

Prospecto Definitivo de Distribuição Pública de Cotas da Primeira Emissão do

**FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM
INFRAESTRUTURA BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II**

CNPJ/MF nº 13.301.359/0001-40

Distribuição pública de 310.000 (trezentas e dez mil) cotas, todas escriturais, com preço inicial de emissão de R\$ 1.000,00 (mil reais) por cota, da primeira emissão ("Primeira Emissão") do **FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM INFRAESTRUTURA BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II** ("Fundo"), totalizando:

R\$ 310.000.000,00

(trezentos e dez milhões de reais)

CÓDIGOS ISIN: BRESUDCTF004 (Classe A) - BRESUDCTF012 (Classe B)



FUNDO DE ACORDO COM O CÓDIGO DA ABVCA/ANBIMA DE REGULAÇÃO E MELHORES PRÁTICAS PARA OS FUNDOS DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES E FUNDOS DE INVESTIMENTO EM EMPRESAS EMERGENTES

ESTE PROSPECTO FOI PREPARADO COM AS INFORMAÇÕES NECESSÁRIAS AO ATENDIMENTO DAS DISPOSIÇÕES DO CÓDIGO DA ABVCA E DA ANBIMA DE REGULAÇÃO E

MELHORES PRÁTICAS PARA OS FUNDOS DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES E FUNDOS DE INVESTIMENTO EM EMPRESAS EMERGENTES, BEM COMO DAS NORMAS EMANADAS DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS. A AUTORIZAÇÃO PARA FUNCIONAMENTO E/OU VENDA DAS COTAS DESTA FUNDO NÃO IMPLICA, POR PARTE DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS, DA ABVCA OU DA ANBIMA, GARANTIA DE VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS, OU JULGAMENTO SOBRE A QUALIDADE DO FUNDO, DE SEU ADMINISTRADOR OU DAS DEMAIS INSTITUIÇÕES PRESTADORAS DE SERVIÇOS

O Fundo, um condomínio fechado regido pelo seu Regulamento, pela Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") n.º 391, datada de 16 de julho de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM n.º 391/03"), pela Instrução da CVM n.º 460, datada de 10 de outubro de 2007, conforme alterada ("Instrução CVM n.º 460/07") e pelas demais disposições legais e regulamentares que lhe forem aplicáveis, tem por objetivo investir em companhias que atuem no setor de energia, especificamente no segmento de geração elétrica e de fontes renováveis e/ou sustentáveis, e que sigam as práticas de governança corporativa mencionadas no Prospecto e no Regulamento ("Companhias Alvo"). Os investimentos do Fundo nas Companhias Alvo serão realizados por meio da aquisição de ações, opções de compra de ações, bônus de subscrição e debêntures conversíveis ou não, de emissão das Companhias Alvo, cuja aquisição esteja em concordância com os objetivos do Fundo, nos termos do Regulamento. O Fundo é administrado pela Votorantim Asset Management Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., sociedade devidamente autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários para o exercício profissional de administração de fundos de investimento, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas 14. 171, Torre A, 7º andar, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 03.384.738/0001-98 ("Administrador"). As Cotas da Primeira Emissão serão objeto de distribuição pública ("Oferta"), a ser conduzida pela BB Gestão de Recursos - Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Praça XV de Novembro nº 20, 2º e 3º andar, inscrita no CNPJ sob o n.º 030.822.936/0001-69 ("Coordenador") e pelo Banco Votorantim S.A., inscrito no CNPJ/MF sob o nº 59.588.111/0001-03, instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº 14.171, Torre A, 18º andar, ("Coordenador Líder"), que irão coordenar a distribuição das Cotas da Primeira Emissão. Não há registro da Oferta em qualquer jurisdição além da brasileira e/ou perante qualquer entidade reguladora que não a CVM. As Cotas serão negociadas em bolsas de valores ou mercado de balcão organizado.

A Primeira Emissão é composta por 310.000 (trezentas e dez mil) cotas, com preço inicial unitário de emissão de R\$ 1.000,00 (mil reais), totalizando a Primeira Emissão o montante equivalente a R\$

310.000.000,00 (trezentos e dez milhões de reais). O Fundo foi constituído em 18 de fevereiro de 2011, com o regulamento registrado no 2º Oficial de Registro de Títulos e Documentos de São Paulo, em 21 de fevereiro de 2011, sob o n.º 3.452.680. A Primeira Emissão das Cotas do Fundo e uma alteração de seu regulamento foram aprovados, por ato do Administrador, em 06 de maio de 2011, registrado em 09 de maio de 2011, sob o n.º 3.459.122. O regulamento foi alterado ainda por ato do administrador de 26 de julho de 2011, registrado em 27 de julho de 2011, sob o n.º 3.466.231. O regulamento em vigor foi consolidado por ato do administrador de 17 de agosto de 2011, registrado em 18 de agosto de 2011, sob o n.º 3.468.194, no 2º Oficial de Registro de Títulos e Documentos de São Paulo ("Regulamento"). **A distribuição pública das cotas de emissão do Fundo foi registrada na CVM sob o n.º CVM/SRE/RFP/2011/010, nos termos da Instrução CVM n.º 391/03, da Instrução CVM n.º 460/07, e da Instrução da CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM n.º 400/03")**. Os investidores devem ler a seção "Fatores de Risco" deste Prospecto, nas páginas 207 a 214. Ainda que o Administrador mantenha sistema de gerenciamento de riscos da carteira de investimentos do Fundo ("Carteira"), não há garantia de completa eliminação de possibilidade de perdas para o Fundo e para o investidor. Qualquer rentabilidade obtida pelo Fundo não representa garantia de rentabilidade futura. **O Fundo não conta com garantia do Administrador, de qualquer mecanismo de seguro ou, ainda, do Fundo Garantidor de Créditos – FGC. As informações contidas neste prospecto estão em consonância com o Regulamento, porém não o substituem. É recomendada a leitura cuidadosa tanto deste prospecto ("Prospecto") quanto do Regulamento, com especial atenção às cláusulas do Regulamento relativas ao objetivo do Fundo, à sua política de investimento e à composição de sua Carteira, bem como às disposições deste Prospecto que tratam sobre os fatores de risco aos quais o Fundo está sujeito, conforme descrito no Capítulo 4 deste Prospecto, nas páginas 207 a 214.** Todo cotista, ao ingressar no Fundo, deverá atestar, por meio da assinatura de Termo de Adesão ao Regulamento ("Termo de Adesão"), que recebeu exemplar deste Prospecto e do Regulamento, que tomou ciência dos objetivos do Fundo, de sua política de investimento, da composição da Carteira (inclusive quanto à possibilidade de utilização de instrumentos derivativos, exclusivamente para fins de proteção patrimonial), da taxa de administração devida ao Administrador e dos demais Encargos do Fundo, conforme definidos no Prospecto e no Regulamento, dos riscos associados ao seu investimento no Fundo e da possibilidade de ocorrência de variação e perda no patrimônio líquido do Fundo, e, conseqüentemente, de perda, parcial ou total, do capital investido pelo investidor. O Fundo poderá operar no mercado de derivativos exclusivamente para fins de proteção patrimonial. Tais estratégias envolvendo derivativos, da forma como são adotadas, podem resultar em perdas patrimoniais aos quotistas do Fundo.

"A autorização para funcionamento do Fundo e/ou o registro da presente distribuição das Quotas não implica, por parte da CVM, garantia de veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade do Fundo, do Administrador e demais instituições prestadoras de serviços ao Fundo, bem como sobre as Quotas as serem distribuídas."

Quaisquer outras informações ou esclarecimentos sobre o Fundo, a Oferta e este Prospecto poderão ser obtidos junto ao Administrador e à CVM.

Administrador e Gestor



Coordenadores



Originador e Operador



Consultor Técnico



Custodiante



Auditor



Consultor Jurídico

BOCATER, CAMARGO, COSTA E SILVA
Advogados

**FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES
EM INFRAESTRUTURA**

FIP-IE BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II

PROSPECTO

ÍNDICE

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	5 – 8
2.0. PLANO DE NEGÓCIOS DO FUNDO: FIP-IE BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL	9- 189
2.1. SETOR DE ENERGIA NO BRASIL	10- 26
2.2. FONTES DE GERAÇÃO E O POTENCIAL BRASILEIRO	27 – 49
2.3. VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	50 – 75
2.4. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	76 – 89
2.5. ESTRUTURA SÓCIO-AMBIENTAL	90 – 96
2.6. PREMISSAS GERAIS DA MODELAGEM ECONÔMICO-FINANCEIRA	97 – 127
2.7. PORTFOLIO DE PROJETOS DO FUNDO CRONOGRAMA DE OBRAS “PIPELINE” FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	128 – 143
2.8. EQUIPE-CHAVE DE GESTÃO	144 – 159
2.9. RELACIONAMENTO ENTRE A INSTITUIÇÃO ADMINISTRADORA, O COORDENADOR LÍDER E OS DEMAIS PARTICIPANTES	160-163
2.10. POLÍTICA DE GOVERNANÇA	164 – 178
3.0. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO FUNDO E DA OFERTA	179
3.1. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO FUNDO	180 – 181
3.2. PRESTADORES DE SERVIÇO DO FUNDO	181 -182
3.3. TAXA DE ADMINISTRAÇÃO, PERFORMANCE E DEMAIS DESPESAS DO FUNDO	182 – 189
3.4. OFERTA DE COTAS	189 – 195
3.5. CRONOGRAMA	195 – 196

3.6	POLÍTICA DE INVESTIMENTO	196 – 198
3.7	POLÍTICA DE GESTÃO E DELIBERAÇÃO	199
3.8	POLÍTICA DE GESTÃO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA DAS COMPANHIAS INVESTIDAS	199
3.9	OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	199
3.10	POLÍTICA DE DISTRIBUIÇÃO DE RESULTADOS	199 – 201
3.11	POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES	201 – 202
3.12	TRIBUTAÇÃO	202 – 203
3.13	INADEQUAÇÃO DA OFERTA A INVESTIDORES	203
3.14	ALTERAÇÃO DAS CIRCUNSTÂNCIAS, REVOGAÇÃO OU MODIFICAÇÃO DA OFERTA	204 – 206
4	FATORES DE RISCO	207 – 214
5	ANEXOS	215
5.1	REGULAMENTO DO FUNDO	216 – 282
5.2	CURRÍCULO DOS PRINCIPAIS EXECUTIVOS DA EQUIPE-CHAVE DE GESTÃO DO FUNDO	283 - 291
5.3	IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E CONSULTORES	292 – 295
5.4	ATO DELIBERATIVO DA EMISSÃO	296 – 299
5.5	DECLARAÇÕES DE VERACIDADE	300 – 302
5.6	DEFINIÇÕES	303 - 313

1. Sumário Executivo

1.1. SUMÁRIO EXECUTIVO

O Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável II é um fundo de “**private equity**” dedicado ao setor de geração de energia renovável sustentável, tendo como objetivo a **geração de dividendos e ganhos de capital de longo prazo** para seus investidores cotistas.

O forte crescimento da economia brasileira nos últimos anos e as suas boas perspectivas para o longo prazo indicam que a **demand a por energia elétrica no Brasil** será sensivelmente maior no futuro, o que pode resultar no aumento dos preços de energia, trazendo incrementos dos retornos aos projetos de geração. Adicionalmente, a energia sustentável ganha maior destaque no mundo devido ao aquecimento global que requer a substituição crescente da energia fóssil por alternativas sustentáveis.

Aliada a estes fatos, a tendência da **queda das taxas de juros** domésticos no futuro tem levado os investidores brasileiros a procurar opções de mais longo prazo com taxas de retorno atrativas, com ênfase nos projetos de infraestrutura, dadas as suas características de retorno estável, tecnologia consolidada, fluxo de caixa relativamente previsível, e fontes de financiamento incentivadas. Em adição, a Lei 11.478 de 29/05/2007 concedeu aos fundos de participações dedicados a infraestrutura a isenção de imposto de renda na distribuição de rendimentos às pessoas físicas.

Sob esse enfoque, o Fundo constitui-se como alternativa otimizada de investimento para explorar as amplas oportunidades do **setor de geração de energia elétrica no Brasil**. Seu objetivo é formar e operar uma carteira diversificada de **projetos**. O Fundo irá adquirir **projetos, unidades prontas ou em construção**, por meio da compra de ações de companhias que tenham como ativos principais **Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, Parques Eólicos, e Usinas de Co-Geração de Biomassa de bagaço de cana-de-açúcar**. - Fontes adicionais de energia renovável como Energia Solar (Fotovoltaica), Biogás, outros tipos de Biomassa (palha de cana-de-açúcar, casca de arroz, soja, bagaço de milho, capim elefante, entre outras); poderão

também fazer parte do portfólio do Fundo ao longo do tempo, conforme a viabilidade econômica dessas fontes se tornar efetiva.

O Fundo exercerá **Gestão Ativa** nas companhias que farão parte de seu portfólio, pautado por elevados padrões de **Governança Corporativa**, com **efetiva influência no gerenciamento destas empresas**, notadamente através da participação nos seus Conselhos de Administração, celebração de Acordos de Acionistas, e/ou da indicação da Diretoria Executiva destas empresas.

Outra diretriz marcante para as companhias investidas pelo Fundo será a preocupação com a **Sustentabilidade Sócio-Ambiental**. De acordo com as melhores práticas de mercado, os projetos terão de levar em conta o respeito ao meio-ambiente e o impacto nas comunidades que os cercam. Tais políticas serão essenciais para agregar valor aos projetos, pois além de melhorar o balanço de social das empresas-clientes que comprarão a energia das empresas controladas pelo Fundo, podem gerar **créditos de carbono** incrementando os retornos do Fundo.

O portfólio do Fundo será composto por **projetos em diferentes fases de desenvolvimento**, permitindo seu balanceamento e otimização, incluindo unidades em diversos estágios pré-operacionais: em fase de aprovação de inventário e/ou de projetos, de pré-outorga, com outorga e demais licenças obtidas ou com obra em andamento; e unidades já em operação.

Inclui-se entre os objetivos do Fundo a **diversificação geográfica** dos seus projetos, visando à minimização dos riscos de comercialização de energia, incluindo, nos casos em que comercialização de energia ocorra no mercado livre, um criterioso processo de prospecção e, **análise de crédito dos compradores da energia** produzida pelas usinas.

O Fundo terá uma **Equipe-Chave de Gestão**, da qual farão parte o Gestor e Administrador do Fundo, o Originador e Operador dos projetos, o Assessor Financeiro, e o Consultor Técnico. Essa equipe agrega os diferentes tipos de conhecimento, necessários para assegurar o cumprimento dos objetivos do Fundo.

A oferta pública de cotas do Fundo será feita em conjunto com as ofertas públicas de cotas do Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável I, com prazo de duração de 5 anos, e do Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura FIP-IE BB VOTORANTIM Energia Sustentável III, com prazo de duração de 30 anos, ambos com objetivos análogos, mesma Equipe-Chave de Gestão, diferindo essencialmente quanto ao prazo de duração e taxas de administração. Haverá duas classes de cotas em cada um dos fundos, a Classe A, destinada aos investidores público-alvo dos Fundos, e a Classe B, destinada exclusivamente aos membros da Equipe-Chave de Gestão. Os Fundos investirão conjuntamente nos projetos diretamente por meio de SPEs – Sociedades de Propósito Específico, nas quais serão celebrados Acordos de Acionistas entre os Fundos.

O cenário-base de captação total dos Fundos é de **R\$ 500 (quinhentos) milhões.** O FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável II tem objetivo de retorno médio real e líquido de impostos projetado de **10,5% a.a.** para os cotistas da Classe A; e terá **prazo total de 10 anos**, dividido em dois períodos: o Período de Investimento, com duração de 9 anos, durante o qual haverá a aquisição e desenvolvimento dos projetos, e o Período de Desinvestimento, com prazo de 1 ano, no qual se fará apenas a manutenção dos projetos existentes. O Fundo também goza de benefício fiscal relevante, sendo que seus rendimentos são isentos do Imposto de Renda para os investidores pessoas físicas.

O Banco Votorantim e a MW Energias Renováveis (Originador e Operador do Fundo), suas controladas, controladoras e/ou seus acionistas deverão aplicar seus recursos próprios no Fundo, constituindo-se como **Investidores-Âncora** e reiterando assim seu total alinhamento com a estratégia perseguida. O público-alvo do Fundo são os investidores qualificados brasileiros ou estrangeiros, pessoas físicas ou jurídicas, com baixa necessidade de liquidez.

2.0. Plano de Negócios do Fundo

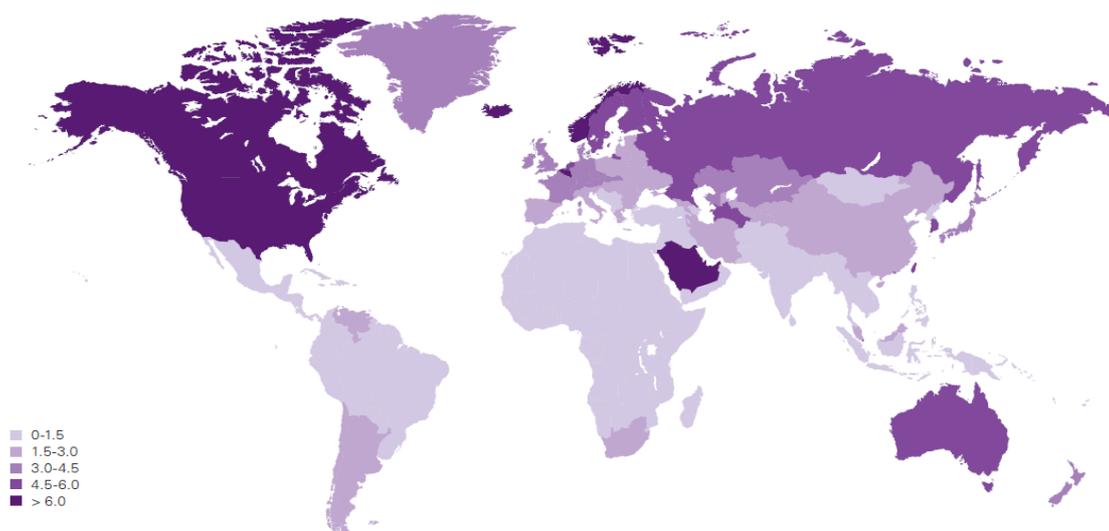
2.1. Setor de Energia no Brasil

2.1.1. OPORTUNIDADES NO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA SUSTENTÁVEL

Comparando-se o consumo per capita de energia elétrica do Brasil com países mais desenvolvidos economicamente, verifica-se significativo potencial de aumento da demanda: o índice é praticamente nove vezes inferior ao canadense, sete vezes inferior ao americano, e mais de três vezes inferior ao da Alemanha e da França. Mesmo em relação a outros países em desenvolvimento, o consumo per capita brasileiro - é inferior, por exemplo, aos de países tais como - a Argentina, Ucrânia e Polônia. Em comparação a economias ainda em desenvolvimento, mas líderes regionais, como Rússia e África do Sul, o Brasil apresenta consumo per capita mais que duas vezes inferior ao desses países. O gráfico abaixo mostra o consumo de energia nos diversos países:

Consumo Total per Capita de Energia ²

(em ton. de óleo equivalente)



2 - Fonte: BP – British Petroleum - Statistical Review of World Energy June 2010 - Dados de 2009

A combinação do potencial crescimento de demanda per capita por eletricidade, e as altas taxas de crescimento do PIB esperadas irão demandar vultosos investimentos em geração de energia elétrica, com elasticidade positiva - criando-se assim, oportunidades de investimento para atendimento do forte e crescente consumo. Nesse sentido, nos últimos 47 anos o consumo de energia elétrica cresceu a média de 6,4% a.a. enquanto o PIB a 4,4% a.a.

Mesmo que o governo (via grupo Eletrobras) lidere investimentos em grandes projetos de geração de energia elétrica, tais como UHE Belo Monte, UHE Santo Antonio e UHE Jirau, esses, por si só, não serão suficientes para atender o crescimento da demanda de eletricidade. Enquanto o consumo brasileiro cresce em torno de 3 mil megawatts médios por ano, o maior destes três projetos irá gerar 4.571 megawatts médios, ou seja, o suficiente para 1,5 ano de crescimento. Assim, seria necessário licitar uma UHE Belo Monte a cada dois anos, sendo que não há mais aproveitamentos disponíveis desse porte.

