matéria-prima deve ser o mesmo da correção dos preços do seu produto final, de forma a proteger o projeto de

possíveis aumentos nos custos de sua matéria-prima que possa prejudicar seu fluxo de caixa.

O tipo de contrato *supply-or-pay* obriga o fornecedor a prover uma certa quantidade de matéria-prima especificada por contrato. Caso contrário, a empresa fornecedora é obrigada a fazer pagamentos em valores suficientes para cobrir as despesas com o serviço da dívida.

IV.2.3) Suporte Creditício Suplementar

Dependendo da estrutura do acordo de conclusão e dos contratos de compra e venda, pode se fazer necessário um suporte de crédito adicional através de arranjos de garantia. Segue abaixo uma descrição dos tipos mais comuns de acordos que comprometem os investidores a fornecer caixa ao projeto caso seja necessário:

IV.2.3.1) Acordo de Suporte Financeiro

Pode tomar a forma de uma carta de crédito ou uma garantia similar fornecida pelos patrocinadores do projeto. Os pagamentos realizados através desse tipo de garantia são considerados empréstimos subordinados à empresa do projeto. Geralmente, é vantajoso comprar a garantia de um banco, seguradora ou uma companhia de seguro de crédito. Essa forma de suporte creditício é frequentemente utilizada em conjunto com financiamentos isentos de imposto de renda ou financiamentos através de *Commercial Papers*.

IV.2.3.2) Acordo de Insuficiência de Caixa

Tem a finalidade de cobrir qualquer deficiência de caixa que possa afetar o projeto. Pagamentos feitos sob este acordo são geralmente creditados como adiantamentos pelo

futuro fornecimento de produtos ou serviços por parte da empresa do projeto. Muitas vezes, serve como complemento ao acordo de *Throughput*.

IV.2.3.3) Acordo de Subscrição de Capital

Este acordo compromete uma ou mais partes com capacidade de crédito a comprar títulos emitidos pela entidade do projeto, até onde for necessário para cobrir qualquer deficiência de caixa. Um pagamento através de uma subscrição de capital é normalmente estruturado como uma compra de títulos secundários, como ações ordinárias ou dívida subordinada.

IV.2.3.4) Acordo *Clawback*

Representa um compromisso em contribuir com recursos para o projeto caso seja necessário, evitando assim que a empresa do projeto retenha os dividendos por receio de necessitar de recursos ao longo do tempo. Desta forma, os dividendos são distribuídos e os acionistas recebem os benefícios tributários merecidos por conta de seus investimentos no projeto. Estas contribuições, caso venham a ser necessárias, podem ser estruturados tanto como um investimento em ações ou como um empréstimo subordinado.

IV.2.3.5) Fundo de Caução

Em alguns casos, os credores podem exigir que o projeto estabeleça uma conta caução que contenha um valor suficiente para servir a dívida pelos próximos 12 até 18 meses. Um

Agente Fiduciário¹¹ é o único agente que pode retirar recursos desta conta caso o fluxo de caixa do projeto se mostre insuficiente para servir a dívida.

IV.2.3.6) Seguro

Os credores em geral exigem seguro contra eventos de força maior. Também pode se fazer necessário um seguro para proteger de perdas de receita causadas por quebra de máquinas e interrupção do funcionamento devido a prejuízo da propriedade. O seguro fornece os recursos necessários para a recuperação e continuidade do projeto e se torna especialmente essencial nos casos em que a capacidade de repagamento em base acelerada das partes é questionável.

¹¹ No Brasil, a figura do *Trustee*, muito utilizada nos Estados Unidos, é substituída pelo Agente Fiduciário, por falta de legislação que regule as atividades de um *Trustee*.

V) ESTRUTURA LEGAL

A estrutura jurídica de um projeto é um ponto crucial para o seu sucesso. A Sociedade de Propósito Específico (SPE) deve ser montada pelos consultores e patrocinadores de forma a garantir os maiores benefícios ao projeto, evitando ao máximo a possibilidade de futuros conflitos.

V.1) ESTRUTURA LEGAL NO BRASIL

Não existe uma lei específica para *Project Finance* no Brasil, mas existem normas que regulam determinados aspectos da sua estrutura, aplicando-se assim os dispositivos da legislação comuns aos demais financiamentos.

A estrutura de *Project Finance* caracteriza-se legalmente pela constituição de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), entidade jurídica e economicamente separada dos patrocinadores, que detém os ativos e passivos do projeto. Tem como objetivo a implantação do projeto e portanto seu tempo de duração é limitado. Os administradores de uma SPE são proibidos de assumir obrigações e direitos fora da finalidade para que ela foi constituída. É mantida fora do balanço patrimonial dos seus patrocinadores, apesar de que no Brasil, existe a Instrução CVM 247 que exige a consolidação parcial dos empreendimentos controlados, quando os patrocinadores forem empresas abertas, mas têm

sido concedidas exceções. Pode assumir as diversas formas de sociedade previstas em lei, sendo que as mais comuns são: sociedades por quotas de responsabilidade limitada e sociedade anônima.

Na sociedade por quotas, regulada pelo Decreto 3.708, a responsabilidade dos sócios é limitado ao valor do capital social e apresenta como vantagens principais a simplicidade na sua constituição e a dispensa do elevado ônus da publicação de balanços e outros atos.

Na sociedade anônima, regulamentada pela Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e atualizada pela Lei 9.457 de 5 de maio de 1997, a responsabilidade dos sócios é limitada ao valor do capital subscrito e integralizado. Suas vantagens mais importantes são a maior flexibilidade de financiamento e a maior transparência para o mercado, caso sejam empresas abertas e de médio a grande portes.

A maioria dos projetos constituídos através do *Project Finance* no Brasil são Sociedades Anônimas. Entretanto, para que seja tomada uma decisão correta, é necessário considerar determinados pontos importantes, como o número de participantes, sua situação fiscal, as jurisdições políticas onde o projeto está implantado, os instrumentos da dívida, o custo de capital e as exigências das agências regulatórias.

V.2) ESTRUTURA LEGAL NOS ESTADOS UNIDOS

As formas mais usuais de organização de uma SPE nos Estados Unidos estão descritas abaixo:

V.2.1) Sociedade Indivisível

Nesta forma de organização, todos os ativos, passivos, dívidas e lucros do projeto pertencem aos seus patrocinadores, de acordo com a porcentagem de participação de cada um e os riscos e benefícios são divididos em proporção direta da porcentagem de propriedade. Segundo a lei americana, os acionistas são responsáveis solidários por todos os deveres e obrigações comuns ao projeto e a responsabilidade dos participantes é conjunta e individual.

Cada participante deve levantar recursos de acordo com a sua proporção de participação no projeto. Os participantes têm toda a liberdade de escolher a forma que for mais conveniente e rentável para a captação dos recursos, mas cada um deve se financiar através de sua própria empresa subsidiária. Neste caso a SPE não pode emitir títulos de dívida, pois não possuem recursos legais para assinar um contrato para pagar a dívida.

A sociedade de interesse comum e indivisível é atraente quando a capacidade de obtenção de crédito das empresas participantes são bastante distintas. Dependendo da reputação dos patrocinadores no mercado, através da utilização de empréstimos independentes, pode-se conseguir empréstimos a um custo de capital mais baixo. Neste caso, em um mesmo projeto, o custo de capital pode variar.

Quando o custo do projeto é maior que a capacidade de capitalização das empresas patrocinadoras, pode ser mais vantajoso a criação de uma entidade financeira independente a um financiamento distinto para cada patrocinador. Geralmente na construção de projetos de grande porte, os empréstimos são adquiridos através de uma entidade financeira independente.

V.2.2) Corporação

É o tipo de estrutura mais freqüente. Neste tipo de estrutura todos os ativos e obrigações do projeto são pertencentes a empresa do projeto, a SPE, que é de propriedade dos patrocinadores e tem a finalidade de construir e administrar o projeto. Os empregados da SPE gerenciam o projeto e os detentores de patrimônio líquido são representados pelo comitê de diretoria. A alocação dos custos e benefícios do projeto depende dos contratos celebrados entre a SPE e as outras partes. Os participantes do projeto têm apenas as responsabilidades firmadas por contrato e sua exposição ao risco se limita ao que foi acordado em contrato ou ao que foi investido no projeto.

Os recursos são provenientes de aportes de capital dos patrocinadores ou de financiamentos, através de emissão e venda de títulos preferenciais de dívida, com os ativos do projeto servindo como garantia. Apesar da vantagem de poder emitir ações, existem desvantagens nesta forma de negociação. A capacidade dos acionistas investirem no projeto pode ficar limitada pelas provisões contidas nos acordos de empréstimos ou nas escrituras dos títulos, na forma de *covenants*¹².

V.2.3) Parcerias

A parceria é uma forma de organização muito utilizada em projetos *de joint venture*. Nesta forma de organização, os ativos do projeto são de propriedade da parceria. Um acordo especifica os direitos e deveres dos parceiros. Todos os custos e benefícios do projeto são direcionados aos parceiros de acordo com a proporção de sua participação no projeto.

¹² Formas contratuais que estipulam o nível de endividamento, as atividades permitidas e proibidas pelos credores ao projeto, entre outros, de forma a proteger o capital investido pelos credores.

De acordo com a lei, os parceiros majoritários são responsáveis solidários por todas as obrigações da parceria e também por algumas responsabilidades dos outros parceiros. Entretanto, existem parceiros limitados, cujos direitos e obrigações são especificados através de acordos contratuais, que determinam as responsabilidades individuais, havendo dessa forma diferentes graus de responsabilidade entre os parceiros do projeto.

Os patrocinadores têm responsabilidade de aportar diretamente recursos de capital no projeto. Fica sob responsabilidade da parceria, através da criação de uma subsidiária dos parceiros majoritários, a emissão de títulos da dívida para a captação de recursos. Estes títulos têm como garantia os ativos do projeto e os contratos assinados pela SPE.

V.2.4) Empresas de responsabilidade limitada

Os ativos do projeto pertencem à companhia, a SPE é administrada por seus empregados e um comitê de diretores representa os patrocinadores. A alocação dos custos e benefícios do projeto também dependem dos contratos celebrados entre a SPE e as outras partes.

Nesta modalidade de organização, o valor do capital de cada sócio é um limite para as obrigações do projeto. A SPE emite títulos lastreados pelos ativos do projeto e por direitos de pagamentos garantidos pelos vários contratos celebrados.

VI) ESTUDO DE CASO: USINA HIDRELÉTRICA DE ITÁ

VI.1) INTRODUÇÃO

A Usina Hidrelétrica de Itá se situa na divisa dos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, entre os municípios de Itá – SC e Aratiba – RG, às margens do Rio Uruguai. Está distante 841 quilômetros da cidade de São Paulo, 433 quilômetros de Curitiba, 562 quilômetros de Florianópolis e 427 quilômetros de Porto Alegre.



Foi a primeira grande parceria do Estado com o setor privado na geração de energia hidrelétrica no Brasil e também a primeira grande obra organizada como um *Project Finance* do programa brasileiro de concessões.

Orçada em US\$1,1 bilhão¹³, a usina tem capacidade máxima instalada de 1.450MW de energia, sendo constituída por cinco turbinas de 290 MW de capacidade cada uma. A construção da usina foi finalizada em fevereiro de 2001, mas desde outubro de 2000, quando foi colocada em operação a terceira unidade de geração, tem acrescentado o mínimo assegurado em contrato de 668MW ao sistema integrado Sul/Sudeste. A energia garantida é dividida entre os membros do consórcio na mesma proporção dos seus investimentos no projeto.

A Usina Hidrelétrica de Machadinho, também construída para aproveitar o potencial do Rio Uruguai, está prevista para entrar em operação em setembro de 2003. Machadinho está localizada cerca de 100 quilômetros rio acima da barragem de Itá, mais próximo da nascente do Rio Uruguai, e por isso, quando entrar em operação, é esperado que provoque um impacto positivo na energia assegurada de Itá da ordem de 70 MW.

Entre as usinas hidrelétricas planejadas para entrar em operação na primeira década do atual século¹⁴, Itá é a terceira a gerar mais energia, perdendo para Tucuruí, que tem potencial de geração de 4.125MW e Porto Primavera, cujo potencial é de 1.814MW de energia. A capacidade nominal de geração de Itá supera vários outros projetos, como

¹³ Informação fornecida pela Gerasul

¹⁴ Informação contida no Plano de Expansão da Eletrobrás (2000/2009)

Machadinho, que tem 1.140MW, Lajeado com 850MW e Canabrava que tem potencial de 450MW.

6.1.1) Números da Obra¹⁵

Para que sua construção civil fosse finalizada, 3.033 homens trabalharam dia e noite escavando 9,1 milhões de metros cúbicos de terra, 8,1 milhões de metros cúbicos de rocha a céu aberto, 640 mil metros cúbicos de rocha subterrânea e fazendo 15,5 milhões de metros cúbicos de aterros em rocha e pedra.

Foram construídos 568 quilômetros de estradas, 15,5 quilômetros de ferrovias, 2,4 quilômetros de pontes e 668 quilômetros de redes elétricas. Para a preservação ambiental, foram implantados vinte e três programas.

Para escoamento da energia produzida, foram implantadas duas linhas de transmissão de 55KV de 1.800 metros de comprimento, interligando a subestação SF6 à subestação de Itá. As linhas de transmissão são de propriedade da Eletrosul e fazem parte da Rede Básica do Sistema Interligado Brasileiro.

Tudo era consumido em escala agigantada: foram utilizados 126 mil toneladas de cimento, 32 mil toneladas de aço, 22 milhões de litros de óleo diesel e 510 metros cúbicos de concreto. O restaurante servia 4,5 mil refeições por dia e o menor salário pago durante a obra era de R\$210,00.

¹⁵ Dados fornecidos pela Itasa em suas notas explicativas do seu Informativo Anual de 2000, publicado pela CVM

No imenso canteiro de obras de dois quilômetros quadrados havia quase tantos homens empregados quanto a população da cidade de Itá, que submergiu no último dia de 1999, após ter sido erguida uma barragem de 126 metros de altura. Os habitantes de Itá tiveram que ser transferidos para a parte alta da região montanhosa de forma a dar lugar ao reservatório da usina, de 141 quilômetros quadrados. Foram reassentadas no total 879 famílias e realocados 36 núcleos.

VI.1.2) Histórico da Usina

Itá está no planejamento da Eletrobrás desde a década de 70, quando foi projetada para ser a principal obra de aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia do Rio Uruguai. É um dos doze projetos de energia iniciados na década de oitenta cujas obras foram suspensas por falta de recursos do setor público.

Em 1977, a Eletrosul, principal empresa geradora de energia da Região Sul e pertencente a Eletrobrás, concluiu o projeto de viabilidade do potencial hidrelétrico do Rio Uruguai. Em 1983, depois de anos de atraso devido à lentidão dos estudos e diversas complicações políticas, a Eletrosul recebeu do governo federal a concessão, através do Decreto nº 80.015 de 1983, para construir e operar a Usina Hidrelétrica de Itá.

Sua construção foi sendo sucessivamente adiada por falta de recursos destinados ao projeto e devido a problemas políticos e questões ambientais. Apenas em 1987, os estudos do projeto básico da usina foram aprovados, modificando o posicionamento do reservatório e o local de construção da usina, de forma a solucionar o impasse político. De acordo com tais estudos, a obra deveria estar terminada em 1992, quando estavam previstos grandes riscos na oferta de energia elétrica. Entretanto, ao longo dos anos, esta data foi sendo adiada

devido à queda da taxa de crescimento do consumo de energia, às crises econômicas que exigiam redução dos gastos do governo federal e às mudanças que ocorreram no modelo do setor elétrico. Como resultado, a usina sofreu paralisações prolongadas, como as interrupções que ocorreram durante o governo Sarney e ao longo de todo o mandato de Collor.

A Eletrosul foi responsável por diversos investimentos antes do início da construção da usina. Realizou a transferência da população localizada nas 2.669 propriedades que foram atingidas pelas águas da barragem, ao longo de 60 quilômetros às margens do Rio Uruguai. Construiu uma nova cidade na parte alta da região montanhosa de forma a substituir a Itá que foi inundada pelo reservatório. Os donos de propriedades que preferiram não ser reassentados tiveram direito a receber uma indenização.

Além de Itá, foram inundadas, em dezembro de 1999, partes dos municípios de Concórdia, Peritiba, Ipira e Piratuba, localizados no Estado de Santa Catarina, e Aratiba, Mariano Morro, Severiano de Almeida, e Marcelino Ramos localizados no Rio Grande do Sul. De forma a reduzir o impacto ambiental da obra, a Eletrosul também adquiriu duas áreas que somam 2,17 mil hectares, sendo 1,27 mil em Concórdia, para repor a vegetação que foi devastada pelas águas, e outros 900 hectares, no município gaúcho de Teixeira Soares, para onde foi transferida a população animal que habitava a área da barragem.

Além das indenizações aos proprietários, a Eletrosul também reassentou 350 famílias que moravam na área da barragem mas que não eram proprietárias das terras. O tamanho dos terrenos cedidos variou de acordo com o número de pessoas de cada família. A propriedade é composta por uma casa e um galpão, além de infra-estrutura como estradas, água e energia elétrica.

Por conta da construção da hidrelétrica, o estado asfaltou a estrada que separa Itá de Chapecó, principal cidade do oeste catarinense, garantindo o acesso à obra. A Eletrosul também forneceu toda a infra estrutura necessária dentro do canteiro de obras, realizou trabalhos gerais na área do reservatório e estudos ambientais.

Em 1990, durante o governo Collor, devido ao pouco progresso e falta de recursos, a Eletrosul suspendeu todos os seus investimentos na obra, exceto as desapropriações e os reassentamentos, que prosseguiram devido aos acordos firmados anteriormente com os atingidos.

Em 1994, ao invés de recomeçar o desenvolvimento da usina, a Eletrosul, autorizada pelo Governo Federal e a Eletrobrás, promoveu um leilão com o objeto de selecionar um consórcio para completar o projeto. Conforme previsto no Decreto nº 915 de 1993, o consórcio vencedor promoveria todos os investimentos necessários para o término da obra, com exceção dos reassentamentos e aquisições das áreas inundadas que ainda precisavam ser feitas.

O edital foi publicado em junho de 1994 e explicava que os critérios de seleção do consórcio se baseariam no custo total do projeto (incluindo o custos das máquinas, serviços e juros durante a construção), no montante de energia a ser recebido pela Eletrosul devido aos investimentos por ela realizados e no montante e preço da energia que seria vendida a Eletrosul através de um PPA (contrato de compra e venda de energia) com os membros do consórcio. O edital de licitação permitiu a participação de empresas consumidoras, privadas ou não, que possuíssem plantas industriais, consumidoras classificadas como comerciais e concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.

Dois consórcios apresentaram suas propostas em outubro de 1994 e, em janeiro de 1995 o Consórcio de Auto-Produtores Independente (CAPI) foi declarado vencedor. O CAPI era formado pela Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), Poliolefinas S.A., Companhia Industrial de Polipropileno (PPH) e Companhia de Cimento Itambé (Itambé). Posteriormente, a Poliolefinas foi incorporada a OPP Polietilenos S.A. (OPE) e a PPH passou a se chamar OPP Petroquímica (OPP). A OPP e a OPE são subsidiárias da Odebrecht Química S.A. (Odequi), empresa pertencente ao grupo Odebrecht.

O modelo de licitação adotado pela Eletrosul foi aprovado pelos poderes Executivo, Legislativo e Judiciário, permitindo que o Consórcio de Produtores Independentes (CAPI) e a Eletrosul assinassem, em 29 de agosto de 1995, o Contrato de Constituição do Consórcio de Itá. Em 2 de outubro do mesmo ano, o DNAEE (a agência federal do setor elétrico da época, hoje sucedida pela ANEEL) aprovou o Plano de Conclusão da Usina proposto pela Eletrosul e, em 28 de dezembro de 1995 o Consórcio Itá e o poder Concedente assinaram o Contrato de Concessão nos moldes do modelo BOT¹⁶, apresentado anteriormente, que permite que o consórcio construa, patrocine, opere e seja proprietário de parte dos ativos da hidrelétrica até 16 de outubro de 2.030, quando sua propriedade retorna para as mãos do governo, ou o contrato de concessão é prorrogado.

Em março de 1996 a construção da usina foi iniciada pelo Consórcio de Itá e, em junho do mesmo ano, o projeto foi enquadrado no programa de financiamento do BNDES.

¹⁶ *Build-Operate-Transfer*, isto é: constrói – administra pelo tempo determinado em contrato – devolve ao governo

A principal responsabilidade da Concessionária era realizar as contratações e conseguir financiamentos para a construção da Usina Hidrelétrica de Itá (UHE Itá). Para tanto, e conforme previsto no Contrato de Consórcio, foi constituída a Sociedade de Propósito Específico Itasa em julho de 1996. A Eletrosul, coube a responsabilidade pelas questões relativas ao reservatório, tais como controle de qualidade, meio ambiente e reassentamentos, e pela operação da planta após a sua conclusão, devendo fornecer a Itasa uma parcela da energia gerada.

Em 26 de dezembro de 1996, a composição acionária da Itasa foi alterada, tendo a OPP e a OPE transferido suas respectivas participações acionárias na ITASA a Odebrecht Química S.A. (Odequi).

Apesar da mudança das famílias para a nova cidade ter começado em 1987, o comércio e os bancos continuavam na antiga Itá, até que a nova sede foi inaugurada em 1996, quando Itá completava 40 anos de emancipação política. Na área limitada a cidade de Itá, 95% dos proprietários optaram pela construção de casas por parte do consórcio na cidade nova e os 5% restantes optaram pela indenização.

Foram compradas mais de duas mil propriedades rurais, já que quase 80% dos proprietários rurais preferiram receber as indenizações e deixar o município, devido à qualidade do relevo que sobrou na parte alta, excessivamente acidentado e não propício às culturas extensivas, como as de grãos. Por conta da evasão dos proprietários rurais, o comércio da cidade se enfraqueceu.

Durante o ano de 1997, houve grandes mudanças na regulamentação do setor elétrico. Foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE), o operador nacional do sistema (ONS)

e as regras de acesso à rede de transmissão foram modificadas. Isto gerou fortes incertezas dos agentes em relação ao futuro do setor, principalmente em relação às atividades de transmissão e distribuição.

Para resguardar as concessionárias de prejuízos, o governo permitiu, através da medida provisória 1531-11 de janeiro de 1998, que as empresas associadas dos consórcios optassem por ser produtores independentes de energia (PIE), em substituição ao regime de auto produção (AP), que limitava o uso da energia produzida para uso exclusivo do produtor. Os sócios de Itá exerceram a opção, já que deixando de ser auto produtores e passando a ser produtores independentes de energia, as empresas não seriam mais obrigadas a consumir sua parcela de energia proveniente de Itá nas suas atividades industriais, podendo vendê-la para terceiros.