Nesse contexto, há oportunidades para o capital privado investir em projetos de geração distribuída a partir de fontes renováveis, tais como PCH, eólica e biomassa, que apresentam como vantagens competitivas: menor tempo de construção, menor impacto ambiental e preços competitivos.

As **PCHs** são alternativas interessantes de geração de energia hidrelétrica quando comparadas a grandes usinas hidrelétricas - UHEs, dado o seu baixo impacto ambiental relativo, uma vez que não - requerem grandes reservatórios -, e operam, em geral, a fio d'água, apresentam ainda menor tempo de construção. A **biomassa**, principalmente a de bagaço de cana-de-açúcar, é alternativa de baixo custo, pois o bagaço é um subproduto do processo de produção de açúcar e etanol, que pode ser utilizado para produzir energia para a própria usina e ainda gerar excedente para comercialização. Assim, a produção de energia através de projetos de co-geração elimina um problema ambiental para o usineiro, e lhe traz um fluxo estável complementar de receitas, -. Já as usinas **eólicas**, além de possuírem grande complementaridade com o sistema hidráulico, dado que o regime de ventos brasileiro é contrário ao regime de chuvas, seu baixo impacto

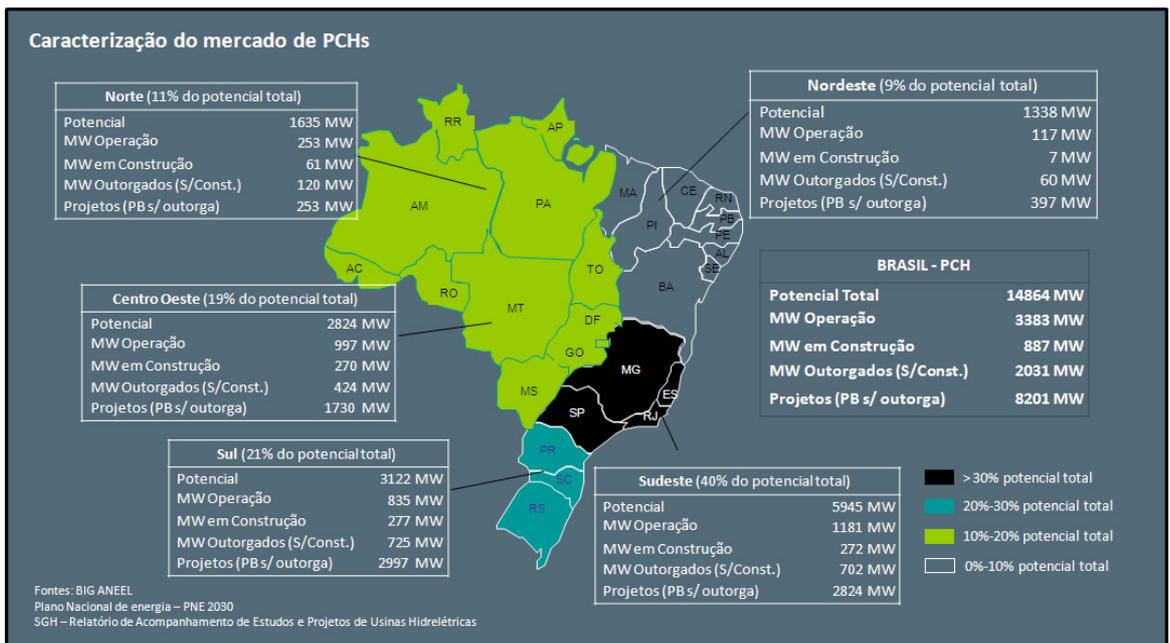
ambiental, somado as recorrentes inovações tecnológicas, tornam essa fonte de energia cada vez mais competitiva.

A operação de centrais de geração de energia elétrica, principalmente PCHs e eólicas, é relativamente simples e suas receitas são bastante previsíveis e constantes. Os maiores riscos estão na fase de construção das usinas, no processo de licenciamento junto aos órgãos governamentais, incluindo a questão ambiental, e na variação do preço da energia futura quando do fechamento dos contratos. O risco de variação de preço da energia futura é parcialmente mitigado, pois os contratos são de longo prazo, chegando a até 30 anos dependendo do ambiente de contratação de energia escolhido.

A queda projetada da taxa de juros no Brasil contribui adicionalmente para a atratividade dos investimentos em energia, uma vez que os fluxos estáveis de receitas advindos dos contratos de venda de energia geram valor presente agregado significativo, em cenário de taxas de desconto declinantes.

Em relação ao financiamento dos projetos, os bancos de fomento, tais como o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social e o Banco do Nordeste, fornecem empréstimos de longo prazo a custos relativamente inferiores para projetos de energia, favorecendo a sua implantação.

No Brasil há abundância de rios pequenos e médios onde é possível implementar PCHs, sendo que apenas cerca de 17% do potencial é atualmente explorado, conforme gráfico a seguir:



No caso de Biomassa, o Brasil é o maior produtor de cana-de-açúcar do mundo e o bagaço é ainda não é totalmente explorado, sendo que a região Sudeste concentra a maioria dos projetos, conforme a seguir:

Tabela 17 – Distribuição regional da capacidade de geração de energia elétrica excedente a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro Segundo as tecnologias de geração termelétrica empregadas na expansão e renovação no parque industrial do setor sucroalcooleiro Brasil – MW

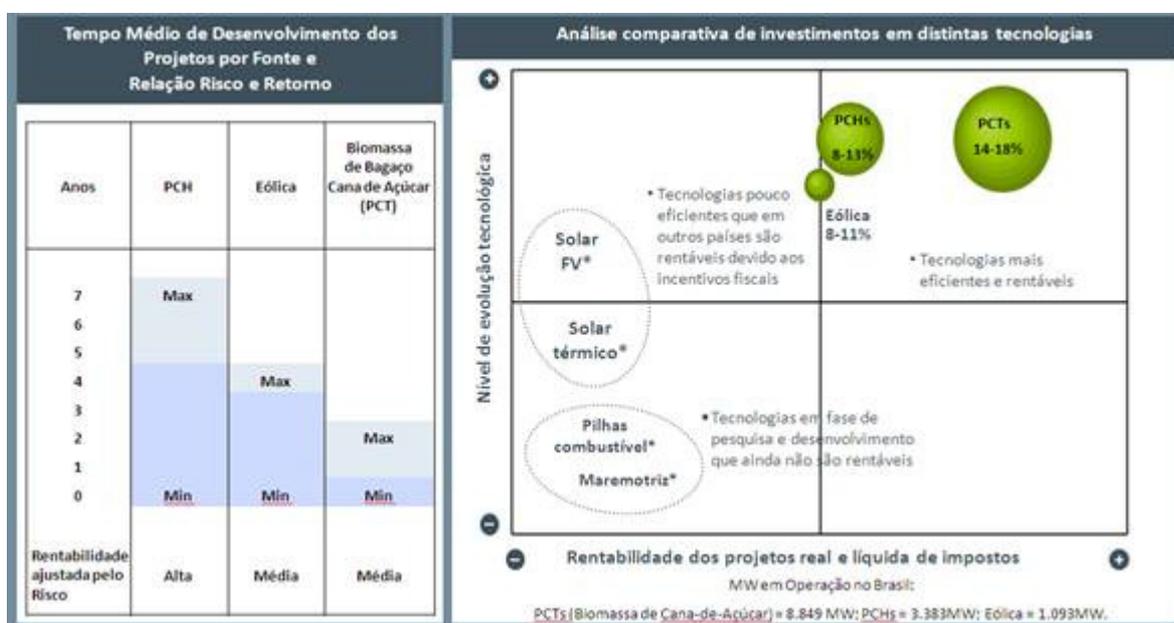
	2005	2010	2015	2020	2030
Capacidade de geração de energia elétrica excedente	355	2.160	3.106	4.111	6.829
Norte	1	2	5	6	10
Nordeste	47	301	494	654	1.087
Sudeste	251	1.455	1.962	2.597	4.315
Sul	25	146	210	278	462
Centro-Oeste	32	256	434	575	955

Fonte: EPE 2008 - Plano Nacional de Energia 2030

Em energia eólica, há potencial para triplicar a capacidade atual instalada de eletricidade no Brasil. Inicialmente, considerando-se as áreas do território brasileiro com velocidades médias de vento iguais ou superiores a 7 m/s e acima de 50 metros de altura, o Atlas do Potencial Eólico (2001) estimou potencial disponível de 143 GW, localizado principalmente nas regiões Nordeste e Sul do país. Sabe-se, entretanto, que o estudo encontra-se em processo de atualização pela própria Eletrobras/CEPEL, e que os dados já

levantados a partir de estações de medição em alturas de cerca de 100 metros indicam que o verdadeiro potencial eólico brasileiro poderá atingir 350 GW.

Em resumo, a forte demanda por energia nos próximos anos, aliada às condições incentivadas de financiamento, ao cenário de queda da taxa de juros, às características de implementação e ao grande potencial de geração de energia de fontes renováveis e ecologicamente sustentáveis das PCHs, Co-geração de Biomassa, e Parques Eólicos, permitem vislumbrar uma excelente oportunidade de constituição de um fundo voltado a investimentos nesses projetos.



Fonte: Excelência Energética – Março 2011

2.1.2 O Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

O setor elétrico brasileiro passou por duas reformas institucionais nas últimas duas décadas; a primeira delas ocorreu em maio de 1998, com a edição da Lei n.º 9.648, a qual contemplava tanto a desestatização das empresas elétricas existentes quanto a transferência dos novos investimentos setoriais para a iniciativa privada, ficando o Estado apenas com o papel de

regulação, fiscalização e de poder concedente.

Em 2004 foi dado o início ao processo da segunda reforma do setor elétrico, mantendo-se os aspectos positivos da primeira reforma, mas corrigindo alguns aspectos, tais como: falhas no critério de pagamento por capacidade, fracos sinais de preço para a expansão do sistema os quais geraram crises e racionamento, ineficiência no mercado de comercialização, entre outros.

A maturidade do modelo institucional atual, somada a estabilidade econômica brasileira dos últimos 20 anos, proporciona necessárias condições ao investimento: estabilidade, previsibilidade, respeito aos contratos e apropriado planejamento.

Em números globais, o país possui pouco mais de 110 GW de potência instalada, com predominância de usinas de fonte hídrica (em torno de 70%), interligadas por um sistema nacional com 900 linhas que somam 100 mil quilômetros em tensão maior ou igual a 230kV.

Superado o vale da crise financeira internacional, que trouxe, entre outras conseqüências, a redução de 1,1%, do consumo nacional de energia elétrica, em 2009, com destaque para o setor industrial, com retração de 8%, o consumo elétrico brasileiro retomou seu crescimento em 2010. Para os anos seguintes, a expectativa é de crescimento médio de 5,2% a.a., o que indica a necessidade de adição, em média, de 6 GW / ano de novos empreendimentos, para a próxima década.

De acordo com o planejamento governamental desses 6.000 MW, cerca de 1.300 MW / ano serão ofertados com base em projetos de pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e biomassa (bagaço de cana-de-açúcar), e, tendo em vista as contratações nos últimos leilões de energia elétrica, a participação dessas fontes deve ser ainda maior que a planejada.

Destaca-se ainda que, no planejamento oficial, não há previsão de contratação de novas centrais a partir de combustível fóssil.

2.1.3 Regulação:

Na citada primeira reforma do setor, que ocorreu em maio de 1998, além da criação de uma agência reguladora, uma das alterações mais profundas foi a desverticalização da cadeia produtiva, separando-se as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, com a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização. Já nos segmentos de transmissão e distribuição, caracterizados como monopólio natural, foram introduzidos mecanismos de regulação incentivada (vide figura 1).

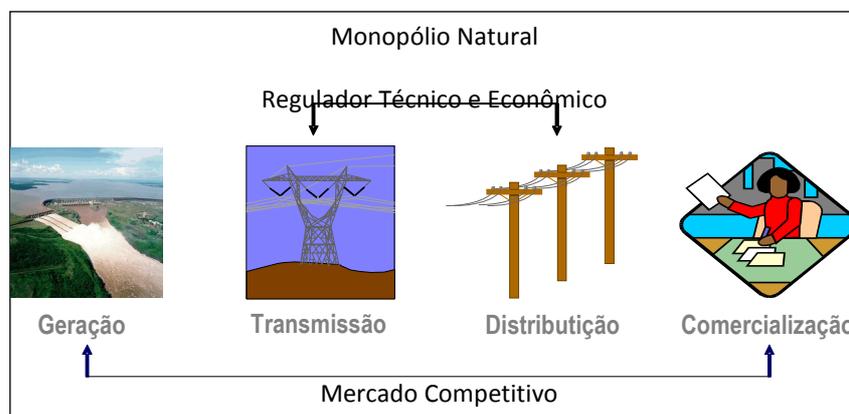


Figura 1 - Segmentos do setor elétrico

Fonte: Excelência Energética, 2010.

Em busca de um mercado competitivo de energia elétrica, em 13 de fevereiro de 1995, foi emitida a Lei n.º 8.987, a Lei Geral das Concessões, que dispunha sobre o regime de concessão e permissão da prestação de todos os serviços públicos nos três níveis federativos, conforme previsto no art. 175 da Carta Magna (Constituição da República Federativa do Brasil de 1988).

Ainda no ano de 1995, em 7 de julho, foi editada a Lei n.º 9.074, a qual estabelecia o modelo de privatização do setor elétrico e as normas para a outorga e prorrogações das concessões e autorizações de serviço público, além de criar a figura do produtor independente de energia elétrica, estabelecer o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e

permitir que grandes consumidores adquirissem a energia diretamente de produtores independentes ou de outros concessionários que não fossem o da área local de concessão.

Ficaram definidos, dessa forma, os fundamentos da primeira reforma, com as concessões de projetos de geração e transmissão de energia elétrica através de processo concorrencial.

Na troca do governo federal em 2003, tanto o programa de privatização quanto o modelo RE-SEB encontravam-se ainda em processo de implantação, porém, já tendo sofrido grande revés, com o racionamento de energia elétrica ocorrido entre 1.º de junho de 2001 a 1.º de março de 2002. Diante desse quadro, o governo federal deu início ao processo da segunda reforma do setor elétrico, interrompendo as privatizações, e determinando a realização de estudos para a definição de um novo marco regulatório.

Em 16 de março de 2004, o setor elétrico inicia sua segunda grande reforma com a publicação da Lei n.º 10.848, alterando muitos dos princípios do modelo RE-SEB. A regulamentação do modelo veio em 30 de julho de 2004, quando da edição do Decreto n.º 5.163, que “regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências”.

Os três grandes pilares do modelo setorial passaram a ser:

- (i) Garantia da segurança no suprimento;
- (ii) Promoção da modicidade tarifária; e
- (iii) Promoção da inserção social.

Entre as principais alterações, destacavam-se a instauração de dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), e a substituição do critério de julgamento da licitação de outorgas de aproveitamentos hidrelétricos, anteriormente o de maior pagamento pelo UBP, passando-se para o de menor tarifa para a energia ofertada ao ACR.

2.1.4 Geração:

O segmento de Geração é composto por empresas que possuem concessões, permissões e/ou autorizações para a produção de energia elétrica.

A geração é um segmento competitivo com a predominância de usinas hidrelétricas, respondendo por cerca de 70% da potência instalada e mais de 90% da geração de eletricidade nacional. O controle governamental (estado e federação), estende-se por mais de 70% da capacidade instalada. Os principais agentes de geração, por potência instalada no Brasil, são apresentados na tabela 1.

Alternativamente, pelo critério de energia assegurada, a Petrobras, cujos ativos são todos termelétricos (com fator de capacidade médio significativamente superior ao de empreendimentos hidrelétricos), apareceria como a maior detentora individual de ativos de geração de energia elétrica. Além da Petrobras, entre os maiores agentes de geração nacional, apenas Tractebel e Furnas têm significativo potencial termelétrico, com 1.200 MW e 1.114 MW, respectivamente.

Tabela 1 - Principais agentes de geração de energia elétrica (MW – 2009)

Empresa	Controle	Potência instalada (MW)
CHESF	Pública (*)	10.615
FURNAS	Pública (*)	9.457
ELETRONORTE	Pública (*)	9.257
PETROBRAS	Pública	7.900
CESP	Pública	7.455
ITAIPU	Pública (*)	7.000
TRACTEBEL	Privado	6.965
CEMIG-GT	Pública	6.783
COPEL-GT	Pública	4.545
AES Tietê	Privado	2.651
Duke Energy	Privado	2.151
Grupo Votorantim	Privado	2.020
ELETRONUCLEAR	Pública (*)	2.007
TOTAL		78.806

Fonte: ANEEL e dados da Excelência Energética, 2009

(* Empresas do Grupo Eletrobrás).

Dentre as fontes alternativas (e renováveis, os principais investidores em PCH são: Brascan Energética (315 MW), Brennand Energia (308 MW), CPFL Geração (183 MW); Cemig Geração (169 MW), e EDP Energias do Brasil (91 MW). Em relação à energia eólica, o maior destaque é a Renova, vendedora nos leilões de energia de reserva 2009 e 2010, tendo comercializado 423 MW.

Dentre os geradores a biomassa de bagaço de cana-de-açúcar (combustível predominante entre as biomassas), o mercado é pulverizado, mas ainda assim destacam-se: LDC Bioenergia (236 MW), COSAN (234 MW), Zilor Energia e Alimentos (213 MW), Carlos Lyra (138 MW) e USAÇÚCAR (133 MW).

2.1.5 Transmissão

A Rede Básica de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) teve sua origem determinada pelo art. 17 da Lei 9.074/95, sendo regulamentada pelo Decreto nº 1.717/95. As concessionárias de transmissão exploram serviço público em três tipos de instalações: Rede Básica, compreendendo instalações com tensão maior ou igual a 230 kV; instalações de conexão: tensão maior ou igual a 230 kV, mas de uso exclusivo de consumidor livre ou distribuidora; e DITs - Demais Instalações de Transmissão: tensão menor do que 230 kV.

Os principais agentes de transmissão de energia no Brasil, elencados segundo extensão de suas linhas de transmissão, estão representados na tabela 2. Observa-se Conforme pode ser visto, a predominância de empresas do setor público, com destaque para o grupo Eletrobrás. Esse perfil é condizente com a própria história do setor elétrico brasileiro, pois apenas uma grande empresa de transmissão foi privatizada (CTEEP - Transmissão Paulista, pelo Estado de São Paulo).

Tabela 2 - Principais empresas de transmissão de energia elétrica (km – 2009)

Empresa	Linhas de Transmissão (km)	Quantidade de Subestações	MVA
FURNAS (*)	19.082	46	101.651
CTEEP	18.495	102	42.879
CHESF (*)	18.260	96	40.282
ELETROSUL (*)	10.693	37	19.533
ELETRONORTE (*)	7.856	31	23.071
CEEE	6.008	57	7.148
CEMIG	4.875	34	15.396
COPEL	1.766	32	10.568
Total	87.035	435	260.528

Fonte: ANEEL e dados da Excelência Energética, 2009

(* Empresas do Grupo Eletrobrás).