Em setembro de 1997 foi executado o desvio do Rio Uruguai e em dezembro do mesmo ano, seguindo o processo de privatização implementado pelo governo federal, a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul) passou por uma reestruturação do seu capital e ativos. Para tanto, foi dividida em duas empresas, a Eletrosul e a Gerasul, através da cisão dos ativos de geração e transmissão da empresa.

Todos os direitos e obrigações da Eletrosul relativos a geração ficaram sob responsabilidade das Centrais Geradoras do Sul do Brasil (Gerasul), que passou a deter os 38,92% de participação da Eletrosul na obra da Usina de Itá, percentual relativo ao montante gasto pela estatal com estudos pré operacionais do projeto, além do reassentamento da população, a compra das áreas que foram inundadas, as obras no reservatório e a implementação da subestação de Itá e suas linhas de transmissão. A

Gerasul, como líder do consórcio de Itá, também representa a usina em negociações junto aos órgãos federais, principalmente a Aneel.

Em setembro de 1998, a Gerasul foi privatizada e passou a ser controlada pela *Tractebel*, empresa com sede na Bélgica, quinta maior produtora independente de energia do mundo, que emprega 63 mil pessoas e que opera em mais 100 países. A *Tractebel* tem 70% do capital da Gerasul. Os 30% restantes pertencem a empresas de participações, como a BNDESPar, ou a investidores individuais. A *Tractebel Electricity e Gas International*, braço de energia do grupo francês *Suez, Lyonnais Des Eaux S.A.*, que controla a *Société Générale de Belgique*, tem o Brasil como uma das suas rotas mais importantes de sua estratégia de investimento, onde opera através da sua unidade de negócios *Electricity and Gas International* (EGI).

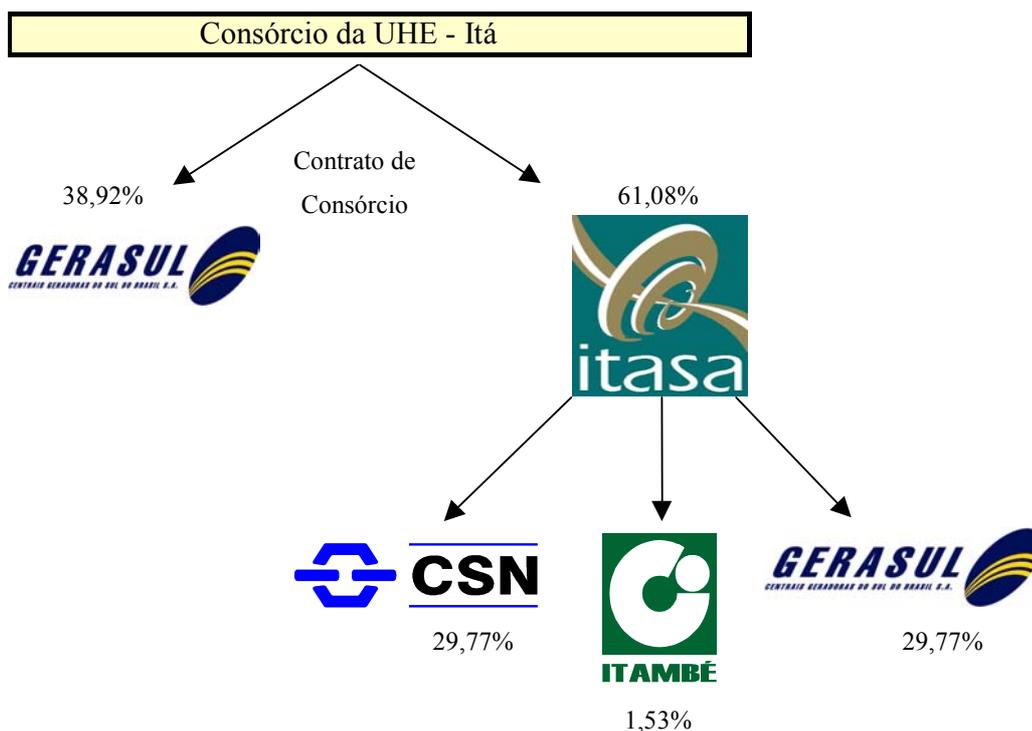
Em dezembro de 1998, ficou pronta a barragem de 126 metros de altura e começaram os testes hidrostáticos da primeira turbina. Em fevereiro de 1999 a montagem do primeiro gerador foi iniciada e em dezembro do mesmo ano começou o enchimento do reservatório de água. A geração de energia começou em junho de 2000, com a entrada em atividade da primeira das cinco turbinas instaladas na usina. O cronograma de operação das outras quatro unidades foi antecipado em seis meses, a fim de atender a demanda de energia no cenário de escassez do mercado brasileiro, e as cinco turbinas já estavam em funcionamento em fevereiro de 2001, quando a previsão para o final da construção e do funcionamento completo das unidade de geração da usina era em setembro de 2001.

VI.1.3) Composição Acionária

Até junho de 2000, a Gerasul era dona de 38,92% da Usina Hidrelétrica de Itá e o consórcio Itá Energética S.A. (Itasa) detinha 61,08% dos 668 MW de energia assegurada da produção de Itá, que era dividido, entre a CSN (29,77%), Cimentos Itambé (1.54%) e Odequi, o braço de química e petroquímica do grupo Odebrecht, que reúne as empresas OPP Petroquímica S.A. e a OPP Polietilenos S.A. (17.86% da OPE e 11.91% da OPP, totalizando 29,77%).

Em junho de 2000 a participação da Odebrecht em Itá foi vendida para a Gerasul. Com a compra da participação da Odebrecht, a Gerasul passou a participar do consórcio Itasa e aumentou em 29.77% a energia gerada que recebia, passando a ter direito a 68,69% do total da energia da usina de Itá. A compra da participação da Odebrecht por parte da Gerasul impactou em um reforço considerável ao portfólio de geração da empresa controlada pela belga *Tractebel*. Itá passou a adicionar, com a compra da participação da Odequi, cerca de 1,1 mil megawatts de potência instalada ao parque gerador da companhia, que antes era de 3,7 mil megawatts.

Atual Composição Acionária da Usina de Itá:



VI.3) CARACTERÍSTICAS DO PROJETO

VI.3.1) Construção

A Itasa é a Sociedade de Propósito Específico encarregada da construção da usina, contratação de bens e serviços da usina, sua operação e financiamentos. A Gerasul se responsabiliza pela contratação de bens e serviços do reservatório e fornece gerência técnica.

Em 1995, a Itasa assinou com a Conita – Consórcio Construtor de Itá, um contrato de Chave na Mão para a execução do empreendimento a um preço fixo pago adiantado¹⁷. Este consórcio foi formado por experientes empresas de engenharia e fornecedoras de equipamentos, com o propósito específico da construção da UHE Itá.

¹⁷ Contrato chamado em inglês de *Turn Key Lump Sum* (TKLS)

O segmento de construção civil da Companhia Norberto Odebrecht, a CBPO, líder do consórcio, recebeu R\$654 milhões no início das obras, em nome da Conita, para executar a construção civil e contratar a compra e a montagem dos equipamentos necessários. A Conita então passou a assumir os riscos de conclusão e aumento de preços.

Apesar do consórcio ter sido contratado em 1995, um recurso judicial movido pelo grupo perdedor da licitação acabou atrasando o início das obras, que só vieram a começar em março de 1996. Em fevereiro de 2001, com a entrada em operação da quinta turbina, a obra foi totalmente terminada, seis meses antes do que foi estabelecido como prazo final no contrato.

VI.3.2) Operação

O operador da empresa é geralmente escolhido entre um dos patrocinadores do projeto que normalmente detém uma certa experiência no setor, reduzindo assim seus custos de aprendizagem. Decisões mais importantes devem ser aprovadas por uma comissão que representa todos os patrocinadores. No contrato de Operação e Manutenção, são definidos os deveres e obrigações dos participantes, cabendo ao operador as decisões do dia a dia, que têm grande impacto sobre o comportamento da empresa e a lucratividade do projeto.

Por ser o sócio do projeto com mais experiência em gerenciamento de usinas hidrelétricas, a Gerasul foi designada, através do Contrato de Consórcio, a Operadora da Usina de Itá. Suas atribuições são: manutenção e operação da usina, coordenação com o sistema elétrico brasileiro e o despacho de eletricidade. A Operadora é remunerada através de uma taxa que é dividida entre a Itasa e a Gerasul, de acordo com a participação de cada uma no Projeto.

Também de acordo com o Contrato de Consórcio entre Itasa e Gerasul, a Gerasul deverá disponibilizar para a Itasa, no ponto de entrega, isto é: na linha de transmissão, a energia que lhe é garantida por contrato, 414MW (60,5% da energia garantida mínima assegurada), independentemente da geração efetiva da UHE Itá.

Se a geração da UHE Itá for inferior à energia do Consórcio, a Gerasul deverá disponibilizar para a Itasa, sem qualquer ônus para a Itasa, a partir da geração nas suas demais usinas ou do Sistema Interligado (MAE) a diferença necessária para completar a energia da Itasa, exceto nas condições de racionamento, ou no caso de força maior ou caso fortuito.

Dessa forma o risco hidrológico decorrente das flutuações de vazões no Rio Uruguai não afeta os negócios da Itasa, sendo este totalmente absorvido pela Gerasul, a qual em seu turno, se vale de mecanismos de mitigação criados pela mesma legislação que criou o MAE, como é o caso do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

VI.2.3) Financiamento

O financiamento na forma de *Project Finance* tem como premissa básica a ausência de garantias corporativas e/ou solidárias à dívida por parte dos patrocinadores. Para promover a captação de empréstimos no mercado, foi utilizada a estrutura da Itasa, a SPE criada para viabilizar a construção da obra.

A construção da UHE Itá deveria ter sido viabilizada através da participação do BNDES e BID, como os principais financiadores do projeto, bancos comerciais e aportes de capital feitos pelos patrocinadores, além de uma contribuição de R\$100 milhões por

parte da Eletrobrás através de ações preferenciais. Entretanto, após intensas negociações, o financiamento do BID não se realizou, e a Eletrobrás dobrou a sua contribuição por meio de ações preferenciais. Também para cobrir parte do financiamento que não foi realizado, o BNDES forneceu um empréstimo maior e os patrocinadores aportaram mais recursos do que havia sido antes combinado.

O empréstimo de US\$160 milhões do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) teria sido feito através do seu programa de financiamento ao setor de infra-estrutura e se dividiria em dois empréstimos: o empréstimo A, que seria fornecido diretamente pelo BID, no valor de US\$65 milhões, com prazo total de quinze anos e com início das amortizações em maio de 2002 e o empréstimo B, que seria liderado e estruturado pelo BID e formado por um sindicato de bancos, que juntos emprestariam US\$95 milhões ao projeto por dez anos, com garantia de pagamento do BID e com as amortizações do principal começando em novembro de 2001. A taxa de juros pós fixada seria composta pela a LIBOR¹⁸ acrescida de uma comissão fixa, de forma a captar o risco Brasil.

A entrada do BID no projeto traria a vantagem da mitigação do risco político devido ao envolvimento de um organismo internacional do seu porte com o projeto. Outra vantagem de sua entrada seriam as taxas de juros baixas, pouco acima do que é cobrado ao governo brasileiro, o que torna os financiamentos por parte BID bastante atrativos, estimulando a grande procura por tais empréstimos do por parte das empresas. Porém, o projeto se tornaria sujeito ao risco cambial, já que os mecanismos existentes no mercado de derivativos não têm a duração de todo o empréstimo. Em uma economia como a nossa, com

¹⁸ London Interbank Offered Rate, isto é: a taxa de juros interbancária de Londres.

taxas de câmbio flutuantes e cenários bastante variáveis, a grande volatilidade da taxa de câmbio poderia se tornar perigosa para o projeto.

Diante da impossibilidade de fechamento do Project Finance¹⁹ no início da construção devido a falta de credores que aceitassem como garantia apenas as receitas futuras e os ativos da UHE Itá, um empréstimo-ponte²⁰ de R\$710 milhões do BNDES, com garantias de ativos reais dos patrocinadores, serviu para viabilizar a obra.

Do total emprestado temporariamente, R\$242 milhões foi transformado em um empréstimo de longo prazo através de repasses diretos do BNDES, com vencimento em 2012 e R\$300 milhões foi renovado como repasses de recursos do BNDES por parte de bancos comerciais, como o Unibanco, que assumiram o risco de crédito da Itasa no lugar do BNDES, com o mesmo prazo e amortização do empréstimo de longo prazo fornecido diretamente pelo BNDES. A intermediação por parte de bancos comerciais tem o papel de mitigar o risco político. No caso de não pagamento dos empréstimos, os bancos têm maior capacidade de cobrar as dívidas dos devedores, enquanto que o BNDES pode sofrer pressões políticas que dificultem a sua atuação de forma a receber o que lhe é devido. Tanto no financiamento de longo prazo quanto no repasse são cobrados da Itasa a TJLP²¹.

O BNDES estruturou um programa de debentures no valor de R\$168 milhões, de forma a cobrir parte do empréstimo-ponte de R\$710 milhões já feito ao projeto e assim junto com os recursos do repasse, reduzir a sua participação direta em créditos para Itá. A transação foi dividida em duas séries de igual valor, sendo cada uma com 9.500 debêntures,

¹⁹ Na sua forma mais pura, isto é: sem direito de regresso contra os patrocinadores, ou *non recourse*, em inglês

²⁰ Termo que vem do inglês *Bridge-Loan*. Significa um empréstimo temporário, até que uma operação de financiamento mais estruturada tenha sido colocada em prática.

com valor de R\$ 10 mil a unidade. A data da emissão foi fixada em 1º de outubro de 2000 em ambos os casos, mas com atraso na abertura do capital da SPE Itasa, a data foi transferida para 9 de março de 2001. O vencimento da primeira tranche das debêntures está previsto para ocorrer após 156 meses e, da segunda em 150 meses.

Na emissão de papéis de Itá, os investidores terão a opção de venda²² das debêntures após três anos, com garantia de recompra por parte do BNDES. Graças a este incentivo o prazo de vencimento das debêntures pode ser tão longo. As debêntures são corrigidas pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas acrescido de 12,9% ao ano para os três primeiros anos e 9,4% ao ano para o restante do tempo. Mesmo que os direitos de venda sejam exercidos após o prazo estipulado, os créditos concedidos a Itá voltarão a ser convertidos em papéis e lançados aos investidores no mercado.

O aporte de capital da Eletrobrás foi feito através da compra de ações preferenciais da Itasa, em duas tranches de R\$ 100 milhões, uma em 1997 e outra em 1999. Em novembro de 2000, a Eletrobrás vendeu a sua participação na Itasa para os sócios do empreendimento, que decidiram assim reestuturar o capital da Itasa. Com a correção do IGP-M, que variou 13,85% no período, os sócios da Itasa tiveram que desembolsar o equivalente em dólares a um total de R\$ 280 milhões – na época US\$ 148 milhões. Os patrocinadores exerceram a opção de recompra, por conta do alto custo da remuneração da estatal no projeto.

A operação foi feita com o objetivo de apoiar os empreendedores do projeto e já estava prevista, desde o desembolso da primeira tranche de R\$100 milhões, em 1997. Para tanto, a Gerasul promoveu um aumento de seu capital em R\$160 milhões, destinado a

²¹ Taxa de Juros de Longo Prazo

²² Esta opção de venda é normalmente chamada de *put*

financiar a aquisição. A Eletrobrás, que lucrou R\$100 milhões com a operação, utilizou os R\$ 280 milhões que recebeu dos sócios da UHE Itá na construção de uma termelétrica reserva de Angra II.

Outra parte do financiamento da construção do projeto foi fornecida pelos patrocinadores. A razão patrimônio líquido/dívida inicialmente desenhada para o projeto era de 20/80, mas os patrocinadores tiveram que contribuir, a princípio com R\$310 milhões, ou 24% do total dos financiamentos. Após a saída da Eletrobrás, os sócios passaram a somar R\$590 milhões em contribuições, chegando a 45% do total. Tal divisão ocorreu na mesma proporção da participação de cada patrocinador na Itasa (CSN 48,75%, Gerasul 48,75% e Itambé 2,5%).

Ao analisarmos a tabela abaixo, podemos notar que no início da construção, enquanto os riscos eram altos, o empreendimento foi quase integralmente viabilizado graças a recursos públicos. O *Project Finance* não conseguiu ser fechado, e o BNDES aportou 58% dos recursos necessários ao início da construção. A Eletrobrás, também parte do setor público, forneceu 16% dos recursos, enquanto que os patrocinadores, agentes do setor privado, participaram com 25% dos recursos.

Com o término da construção e a diminuição dos riscos, o perfil do financiamento foi sendo modificado, e uma quantidade maior de recursos do setor privado passou a compor o financiamento da usina, substituindo a participação maciça inicial do governo. O BNDES passou então a contribuir com apenas 19% dos financiamentos, enquanto que o setor privado, em fevereiro de 2001 fornecia os 81% restantes de financiamento para a Itasa.

FINANCIAMENTOS - INÍCIO DA CONSTRUÇÃO		
<i>CREDORES</i>	<i>VALORES</i>	<i>PORCENTAGEM</i>
BNDES - Empréstimo Ponte	R\$ 710 milhões	58%
Contribuição dos Patrocinadores da Itasa	R\$ 310 milhões	25%
Ações Preferenciais da Eletrobrás	R\$ 200 milhões	16%
TOTAL	R\$1.220 milhões	

FINANCIAMENTOS - FEVEREIRO DE 2001		
<i>CREDORES</i>	<i>VALORES</i>	<i>PORCENTAGEM</i>
BNDES - Empréstimo de Longo Prazo	R\$ 242 milhões	19%
Repasse dos Recursos do BNDES por Bancos Comerciais	R\$ 300 milhões	16%
Contribuição Inicial dos Patrocinadores da Itasa + Contribuição para a Recompra das Ações Preferenciais da Eletrobrás	R\$ 590 milhões	45%
Debêntures vendidas ao mercado	R\$ 168 milhões	13%
TOTAL	R\$1.300 milhões	

VI.3) AGENTES

VI.3.1) Investidores / Patrocinadores

Os patrocinadores do projeto são Itambé, CSN e Gerasul. A Itambé é uma grande produtora de cimento do Paraná, que utiliza intensivamente a energia elétrica em seu processo de fabricação. Com a construção da UHE Itá, a Itambé garante o seu fornecimento de energia, barateando os seus custos, além de se beneficiar como acionista dos lucros diretos gerados pela usina.

A CSN é o maior complexo siderúrgico integrado na América Latina e o terceiro maior consumidor de energia do país, gastando por ano R\$190 milhões em 400 MW de energia. Através da Usina de Itá, que gera 167MW de energia garantida para a CSN, da Central Termelétrica, produtora de 238MW e da UHE Igarapava, fornecedora de 22MW de energia, a CSN atingiu a auto-suficiência energética, e ainda pode vender ao mercado 27MW de energia. Esta é uma ótima posição para a CSN, que em vez de sofrer com as medidas do racionamento de energia, lucra com a falta de energia, já que tem sobra de energia que pode ser vendida no MAE a preço de mercado. A CSN, como acionista, ainda tem direito aos lucros da UHE Itá.

A Gerasul, originada da cisão da Eletrosul, é uma empresa responsável pelo atendimento de toda a energia consumida no sul do país. Com o término da construção de Itá, sua capacidade instalada de geração de energia pulou para 4.800 MW. O seu controlador, a empresa belga Tractebel, é responsável pela geração de 50.000 MW de energia no mundo.

VI.3.2) Financiadores

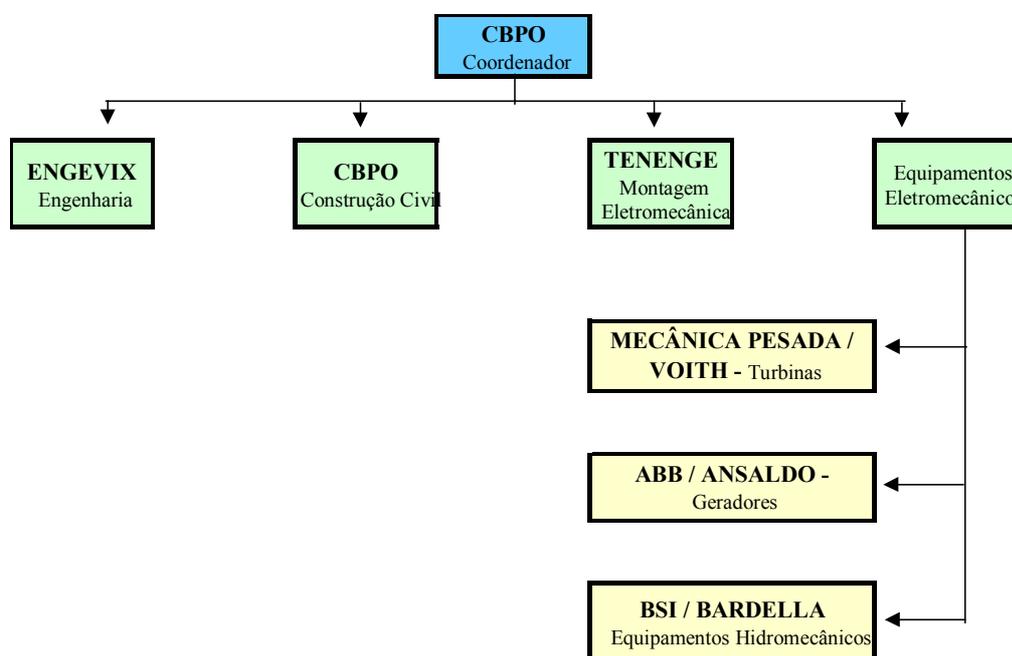
No projeto da Usina de Itá, o principal credor é o BNDES, o banco brasileiro de fomento. A princípio, o BNDES forneceu um empréstimo-ponte, que depois foi parcialmente renovado. Vários bancos comerciais, entre eles o Unibanco, assumiram o risco de crédito da Itasa. As debêntures que foram vendidas ao mercado, foram compradas por diversos tipos de investidores institucionais como seguradoras mas principalmente por fundos de pensão.

Para que possa ser adequado o nível de risco e retorno à disposição de cada um dos credores, é estabelecida uma prioridade para recebimento do repagamento dos juros e principal através da conta garantida, onde todas as receitas do projeto são depositadas e de onde todo o pagamento de juros e principal sai. Para administrar tal conta e garantir a independência entre os fluxos, entra em cena o Agente Fiduciário.