Em 2009, foram acrescentados à infraestrutura elétrica brasileira 3.061 km de linhas de transmissão, dos quais 2.507 km em 230 kV, 1.091 km em 500 kV e 5 km em 345 kV. Como resultado, foi alcançado o acréscimo de 3,8% de linhas de transmissão de alta tensão, conforme apresenta a figura 2:

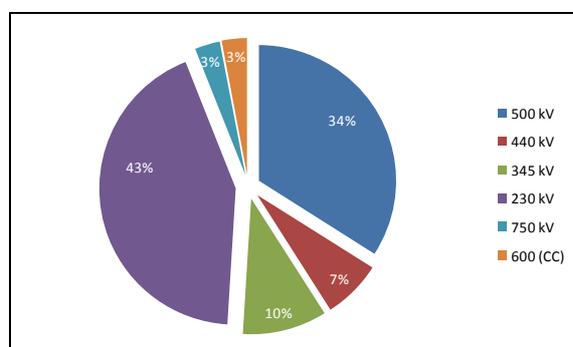
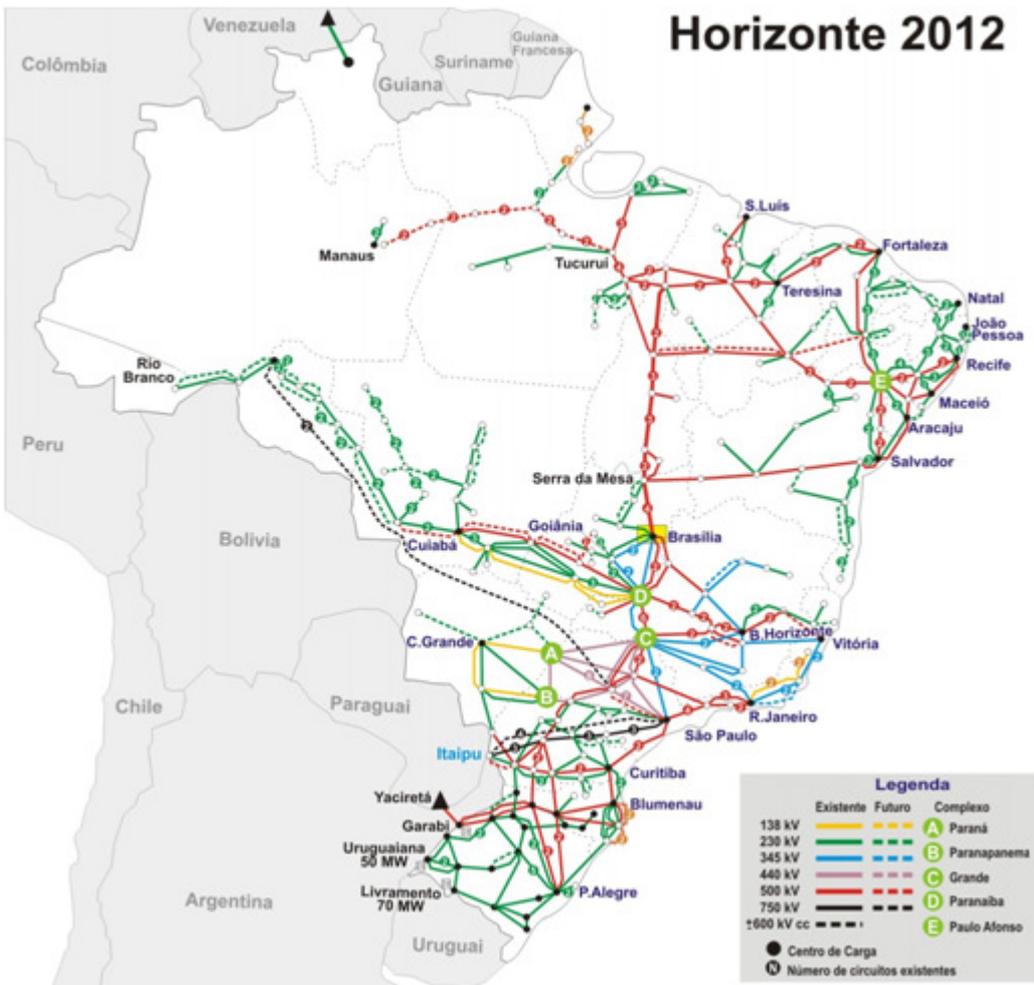


Figura 2 - Estrutura da malha de transmissão por tensão (% - 2009)

Fonte: MME – Resenha Energética Brasileira – Exercício 2009 (versão preliminar).

Existem 900 linhas de transmissão no Brasil que somam 100 mil quilômetros nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV (Rede Básica) e abrigam 97% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do país.



2.1.6 Distribuição

A Distribuição é formada por empresas que possuem concessão para o fornecimento de energia elétrica aos consumidores cativos. A tabela 3 a seguir, mostra as principais empresas responsáveis pela distribuição e fornecimento de energia elétrica, com o total fornecido e a Receita Bruta anual em 2008.

Tabela 3 - Principais agentes de distribuição de energia elétrica

(acima de 5.000 GWh em 2008)

Agente	Fornecimento GWh	Receita (R\$ milhões)
Eletropaulo	33.695	8.173,32
CEMIG-D	22.438	6.474,96
COPEL-Dis	19.632	4.010,95
CPFL Paulista	19.528	4.538,97
Light	18.285	4.942,29
CELESC-Dis	14.609	3.457,67
COELBA	12.921	3.163,85
ELEKTRO	10.934	2.563,18
CELPE	9.118	2.359,56
Bandeirante	8.462	1.989,69
CPFL Piratininga	8.357	1.922,45
CELG-D	8.357	1.779,88
CHESF	8.154	610,75
Ampla	7.770	2.480,67
AES-Sul	7.345	1.530,09
COELCE	6.992	1.708,04
CEEE-D	6.875	1.646,08
RGE	6.831	1.819,86
CELPA	5.518	1.315,00

Fonte: ANEEL, 2009

2.1.7 Comercialização:

Compõem o segmento de comercialização as empresas autorizadas a comprar e vender energia elétrica no ambiente de comercialização livre (ACL), atuando, desta forma, como intermediárias entre os produtores independentes de energia elétrica e os consumidores livres.

Assim como corretoras do mercado financeiro, atuando como *brokers* ou *traders*, proporcionam liquidez ao mercado elétrico. Segundo dados da CCEE (2010), os principais agentes de comercialização operaram em 2009, entre contratos *ex-ante* e *ex-post*, 8.658 megawatts médios, com destaque para a CPFL Brasil, Enertrade, Tractebel, Petrobras e Votener.

2.1.8 Classes de Consumo

No Brasil, os consumidores de energia elétrica são identificados por classes e subclasses de consumo no que se refere à aplicação das tarifas de energia elétrica:

Residencial: na qual se enquadram, também, os consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos.

Industrial: unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento.

Comercial, Serviços e Outras Atividades: serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins.

Rural: atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural.

Poder Público: Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal.

Iluminação Pública: iluminação de logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público.

Serviço Público: Na qual se enquadram os serviços de água, esgoto e saneamento.

Consumo Próprio: Que se refere ao consumo de energia da própria empresa de distribuição.

2.1.9 Estrutura Tarifária

As tarifas do "**Grupo A**" recaem sobre consumidores atendidos pela rede de alta tensão, entre 2,3 a 230 kV e recebem denominações com letras e algarismos indicativos de tensão de fornecimento:

- A1 Para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2 Para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3 Para o nível de tensão de 69 kV;
- A3a Para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4 Para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS Para sistema subterrâneo.

Grupo B

As tarifas do "Grupo B" recaem às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes (e subclasses) de consumo:

- B1 Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;
- B2 Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;
- B3 Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- B4 Classe iluminação pública.

As tarifas do "Grupo B" são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em R\$/MWh, considerando que o custo da demanda de potência já está incorporado à tarifa de fornecimento.

2.2 Fontes de Geração e o Potencial Brasileiro

2.2.1 Introdução

É inegável o papel primordial da energia no desenvolvimento sócio-econômico da nação. Para garantir acesso e suprimento, duas grandes características devem ser levadas em consideração pelos governantes e formuladores de políticas públicas no desenvolvimento do setor energético: o desenvolvimento tecnológico e a ação horizontal.

O primeiro componente se refere à produtividade, a eficiência na utilização dos recursos para a produção de energia acessível aos agentes econômicos, incluindo pesquisas sobre fontes, como geotermia, maré e células de hidrogênio bem como processos de transformação das fontes já existentes e economicamente viáveis, como hídrica, eólica e biomassa, no caso brasileiro. A ação horizontal visa aumentar o número de pessoas com acesso às fontes mais eficientes de energia, na prática, por meio de instalações mais simples e a prazos menores além de, sobretudo, de baixo custo.

A preocupação com o tipo de fonte de energia utilizada iniciou-se na década de 1990 e primórdios do século XXI, período em que se acentuaram as preocupações com o meio ambiente, com a volatilidade dos preços do petróleo e com o esgotamento das reservas dos combustíveis fósseis.

Nesse contexto, pode-se dizer que o Brasil é privilegiado, com condições naturais – geográfica, climática, geológica, hidrológica, entre outras – ímpares para liderar o investimento em fontes renováveis, sendo um dos focos do setor energético mundial e com condições de garantir o suprimento exigido para se atingir um desenvolvimento sócio-econômico sustentável e perene.

2.2.2 Características da Geração de Energia Elétrica

Segundo dados da Resenha Energética Brasileira, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), exercício 2009, a capacidade de geração de energia elétrica do Brasil, em dezembro/2010, era de 119 TW de potência (vide tabela 4), fragmentada em aproximadamente 2.200 empreendimentos.

Tabela 4 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Brasil (2010)

Empreendimentos em Operação	Potência MW
Hidro (PCH + UHE + importação Itaipu)	86.376,6
Gás natural	11.330,0
Biomassa Bagaço de Cana	6.306,0
Óleo Diesel	3.912,1
Óleo Residual	3.117,2
Nuclear	2.007,0
Carvão Mineral	1.944,1
Gás de processo	1.781,3
Licor Negro	1.228,9
Eólica	929,0
Biomassa Madeira	359,5
Biogás	68,4
Biomassa Casca de Arroz	18,9
Total	119.378,9

Fonte: ANEEL Março 2011

A participação por fonte da capacidade instalada de geração total pode ser melhor visualizada no gráfico abaixo, destacando-se a grande predominância de fontes hídricas (UHE e PCHs), na ordem de 70%.

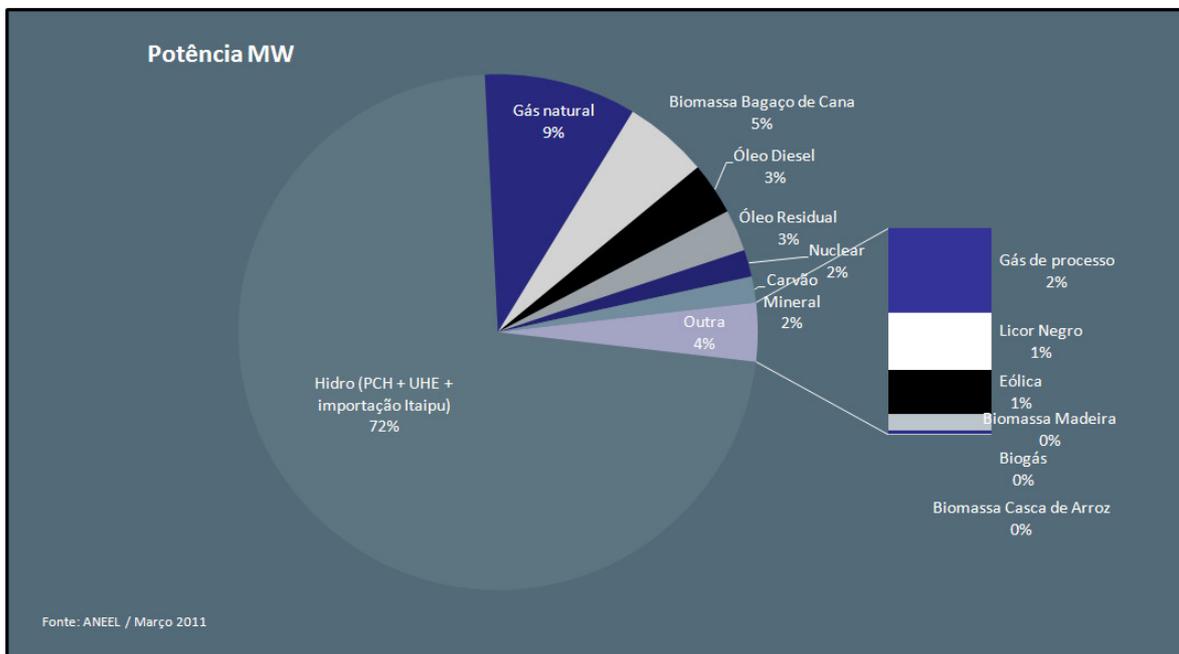


Figura 3 - Participação da capacidade Instalada por fonte (%)

Em se tratando de volume de energia elétrica efetivamente gerada, ainda com dados do mesmo documento, em 2009, a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) brasileira foi de 505,8 TWh, com o seguinte perfil para os anos de 2008 e 2009:

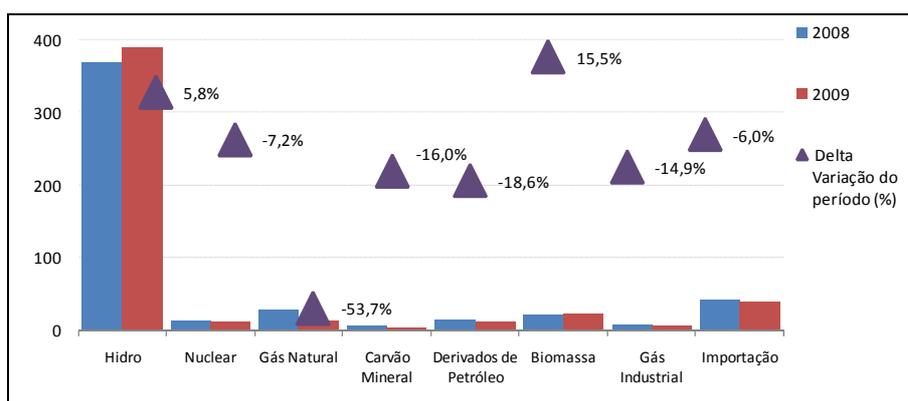


Figura 4 - Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) – 2009 (TWh)

Fonte: MME – Resenha Energética Brasileira – Exercício 2009. Notas: (i) inclui 57 TWh de autoprodutores; (ii) biomassa agrega 1,2 TWh de geração eólica; (iii) gás natural inclui gás de alto forno, gás siderúrgico, gás de coqueria, gás de refinaria; enxofre e alcatrão.

Observa-se pelas figuras anteriores a clara opção brasileira pela geração hidrelétrica, plenamente justificável em face do amplo potencial existente no país. Cabe ressaltar também, que essa geração é concentrada em grandes empreendimentos, o que pode trazer alguns problemas de segurança ao suprimento, já que apenas 23 projetos, com capacidade instalada superior a 1.000 MW cada, são responsáveis por 71,4% da capacidade hidrelétrica nacional. Essa situação reforça importância em investimentos em geração distribuída, tais como PCH, eólica e biomassa.

O planejamento da expansão do setor elétrico, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), prevê a diversificação da matriz de energia elétrica brasileira. Um dos principais objetivos desta decisão é reduzir a relação de dependência existente entre volume produzido e condições hidrológicas (neste caso, nível pluviométrico na cabeceira dos rios que abrigam as usinas).

Nesse contexto, assim como muitos países de relevante peso no cenário internacional, o Brasil mantém programas oficiais de incentivo para expansão das chamadas fontes renováveis, iniciados há alguns anos. Estas fontes permitem não só a diversificação, mas a “limpeza” da matriz energética local, ao reduzir a dependência de combustíveis fósseis, como carvão e derivados do petróleo, cuja utilização é responsável pela emissão de grande parte dos gases que provocam o efeito estufa.

Posto isso, a opção de diversificação por investimentos em fontes renováveis demonstra ser a mais racional e ambientalmente correta, cuja emissão de gases causadores do efeito estufa pode ser até 5.5, 3.8, e 2.9 vezes inferior a emissões de termelétricas a carvão, óleo e gás natural respectivamente, segundo dados da Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA – International Atomic Energy Agency), demonstrado na figura 5.

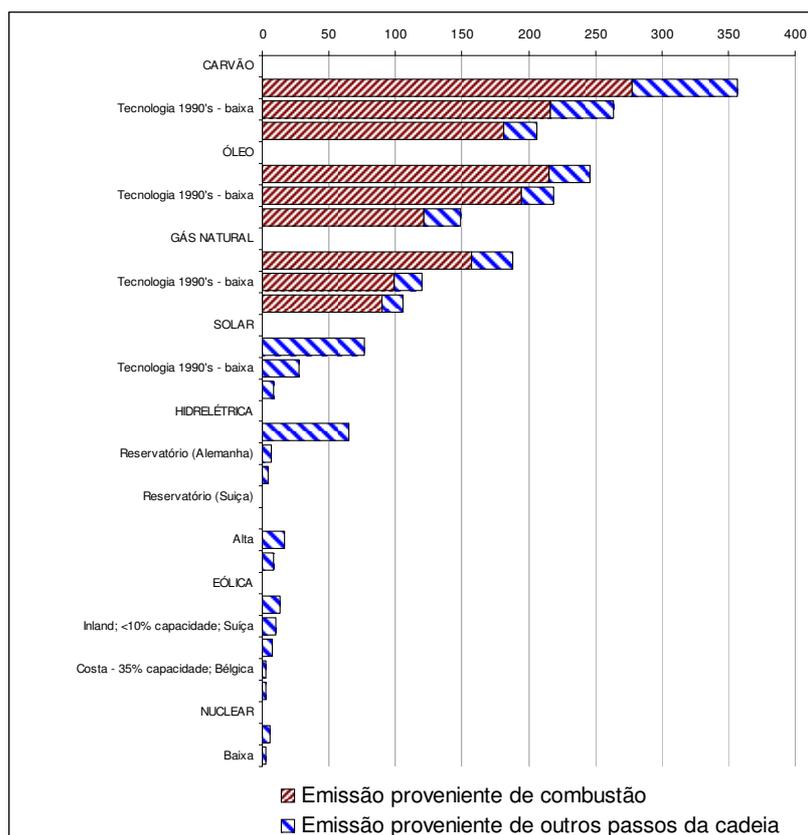


Figura 5: Emissão (diretas e indiretas) de gases de efeito estufa

Fonte: IAEA – International Atomic Energy Agency.

Com vistas ao desenvolvimento de energias renováveis, algumas ações governamentais merecem destaque. Em 2003, foi implantado o PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas, maior programa nacional de estímulo à produção de energia elétrica por meio das fontes renováveis, com base na Lei nº 10.438, de abril de 2002. Ao final, foram contratados 1,2 mil MW por 63 PCHs, 1,4 mil MW por 54 eólicas e 685 MW por 27 centrais de cogeração que utilizam o bagaço de cana-de-açúcar como combustível.

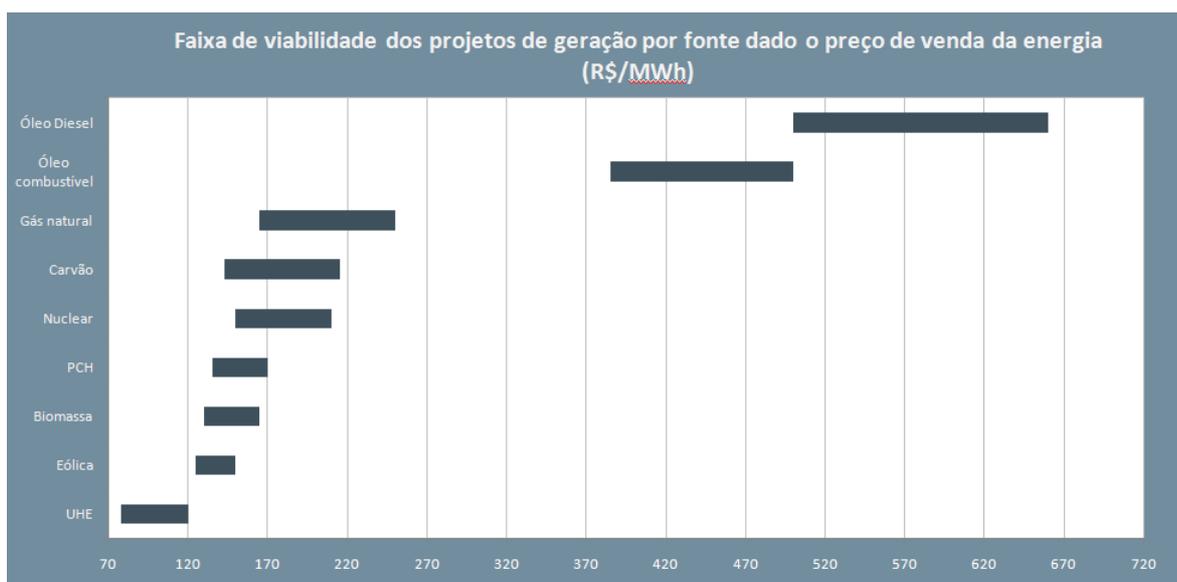
Posteriormente, mesmo que com pequeno volume de energia contratado, destaca-se o primeiro leilão de contratação de energia elétrica por fontes alternativas, realizado em 2007, que contratou eletricidade proveniente de PCHs e centrais termelétricas a biomassa.