VI.3.3) Construtores

Para finalizar a obra, a Itasa contratou o consórcio construtor Conita. As empresas que fizeram parte do consórcio construtor são CBPO (Odebrecht) como líder e construtor, as construtoras Engevix Engenharia, Tenenge e os fornecedores de equipamentos ABB (Asea Brown Boveri Ltda.), Alstom, Mecanica Pesada, Voith, Coemsa Ansaldo, BSI e Bardella. Todas as empresas que participaram do consórcio têm vasta experiência e reputação nas suas áreas de atuação, uma vez que já trabalharam em diversos outros empreendimentos hidrelétricos no Brasil.

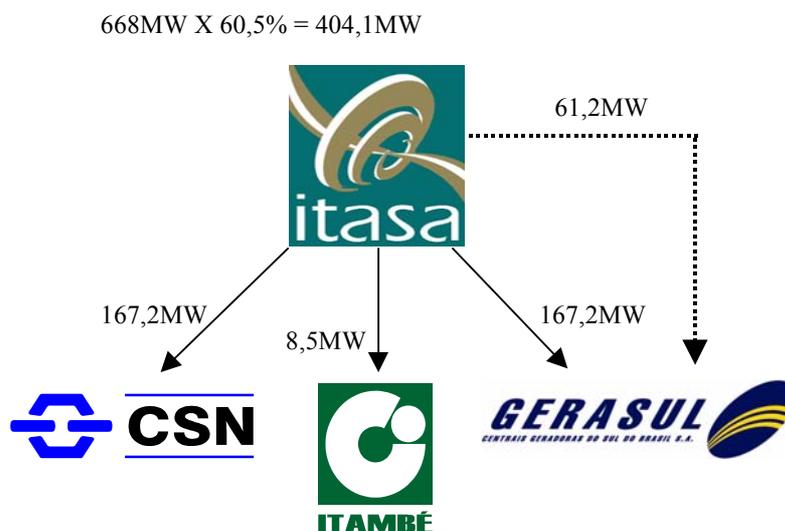
Estrutura Básica da Conita:



VI.3.4) Compradores do Produto Final

A energia garantida gerada pela usina (668MW) é toda comprada pelos sócios da usina, Gerasul e Itasa, através de acordos bilaterais de compra e venda de longo prazo, os PPAs. A Gerasul, por todo o trabalho pré-operacional e as obras no reservatório, tem direito a comprar 39,5% da energia garantida de Itá (263,86 MW) e a Itasa tem direito aos 60,5% de energia garantida restante (404,14MW).

Do total da energia garantida destinada para a Itasa, 342,9MW é vendido aos patrocinadores, de acordo com a porcentagem de participação de cada um na Itasa e os 61,2MW restantes pertencentes a Itasa são vendidos a Gerasul. A divisão da energia destinada a Itasa está ilustrada abaixo:



VI.3.5) Advogados

A opção pela adoção do *Project Finance* com o intuito de obter as maiores vantagens possíveis para os patrocinadores do projeto e permitir a sua implantação partiu das empresas consorciadas após exaustivas análises do projeto e de sua conjuntura corporativa por advogados. Um projeto concebido nestes moldes é sempre muito intensivo em serviços de advogados, já que a montagem da estrutura de financiamento e confecção dos contratos deve considerar os diversos objetivos dos agentes envolvidos.

A Itasa foi estruturada como uma Sociedade de Propósito Específico, uma entidade jurídica e economicamente separada dos seus patrocinadores, de capital aberto, que detém os ativos e passivos do projeto. Por ser uma Sociedade Anônima, a responsabilidade dos sócios é limitada ao valor do capital subscrito e integralizado. Para que fossem lançadas as debêntures da Itasa no mercado, a CVM exigiu a abertura de capital da SPE, pelo fato de gerar uma maior transparência da empresa para o mercado.

VI.3.6) Seguradoras

Apesar do reduzido risco em projetos de exploração hidrelétrica no Brasil, devido ao grande *know how* que prevê toda sorte de eventos danosos ao projeto e pelo fato do Brasil estar fora da rota de catástrofes naturais, é necessário resguardar o investimento dos patrocinadores e garantir a proteção ao repagamento dos credores em caso de sinistro. Para tanto, foi contratada a Odebrecht Corretora de Seguros (OCS) para ser responsável pela montagem da carteira de seguros de forma a mitigar os riscos de construção da obra.

VI.3.7) Consultor Financeiro

Os consultores financeiros do projeto foram o banco *Credit Lyonnais* e o Banco Brascan. Os bancos prepararam toda a avaliação economico-financeira do projeto e organizaram toda a sua estruturação, coordenando os advogados e outros consultores. Através do Memorando Preliminar de Informações atestaram a lucratividade do projeto que desta forma foi implementado.

VI.3.8) Consultores Independentes

Avaliam a viabilidade técnica do projeto e foram os primeiros a visitar o local da instalação da usina hidrelétrica no final dos anos 70. Em 1979, depois de concluídos dois estudos sobre o potencial de energia da Bacia do Uruguai, foi autorizado pelo DNAEE, a execução, por consultores independentes, dos Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica da Usina Hidrelétrica de Itá. Tais estudos terminaram em 1981, quando ficou decidido o melhor local para a construção da usina e de seu reservatório. Depois disso, vários consultores independentes diferentes já foram contratados para avaliar o projeto nos

diversos períodos em que houve paradas e retomadas de investimento, de forma a adequar localização da usina aos interesses políticos locais e permitir a execução da obra.

VI.3.9) Governo

Tem atuação marcante no projeto. Através de sua agência regulatória de energia, a ANEEL, concedeu ao consórcio vencedor da licitação a autorização para a construção da usina e controla todas as suas atividades, por ser um serviço de utilidade pública. Através do BNDES, atuou como credor, financiando grande parte do investimento na usina. Através da Eletrobrás, sua *holding* que gerencia todos os seus investimentos energéticos, financiou o projeto com a compra, durante a construção da usina, de em ações preferenciais da Itasa. Também forneceu toda a infra-estrutura que possibilitou a obra da usina, como a construção de mais de quinhentos quilômetros de estradas. O IBAMA se encarregou de exigir a preservação ambiental e a minimização dos prejuízos à natureza de forma a autorizar as obras.

VI.4) RISCOS

A usina de Itá é um projeto de grande porte, cuja construção iniciou-se no final da década de 70 e ficou por muito tempo paralisada só tendo sido terminada em 2001. O projeto sobreviveu à desregulação e à privatização do setor elétrico e foi alvo de disputas políticas. Os inúmeros riscos inerentes a tal projeto dificultaram bastante a sua implementação. Abaixo se encontram identificados alguns dos riscos corridos pela Usina Hidrelétrica de Itá.

VI.4.1) Risco de Conclusão

Apesar da tecnologia de construção de usinas hidrelétricas já ser dominada pelos construtores brasileiros, a obra da Usina de Itá apresenta algumas dificuldades. A dimensão da obra é tão grande que durante a sua construção foi considerada uma das maiores obras de construção civil da América Latina, com um canteiro de obras de dois quilômetros quadrados. O tempo de implementação do projeto foi muito demorado, o que contribuiu para o aumento do risco.

Para mitigar os riscos de conclusão, a Itasa fechou o contrato de construção nos moldes do EPC²³, isto é: conceito de pacote ou a capacidade de assumir um projeto desde a sua concepção até a entrega das chaves na mão do cliente, transferindo desta forma o risco de construção do projeto para a empreiteira.

O consórcio construtor Conita, que reúne empresas fornecedoras de equipamentos, montadoras e responsáveis pela construção civil, recebeu um valor adiantado para a execução da obra. Cada uma das empresas assumiu o risco referente a sua parte na construção. No contrato de construção também foram determinados todos os prazos e custos a serem seguidos pelo consórcio construtor.

O término da construção da Usina de Itá foi antecipado em sete meses. Em caso de atraso da entrega da obra por problemas de competência do consórcio construtor, seria dever da Conita ressarcir os patrocinadores pela receita perdida por conta do atraso. Se qualquer gasto de construção foi superior ao que foi estipulado, este correu por conta da Conita. De acordo com o contrato firmado entre Itasa e Conita, os construtores teriam direito a receber um prêmio em dinheiro caso terminassem a obra antes do prazo

²³ Sigla que significa em inglês *Engineering, Procurement and Construction*

estipulado, que era de setembro de 2001. O consórcio construtor recebeu, desta forma, um valor que o recompensou pelo adiantamento do término da obra por seis meses.

A Odebrecht, além de ter participado do consórcio contratado para finalizar a obra de construção da hidrelétrica de Itá, também foi patrocinador do projeto. A dupla participação da Odebrecht no projeto, como patrocinador e construtor, direcionou fortemente à empresa o risco de construção e representou uma garantia muito importante de que a obra seria finalizada de acordo com o que tinha sido estipulado. Em junho de 2000, com a obra em vias de ser finalizada, a Odebrecht vendeu a sua participação para a Gerasul e também transferiu a esta o direito de compra de energia. É muito usual em obras realizadas nos moldes de um *Project Finance*, a exigência de que o construtor também seja um dos associados do projeto, já que desta forma, seu comprometimento com a obra se torna maior e os riscos para o construtor são maiores.

VI.4.2) Risco Tecnológico

Os fatores complicadores do projeto influenciam na existência do risco tecnológico, que acontece quando o projeto, depois de concluído, não funciona de acordo com as especificações técnicas desejadas. Entretanto, o consórcio construtor é composto apenas por empresas com ampla reputação em suas áreas de atuação e que têm bastante experiência em projeto deste tipo, visto que participaram amplamente da formação do sistema hidrelétrico brasileiro.

Mesmo assim, para atenuar tal risco, foi contratado um seguro que garante a performance da usina até setembro de 2001, quando todas as turbinas estarão funcionando por no mínimo seis meses. Por enquanto, não foi detectado nenhum problema que ameace o

funcionamento da usina, mas nada impede que apareça alguma falha na construção, e por isso, em setembro de 2001, o seguro deverá ser renovado, de forma a garantir que a Itasa não terá suas receitas interrompidas.

VI.4.3) Risco de Oferta de Matéria Prima

A água é a matéria prima para uma hidrelétrica. Porém, não existem formas de prever o suprimento de água e seu nível no reservatório representa um dos principais riscos do projeto. Isso afetaria diretamente os contratos de compra e venda de energia, mas a Itasa e seus financiadores não estão sujeitos a tal risco, porque, como foi estipulado no contrato do consórcio, é de inteira responsabilidade da Gerasul, a operadora da usina, a entrega dos 404,1MW que a Itasa tem direito, mesmo que tenha que desviar a energia de uma outra usina que lhe pertença. Assim, o risco é todo repassado a Gerasul. Esse contrato só perde a validade caso ocorram problemas de escassez de energia no país, sendo necessária a intervenção estatal no setor.

VI.4.4) Risco Econômico

O risco da demanda não ser suficiente para gerar a receita necessária para cobrir as despesas operacionais e de manutenção, o serviço da dívida, o custo de transmissão, os *royalties*, os impostos e fornecer uma taxa de retorno justa aos investidores é muito relevante em projetos que envolvem um custo fixo muito elevado, como é o caso da construção de uma hidrelétrica. No caso da usina de Itá, tal risco é totalmente assumido pelos compradores finais de energia, que assinaram contratos de longo prazo (PPA) garantindo a compra da energia gerada. O preço estipulado para o pagamento da energia comprada por parte da CSN, Itambé e Gerasul garante recursos suficientes para o

pagamento do total das despesas. A receita anual total estimada da SPE Itasa, de acordo com os PPAs firmados, é de R\$173,4 milhões (deste valor, R\$94,9 milhões são fornecidos pela Gerasul, R\$74,7 milhões pela CSN e R\$3,8 milhões pela Itambé), enquanto que o total dos custos anuais estimados é de R\$135,4 milhões.

A eficiência da administração do projeto pesa bastante na análise de risco econômico e em sua mitigação. A operação, manutenção e administração da usina foi entregue à acionista Gerasul, que além de ter bastante experiência no setor por administrar outras usinas, é controlada pela Tractebel.

VI.4.5) Risco Financeiro

O financiamento fornecido pelo BNDES para a Usina de Itá, tanto o empréstimo direto quanto os repasses, é corrigido pela TJLP. Pelo financiamento em debêntures é pago uma taxa fixa e o principal é corrigido pelo IGPM²⁴, o mesmo indexador da maioria das receitas da SPE Itasa, a emissora das debêntures. Uma pequena parte das receitas dos PPAs é corrigida pelo CPI²⁵ e a taxa de câmbio. A TJLP, o IGPM e o CPI são taxas pós fixadas e desta forma apresentam riscos de flutuações que podem ter impacto direto na capacidade de pagamento do projeto. Para eliminar os riscos de exposição a taxas de juros flutuantes, a Itasa costuma contratar diversos *swap* de taxas de juros, de forma a trocar a taxa de seus recebimentos de IGPM para TJLP, entre outras trocas e assim não incorrer em riscos desnecessários, casando os índices de atualização das receitas e juros.

A inflação não é uma variável com grande impacto no projeto, visto que o preço contratado de venda de energia é bastante sensível às variações da taxa de inflação. A

²⁴ Índice Geral de Preços do Mercado calculado pela FGV

receita proveniente dos PPAs são corrigidas, em sua maioria, pelo IGPM, que reflete adequadamente a inflação, enquanto que as despesas do projeto, como os contratos de fornecimento de material e serviços foram previamente contratados e com instrumentos de indexação previamente definidos, existindo assim um *hedge* contra tais variações.

VI.4.6) Risco Cambial

Variações na taxa de câmbio podem afetar a saúde financeira de um projeto quando há grandes descasamentos de moedas nos seus fluxos de receita e despesa. Graças ao fato do BID não ter entrado como financiador no projeto, a Itasa não tem financiamentos em dólar, e se encontra resguardada da volatilidade das taxas de câmbio. Um dos seus contratos prevê que o preço de compra de 61,193MW de energia pela Gerasul, por 30 anos, seja corrigido pelo índice de preços americano (CPI) e pela taxa de câmbio, dando origem a US\$10 milhões de receita anual. Este contrato representa uma boa segurança de que desvalorizações da taxa de câmbio brasileira não afetarão equilíbrio das contas da SPE, que por vezes deverá importar equipamentos ou pagar por serviços cujos preços são em Dólar. . Porém, o projeto se tornaria sujeito ao risco cambial, já que os mecanismos existentes no mercado de derivativos não têm a duração de todo o empréstimo.

Se o BID tivesse entrado como financiador do projeto, o BNDES teria se comprometido a garantir o pagamento dos empréstimos mesmo em caso de desvalorização da moeda nacional frente ao BID, através de uma conta chamada de Conta de Desvalorização²⁶.

²⁵ Índice de Preços ao Consumidor dos Estados Unidos, isto é: *Consumer Price Index* (CPI)

²⁶ Também chamada de *Devaluation Account*, isto é: uma Facilidade que seria fornecida pelo BNDES e será explicada na seção VI.5

Porém, é impossível se livrar do risco cambial do negócio no que se refere aos ativos. Todos os valores gastos pela Tractebel na compra da Gerasul e na sua participação na Itasa variam, em Dólares, quando o Real se desvaloriza frente à moeda americana. Quando tal empresa envia dividendos a sua matriz belga, o valor dos dividendos, na moeda que interessa aos acionistas, vai também depender da taxa de câmbio, e este é um ponto decisivo para determinar se o investidor realizou lucro ou prejuízo no período.

VI.4.7) Risco Político

O risco político envolve a possibilidade de autoridades públicas interferirem no desenvolvimento e na viabilidade do projeto. Isso pode ocorrer através de pesados tributos que onerem o projeto de forma a impedir o seu desenvolvimento, ou através da demora ou a não concessão de autorizações e licenças que atrasem ou inviabilizem o projeto. Uma das formas de atenuar tal risco é contar com a participação de bancos locais e patrocinadores locais influentes, como é o caso no projeto, já que tais participantes, a princípio, têm bom relacionamento com o governo. Nomes como CSN, Odebrecht, Unibanco e Gerasul são muito influentes nos diversos níveis de governo, e podem exercer pressões poderosas caso se sintam prejudicados por algum motivo.

Outra alternativa utilizada foi a captação de recursos para o projeto junto ao BNDES, e inicialmente junto a Eletrobrás, que são ambos parte do governo. Caso o governo promovesse uma interferência no projeto, ele estaria se auto prejudicando, já que o BNDES e a Eletrobrás fazem parte do governo. Se o BID tivesse entrado como credor do projeto, sua presença seria um poderoso atenuante do risco político, já que o governo não gostaria

de se desgastar politicamente junto a um organismo internacional de grande importância para o desenvolvimento do país e de quem recebe vultosos financiamentos.

Mesmo com tais mitigadores, o risco político esteve muito presente durante toda a vida do projeto. A obra ficou paralisada durante muito tempo por culpa de uma disputa política entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Os dois estados brigaram, durante muitos anos, para definir o local de construção da represa e da usina e principalmente qual estado receberia a receita proveniente da tributação do projeto.

A princípio, o projeto previa que terras de Santa Catarina seriam alagadas para a formação da represa e que a usina seria construída no Rio Grande do Sul, que ficaria com as receitas e não teria que arcar com os prejuízos do alagamento. Tal arranjo causou muita revolta ao governo de Santa Catarina, estado que só seria prejudicado. Apesar das dificuldades de se alterar um projeto que depende da natureza e do prejuízo às especificações iniciais do projeto, os técnicos conseguiram modificá-lo para que a usina fosse implementada. Foram então inundados municípios de ambos os estados para a formação do lago e a usina se passou a se localizar na divisa dos estados, mas em terras de Santa Catarina.

Seria injusto um estado arcar com os prejuízos da inundação sem ser compensado através dos impostos, enquanto que o outro, apesar dos transtornos na implantação da usina, seria remunerado através do recolhimento de impostos e *royalties*. Ficou resolvido que todas as cidades que foram inundadas, tanto do Rio Grande do Sul quanto de Santa Catarina, dividiriam os *royalties*, que no ano de 2001 serão de R\$8 milhões, ou R\$2,26 o MW/h. Os impostos referentes à usina, cerca de R\$20 milhões no ano de 2001, serão todos recolhidos através de Santa Catarina, onde se localiza efetivamente a usina. Na festa de

fechamento da barragem no final de 1999, nenhum dos governadores dos estados envolvidos no projeto compareceu, demonstrando que as disputas ainda não haviam terminado.

Outro elemento do risco político que afeta todos os projetos de infra-estrutura elétrica no Brasil é a recente desregulamentação do setor e as mudanças ocorridas e os ajustes que ainda vão ocorrer ao longo do processo de desestatização do governo, com a evolução do modelo de monopólio estatal. Possíveis mudanças na regulação que rege o setor de energia aumentam a incerteza dos agentes e com isso o risco político. É então necessária uma participação ativa junto aos órgãos públicos para defender os interesses do projeto.

VI.4.8) Risco Ambiental

Um projeto que inunda 141 quilômetros quadrados para a formação de um lago artificial tem um grande impacto ambiental. A construção, instalação e funcionamento da UHE ITÁ é uma atividade que depende de emissão prévia de licença ambiental por parte do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, cuja competência afasta a competência dos órgãos estaduais, tendo em vista que a usina é considerada um empreendimento de significativo impacto ambiental de âmbito nacional, pois situa-se em 2 estados.

Para que o projeto fosse autorizado, foram realizados estudos detalhados sobre o meio ambiente local e foi analisada toda a regulamentação ambiental do país. Os estudos, realizados pela Gerasul, responsável pelas questões relativas ao reservatório e em conjunto com universidades locais e o IBAMA, tinham o objetivo de minimizar os impactos sobre a

natureza. Foram necessárias algumas obras para a preservação do meio ambiente de forma que os custos do projeto aumentaram.

O Estudo do Impacto Ambiental (EIA – Rima) definiu a criação de vinte e três programas ambientais executados durante a construção. Alguns dos programas criados são permanentes, e continuaram existindo após a entrada em operação da usina. Destacam-se os seguintes programas:

- Conservação dos ecossistemas naturais: nas primeiras duas semanas do início da formação do lago, foram recolhidos 585 animais e aproximadamente 18 mil peixes à jusante da barragem. Para preservar a mata ciliar, um horto com capacidade para 500 mil mudas por ano foi implantado e está sendo reflorestada uma área de 1,5 mil hectares. Duas unidades de conservação foram criadas, uma em Marcelino Ramos com 461 hectares e outra em Concórdia, com 735 hectares. Um centro de pesquisas está sendo criado em Queimados, e convênios com universidades, prefeituras e instituições de pesquisa foram mantidos após o término da construção. A fauna aquática ganhou um programa específico, e há um grande projeto permanente para o aproveitamento científico da flora.
- Controle e acompanhamento da vida aquática: foram desmatados aproximadamente 8 mil hectares da área onde foi formado o lago da Usina, proporcionando o aproveitamento comercial do material lenhoso, além de desinfetar todas as propriedades adquiridas. Estas medidas foram necessárias para evitar a formação de gases no fundo do reservatório, o que prejudicaria a qualidade da água e inviabilizaria a vida aquática. Com isto, foram garantidas as condições que proporcionaram os bons níveis de qualidade observados no reservatório da Usina.

- Monitoramento e controle da estabilidade dos taludes marginais: avaliação geológica das áreas suscetíveis a deslizamentos.
- Controle de degradação e recomposição das áreas da obra: terá continuidade até o ano de 2005.
- Controle da qualidade das águas: inclui uma rede que monitora as condições da água do lago, o controle das macrófitas aquáticas e o melhoramento da água, através de programas junto a agricultores e o controle de poluentes. A qualidade das águas subterrâneas também é monitorada através de 20 poços.
- Fomento às atividades agropecuárias/conservação do solo e saneamento rural: um convênio com Epagri e Emater promove ações de conservação do solo, saneamento, educação ambiental e melhoria das culturas e criações.
- Usos múltiplos do reservatório e seu entorno: o programa analisou os usos possíveis e recomendáveis do lago, assim como montou roteiros turísticos integrados e definiu uma estratégia para a piscicultura comercial e recreativa.

Após serem cumpridas todas as suas exigências, o IBAMA emitiu, em favor da Gerasul, em 1996, a Licença de Instalação, que autoriza a implantação da UHE Itá. Essa licença vem sendo renovada seguidamente, mediante emissão de Renovação de Licença de Instalação. As renovações têm prazo de validade de 180 dias. O IBAMA também emitiu a Licença de Operação, que autoriza a operação da UHE Itá. Foi emitida em 15 de dezembro de 1999, com prazo de 4 anos, se forem cumpridas as condições acordadas para a preservação do meio-ambiente.

O risco ambiental está bastante presente, já que a execução de todos os programas exigidos pelo IBAMA resultou em aumento dos custos. Como tais licenças são renovadas periodicamente, mediante a boa execução dos programas de preservação, e os regulamentos ambientais podem sempre serem alterados, existe a possibilidade do IBAMA não renovar alguma licença que prejudique o funcionamento da usina. O atenuante nesse quesito é o forte programa ambiental executado e a participação do governo no projeto.