Já em 2008, foi realizado o primeiro leilão de energia de reserva, direcionado apenas para a fonte biomassa, com a contratação de 574 MW médios, superando os números do PROINFA para essa fonte. Reflexo do

aumento da importância das fontes renováveis, em 2009, foi realizado leilão de reserva exclusivo para a fonte eólica, com a expressiva comercialização de 753 MW médios (1.805 MW).

Dando continuidade ao plano de aumento da participação de PCH, eólica e biomassa na matriz elétrica nacional, foram realizados dois leilões para contratação exclusiva dessas fontes, em agosto de 2010: Leilão de Contratação de Energia de Reserva 2010, e o Leilão de Fontes Alternativas 2010, que juntos, contrataram 2.892 megawatts de projetos das citadas fontes.

Cabe destacar que as fontes de energias sustentáveis são competitivas, conforme pode ser observado no gráfico abaixo:



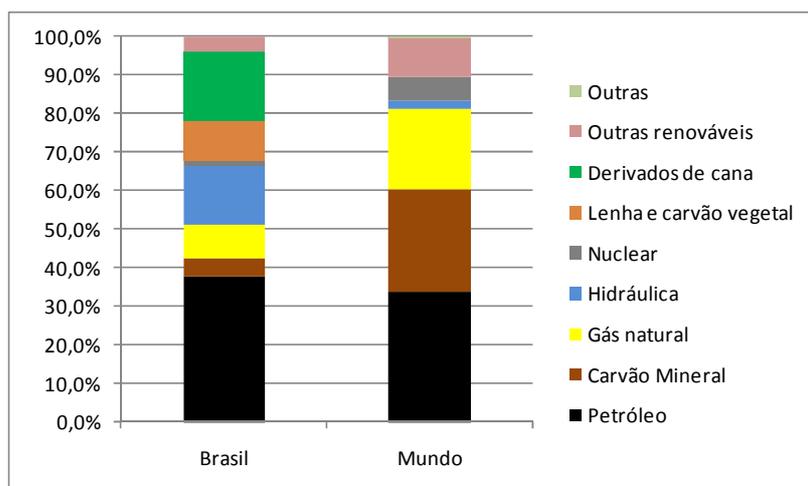
Fonte: Excelência Energética – Base Março 2011

2.2.3 Fonte Hídrica

Apesar de ser o recurso mais abundante do planeta, a participação da água é pouco expressiva na matriz de energia elétrica mundial. Segundo

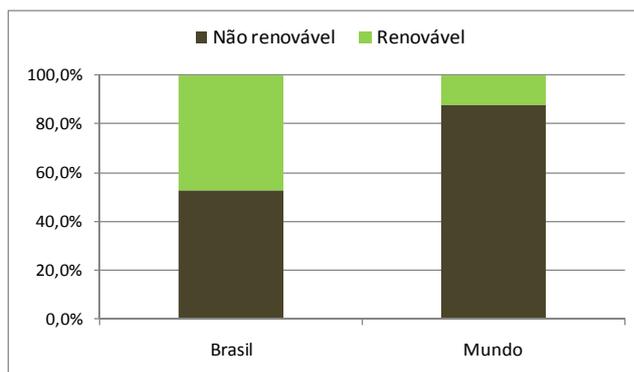
relatório do Key World Energy Statistics, da International Energy Agency (IEA, 2008), entre 1973 e 2006, a participação da força das águas na produção total de energia passou de 2,2% para apenas 1,8%. Em se tratando de energia elétrica, a participação caiu de 21,0% para 16,0%.

Já no Brasil, a participação é bem mais expressiva, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), elaborado pela EPE, a fonte hidráulica responde por cerca de 15% da matriz energética brasileira, sendo superada por derivados da cana-de-açúcar (16%) e petróleo e derivados (36%). Enquanto que, a oferta interna de energia elétrica, a hidroeletricidade é nossa principal fonte, conforme destacado anteriormente. A figura abaixo compara as matrizes energéticas brasileira e mundial, evidenciando o quão "mais limpa" é a geração do país:



Fonte: EPE

Agrupando-se as fontes em renováveis e não renováveis fica mais claro a diferenciação da matriz energética brasileira, conforme destaque a figura abaixo:



Fonte: EPE

Além disso, segundo a 3ª edição do "Atlas de Energia Elétrica do Brasil" (ANEEL, 2008), o Brasil é o país com o maior potencial hidrelétrico: total de 260 mil GW, sendo que, pouco mais de 30% se transformaram em usinas construídas ou outorgadas.

Desse total, 68,5% foram inventariados, enquanto os outros 31,5% são estimativas. Destaca-se ainda que, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia., ou seja, distante dos grandes centros consumidores. Em termos de esgotamento dos potenciais, verifica-se que as bacias mais saturadas são a do Paraná e a do São Francisco, com índices de aproveitamento (em relação ao inventariado mais o estimado) de 64,5% e 39,2%, respectivamente (ANEEL, 2003).

À medida que o índice de aproveitamento das bacias situadas próximas aos centros consumidores aumenta, esgotam-se os empreendimentos viáveis econômica e ambientalmente, deslocando a concentração de usinas, conforme indica figura abaixo:

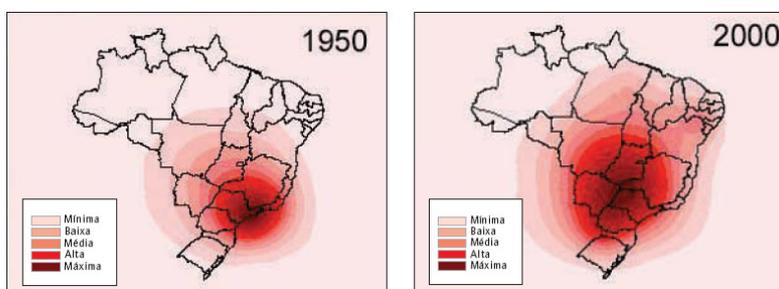


Figura 6: Evolução da concentração de usinas hidrelétricas

Fonte: ANEEL – Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2003.

Tal comportamento justifica a localização das PCH prospectadas e que estão sendo consideradas no pipeline do Fundo, situadas nos estados de Goiás, Bahia e Rio Grande do Sul.

Devido à grande concentração de potencial hidráulico na região Amazônica, caso todo o investimento seja destinado às grandes hidrelétricas, o deslocamento da concentração deverá ocorrer na direção indicada, aumentando a distância aos grandes centros consumidores e, assim, elevando os custos com transmissão de eletricidade.

Segundo dados da Superintendência de Geração Hidrelétrica da ANEEL, atualmente há 37 UHEs e 164 PCHs com previsão de início de operação comercial em 2010, conforme tabela abaixo. Nota-se uma participação da região sudeste de apenas 4,3% no total de potência instalada por UHEs, enquanto que a participação no caso de PCHs sobe para 33,4%, somando 57 empreendimentos.

Tabela 5 - Participação das regiões no total de UHEs (2010)

Região	Total de Empreendimentos		MW em Projetos		Energia Assegurada (MW médios)		Fator de Capacidade Médio
	Total	Participação	Total	Participação	Total	Participação	
Norte	7	18,9%	20.097,9	82,7%	10.026,2	80,4%	49,9%
Sul	9	24,3%	1.877,2	7,7%	1.004,4	8,1%	53,5%
Centro-Oeste	13	35,1%	1.279,2	5,3%	864,9	6,9%	67,6%
Sudeste	8	21,6%	1.052,4	4,3%	569,1	4,6%	54,1%
Nordeste	0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0%
Brasil	37	100,0%	24.306,7	100,0%	12.464,7	100,0%	51,3%

Fonte: Dados da ANEEL e elaboração de Excelência Energética, 2010.

Tabela 6 - Participação das regiões no total de PCHs (2010)

Região	Total de Empreendimentos		MW em Projetos		Energia Assegurada (MW médios)		Fator de Capacidade Médio
	Total	Participação	Total	Participação	Total	Participação	
Norte	57	34,8%	704,6	33,4%	426,5	33,3%	60,5%
Sul	54	32,9%	581,1	27,5%	324,0	25,3%	55,8%
Centro-Oeste	39	23,8%	602,1	28,5%	390,5	30,5%	64,9%
Sudeste	13	7,9%	197,3	9,4%	119,2	9,3%	60,4%
Nordeste	1	0,6%	25,0	1,2%	19,6	1,5%	78,5%
Brasil	164	100,0%	2.110,0	100,0%	1.279,9	100,0%	60,7%

Fonte: Dados da ANEEL e elaboração de Excelência Energética, 2010.

Para efeito de comparação, segundo dados da ONS, o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste consumiu em 2009, 61,5% de toda a energia do Sistema Interligado, montante equivalente a 32.146 MW médios. Entretanto, o potencial hidrelétrico a explorar dos estados do Sudeste é de apenas 17,2% do total nacional (vide figura 7), corroborando para a tendência de afastamento da geração aos grandes centros de carga.

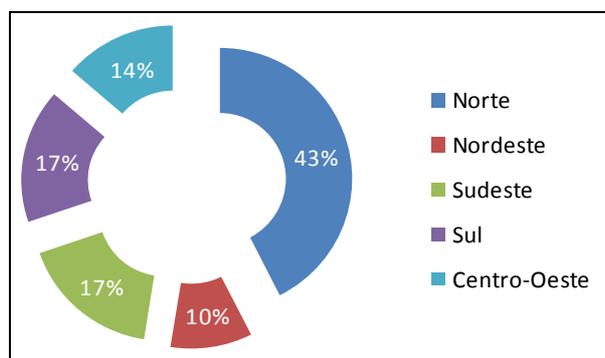


Figura 7: Potencial hídrico remanescente (% - 2008)

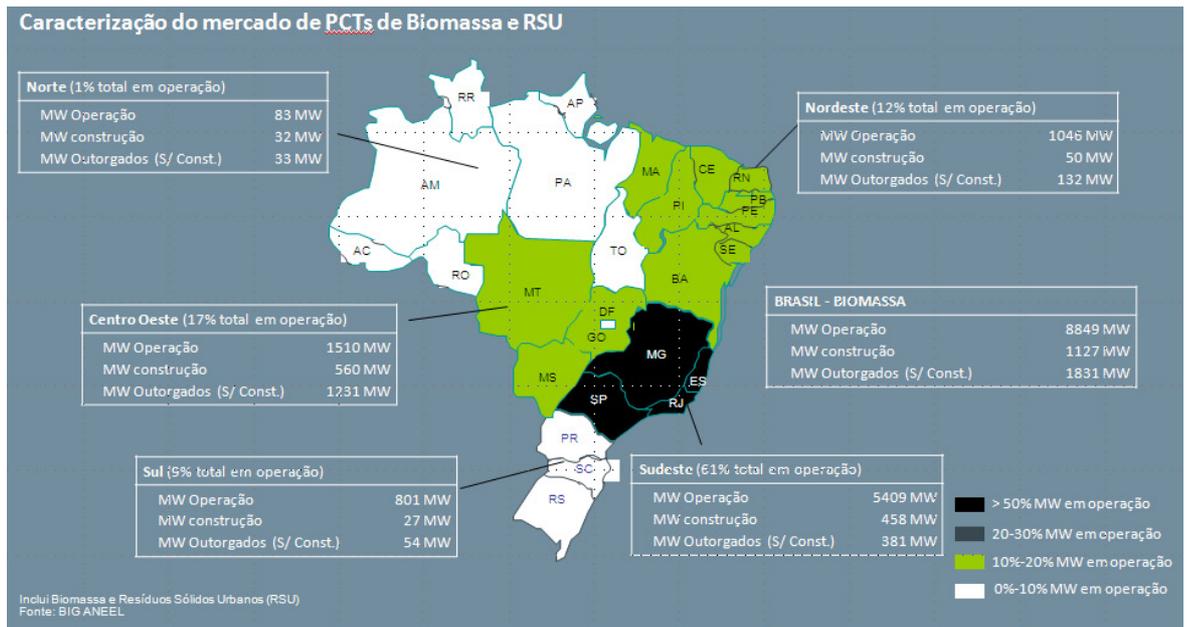
Fonte: Balanço Energético Nacional, publicado em 2008 – MME.

2.2.4 Biomassa

Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil – 3ª Edição, a biomassa é uma das fontes para produção de energia com maior potencial de crescimento nos próximos anos. Tanto no mercado internacional como no interno, ela é considerada das principais alternativas para a diversificação da matriz energética e a conseqüente redução da dependência aos combustíveis fósseis.

Estimativas da União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA 2010) apontam que, em 2020, a eletricidade produzida pelo setor poderá representar 15% da matriz brasileira, com a produção de 14.400 MW médios. Vários são os fatores que contribuem para o cenário de expansão da utilização de biomassa como fonte de energia, dentre eles, pode-se destacar: energia limpa e renovável; curto prazo de implementação; complementaridade com o sistema hidrelétrico; proximidade com os centros de consumo; injeção direta na rede de distribuição, evitando grandes investimentos em transmissão; cultura permanente: lastro físico; sazonalidade definida: previsibilidade de oferta assegurada; cultura secular, crescente e permanente; não existe frustração de safra: máxima perda histórica por quebra de safra = 20%; experiência adquirida pelo potencial já contratado; tecnologia competitiva.

O *pipeline* do Fundo considera a implantação de duas centrais termelétricas que utilizam o bagaço de cana-de-açúcar como combustível.



2.2.5 Eólica

A World Wind Energy Association (WWEA) afirma que a capacidade instalada mundial da energia eólica aumentou 20,3 vezes entre 1997 e 2009, passando de 7,5 mil MW para 159,2 mil MW. Para o ano de 2010, a WWEA estima capacidade instalada de 203,5 mil MW.

De acordo com a IEA (2010), os Estados Unidos já são o maior gerador de eletricidade por fonte eólica, com pouco mais de 25 GW de capacidade instalados. O crescimento dessa fonte por país pode ser visualizada pela figura 8:

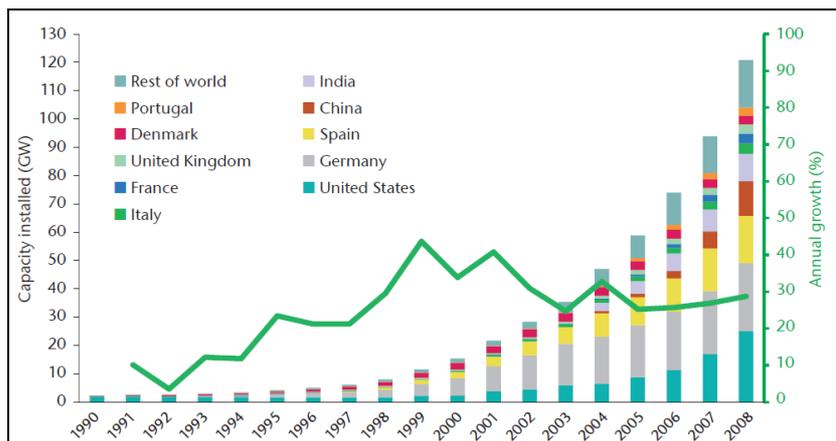


Figura 8: Crescimento da potencia instalada por fonte eólica

Fonte: IEA, 2010

A Agência Internacional de Energia acredita ainda que, até 2050, 12% da geração global de energia elétrica será proveniente de fonte eólica, sendo a que mais crescerá nos próximos anos, conforme figura 9:

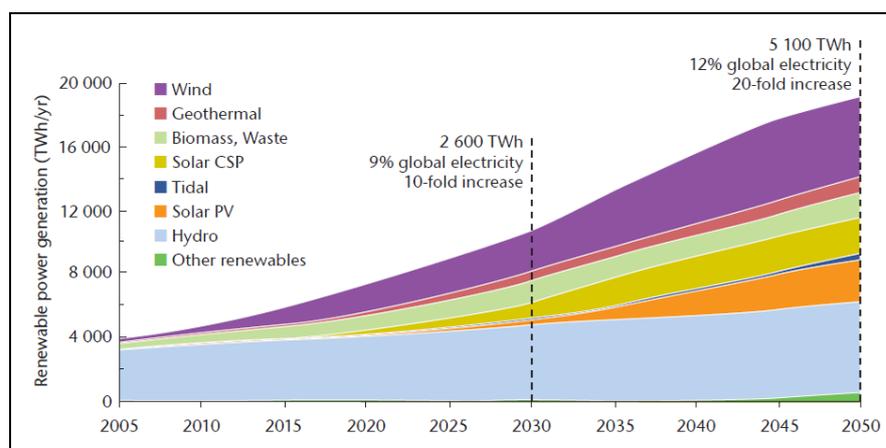


Figura 9: Projeção do crescimento da potencia instalada por fonte eólica

Fonte: IEA, 2010

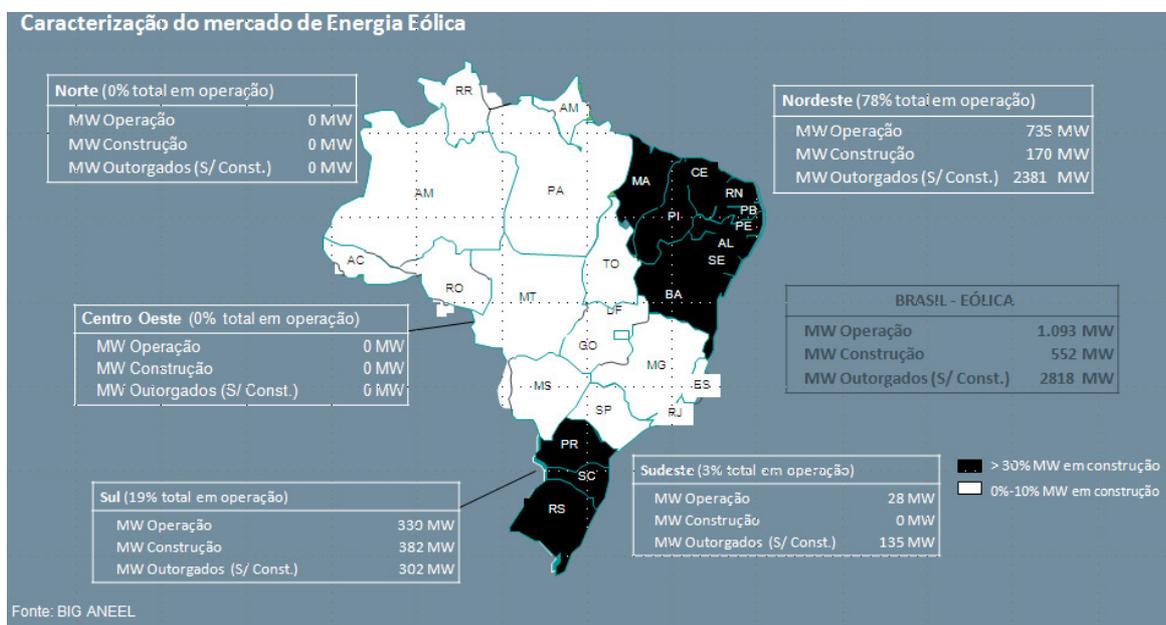
Os grandes argumentos favoráveis à fonte eólica são renovabilidade, perenidade, grande disponibilidade, independência de importação e custo zero de obtenção de suprimento, ao contrário do que ocorre com as fontes fósseis. Já o principal argumento contrário era o custo mais elevado em relação a outras fontes. No entanto, o contínuo desenvolvimento tecnológico, escala e conseqüente elevação da produtividade vem proporcionando tarifas

economicamente viáveis, cada vez menores e mais competitivas e economicamente viáveis.

O Brasil é favorecido em termos de vento, com baixa volatilidade (5% da velocidade), proporciona maior previsibilidade ao volume a ser produzido. Além disso, a velocidade costuma ser maior em períodos de estiagem, tornando essa fonte complementar à usinas hidrelétricas, ajudando o sistema elétrico ao preservar a água dos reservatórios em períodos de escassez de chuvas.

Finalmente, estimativas constantes do Atlas do Potencial Eólico Brasil (2001), último estudo nacional publicado a respeito, apontam potencial de geração de 143 mil MW. O Atlas está sendo atualizado, e, informações preliminares apontam que, devido ao avanço tecnológico, o potencial pode atingir 350 GW.

O *pipeline* do Fundo já contempla um projeto de parque eólico e outros estão em estudos para serem incorporados à carteira de investimentos.



2.2.6 Nuclear

A energia nuclear voltou à agenda internacional para produção de eletricidade como importante aos combustíveis fósseis. Conhecida desde a década de 1940 e, apesar dos acontecimentos negativos que levaram a opinião pública a repudiá-la, sua operação acarreta a emissão de baixos níveis de gases causadores do efeito estufa. Adicionalmente, a abundância de reservas de urânio no planeta, a qual garante a segurança no suprimento, contribui para a tendência de expansão do investimento e utilização desta fonte.

Essa retomada pode ser percebida não somente pelas novas unidades em construção em países com tradição nessa tecnologia, mas também pelo aumento do número de países que buscam aderi-la. No caso brasileiro, a expansão do parque nuclear faz parte do Plano Nacional de Expansão de Energia Elétrica, o qual cita duas vantagens competitivas: boas reservas do mineral e o domínio da tecnologia de enriquecimento.

Angra I, com potência instalada de 657MW, entrou em operação comercial em 1985. Angra II, com potência instalada de 1.350 MW, em 2000. Atualmente, respondem por cerca de 2,5% da produção total de energia elétrica no país. Angra III, também com 1.350 MW, por uma série de razões foi paralisada durante muitos anos, mas teve sua construção retomada neste ano.

O Fundo não tem por objetivo investir em fonte nuclear por não ser fonte renovável. Ademais, não seria permitido, vez que a Constituição Federal, em seu artigo 21, inciso XXIII, conferiu à União a exploração dos serviços e instalações nucleares de qualquer natureza, bem como estabeleceu o monopólio estatal sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento e reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios nucleares e seus derivados.

2.2.7 Gás Natural

O consumo de gás natural entrou em franca expansão a partir da década de 1980 em termos mundiais, transformando-se na fonte de energia de origem fóssil a registrar o maior crescimento no mundo, posição que detém até hoje e que deverá manter no médio prazo. Segundo estudo do Key World Energy Statistics, publicado pela International Energy Agency (2008), entre 1973 e 2007, a produção mundial de gás natural aumentou 147%, passando de 1,2 bilhões de m³ para 3,0 bilhões de m³.

No Brasil, até final do século passado, o gás desempenhou papel secundário na matriz energética, havia níveis restritos de oferta e demanda, o suprimento era pouco confiável e a qualidade variável. Já na década de 90, o mercado "surge" com a implementação do Gasoduto Brasil-Bolívia, em seguida, em 1999, a implementação do Programa Prioritário de Termelétricas - PPT¹ trouxe nova perspectiva a utilização do gás natural. Entretanto, dos 22 GW previstos inicialmente pelo Programa, apenas 6 GW foram efetivamente incorporados entre 2000 – 2004. Do fracasso do PPT em incentivar a expansão da capacidade de oferta a partir de investimentos em usinas termelétricas seguiu-se, em 2001, o racionamento de energia elétrica.

Após isso, nos primeiros leilões de comercialização de energia do ACR, a Petrobras comercializou a energia desses projetos, e, desde então nenhum outro aproveitamento encontrou viabilidade.

Além do período de escassez de gás em 2008, que demonstrou a fragilidade de uma cadeia que depende em torno de 45% de seu fornecimento da importação do insumo (ANP, 2010, dados da média de 2009), o fato da Petrobras deter o monopólio nacional do transporte da molécula, domínio na exploração / produção, e por fim, a distribuição ser monopolizada por estaduais com participação da Petrobras no capital, principalmente nas

¹ Implementado pelo Governo Federal em setembro de 1999, objetivava incentivar investimentos do setor privado em geração termelétrica a gás natural como forma de reduzir tanto a dependência do sistema elétrico às condições hidrológicas, quanto a vulnerabilidade do sistema de transmissão a longas distâncias

concessionárias do Nordeste, faz com que o Fundo não tenha interesse em desenvolver projetos que utilizem o gás natural como combustível.

Com base no exposto, e, principalmente, pelo fato do Fundo dedicar-se a fontes renováveis, não é prevista a incorporação de ativos que utilizem gás natural.

2.2.8 Derivados de Petróleo

Em termos energéticos, os oito leilões tradicionais (A-3 e A-5) de comercialização de energia elétrica de novos empreendimentos, realizados entre 2005 e 2009, contrataram 13.889 MW médios de energia, sendo 10.448 MWm, ou 75,2% do total, de centrais termelétricas, com destaque às que utilizam óleo Diesel e combustível, com 5.313 MWm (37%).

Tendo em vista essa crescente participação da fonte termelétrica a óleo na matriz brasileira, desde o leilão "A-5" de outubro de 2006, foi definido o primeiro valor teto para o CVU, limitando-o ao valor máximo do PLD. Desde então, a EPE foi restringindo cada vez mais o valor máximo do custo variável, limitado a R\$ 200 / MWh desde 2009.

Adicionalmente, em 15 de abril de 2009, foi publicada pelo IBAMA a Instrução Normativa nº 07, que prevê, dentre outros aspectos, o estabelecimento do Programa de Mitigações das Emissões de CO₂ para de usinas térmicas movidas a óleo combustível ou carvão.

A elevação do custo de implantação das centrais termelétrica com a IN07, e a limitação do CVU no âmbito do ACR retiraram a competitividade dessa fonte, não sendo mais comercializada.

Com base no exposto, e, principalmente, pelo fato do Fundo dedicar-se a fontes renováveis, não é prevista a incorporação de ativos que utilizem óleo como combustível.

2.2.9 Carvão Mineral

Apesar de ser uma das primeiras fontes de energia utilizadas em larga escala pelo Homem, ao longo dos anos, perdeu espaço na matriz energética mundial para o petróleo e o gás natural. O interesse reascendeu na década de 1970, em consequência, sobretudo, da alta nos preços do petróleo, e se mantém em alta ainda nos dias de hoje devido à oferta farta e barata. De fato, segundo a International Energy Agency (IEA), o carvão é a fonte mais utilizada para a geração elétrica no mundo, correspondendo a 41% da produção total.

No Brasil, entretanto, este mineral corresponde apenas a 1,5% da matriz de energia elétrica. Isto se deve a fatores como a vocação brasileira para a utilização de fontes hídricas na produção de energia elétrica e a baixa qualidade da maior parte do carvão nacional, o que implicaria na necessidade de importação para se garantir o suprimento, resultando em exposição geopolítica.

Considerando-se a atual pressão mundial pela preservação ambiental, principalmente em relação ao efeito estufa e às mudanças climáticas, esta fonte é extremamente desvantajosa, visto que é das formas de produção de energia mais agressivas ao meio ambiente.

Assim como no caso da fonte que utiliza o óleo como combustível, com a publicação da IN07, essa fonte perdeu competitividade. Em adição, pelo fato do Fundo dedicar-se a fontes renováveis, não é prevista a incorporação de ativos que utilizem carvão como combustível.

2.2.10 Outras Fontes

Dentro do contexto de incentivos oficiais do Governo brasileiro à pesquisa e ao desenvolvimento de fontes alternativas renováveis e limpas

existem fontes de geração agrupadas pela literatura em "Outras Fontes", as quais incluem energia solar, marítima, geotérmica e biomassa, sem inclusão de cana-de-açúcar, mas com esgoto, lixo e dejetos animais, capim elefante, entre outros.

Apesar da significativa velocidade de expansão destas fontes no mundo e no Brasil, a participação ainda é muito pouco expressiva, devido basicamente os elevados custos das tecnologias desenvolvidas até então para uma produção economicamente viável em escala comercial.

As fontes citadas a seguir ainda não encontram viabilidade econômico-financeira, assim, não fazem parte do pipeline do Fundo. Entretanto, continuaremos a monitorá-las, e caso sejam viáveis durante a vida do Fundo, serão consideradas e devidamente avaliadas para incorporarem a base de ativos.

2.2.11 Energia Solar

A fonte solar apresentou elevação de mais de 2.000% na participação na matriz energética mundial entre 1996 e 2006. Em 2007, a potência total instalada atingiu 7,8 mil MW (um pouco mais do que meia Itaipu, para simples efeito de comparação). Deste total, Alemanha, Japão, EUA e Espanha concentram cerca de 87% da capacidade mundial.

Na realidade, os projetos já implementados para a produção de eletricidade a partir da energia solar ainda são restritos e destinados a abastecer localidades isoladas, o mesmo ocorrendo com o Brasil, apesar de ser privilegiado em termos de radiação solar. Atualmente, há apenas um empreendimento fotovoltaico em operação no Brasil, com potência instalada de 20kW, segundo dados da ANEEL.

2.2.12 Biogás

Em se tratando de preocupação com o meio ambiente, o biogás é das fontes mais favoráveis, visto que sua utilização permite a redução dos gases causadores do efeito estufa e contribui para o combate à poluição do solo e dos lençóis freáticos. De fato, o biogás é obtido da biomassa contida em dejetos urbanos, industriais e agropecuários e em esgotos.

Segundo estudo da Renewables 2007 Global Status Report, a aplicação comercial de usinas a biogás tem apresentado grande crescimento nos últimos anos em países em desenvolvimento, particularmente China e Índia. De acordo com dados da IEA, em 2005, o lixo urbano deu origem a produção mundial de energia elétrica de aproximadamente 85 TWh.

No Brasil, segundo dados da ANEEL, há atualmente 9 usinas em funcionamento, totalizando 44,7 MW de capacidade. Mais uma vez, o baixo retorno econômico de empreendimentos desta natureza inviabiliza a escala comercial desta fonte de geração.

2.2.13 Geotérmica

A energia geotérmica é aquela obtida pelo calor que existe no interior da Terra. Neste caso, os principais recursos são os gêiseres – fontes de vapor no interior da Terra que apresentam erupções periódicas.

Segundo o Review of World Energy Report de 2008, a capacidade mundial da potência concentra-se nos EUA (2.936 MW), nas Filipinas (1.978 MW) e no México (959 MW), que juntos correspondem a 60% da capacidade instalada mundial. Ao contrário do que ocorre com as outras fontes deste grupo, esta fonte não registrou índices expressivos de crescimento nos últimos anos. No caso brasileiro, não há nenhuma unidade em operação, nem mesmo de forma experimental.

2.2.14 Mar

O potencial de geração de energia elétrica a partir do mar inclui o aproveitamento das marés, correntes marítimas, ondas, energia térmica e gradientes de salinidade. Segundo estudo do PNE 2030 (2008), todas as tecnologias estão em fase de desenvolvimento, com exceção do aproveitamento da energia potencial em usina maremotriz (contida no movimento das águas).

Apesar do destaque de Portugal quanto à pesquisa e desenvolvimento de tecnologias para esta fonte, ainda não é possível a produção em escala comercial com retornos econômicos atraentes.

Segundo dados da EPE, o total estimado para a energia potencial de maré no Brasil é de 22 TWh por anos, do qual 200 TWh seria aproveitáveis. Em 2008, menos de 0,3% eram convertidos em energia elétrica. Estudos realizados pela coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE) da universidade Federal do Rio de Janeiro apontam para um potencial de 40 GW. Segundo dados da ANEEL, há atualmente 1 usina maremotriz já outorgada, sem previsão de início de construção.

2.2.15. Quadro Resumo das Fontes de Geração

Quadro Resumo das Características das Fontes de Geração			
	PCH	Eólica	Biomassa (Bagaço de Cana)
Retorno Ajustado pelo Risco	Alto	Médio	Médio
Disponibilidade de Projetos (com retorno adequado)	Razoável	Grande	Razoável
Custo de Implementação	Alto	Baixo	Baixo
Tempo de Desenvolvimento	Grande	Médio	Pequeno
Sazonalidade da Geração de Energia	Mitigação: MRE	ACR: mitigação pelas regras de contratação. ACL: Ainda não há mecanismo de mitigação – necessidade ir a mercado para compra de energia spot	ACR: mitigação pelas regras de contratação. ACL: Mitigação é dada com transferência do risco para comercializadora
Confiabilidade / Previsibilidade (Risco Operacional)	Dados de vazões dos rios de décadas	Banco de dados de medição de ventos recente e nem sempre apropriado para nova tecnologia	Cultura secular. Quebra de safra não ultrapassa 20% do potencial anual
Submercado de Maior Potencial	SE-CO (72% ACL)	NE; Sul	SE-CO; Sul; NE
Licenciamento Ambiental	Faseado e Burocrático	Rápido e fácil	Rápido (cogeração)
Porte	Até 30MW (Média 10,5 MW*)	Dois grupos: 30MW e 50MW	Até 30 MW (40%), > 50 MW (60%)

Fonte: Excelência Energética

2.3 Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro

2.3.1 Estrutura Organizacional do Setor

A ANEEL possui o papel de regulador e monitorador do setor elétrico e o ONS garante a centralização física do despacho. Acima destes órgãos, existe o CNPE interministerial e o CMSE, o qual monitora as condições de serviços de forma a garantir a oferta de energia. O MME formula as diretrizes de política energética, enquanto a EPE foi criada para elaborar o planejamento de longo prazo do setor de energia, em coordenação com o próprio Ministério. A figura abaixo apresenta diagrama das instituições que compõem o corpo diretivo do setor energético brasileiro.

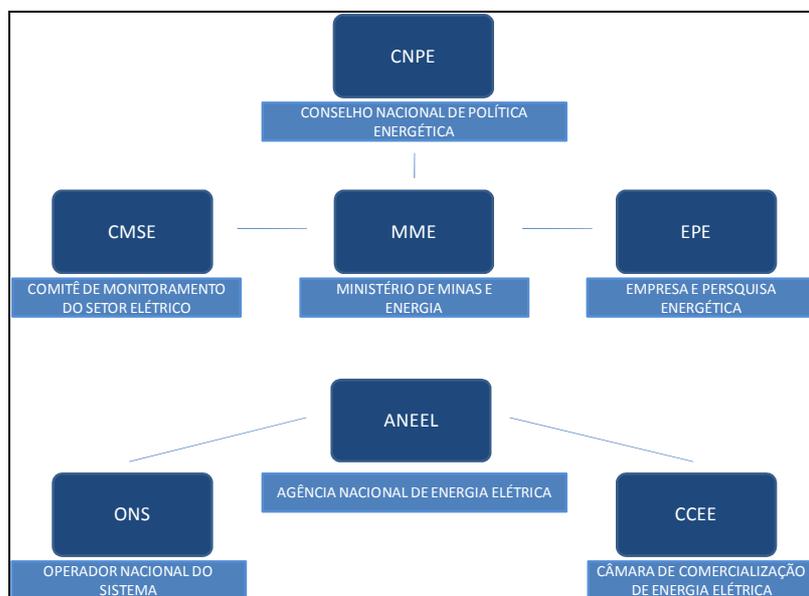


Figura 10: Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro

Fonte: MME, 2010

2.3.2 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Criado pela Lei nº 9.478, de 1997, sua função é assessorar o Presidente na formulação de políticas e diretrizes para o setor energético, sendo composto pelos Ministro de Minas e Energia; Ministro da Ciência e Tecnologia; Ministro do Planejamento, Orçamento e Gestão; Ministro da Fazenda; Ministro

do Meio Ambiente; Ministro do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; Ministro Chefe da Casa Civil da Presidência da República; e, designados pelo Presidente da República mais três membros: um representante dos Estados e do Distrito Federal; um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia; e um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia. Sua função é formular políticas e diretrizes de energia destinadas a:

- (I) Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável;
- (II) Assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, observado o disposto no parágrafo único do artigo 73 da Lei no 9.478/97;
- (III) Rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- (IV) Estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;
- (V) Estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seu derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o artigo 4º da Lei nº 8.176/91.

2.3.3 Ministério de Minas e Energia (MME)

Criado pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, suas áreas de competência são: geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento da energia

hidráulica, petróleo, combustível e energia elétrica.

O Ministério de Minas e Energia se fortaleceu com o modelo institucional de 2004. Sua estrutura atual, regulamentada em 2004, conta com as seguintes secretarias: Planejamento e Desenvolvimento Energético; Energia Elétrica; Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; e Geologia, Mineração e Transformação Mineral.

2.3.4 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Um dos maiores erros da primeira reforma do setor elétrico foi o fim do planejamento da expansão, com a extinção do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema – GCPS, que era conduzido pela Eletrobrás, justamente em setor cuja decisão de investimento em geração pode levar quase uma década para se concretizar².

Em 2004, retorna o planejamento central, com a instituição da EPE, através do Decreto 5.184/04, no âmbito da segunda reforma do setor elétrico, a qual assume importantes responsabilidades: prestar serviços na área de estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético como um todo, o que inclui os segmentos de energia elétrica, petróleo, gás natural, fontes energéticas e eficiência energética.

A EPE possui um rol de quinze competências distribuídas por esses segmentos, sendo quatro de corte específico do setor elétrico. Quanto a esse setor, a EPE poderá: realizar estudos para determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos; obter licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias para empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica; elaborar estudos para desenvolvimento de planos de expansão do setor elétrico de curto, médio e longo prazos; e desenvolver estudos de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis.

A EPE é administrada por um conselho de administração, com funções

² Estudos de inventário: 2 anos; estudos de viabilidade: 1 ano; processo licitatório: meio ano; projeto básico: 1 ano; construção: 4 anos.

deliberativas e por uma diretoria executiva, sendo fiscalizados por um conselho fiscal. O conselho de administração possui seis conselheiros, sendo o presidente indicado pelo Ministro de Minas e Energia, outro pelo Ministro do Planejamento, Orçamento e Gestão, o próprio presidente da diretoria executiva e três conselheiros a serem escolhidos de acordo com o que venha a dispor o regulamento. A diretoria executiva é composta por um presidente e até três diretores, e o conselho fiscal constituir-se-á de três membros.

2.3.5 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, criado por meio do art. 14 da Lei n.º 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto n.º 5.163/04, é e uma câmara técnica do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, a composta por exclusivos representantes dos órgãos e entidades dos segmentos de energia. É, fundamentalmente, um órgão de gestão doméstica setorial, preparado para agir numa vertente executiva ligada aos assuntos de energia elétrica.

O CMSE foi constituído com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. . O §1.º do art. 14 da lei autorizadora determina que integrem o comitê, de forma permanente: representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional, a saber: os titulares da EPE, ONS, CCEE e ANEEL, assim como da ANP. Além disso, complementam o colegiado mais quatro representantes do Ministério de Minas e Energia, todos sob a presidência do Ministro de Estado de Minas e Energia.

O comitê tem como principais atribuições: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; avaliar as condições de abastecimento e de

atendimento, relativamente às atividades na atribuição anterior, em horizontes pré-determinados; realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados, abrangendo vários parâmetros; identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

2.3.6 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Conforme o art. 1º da sua lei de criação, a Lei 9.427/1996, a ANEEL é estruturada sob a forma de autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Sua finalidade, explicitada no art. 2º, é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

O conceito de autonomia e independência está associado ao fato de uma agência reguladora ter a liberdade para executar a sua atividade finalística sem sofrer interferência de terceiros, sejam esses: (1) os agentes regulados, (2) o governo, ou (3) os consumidores.