VI.4.9) Risco de Força Maior

É o risco de algum evento imprevisível impossibilitar o funcionamento do projeto por um período prolongado, depois de sua finalização e início de operação. A Usina de Itá tem seguro contra diversos riscos enquadrados dentro da classificação de Força Maior. Felizmente, o risco de eventos causados pela natureza são pequenos, já que o Brasil não se encontra na rota das catástrofes naturais. Outro atenuante é o grande *know how* dos construtores em projetos de exploração hídrica, que prevê toda sorte de eventos danosos ao projeto, e assim, falhas técnicas catastróficas têm um risco extremamente baixo.

Em outubro de 1999, apenas dois meses antes do fechamento das comportas e início do enchimento do reservatório, o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB), formado por famílias descontentes com a desapropriação das suas terras que foram inundadas pelo reservatório, ocupou o canteiro de obras da obra, paralisando-a por mais de dez dias. Os quinhentos invasores sem-terra, muitos deles trazidos de outras regiões para servir apenas como massa de manobra, queriam pressionar a Gerasul de forma a conseguir renegociar as indenizações referentes às terras alagadas pela barragem. Seus líderes, apoiados pelo Movimento dos Sem-Terra (MST), pela Igreja Católica e pelo PT,

apresentaram uma lista de reivindicações aos advogados da empresa. Por falta de respaldo jurídico, as reivindicações não foram aceitas e os manifestantes foram retirados do local através de uma ação de reintegração de posse.

O Movimento dos Atingidos por Barragem (MAB) voltou a protestar em outubro de 2000, atrapalhando a festa que comemorava o sucesso da Usina Hidrelétrica de Itá. A um dia do início da geração de energia, cerca de duas mil pessoas ligada ao Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB) acamparam na porta da usina para reivindicar o custeio da safra agrícola para os agricultores que foram deslocados de terras na área do lago. Eles pleiteavam três mil Reais por família, valor idêntico ao obtido pelos agricultores atingidos pelo lago da Hidrelétrica de Machadinho. A Gerasul, por sua vez, manteve irredutível sua posição de não negociar com o movimento, visto que já tinha cumprido tudo o que tinha sido previamente acordado entre as partes.

Apesar de todos os custos e responsabilidades quanto a desapropriação e reassentamentos terem sido da Gerasul e a Itasa, a empresa que tomou os financiamentos, não ter assumido tal risco, a paralisação das obras por conta dos manifestantes afetou o empreendimento como um todo. Se o tempo em que os manifestantes estiveram acampados na obra tivesse se estendido bastante ao ponto de atrasar demasiadamente a construção, tal evento de força maior teria acionado a cobertura do pacote de seguros montado pela Odebrecht Corretora de Seguros (OCS).

VI.5) GARANTIAS

O pacote de segurança do projeto é composto por garantias fornecidas pelos sócios patrocinadores do projeto, por terceiros e pelo próprio projeto. Os sócios patrocinadores do

projeto assinaram os seguintes acordos onde se comprometeram a aportar capital e garantir o término da construção da obra:

- Contrato de Contribuição de Capital

O Contrato de Contribuição de Capital foi assinado pelos patrocinadores e veio acompanhado de uma *Melhoria de Crédito*²⁷ por parte do BNDES. O contrato inicialmente garantia que 30% dos custos do projeto deveriam ser financiados por recursos dos próprios patrocinadores do projeto, incluindo as ações ordinárias inicialmente compradas pela Eletrobrás, que deveriam representar 10% do aporte de recursos.

- Acordo de Recursos ao Projeto

Os patrocinadores se comprometeram a garantir o término da construção do projeto, mesmo que tivessem que aportar mais recursos. A garantia é dada por todos os patrocinadores solidariamente²⁸, de forma que, se fosse necessário, cada um dos sócios do projeto seria responsável sozinho ou em conjunto com os outros sócios pelo aporte de capital para finalizar a obra. Após a mudança no perfil do financiamento, sem a entrada do BID, os recursos tiveram que ser aportados pelos patrocinadores de forma que a Eletrobrás passou a contribuir com 16% dos recursos e os sócios passaram a contribuir com 25% dos aportes, em vez de 20% como estipulado em contrato.

- Compromisso de término²⁹

²⁷ em inglês *Credit Enhancement*

²⁸ em inglês *Joint & Several*

²⁹ Em inglês *Termination Undertaking – Several*

Foi determinada, em contrato, uma data limite para término da obra, sob pena de aceleração do repagamento dos juros e principal dos financiamentos aos credores.

Também ficou estabelecido neste contrato, os casos em que haverá término da concessão antes do prazo estabelecido e os procedimentos em tais casos. Se a concessão terminar por culpa dos sócios da Itasa, sem outro *default*, os sócios devem pagar aos bancos em até seis meses o saldo da dívida, deduzindo da indenização pelo término da concessão. Havendo *default*, o sócio inadimplente deve pagar sua parcela imediatamente, e os demais em 45 dias. Se a concessão terminar por decisão unilateral do Poder Concedente, os sócios estão desobrigados perante os bancos, que devem receber a compensação do Poder Concedente.

O projeto em si, com o seu fluxo de caixa e ativos funciona como uma garantia. Para tanto, coloca-se em prática os seguintes dispositivos:

- Caução das Ações Ordinárias

O capital dos patrocinadores aportado ao projeto em forma de ações ordinárias servem como garantia de repagamento aos credores.

- Sub-rogação dos direitos da concessão e contratos

O contrato de concessão, celebrado nos moldes do BOT, prevê que a concessão volta para as mãos do Estado no ano de 2030. Porém, se o projeto se tornar inadimplente, e se os credores tiverem que tomar as ações ordinárias para si, todos os direitos de concessão e os contratos automaticamente serão passados para os novos donos das ações. Desta forma, os

credores podem operar a usina e dela retirar os rendimentos para recuperar os empréstimos fornecidos.

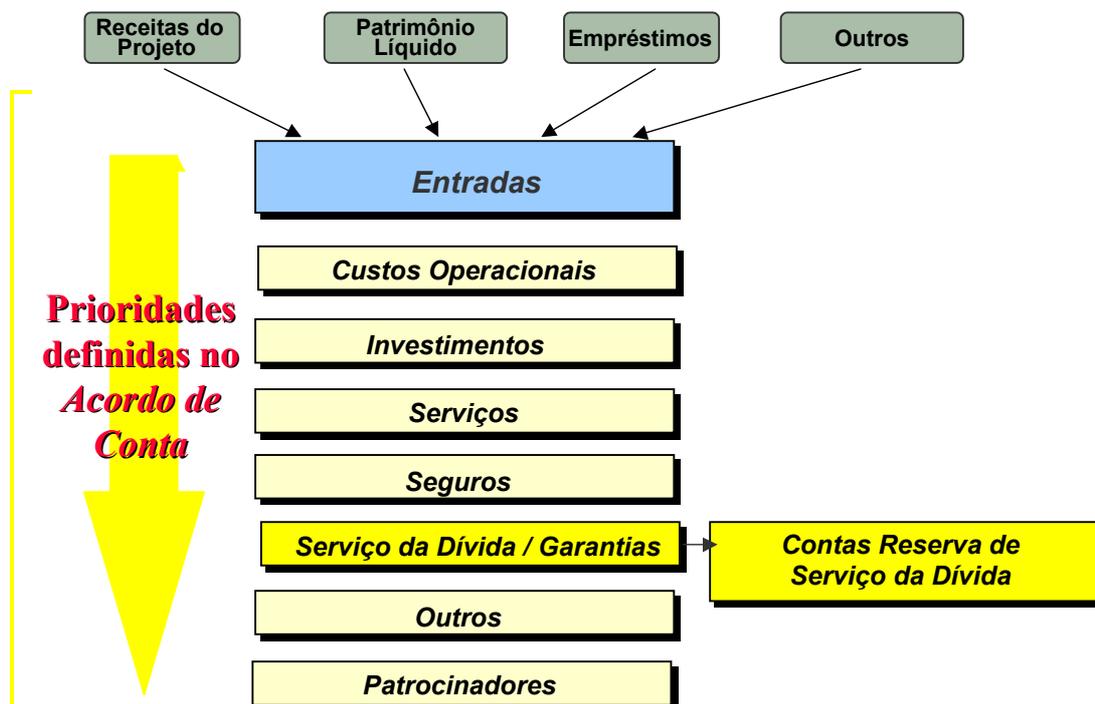
- Contas reservas

Existem três contas reserva que garantem o bom andamento do projeto. A conta reserva para serviço da dívida deve estar cheia até o final de 2001, quando vai conter nove meses de serviço da dívida. Um terço dos recursos é proveniente dos financiamentos tomados pelo projeto e resto será captado através da receita proveniente das vendas de energia. Os dois terços que compõem a parcela não financiada também fazem parte da Melhoria de Crédito do BNDES. A conta reserva para Operação e Manutenção deverá estar cheia até dezembro de 2001, quando terá recursos suficientes para o pagamento do contrato de Operação e Manutenção com a Gerasul por seis meses. A conta reserva de Seguros também deverá estar cheia até dezembro de 2001, quando garantirá o pagamento por seis meses de prêmios de seguro.

- Acordo de Conta Garantia³⁰

Existe uma prioridade de utilização dos recursos que entram no projeto, como as suas receitas, o capital investido pelos patrocinadores e os empréstimos tomados. O Acordo de Conta garante, através de um Agente Fiduciário, que a utilização dos recursos terá uma ordem. Todos os custos operacionais têm prioridade, seguido pelos gastos com investimentos, serviços, seguros e em seguida o serviço da dívida. Os patrocinadores devem ser os últimos a receber, como é mostrado na figura abaixo:

³⁰ Em inglês *Escrow Account Agreement*



Entre os credores, também existe uma prioridade de pagamento. Os primeiros a se servir do fluxo de caixa da Itasa são os bancos comerciais e os detentores de debêntures, seguidos pelo BNDES. O Agente Fiduciário garante a independência dos fluxos.

O pacote de segurança do projeto também se apoia em terceiros e principalmente no BNDES, que forneceu vários instrumentos de garantia ao projeto, além de também ser o maior credor.

- Facilidade de Crédito³¹ fornecida pelo BNDES

É uma carta de crédito, que fica a disposição para cobrir até 70% dos primeiros R\$35 milhões em contingências que o projeto sofrer, antes ou depois do término da construção. Eventuais saques são incorporados ao empréstimo principal do BNDES.

³¹ em inglês Standby Facility

- Facilidade de Desvalorização fornecida pelo BNDES (*Devaluation Account*)

Não chegou a ser implementada, devido a não participação do BID e dado que não há financiamentos em moeda estrangeira. Serviria para a cobertura de deficiências de caixa da Itasa na fase de amortização, provocada por variação cambial. Uma Conta de Desvalorização receberia os depósitos referentes a excessos de caixa da Itasa, até o valor dos saques efetuados na forma do empréstimo empréstimo em moeda estrangeira. O saldo da conta seria utilizado na amortização do empréstimo, após a amortização do empréstimo do BNDES.

- Melhoria de Crédito (*Credit Enhancement*)

É promovida pela Carta de Crédito fornecida pelo BNDES e pelo compromisso dos patrocinadores em depositar na Conta Reserva de Serviço da Dívida uma certa quantia proveniente das receitas de venda de energia.

- Garantia de Recompra das Debêntures

Em março de 2004, caso os detentores das debêntures resolvam se desfazer de seus investimentos, o BNDES garante que recomprará tais papéis. Tal garantia permitiu que a aceitação pelo mercado de títulos com prazo de treze anos, aliviando parte de seus créditos diretos para a usina.