Uma série de requisitos deve ser explicitada em lei e nas regulamentações tangentes às agências reguladoras de forma a investi-las de autonomia e independência. Dentre esses requisitos, a lei existente de criação da ANEEL destaca, inicialmente: a autonomia financeira, a estrutura de direção das agências, a estabilidade dos dirigentes, a quarentena dos quadros diretivos e a constituição do quadro de funcionários. A idéia subjacente a essa regulamentação é dotar a agência de mecanismos que evitem que ela seja capturada pelos interesses individuais de qualquer um dos agentes –

empresas, governo ou consumidores – cuja relação ela foi supostamente criada para equilibrar.

2.3.7 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS foi criado pelo art. 13 da Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998, justamente a lei que complementou o arcabouço institucional da primeira reforma do setor elétrico (modelo RE-SEB). O ONS foi criado em substituição aos Grupos Coordenadores para Operação Interligada – GCOIs, instituídos pela Lei n. 5.899, de 05 de julho de 1973, e ao Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste – CCON.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é pessoa jurídica de direito privado, organizada sob a forma de associação civil, sendo regida pelas disposições legais, pelos regulamentos e pelo estatuto social.

2.3.8 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

De forma a lidar tanto com o ACR como o ACL, a CCEE foi criada sob a égide da Lei 10.848/2004, sucedendo o Mercado Atacadista de Energia - MAE.

Trata-se de sociedade civil, sem fins lucrativos, regulamentada pelo Decreto no 5.177/2004, composta por cinco conselheiros em seu Conselho de Administração, sendo o presidente do conselho indicado pelo MME. Três conselheiros são indicados respectivamente pelos agentes distribuidores e comercializadores de energia; um é eleito por todos os agentes. É mantida por contribuições dos associados, os quais não repassam às tarifas dos consumidores.

A CCEE é regida por uma série de regras comerciais que são suplementares e parte da Convenção de Comercialização, instituída pela Resolução ANEEL nº 109/2004. Essas regras comerciais são definidas e aprovadas pela ANEEL e devem ser seguidas pelos membros da CCEE,

objetivando o seguinte:

Administrar a contratação de compra e venda de energia das unidades públicas de distribuição; conduzir leilões de compra para a distribuição, sob autorização da ANEEL; e exercer a função de contabilização e organização nos dois ambientes de contratação do mercado, o ACR e o ACL. Dessa forma, a CCEE calcula a tarifa de oferta às distribuidoras a serem utilizadas pela ANEEL na definição da tarifa ao consumidor cativo. Além disso, intermedia as garantias dos contratos de oferta que cada distribuidor deve assinar, de forma a reduzir o risco de *default*.

Em relação ao mercado de curto prazo (*spot market*), a CCEE é responsável pela contabilização e gerenciamento de diferenças em relação aos montantes de energia contratada e efetivamente consumida pelos agentes. Neste mercado, cada diferença contratual é contabilizada e a correção financeira é feita mensalmente, sendo baseada no Preço Líquido de Diferença (PLD), o qual é publicado pela CCEE em adiantado. O PLD é calculado semanalmente e publicado pela CCEE, tendo como base o custo marginal operacional do sistema com bandas mínimas e máximas.

Os agentes do setor elétrico abaixo relacionados têm participação mandatória no CCEE:

- (i) Geradoras que operam plantas com capacidade instalada equivalente ou maior que 50MW;
- (ii) Importadores de energia ou exportadores com volumes iguais ou maiores que 50MW;
- (iii) Concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição cujos volumes vendidos sejam iguais ou superiores a 500 GWh por ano, para o ano anterior, quando estes não adquirem o total de energia de provedores sob tarifas reguladas;
- (iv) Comercializadoras de energia elétrica cujos volumes comercializados são equivalentes ou superiores a 500 GWh por ano, para o ano anterior;
- (v) Consumidores livres definidos em concordância aos artigos 15 e 16 da

Lei no 9.074/1995, e consumidores abastecidos nos termos do artigo 26 da Lei no 9.427/1996 (ou seja, abastecidos por fontes de energia alternativa).

A participação na CCEE é aberta a autoprodutores e cogeneradores com plantas cujas capacidades instaladas sejam iguais ou maiores que 50 MW, contanto que suas plantas geradoras sejam conectadas diretamente aos pontos de consumo. Geradores, comercializadores, distribuidores, importadores e exportadores, concessionários, permissionários e autorizados não incluídos nos itens anteriores tem permissão para participar.

2.3.9 Demanda de Eletricidade: Passado e Perspectivas

a) Demanda

Como já citado anteriormente, o consumo per-capita nacional de energia elétrica é inferior não só em relação aos países desenvolvidos como também em comparação a países com nível de renda similares ao Brasil. A pobreza e disparidades sociais são fatores que ajudam a explicar o baixo valor médio de energia elétrica por habitante, concluindo-se que o crescimento econômico do país alavancaria o crescimento do consumo de energia elétrica.

Segundo dados do Instituto de Pesquisas Econômicas e Aplicadas (IPEA), o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu mais de 1.100% nos últimos 40 anos, a taxa média de 6,75% ao ano. O crescimento mais expressivo ocorreu durante a década de 70, período denominado "milagre econômico", com taxas superiores a 10% ao ano, conforme mostra a figura 11.

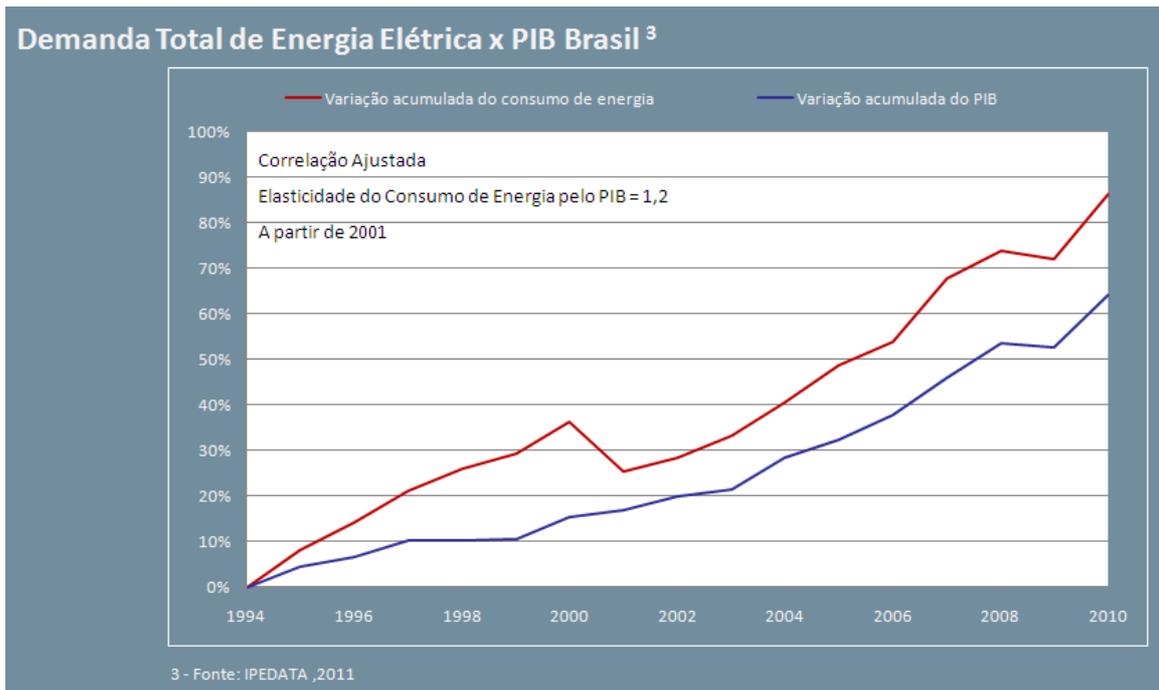


Figura 11: Demanda Total de Energia x PIB Brasil

Fonte: Excelência Energética com dados do Ipeadata, 2010

Destaca-se que, mesmo durante a década de 80, período de redução de crescimento econômico, o crescimento de consumo foi, em média, superior a 5% ao ano, com pico de 12% em 1984.

Nos 40 anos analisados, apenas no período de racionamento (entre 2001 e 2002) a variação de consumo foi negativa, porém induzido pela escassez de oferta, não pela retração espontânea da demanda.

Ao comparar-se a curva verde do gráfico (evolução de consumo mensal dessazonalizada em 12 meses) com a curva azul (evolução do produto interno bruto, R\$ de 2009), percebe-se que há aumento no consumo de energia elétrica mesmo em períodos em que o crescimento econômico é baixo ou, até mesmo, negativo. Tal fato mostra que há outros fatores interferindo no crescimento do consumo de energia elétrica, além da evolução do PIB.

A série do consumo brasileiro de energia elétrica compõe-se de sete diferentes classes de consumo (vide item 2.2 na pagina 27), sendo cada uma delas bastante distintas quanto aos fatores que determinam o consumo de energia elétrica.

O modelo de projeção de demanda aqui utilizado agrupa as classes em quatro grupos: industrial (43% do consumo de energia elétrica); residencial (25%); comercial (16%); e demais consumidores (16%), agregado das seguintes classes: rural, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio.

Em 2010, em virtude da forte retomada da expansão do PIB em uma economia com significativa capacidade ociosa (sobretudo na indústria), espera-se crescimento médio de 8% na carga de energia no país. Para os anos subsequentes, tendo em vista a acomodação da demanda à oferta e a consolidação do crescimento econômico de longo prazo, estima-se que a carga em todos os sistemas deverá crescer em média 5,2% a.a. no horizonte considerado.

b) Previsão da Oferta de Eletricidade

A projeção de disponibilidade de energia baseia-se na identificação dos projetos de geração das várias fontes que deverão entrar em operação no horizonte em questão. A escolha das usinas na composição da base de empreendimentos a serem considerados no cálculo de expansão de energia elétrica disponível, levou em conta, entre outros, os seguintes fatores:

- (i) Usinas hidrelétricas: A análise da previsão de operação comercial das usinas hidrelétricas baseia-se em 37 empreendimentos, dos quais 34 estavam presentes no cronograma de eventos da ANEEL em março/2010. Para a previsão do início das operações comerciais das UHEs, leva-se em consideração a existência ou não de licenças, o andamento do cronograma, os detalhes de cada obra e a situação em que elas se encontram.

- (ii) Pequenas centrais hidrelétricas: As PCHs foram reunidas em 2 grupos básicos: Usinas com Licença de Instalação (LI) e usinas sem Licença de

Instalação. A partir daí, foram construídas árvores de decisão com base nos critérios descritos a seguir:

- a. Participação no Proinfa;
- b. Licenciamento ambiental que possui (LI, LO, LP ou sem licença);
- c. Situação das obras ou do projeto básico;
- d. Existência de Contrato de Compra de Energia no Ambiente Contratado (CCEAR).

A partir de banco de dados de 240 projetos, separados entre os que possuem autorização dada pela ANEEL (164 projetos) e os que não possuem autorização (76 projetos), respeitando os prazos para o desenvolvimento e obtenção das licenças ambientais, montou-se cronograma de entrada em operação comercial.

- (iii) Biomassa: Totalizando 120 projetos oriundos de diversos tipos de contratos, incluindo o PROINFA, Leilão de Fontes alternativas de 2007 e o Leilão de Energia de Reserva de 2008, os dados englobam projetos que iniciaram operação comercial de algumas unidades geradoras em 2009, porém com energia a ser adicionada em 2010.
- (iv) Termelétricas Convencionais: Com critérios semelhantes às usinas de biomassa, mas observando-se diferenças em relação aos prazos médios de início das operações comerciais, foi analisado um total de 92 empreendimentos. Óleo combustível, carvão mineral e gás natural correspondem a mais de 50% do combustível para a operação das termelétricas convencionais. Também se destacam o GNL (Gás Natural Liquefeito) e o urânio, no caso da UTN Angra III, a qual se estima que entrará em operação em 2016, com 1,080 MW médios de garantia física.
 - a. Eólica: do total de 196 empreendimentos, 71 são provenientes do Leilão de Energia de Reserva de 2009, com previsão de operação comercial em 2012, 50 são provenientes do Leilão de Fontes

alternativas de 2010 (A-3), com previsão de operação comercial em 2013 e 20 são oriundos do Leilão de Energia de Reserva do mesmo ano, com previsão de operação comercial também para 2013. Do restante, 33 projetos estão inseridos no PROINFA Balanco Energético

A partir das premissas apresentadas nos dois itens anteriores, é possível traçar um Balanço Energético estrutural e concluir que, sem a ocorrência de seca severa, não se projeta risco de abastecimento no curto e médio prazo (até 2014), sendo assim, o balanço eletro-energético está sob controle, já que a contratação de energia a partir de 2015 (inclusive) pode ainda ser feita até 2012. As principais conclusões são resumidas na figura 12:

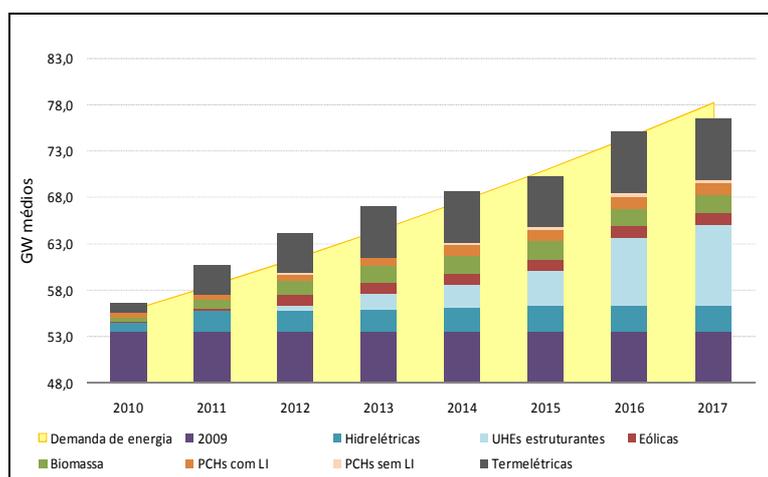


Figura 12: Balanço Energético (GW médios - 2010)

Fonte: Excelência Energética, 2010

Em linha com as expectativas de oferta e demanda de eletricidade, os projetos do Fundo entram em operação comercial, principalmente, a partir de 2014 quando o mercado está bem equilibrado, e a partir de 2015, quando o sistema precisa de novas fontes para suprir a demanda, portanto os projetos do Fundo estarão em sua maioria operando e contribuindo para o suprimento da demanda.

Nota-se pelo gráfico, que o mercado a partir de 2015 só é atendido com despacho quase integral das termelétricas, cujo custo variável de operação

pode atingir R\$ 800 / MWh no caso das centrais que utilizam óleo Diesel como combustível. De forma a evitar a utilização quase que na base das termelétricas a óleo (seja combustível ou Diesel), e manter seu perfil de operação pontual, a EPE tem contratado as fontes renováveis eólica, biomassa e PCHs para deslocar o despacho termelétrico.

Segmentando-se os mercados, não há competitividade econômica de centrais termelétricas a óleo e gás natural (novas) no mercado livre (ACL), sendo de fundamental importância o desenvolvimento de projetos hidrelétricos, em particular PCHs, para permitir o crescimento da demanda do ACL.

c) Tendências na Geração de Energia Elétrica

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) – 2010 a 2019, em sua versão para consulta pública, publicado em abril de 2010 pela Empresa de Pesquisa Energética, apresentou o cenário de expansão de oferta de energia em função da evolução da capacidade instalada de diversas fontes para o atendimento da demanda no horizonte de planejamento: hidrelétricas de médio e grande porte, pequenas centrais hidrelétricas, e termelétricas a biomassa, a gás natural, a óleo combustível e a carvão mineral.

O PDE indica expansão de energia proveniente de hidrelétricas, PCHs e termelétricas, em ritmo de crescimento anual de 4,5%, correspondendo a ampliação de 48,6% até 2019 (de 112.455 MW para 167.077 MW).

A tabela abaixo apresenta os volumes de potência, por fonte, considerados no PDE, de acordo com seu capítulo II – Demanda de Energia. Ainda segundo o PDE, tal projeção seguiu critérios e premissas que asseguram a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitando o limite de 5% para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica.

Tabela 7 –Evolução da Capacidade Instalada por Fonte (em MW)

Fonte	2010 (ano-base) KW Médios	Balanco de oferta e demanda de energia (GW médios) - usinas contratadas + previstas								
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Oferta de energia	57,579.0	60.87	65.34	70.82	74.63	77.8689	80.6063	84.0094	86.24	89.22
Oferta em 2010	57,579.0	57.58	57.58	57.58	57.58	57.58	57.58	57.58	57.58	57.58
Integração do sistema Manaus-Amapá	973.4	0.00	0.00	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
Termelétricas fósseis	-	1.49	2.50	3.96	4.36	4.36	4.36	4.36	4.25	4.25
Térmicas a óleo combustível	-	0.12	1.12	1.53	2.57	2.57	2.57	2.57	2.67	2.67
Hidrelétricas	-	0.72	1.33	1.42	1.42	2.51	3.12	3.18	3.21	3.26
Hidrelétricas planejadas	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.40	0.95	1.31	2.27
Usinas estruturantes	-	0.05	0.90	2.01	3.13	4.29	5.28	7.36	8.35	9.35
PCHs	-	0.43	0.61	0.94	1.45	1.77	1.92	2.07	2.29	2.62
Eólicas	-	0.09	0.60	1.49	2.18	2.68	3.18	3.68	4.18	4.68
Biomassa	-	0.38	0.72	0.92	0.97	1.15	1.23	1.28	1.42	1.57
Demanda de energia	57,520.1	59.61	62.83	67.43	72.36	76.26	80.38	84.72	89.30	94.12
Sistema Integrado Nacional	56,577.0	59.61	62.83	66.32	71.19	75.03	79.09	83.36	87.86	92.60
Sistema Isolado	943.1	-	-	1.11	1.17	1.23	1.30	1.37	1.44	1.52
Balanco final (Oferta - Demanda)	1,002.0	1.26	2.51	3.40	2.27	1.60	0.22	-0.71	-3.06	-4.90

Fonte: PDE 2010-2019, Excelência Energética com base em dados da EPE, Abril 2010 (Potência em dezembro de cada ano)

Com base nos dados da tabela anterior, plotando-se a oferta acumulada por cada fonte em um gráfico (vide figura 14), verifica-se que, após um pulo de oferta termelétricas a óleo, de 2009 a 2013, a EPE não planeja contratar novas centrais a partir desse combustível fóssil, tampouco carvão e gás, mas sim basear a expansão da matriz eletro-energética brasileira a partir de fontes renováveis. Fato esse, reforça a opção do Fundo por fontes renováveis em sua carteira de ativos.

De 2012 a 2019, a EPE planeja contratar 7.850 MW de fontes renováveis: PCH, eólica e biomassa. Desse mercado potencial, o Fundo está se estruturando para atender cerca - de 300 MW, o representa pouco menos de 4% do mercado alvo, meta considerada bastante factível.

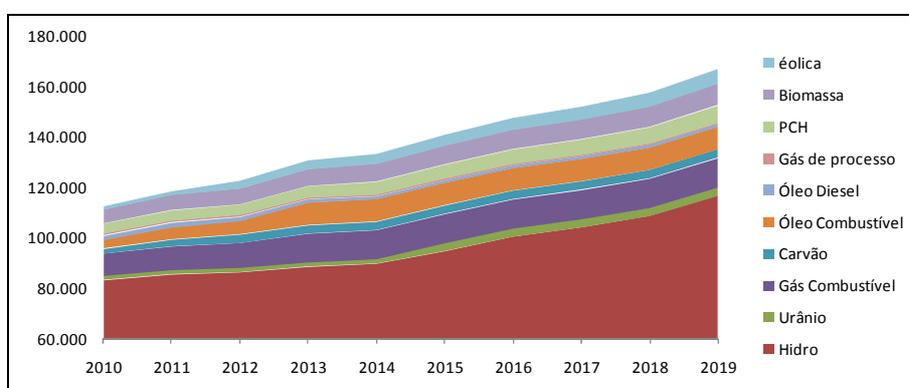


Figura 13: Evolução da capacidade instalada de geração (MW)

Fonte: Excelência Energética, com dados extraídos do PDE 2010-2019, 2010.

e) Regras de Concessão para Geração Hidroelétrica

i. Concessão de uso de bem público

Até a edição da Constituição Federal de 1988, o serviço público de geração de energia hidrelétrica era incumbido às empresas privadas nacionais e estatais, federais e estaduais³, em regime de monopólio por força de concessões outorgadas por decreto presidencial, sem a imposição de qualquer ônus pela utilização dos potenciais hidroenergéticos.

A Constituição de 1988, em seu art. 20, VIII, define os potenciais de energia hidráulica como bens da União, e, em seu art. 21, XII, letra 'b', outorgou à União Federal a competência para explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços de instalação de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Por seu turno, conforme já aludido, o art. 175 deste Diploma Maior incumbiu ao poder público, na forma da lei, a prestação dos serviços públicos "diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação". Seu parágrafo único estabeleceu que "a lei disporá sobre: I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão; II - os direitos dos usuários; III - política tarifária; IV - a obrigação de manter serviço adequado".

Assim, atendendo ao disposto no art. 175, incluindo seu parágrafo único, veio a ser editada a Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, posteriormente complementada pela Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, que trata, em seu capítulo II, dos serviços de energia elétrica, das concessões,

permissões e autorizações, em que se insere o:

Art. 4º: As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei n.º 8.987, de 1995, e das demais.

§1º: As contratações, outorgas e prorrogações de que trata este artigo poderão ser feitas a título oneroso em favor da União.

As concessões de geração terão prazo de 35 anos, prorrogáveis pelo máximo de igual período:

Art. 4º[...]

§2º. As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, terão prazo necessário a amortização dos investimentos, limitado a trinta e cinco anos, contados da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no Máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato” (Redação dada pela Lei n.º 10.848, de 2004).

É interessante registrar que a Lei n.º 9.074, de 1995, por intermédio do art. 5.º, também disciplinou que a concessão decidida por meio de licitação era o instrumento legal adequado para: (i) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW destinado a execução de serviço público; (ii) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinado a produção independente de energia elétrica; (iii) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinado ao uso exclusivo de autoprodutor, no caso mediante concessão de uso de bem público como expressamente escrito na norma. O §1.º desse dispositivo ainda determina que nas futuras licitações, o poder concedente deverá especificar as finalidades do aproveitamento ou da implantação das usinas, com o que poderia ter liberdade de escolher qual seria a destinação da

energia de cada aproveitamento hidrelétrico.

ii. Aproveitamentos Hidrelétricos (Potência > 50 MW)

A Lei n.º 8.987, de 1995, com nova redação dada pela Lei n.º 9.648, de 1998, estabeleceu nos três primeiros incisos de seu art. 15, que a concessão de serviços públicos seria precedida de prévia licitação, a ser implementada pelos seguintes critérios de julgamento:

- (i) Menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;
- (ii) A maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão;
- (iii) A combinação desses dois critérios.

Outros quatro critérios foram posteriormente incluídos em 1998, pela Lei n.º 9.648, contemplando propostas de caráter, principalmente, técnico: melhor proposta técnica, com preço fixado no edital; melhor proposta em razão da combinação dos critérios de menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado com o de melhor técnica; melhor proposta em razão da combinação dos critérios de maior oferta pela outorga da concessão com o de melhor técnica; ou melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas.

Neste novo regime a exploração de potenciais hídricos para a geração de energia hidrelétrica deixou de ser considerada como serviço público para se caracterizar como concessão de uso de bem público (UBP), outorgada para as finalidades de produção independente de energia elétrica ou autoprodução. Neste sentido, as antigas concessionárias de serviço público de geração que desejassem disputar nova concessão deveriam fazê-lo na modalidade de produção independente, por meio da constituição de sociedade de propósito

específico (SPE) para receber a nova concessão, caso vencedora na licitação.

Dentre os critérios estabelecidos pela Lei n.º 8.987/95, o modelo setorial vigente desde 2004 (Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004), ancorado no princípio da modicidade tarifária, estabeleceu que as licitações para a concessão de geração de energia seguem o critério da menor tarifa da energia a ser produzida para comercialização no ambiente de contratação regulada.

Os vencedores dos leilões de energia de novos empreendimentos deverão firmar contrato bilateral denominado contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes distribuidores, observando prazo de 15 para projetos termelétricos e 30 anos para hidrelétricos, contado do início do suprimento.

iii. Regra de Concessão para Pequenas Centrais Hidrelétricas (Potência > 1 MW e <= 30 MW)

Pequenas Centrais Hidrelétricas são definidas, na forma da Lei nº 9.648/98, como "aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução", e que satisfaça condições de que a área inundada a montante do barramento seja menor ou igual a 3 km², ou, caso a área inundada seja maior que 3 km² e menor ou igual a 13 km² fica condicionado ao atendimento da inequação $A < 14,3 \times P/H_b$ (sendo: A = área do reservatório em km²; P = potência elétrica instalada em MW; H_b = queda bruta em metros, definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante).

As PCH's e usinas hidrelétricas com capacidade instalada menor ou igual a 50 MW não precisam passar por processo de licitação de concessão, como ocorre em UHEs maiores que 50 MW. Para esses casos, a outorga é dada por meio de ato administrativo, com emissão de Resolução Autorizativa pela ANEEL, não sendo, portanto, necessária a celebração de Contrato de

Concessão.

iv. Regras de concessão para hidrelétricas (Potência > 30 MW e <50 MW)

A Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, alterou o artigo 26 da lei 9.427/1996, estabelecendo que aproveitamentos com potência superior a 30 MW e inferior a 50 MW "destinados a produção independente ou autoprodução" possam receber outorga por meio de autorização da Aneel, sendo desnecessária a disputa dessas outorgas em leilões, assim como já ocorria com as PCHs.

A proposta também estende a permissão para que as hidrelétricas até 50 MW, assim como empreendedores de fontes incentivadas de até 50 MW (solar, eólica e biomassa), possam comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores com carga igual ou superior a 500 kW.

v. Fases de desenvolvimento de um projeto de geração de energia elétrica

A figura 14 resume as principais fases de desenvolvimento de projeto de geração de energia hidrelétrica, sendo detalhadas nos itens que se seguem.

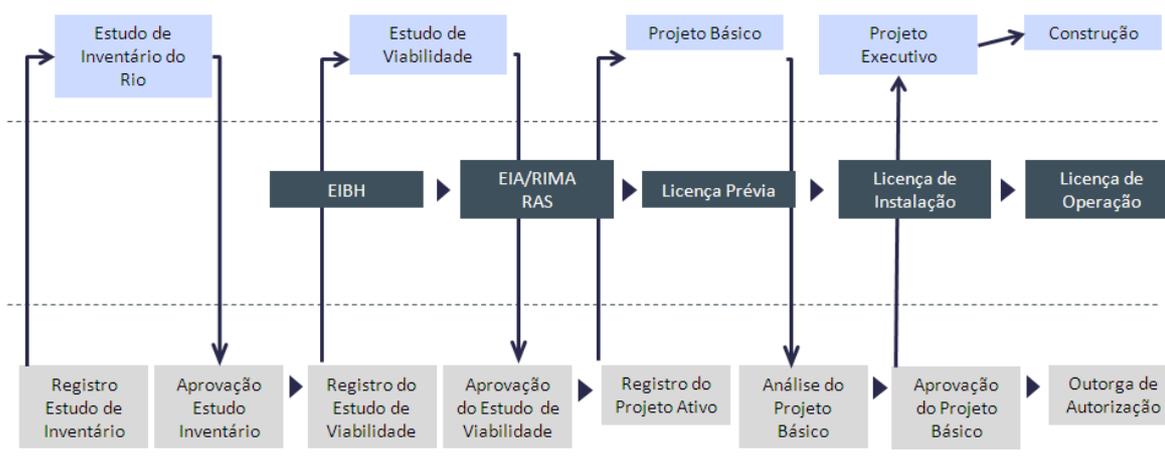


Figura 14: Fases de desenvolvimento de um projeto de PCH

Fonte: Excelência Energética, 2010.

1. Inventário Hidrelétrico

É a etapa em que se determina o potencial hidrelétrico da bacia hidrográfica e se estabelece a melhor divisão de queda, mediante a identificação dos aproveitamentos que, no seu conjunto, propiciem o máximo de energia, ao menor custo e com o mínimo impacto ao meio ambiente, ou seja, dá-se início à identificação formal à caracterização das centrais hidrelétricas.

Essa análise é efetuada com base em dados secundários, complementados com essenciais informações de campo, e pautada em estudos básicos cartográficos, hidrometeorológicos, energéticos, geológicos e geotécnicos, ambientais e outros usos de água. Nessa análise determina-se o potencial hidrelétrico da bacia hidrográfica e é estabelecida a melhor combinação de aproveitamentos nesta mesma bacia, ou seja, identifica-se a melhor divisão de queda que, no conjunto, leva ao maior aproveitamento da energia disponível, a custo competitivo quando comparado com outras bacias ou outras fontes geradoras de energia, e onde os efeitos sobre o meio ambiente sejam aceitáveis pela sociedade.

Resumindo-se, o estudo de inventário hidrelétrico resulta na

identificação de conjunto de aproveitamentos, suas principais características, estimativas de custo, índices custo-benefício e índices ambientais. Tais estudos são desenvolvidos com base no Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas – Eletrobrás.

Os estudos de inventário podem ter níveis distintos de aprofundamento; simplificado, quando a maior usina é inferior a 50MW, e pleno, quando a maior usina é superior a 50MW.

O desenvolvimento dos estudos demanda a solicitação de registro junto a ANEEL, onde se informa seu prazo de execução e se define qual o trecho da bacia hidrográfica de interesse. Ao final dos estudos é encaminhado à ANEEL Relatório Final o qual é analisado e, se aprovado, origina a emissão de Despacho da Agência aprovando os referidos estudos. Essa aprovação torna disponível a qualquer interessado um elenco de aproveitamentos hidrelétricos passíveis de serem melhor avaliados.

2. Estudos de viabilidade técnico/econômica

É a etapa em que se define a concepção global de um dado aproveitamento, da divisão de queda selecionada na etapa anterior. Têm por objeto a otimização de dado sítio, com a determinação dos custos e benefícios associados, inclusive ambientais, dimensionamento energético, obras de infraestrutura local e regional necessárias, o reservatório, ações ambientais mitigadoras e o seu sistema de transmissão associado. São, portanto, definidos todos aqueles parâmetros exigidos pela legislação, capacitando o aproveitamento hidrelétrico para a licitação.

O “Relatório Final dos Estudos de Viabilidade” é documento que deve ser apresentado e aprovado pela ANEEL, condicionante para ser disponibilizado, após cadastramento na EPE, em leilão de compra e venda de energia com concessão associada.

Para os casos de PCHs esta fase não é formalmente exigida, podendo-se iniciar diretamente o projeto básico, no entanto, os estudos que a compõem

continuam necessários e acabam sendo executados, parte no âmbito dos estudos de inventário, parte no âmbito do projeto básico. Este é elaborado segundo as “Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos” – Eletrobrás, e seu desenvolvimento requer solicitação de registro junto à ANEEL.

3. Projetos básicos

O aproveitamento, concebido nos Estudos de Viabilidade, é detalhado nessa etapa de modo a definir, com maior precisão, a segurança das estruturas através do desenvolvimento das características técnicas do projeto, das especificações técnicas das obras civis e equipamentos eletromecânicos, bem como dos projetos sócio-ambientais.

Nessa etapa são definidos todos os componentes da usina, inclusive seu orçamento, o qual apresenta boa precisão, de forma a permitir ao empreendedor a contratação dos serviços de obras civis e o fornecimento dos equipamentos eletromecânicos.

Para tanto, é necessária a solicitação de registro do projeto junto à ANEEL. Paralelamente ao projeto básico, o empreendedor deverá contratar a elaboração dos estudos ambientais, visando à obtenção das licenças ambientais pertinentes, a LP – Licença Ambiental Prévia e a LI – Licença Ambiental de Instalação.

O Relatório Final é encaminhado à ANEEL para análise, e estando em condições de ser aprovado, origina a Outorga de Autorização para a exploração do potencial hidráulico. O empreendedor deverá ainda obter a outorga do uso da água, que é regulamentada pela ANA e/ou pelas Secretarias Estaduais de Recursos Hídricos. Também será necessário buscar a concordância da concessionária de distribuição à qual o empreendimento será conectado.

4. Projetos Executivos

É essa etapa que envolve a elaboração dos desenhos de detalhamento das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos, necessários a execução da obra e a montagem dos equipamentos e estruturas. São tomadas todas as medidas pertinentes à implantação do reservatório e dos projetos sócio-ambientais. Trata-se de conjunto de documentos de uso do investidor e de seus contratados para a implementação do empreendimento.

Esta etapa é fiscalizada pela ANEEL, no que se refere à preservação das características do aproveitamento definidas no projeto básico, bem como quanto ao cumprimento do cronograma de eventos estabelecidos no contrato de concessão ou no ato autorizativo de exploração do mesmo.

vi. Procedimentos para Registro e Aprovação dos Estudos e Projetos de PCH

A Resolução ANEEL n.º 343/08, estabelece os procedimentos gerais para Registro e Aprovação de Estudos de Viabilidade e Projeto Básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da Autorização para exploração de PCHs:

Os registros podem assumir duas condições, em relação à sua validade:

- (i) Registro ativo: são aqueles considerados válidos e eficazes pela ANEEL;
- (ii) Registro inativo: são aqueles considerados, seja por descumprimento às disposições constantes na Resolução 343/09, seja por outro motivo considerado relevante pela ANEEL.

Para que o registro de estudo de viabilidade ou projeto básico seja considerado ativo, aplicam-se as regras técnicas previstas na Resolução nº 395, de 4 de dezembro de 1998.

Se dois ou mais empreendedores tiverem seu projeto básico passível de aprovação, a ANEEL seguirá os seguintes critérios com vistas à seleção e hierarquização do interessado para outorga de Autorização:

- (i) Aquele cujo projeto básico esteja em condições de obter o aceite dentro dos prazos estabelecidos;
- (ii) Aquele que tenha sido o responsável pela elaboração ou revisão do respectivo estudo de inventário, com o direito de preferência a, no máximo, 40% do potencial inventariado, ou, no mínimo, um aproveitamento identificado, desde que enquadrado como PCH;
- (iii) Aquele que for proprietário da maior área a ser atingida pelo reservatório do aproveitamento em questão.

Em resumo, o processo de obtenção de Autorização junto à ANEEL é apresentado pela figura seguinte:

Tabela 8 - Processo de obtenção de autorização para PCH

Fase	Descrição
Registro: Registro do Inventário do rio	Solicitação feita à ANEEL para estudo de trechos do rio, visando verificar a existência de aproveitamento hidrelétricos.
Análise do Relatório Final	ANEEL faz avaliação do Relatório entregue.
Aprovação do Estudo de Inventário	ANEEL publica Despacho aprovando o Estudo de Inventário.
Registro do Projeto Ativo	Solicitação para elaboração do Projeto Básico. Um ou mais empreendedores podem solicitar o registro de um mesmo empreendimento, portanto, não garante a outorga de autorização.
Aceite do Projeto Básico	Entregue o projeto básico à ANEEL e atendido todos os requisitos, é publicado Despacho aceitando o projeto. Caso mais de um empreendedor tenha solicitado o Registro do Projeto Básico, a Agência dá um prazo de 90 dias para que os demais entreguem o Projeto Básico.
Outorga de Autorização	Autoriza o empreendedor a implementar o projeto.

Fonte: Excelência Energética, 2010.

b. Regras de autorização para usinas termelétricas e eólicas

São objeto de autorização da ANEEL as usinas maiores que 5 MW, quando destinadas à produção independente ou autoprodução, ou de concessão, mediante licitação, quando destinadas ao serviço público. Este último caso, embora ainda possível do ponto de vista legal, tem sido evitado pelos gestores setoriais.

Usinas menores que 5 MW estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicada a sua instalação ao poder concedente, independente da modalidade de prestação de serviços.

O processo foi recentemente simplificado pela Agência, de acordo com o artigo 6º da Resolução Normativa Nº 390, de 15 de dezembro de 2009. Por meio de Despacho emitido pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração, é permitido ao agente executar as ações necessárias à implantação do empreendimento, inclusive iniciar a sua construção.

O artigo 6º permite que se realize consulta de acesso às concessionárias de distribuição e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico; e solicite licenças e/ou autorizações aos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental e pela outorga de recursos hídricos e demais órgãos públicos federais, estaduais, municipais ou do Distrito Federal. O Despacho de recebimento do requerimento de outorga não gera o direito de preferência, exclusividade ou garantia de obtenção da Autorização para exploração do respectivo empreendimento.

Com relação à geração eólica, cabe ressaltar que, conforme Anexo I da Resolução nº 391/2009, passam a ser necessários série de dados de pelo menos 3 (três) anos de medições anemométricas (medição de ventos), respeitando o seguinte período de transição: para os requerimentos de outorga protocolados até 31/12/2010 serão aceitos estudos contendo 1 ano de medição; e para os requerimentos de outorga protocolados de 01/01/2011 a 31/12/2011 serão aceitos estudos contendo 2 anos de dados.

2.4 Comercialização de Energia e Ambientes de Contratação

2.4.1 Histórico

2.4.1.1 O período do modelo estatal

Até 1995, as empresas de energia elétrica brasileiras apresentavam estruturas verticalmente integradas, com as áreas de concessão bem definidas e consumidores cativos a elas relacionados. Em sua grande maioria, essas empresas tinham participação acionária mista, com controle acionário estatal.

O segmento de geração e transmissão era constituído por empresas federais sob o controle da Eletrobrás (Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte) e algumas estaduais (Cesp-SP, Cemig-MG e Copel-PR entre outras). Já o segmento de distribuição era formado, principalmente, por empresas estaduais (Cerj-RJ atual Ampla, Celg-GO, CPFL-SP, etc, algumas empresas sob controle federal (Light-RJ e Escelsa-ES) e poucas privadas.

O setor tinha a característica de monopólio regulado pelo DNAEE. A Eletrobrás, além de seu papel de empresa *holding*, era também responsável pelo planejamento e a execução da política federal de energia elétrica.

2.4.2 O Modelo de Livre Mercado

O governo federal do Presidente Fernando Henrique Cardoso empossado em janeiro de 1995 teve como metas principais a consolidação do processo de estabilização econômica e a minimização da participação do Estado na economia. O processo de privatização, iniciado em governos anteriores, foi acelerado.

Em abril de 1995, a Eletrobrás e suas controladas foram incluídas no processo de desestatização. As primeiras empresas estatais privatizadas foram a Escelsa (ES) e a Light (RJ). A partir da privatização das distribuidoras sob o controle federal, o processo de desestatização avançou rapidamente sobre as

empresas estaduais de distribuição e mais lentamente sobre as empresas de geração e transmissão.

Em 1996, o Ministério das Minas e Energia constituiu um grupo de trabalho, coordenado pela empresa britânica Coopers & Lybrand, com o objetivo de conceber novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. O modelo resultante desse trabalho tinha como característica principal a formação de um Mercado Atacadista de Energia e o livre acesso ao sistema de transmissão pelos produtores independentes de energia elétrica. Em decorrência desse processo foram criados a ANEEL, o MAE (atual CCEE) e o ONS.

2.4.3.O modelo de comercialização instituído pela Lei 10.848/2004

A nova regulamentação do setor elétrico brasileiro introduziu mudanças significativas no mercado. A regulação anterior não obteve sucesso na criação do ambiente econômico necessário para atrair os investimentos em geração requeridos. A insuficiente expansão do sistema brasileiro é indicada como a principal causa da escassez de energia que culminou no programa de racionamento energético de 2001-02 (“Apagão”).

A regulamentação atual baseia-se em planejamento centralizado que pretende atrair o capital privado necessário para a expansão da geração de forma consistente com as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro⁴. Os principais objetivos da atual regulação são garantir a segurança na geração de oferta, promover tarifas razoáveis aos menores custos possíveis e integração social através de um programa de universalização de energia.

O modelo, que entrou em vigor em março de 2004 trouxe como premissas:

- (i) Segurança de suprimento;

⁴ A geração hidráulica representa cerca de 70 % da matriz energética brasileira. Um grande sistema de bacias, complexo e altamente integrado, gera energia a baixo custo por longos períodos de tempo, sendo, porém, vulnerável a incertezas no regime de afluência.