- Seguros

A princípio, a Itasa contratou com a Odebrecht Corretora de Seguros (OCS) uma apólice de seguros, no valor de US\$700 milhões, para cobrir todos os riscos de construção,

instalação e montagem, responsabilidade civil e perda de resultado antecipado. Os valores negociados foram todos em dólares com o objetivo de dar segurança ao projeto quanto a eventuais variações cambiais. Esta apólice previa uma cobertura de US\$124 milhões por um período de 12 meses, no caso de uma perda de lucro devido a redução de faturamento, a partir da entrada em operação, ou paralisação da construção da usina devido a qualquer um dos danos cobertos pela apólice.

Em julho de 2000, uma nova apólice de seguro pré-operacional com prazo de cobertura de 15 meses foi assinada pela UHE Itá de forma a substituir a antiga. A nova apólice cobre os riscos de danos materiais e de perda de faturamento até setembro de 2001 quando as cinco turbinas já estarão em operação por seis meses. Este seguro deve ser renovado em setembro, de forma a cobrir possíveis riscos tecnológicos e de força maior que venham a acontecer.

- Contratos de longo prazo de compra e venda de energia (PPAs)

Garantem que haverá receita suficiente para o projeto através da compra da energia gerada pela UHE Itá. A CSN tem direito a comprar 167,2MW de energia, a Itambé tem direito a 8,5MW e a Gerasul a 167,2MW de energia ao preço de R\$51,00 o MW/h, indexado pelo IGPM por 15 anos. Os 61,2MW restantes da Itasa são vendidos a Gerasul, através de um PPA que assegura um preço de R\$37,69 o MW/h, indexado pelo CPI³² e o câmbio por um prazo de 30 anos. Nos contratos firmados com os sócios patrocinadores da Itasa, os pagamentos pela energia podem variar, havendo adiantamentos, de acordo com as necessidades e o custo de geração de energia da Itasa. Este contrato de compra e venda é uma espécie de *Take-if-Offered* com uma cláusula de *Keep Well*. Sempre será oferecida a

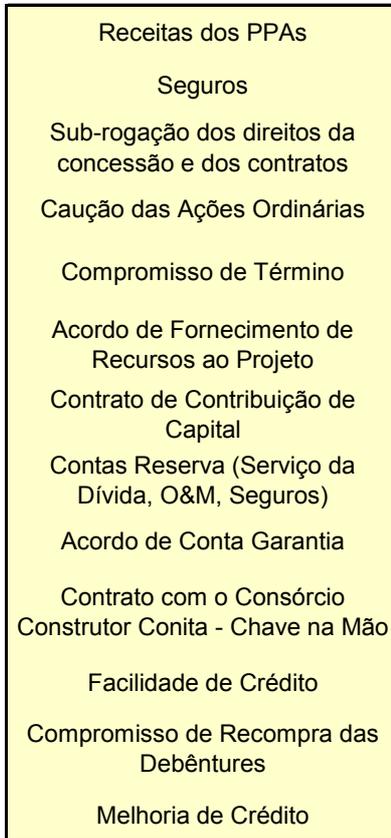
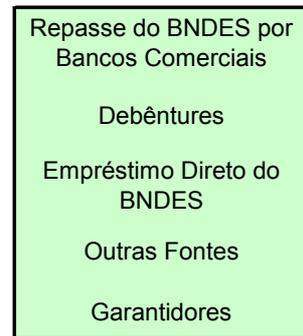
energia, já que a Gerasul, como operadora da usina, se compromete a entregar a energia garantida, mesmo que não seja proveniente de Itá.

Vale notar que no PPA firmado com a Gerasul para a venda de 61,2MW de energia, o preço, duração do contrato e a forma de atualização é diferente dos PPAs firmados com os patrocinadores da Itasa para a venda de 342,9MW. O contrato que regula a venda de 61,2MW de energia tem o seu preço atualizado em Dólar, e atenua o risco cambial em caso de necessidade de compra de equipamentos ou contratação de serviços em dólar. Outra diferença é que a Gerasul, neste contrato, não se compromete a adiantar pagamentos de forma a garantir o fluxo de caixa da Itasa.

Estes acordos de venda de energia garantem que a Itasa não estará sujeita a sazonalidades que possam ocorrer no consumo de energia elétrica do país, e que as suas receitas devem ser suficientes para cobrir todos os custos de manutenção e operação da usina, seu serviço da dívida, custos de transmissão, *royalties*, custos administrativos, entre outros, deixando os credores do projeto garantidos quanto a geração de caixa para honrar as dívidas.

Não foi possível ter acesso às condições dos demais PPAs que vendem a parte de energia não garantida, nem ao PPA que vende os 39,5% de energia garantida ao sócio Gerasul. Provavelmente foram celebrados contratos Take-if-Offered ou Take-or-Pay.

³² *Consumer Price Index* – Índice de Preços ao Consumidor dos Estados Unidos

Pacote de Segurança**Financiadores**

V) CONCLUSÃO

A história da construção da Usina de Itá é longa: o projeto deu seus primeiros passos ainda na década de 70, mas só em fevereiro de 2001 foi finalmente concluído. A obra sofreu várias interrupções, foi alvo de disputas políticas entre estados e sofreu modificações no seu projeto inicial. Após tantas dificuldades, entrou no programa de privatizações promovido pelo governo federal. Alegando indisponibilidade de recursos para investir em geração, o Estado passou ao setor privado a oportunidade de construir e operar a usina por um tempo determinado.

Itá foi então estruturada através de um *Project Finance*. Entretanto, a escolha de tal estrutura não resolveu, a princípio, a questão do financiamento da obra. A hidrelétrica antes parada nas mãos do estado, foi privatizada de forma a ser desenvolvida com recursos do setor privado, mas o governo teve que participar ativamente durante a fase inicial, fornecendo recursos (o empréstimo ponte do BNDES viabilizou o início da construção e a Eletrobrás aportou recursos ao empreendimento através da compra de ações preferenciais) e garantias de forma que a obra fosse concluída.

Ao longo da finalização da construção, na medida que os riscos do projeto foram diminuindo, os agentes privados foram substituindo o governo em grande parte do financiamento. Mesmo o Estado tendo arcado com praticamente todo o financiamento durante a construção, o prazo que tais recursos estiveram comprometidos foi relativamente pequeno, já que ao longo do término da construção, o financiamento foi, em sua maior parte, redirecionado ao setor privado. Tal evolução demonstra que não haviam tão poucos recursos para viabilizar os investimentos como era dito. A solução encontrada para atenuar os riscos políticos dos empréstimos diretos por parte do BNDES foi a intermediação por parte de bancos comerciais.

O *Project Finance*, na sua forma mais pura, que é sem direito de regresso contra os patrocinadores (*non recourse*), não se realizou neste projeto, já que o empréstimo ponte contou com garantias corporativas dos sócios do projeto. Entretanto, alguns aspectos positivos do *Project Finance* foram desenvolvidos neste projeto, como a correta alocação dos riscos entre os agentes, demonstrada pela entrega de todo risco de construção ao consórcio construtor Conita, que por sua vez finalizou a obra seis meses antes do previsto em contrato. Graças ao pacote de garantias montado, financiadores também têm ampla garantia de que os empréstimos feitos a Itasa serão devolvidos no prazo combinado e os juros serão pagos corretamente. Tal organização aumentou a probabilidade de que os patrocinadores terão um retorno satisfatório de seus investimentos, dentro do prazo esperado.

O modelo usado para Itá pode servir como guia apenas para as usinas que se encontram na mesma situação, isto é: obras inacabadas que necessitam ser continuadas por agentes do setor privado. Entretanto, tais projetos vão se tornar cada vez mais raros, já que apesar do

Brasil ainda poder duplicar sua capacidade geradora de energia elétrica através da construção de novas usinas hidrelétricas, tal capacidade está concentrada na bacia Amazônica, onde as externalidades causadas por um alagamento podem ser desastrosas para o meio ambiente.

Resta então utilizarmos a tecnologia das usinas termelétricas, que têm custo de geração elevados, variando em torno de US\$60 o MW/h, enquanto que o preço cobrado pela energia gerada por Itá é muito baixo, variando de acordo com o PPA contratado, podendo ser R\$51,00 o MW/h ou R\$37,69 o MW/h.

Porém, os riscos elevados de um projeto pioneiro assustaram alguns agentes que poderiam ter participado como credores ou patrocinadores. O custo fixo elevado de uma hidrelétrica, aliado ao tempo prolongado de sua construção afugentam o setor privado, que prefere imobilizar uma menor quantidade de capital, durante um prazo menor e construir usinas termelétricas, que apesar de utilizarem recursos naturais escassos e não renováveis e ainda produzir energia a custos mais altos, não apresentam riscos ambientais e políticos tão grandes e sua localização não depende da disponibilidade da natureza.

Outra ameaça ao desenvolvimento de projetos de geração de energia é a possibilidade do surgimento de novas tecnologias, como as células de combustível, que podem tornar obsoletos em pouco tempo os empreendimentos como termelétricas, que têm custo marginal de geração elevado. Devido a tal risco, os construtores de termelétricas exigem garantias de compra da sua energia a preços compatíveis aos dos seus insumos, que são cotados em Dólar, como condição básica para a implementação dos seus projetos.

VIII) BIBLIOGRAFIA

- FINNERTY, John D.. *Project Financing - Asset Based Financial Engineering* – John Wiley & Sons, Inc., 1996
- STREETER, William e ZURITA, Gersan. *Reemergence of Infrastructure Finance in Emerging Markets* – Nova Iorque: Fitch IBCA, DUFF & PHELPS, 2001
- MONTEIRO, Dulce, e CASTRO, Marcial. *Project Finance para a Indústria: Estruturação de Financiamento* – Rio de Janeiro: Revista do BNDES V.7, N.14, 2000
- MOREIRA, Helio. *Project Finance* – Rio de Janeiro: BNDES, 1999
- RUSTER, Jeff. *Mitigating Commercial Risks in Project Finance* – Washington DC: Note No.69, The World Bank, 1996
- BORGES, Luiz F. X.. *Securitização como parte da Segregação de Risco* – Rio de Janeiro: Revista do BNDES V.6, N.12, 1999
- FARIA, Viviana C. S. F, BENTO, Leonardo S. e RODRIGUES, Adriano P.. *O Papel do Project Finance na Viabilização de Projetos de Energia Elétrica* – Rio de Janeiro: Centro Brasileiro de Infra Estrutura, 2001
- FURNAS Centrais Elétricas S.A.. *Apresentação FURNAS e as Perspectivas do Setor Elétrico Brasileiro*, 2001

MELLO, Marina F.. Os Impasses da Privatização do Setor Elétrico – Rio de Janeiro:

Departamento de Economia PUC-Rio, Texto para discussão 365, 1996

GAZETA MERCANTIL – várias edições

INFORMATIVO ANUAL DE ITÁ ENERGÉTICA S.A., 2000

BANCO BRASCAN. *Apresentação HPP Itá – Project* – São Paulo, 1998

ITÁ ENERGÉTICA S.A.. *Itá – Memória de uma Usina* – 2000

ITÁ ENERGÉTICA S.A.. *Apresentação Emissão de Debêntures Simples Itá Energética S.A.* – 2001

MARTINS, Henrique. *Project Finance – Aplicado a um caso brasileiro* – Monografia do Departamento de Economia da PUC – Rio, 1999

COSTA, Claudia. *Itá é oficialmente inaugurada* - REVISTA BRASIL ENERGIA, nº240, 2000