- (ii) Modicidade tarifária (eficiência na contratação de energia de usinas existentes e na expansão do parque gerador).

E seus principais instrumentos são:

- (i) Toda demanda deve estar 100% contratada;
- (ii) Todo contrato deve ser respaldado por capacidade firme de geração;
- (iii) Toda contratação das distribuidoras é feita por licitação (leilões).

Uma das principais mudanças trazidas é justamente a forma de comercialização da energia, sendo estabelecidas regras gerais de negociação, os ambientes de contratação regulada e de contratação livre, os leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes e de novos empreendimentos, o processo de outorga de concessões e de autorizações inerentes ao setor, e o repasse dos valores de compra de energia às tarifas dos consumidores finais.

A oferta de energia pode ser comercializada em dois mercados: o ambiente de contratação regulada (ACR) e o ambiente de contratação livre (ACL). O primeiro inclui todas as empresas de distribuição, e o último inclui os consumidores livres, os consumidores especiais e os agentes comercializadores. No ambiente regulado a concorrência na geração é buscada através de leilões, com contratos bilaterais padronizados de longo prazo e, no ambiente livre, por meio da livre negociação.

O Mercado de Curto Prazo permanece como segmento no qual ocorre a contabilização e a liquidação de diferenças entre a energia elétrica efetivamente gerada, medida e consumida de todos os agentes, ao PLD.

No ACR foi instituído mecanismo de compartilhamento de riscos, no qual cada gerador vencedor formaliza contratos bilaterais de longo prazo, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), simultaneamente com todos os agentes de distribuição compradores ao respectivo preço resultante do leilão (em R\$/MWh). A figura 15 ilustra o funcionamento do ACR e do ACL.

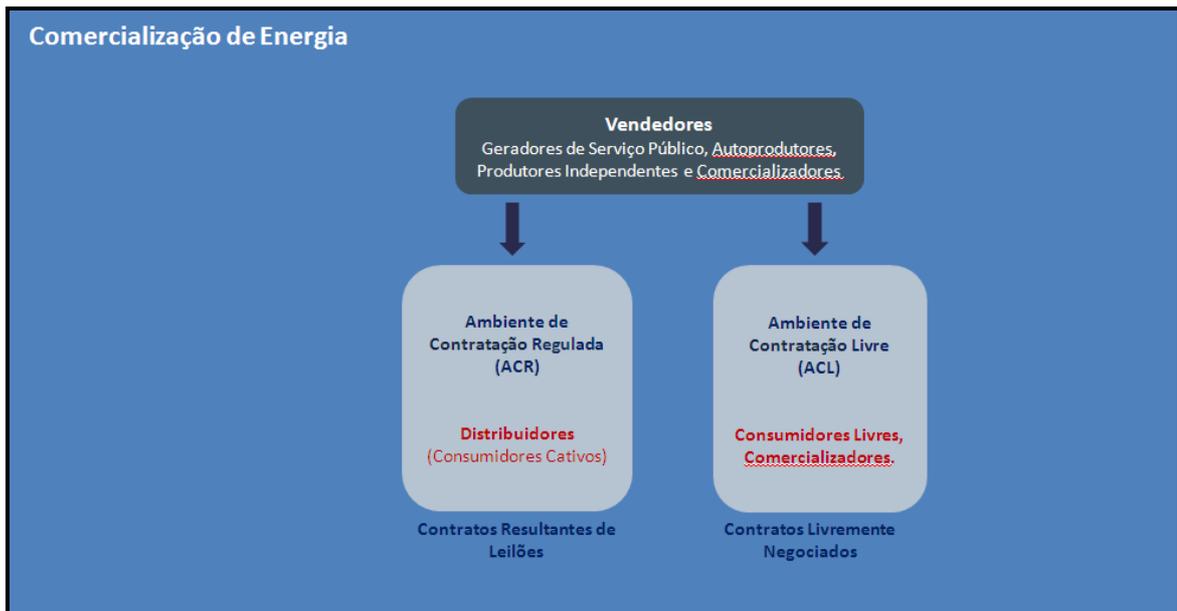


Figura 15: Ambientes de contratação

Fonte: CCEE.

A forma de comercialização introduzida priorizou a contratação regulada de energia, com prazos de suprimento pré-estabelecidos e valores de compra definidos em leilões estruturados para a venda de energia proveniente de empreendimentos de geração novos e existentes.

O objetivo maior da Lei é permitir expansão do setor elétrico, universalização de seus serviços e fortalecimento da infraestrutura nacional, principalmente a partir da parceria entre os investimentos públicos e privados na geração, mediante a segurança proporcionada pela receita advinda da contratação no ambiente regulado.

Um aspecto relevante da comercialização, aplicável aos dois ambientes de contratação: obrigação de comprovação de lastro para venda e de garantia de atendimento a 100% do mercado de energia e potência foi abordada de forma específica no Decreto nº 5.163/2004, o qual determina que:

- (i) os agentes vendedores (titulares de concessão, permissão e autorização para geração, comercializadores e importadores) deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos;

- (ii) os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a 100% de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na CCEE e, quando aplicável, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e
- (iii) os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos distribuidores e pelos vendedores deverão garantir o atendimento a 100% de suas cargas, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando necessário, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.

A verificação do cumprimento da obrigação contratual ocorre da seguinte forma:

- (i) Para os vendedores, o lastro para a venda será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia e de potência, sendo que a garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação;
- (ii) Para os distribuidores, será contabilizada a energia elétrica contratada até 16 de março de 2004; a contratada nos leilões de compra de energia elétrica de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração; a proveniente de geração distribuída; usinas contratadas do PROINFA e Itaipu Binacional.

A aferição do cumprimento de tal obrigação é realizada mensalmente pela CCEE, e seu descumprimento sujeitará o agente infrator à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização. As receitas resultantes da aplicação de penalidades serão revertidas à modicidade tarifária no ACR.

A aquisição de energia elétrica no ACR ocorre por intermédio de licitações, na modalidade leilão de compra de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes ou de novos empreendimentos de

geração. Esses últimos são definidos como aqueles que, até a data de publicação do respectivo edital de leilão não possuam concessão, permissão ou autorização, ou que sejam parte de empreendimentos existentes que venham a ser objeto de ampliação.

Nos leilões, a EPE tem como responsabilidades: contratar a energia elétrica para atendimento dos consumidores cativos, no âmbito do ACR, com base nos volumes declarados pelas distribuidoras; estipular o preço máximo dessa aquisição; e analisar os empreendimentos de geração com vista a habilitação para participar dos certames.

A contratação de energia proveniente de novos empreendimentos destina-se ao atendimento da expansão da carga, e é promovida por meio de licitações com antecedência de cinco (A-5) e três anos (A-3) da realização do mercado previsto pelas distribuidoras (ano **A**).

Os contratos celebrados nos anos A-5 e A-3 têm vigência de 15 a 30 anos, com início do suprimento no ano **A**. Para o primeiro caso, é permitido as distribuidoras o repasse integral dos custos da aquisição de energia aos consumidores cativos. Já para o montante contrato no leilão no ano A-3, será garantido o repasse total dos custos de compra somente até o limite de 2% do mercado da distribuidora. A contratação de energia existente (A-1) também é realizada por meio de leilões, cujos contratos têm duração de 3 a 15 anos, e início de suprimento para janeiro do ano subsequente. Na prática tem-se feito leilões com contratação por período de três, cinco e oito anos.

A contratação de ajuste destina-se a complementação da parcela do mercado previsto pelas distribuidoras para o ano **A** que não foi coberto nas licitações dos anos anteriores, limitado a 1% carga total contratada da distribuidora. A vigência dos contratos será de no máximo 2 anos. A figura 17 ilustra os tipos de contratação de energia elétrica no ACR.

Além dos leilões previstos para realização anual, a legislação também prevê a possibilidade de leilões de energia em caráter excepcional para atendimento da demanda das distribuidoras, a exemplo dos leilões de energia de reserva realizados em 2008, 2009, e 2010 para contratação de energia específica de fonte biomassa, eólica, e PCH, respectivamente.

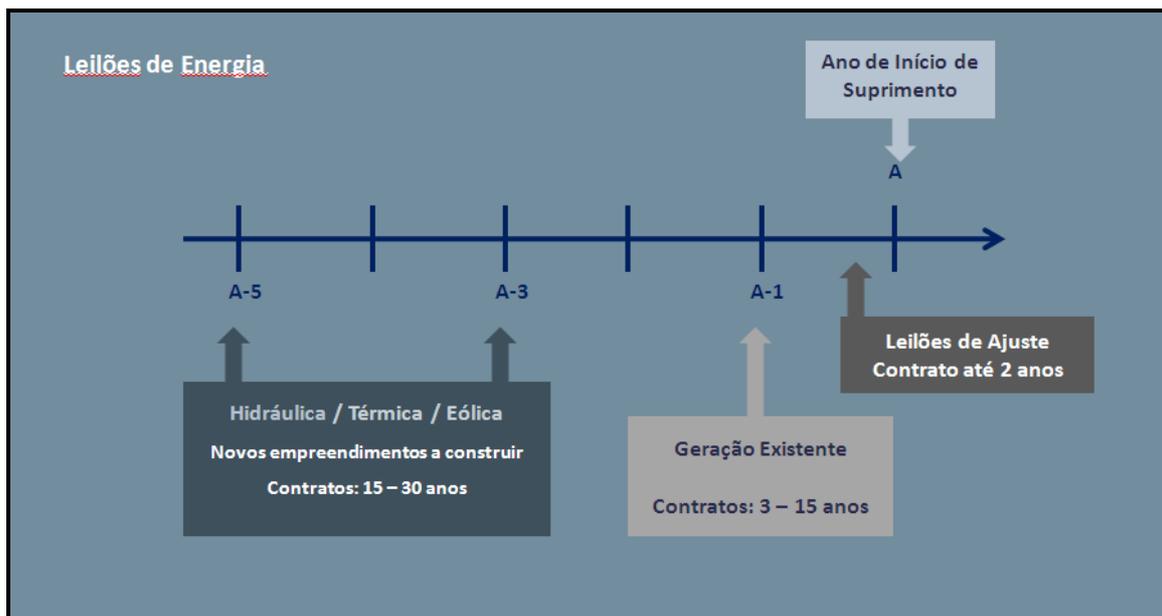


Figura 16: Contratação de energia no ACR

Fonte: CCEE.

2.4.4. Os contratos de comercialização do ambiente regulado

Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs são firmados pelos distribuidores com todos os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes, com prazos de vigência de no mínimo quinze e no máximo trinta anos (novos empreendimentos) e no mínimo cinco e no máximo quinze anos para compra de energia de empreendimentos existentes.

Os CCEARs podem ser nas modalidades por quantidade ou por disponibilidade de energia elétrica, sendo que, na primeira forma, os vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, existindo mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade.

No CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, os agentes geradores de energia são pagos de acordo com sua quantidade de

energia disponibilizada ao sistema (garantia física) e não com base na energia efetivamente gerada. Nesse modelo, os riscos (ônus e os benefícios) da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados.

A possibilidade de redução de montantes de energia elétrica objeto dos CCEARs resultantes dos leilões de energia de empreendimentos existentes é mais uma inovação trazida pela atual estrutura legal, representando um direito das distribuidoras de energia elétrica, a seu critério exclusivo, desde que presentes as seguintes condições:

- (i) Exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor;
- (ii) Outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e
- (iii) De acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004.

As eventuais reduções de montantes dos CCEARs, no entanto, devem ser precedidas da utilização do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), estabelecido na Convenção de Comercialização de Comercialização da CCEE, hipótese na qual somente podem ser reduzidas as quantidades de energia remanescentes. O MCSD representa uma proteção aos agentes vendedores, que somente terão os montantes contratados reduzidos na hipótese de não existir compensação entre sobras e déficits dos vários distribuidores.

Os CCEARs e todos os demais contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes no ACR ou ACL devem ser registrados na CCEE, segundo as condições e prazos previstos nos Procedimentos de Comercialização da CCEE, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou

homologação pela ANEEL, nos casos aplicáveis.

Para a outorga de concessão e de autorização aos vencedores das licitações que oferecerem energia proveniente de novos empreendimentos de geração, o Decreto nº 5.163/2004 estabeleceu que são outorgadas concessões, sempre a título oneroso, para geração de energia elétrica sob regime de serviço público ou de uso de bem público, no caso de autoprodução ou produção independente de energia elétrica.

No caso de importação de energia elétrica, as autorizações devem incluir a implantação dos sistemas de transmissão associados e prever o livre acesso a esses sistemas, nos limites da sua disponibilidade técnica, mediante pagamento de encargo.

2.4.5. Contratação no Ambiente Livre

No ACL, a contratação ocorre mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres, em relações comerciais livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais que estabelecem, entre outros, prazos de suprimento e volumes contratados.

Também podem participar do ACL os chamados consumidores especiais, que possuem carga superior a 500kW e que adquiram energia de PCH, empreendimentos eólicos, a biomassa ou solar.

Os consumidores potencialmente livres, com contratos por tempo indeterminado, poderão optar por adquirir energia de outro fornecedor, desde que precedido de declaração formal ao distribuidor no ano anterior ao da mudança. Essa declaração deverá ser apresentada até 15 dias antes da data estipulada para que os agentes de distribuição apresentem a sua declaração do montante de energia a ser contratado nos leilões.

Em torno de 25% da energia do SIN é comercializada no mercado livre, sendo que, 72% desse consumo encontram-se no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Os geradores federais, estaduais ou municipais poderão comercializar parte de sua energia assegurada no ACL, utilizando as seguintes opções:

- (i) Leilões exclusivos para consumidores finais ou leilões organizados pelos próprios consumidores;
- (ii) Oferta pública para atendimento da expansão de consumidores existentes ou para novos consumidores, somente aqueles com demanda igual ou superior a 50MW;
- (iii) Leilões, chamadas ou ofertas públicas aos demais agentes vendedores e exportadores; ou
- (iv) A possibilidade de aditamento dos contratos de fornecimento, em vigor em 26 de agosto de 2002, até o final de 2010.

2.4.6. Estratégia de comercialização no mercado livre para geração distribuída

A estrutura tarifária brasileira é bastante complexa, sendo cobrada dos consumidores finais por nível de tensão (alta, média e baixa), como por classe de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, serviço público, poder público, iluminação pública). Para os consumidores ligados em alta tensão, existe a possibilidade de escolher tarifas diferenciadas por horário de consumo (ponta e fora de ponta) e por época do ano (período úmido e período seco).

Conforme previamente indicado no item 2.3.1 na página 51, na estruturação por nível de tensão há sete subgrupos: A1, A2, A3, A3a, A4, AS e B. Consumidores do "Grupo A" podem, ainda, optar pela tarifa horo-sazonal ou convencional, isto é, com ou sem diferenciação por horário de consumo.

Segundo o Decreto n.º 5.163/2004, que regulamenta o modelo setorial, aqueles consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, em geral das classes A1, A2 e A3, são caracterizados como consumidores potencialmente

livres, ou seja, podem adquirir energia tanto no ACR, pelas distribuidoras, como pelo ACL, através de empresas comercializadoras e/ou empresas de geração.

Ademais, conforme discussão no item anterior, empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW, podem comercializar energia elétrica com consumidor, ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

Com isso, consumidores enquadrados, em geral, como A3a e A4 podem tornar-se livres caso adquiram energia de empreendimento de geração distribuída. É justamente nesse nicho de mercado que as pequenas centrais hidrelétricas preferencialmente atuam, já que não concorrem com grandes projetos hidrelétricos, e ainda contam com incentivo setorial que proporcionam ao seu comprador desconto de 50% na tarifa de transporte, o qual atualmente já representa aproximadamente 40% do custo final da energia elétrica.

A figura 18 resume bem essa atuação: a coluna da esquerda representa o custo com aquisição de energia elétrica de um típico consumidor A4, cativo a um agente de distribuição. A barra na cor azul representa o custo com a geração de energia elétrica, a barra na cor vermelha o custo de transporte desta energia (transmissão mais distribuição) e a barra verde os encargos setoriais.

Migrando do mercado regulado (consumidor cativo) para o mercado livre por fonte incentivada, a composição de custos deste consumidor passa da coluna da esquerda para a coluna da direita. A somatória da coluna da direita é inferior a da esquerda, justificando sua opção de contratar energia no mercado livre. Essa vantagem é resultado do desconto de 50% no custo do transporte que esse consumidor faz jus caso compre energia elétrica de PCH, eólica ou biomassa, cuja potência injetada na rede seja igual ou menor a 30 MW. Do ponto de vista comercial, esse desconto (ganho) é repartido entre o gerador e o consumidor.

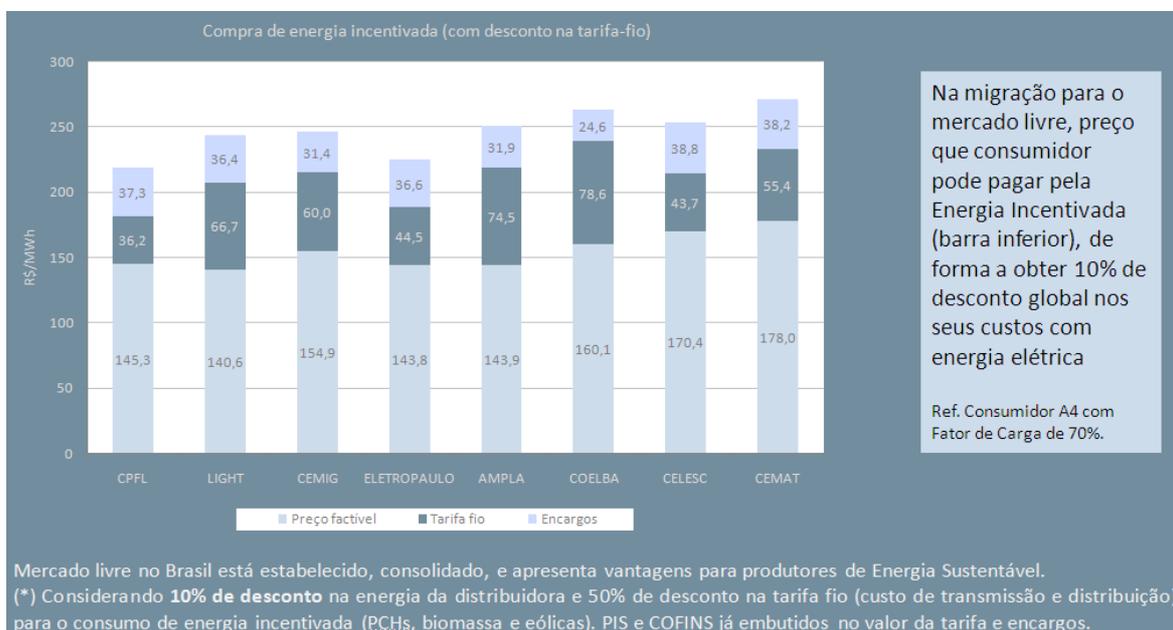


Figura 17: Migração de um consumidor A4 do mercado cativo para o mercado livre (R\$/MWh)

Fonte: Elaboração Excelência Energética. Dados da ANEEL, 2010.

2.4.7. O Mercado de Curto Prazo

No mercado de curto prazo, a contabilização e a liquidação mensal são realizadas com base no Preço de Liquidação de Diferenças, divulgado pela CCEE e calculado antecipadamente, com periodicidade semanal, tendo como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo. A fixação do PLD observa os seguintes fatores:

- (i) A otimização do uso dos recursos eletro energéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;
- (ii) As necessidades de energia elétrica dos agentes;
- (iii) Os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;
- (iv) O custo do déficit de energia elétrica;
- (v) As restrições de transmissão entre submercados;
- (vi) As interligações internacionais; e
- (vii) Intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.

O cálculo do PLD em cada submercado leva em conta o ajuste de todas as quantidades de energia pela aplicação do fator de perdas de transmissão, relativamente a um ponto comum de referência, definido para cada submercado. O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, é calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado, e o valor mínimo, também estabelecido pela ANEEL, é calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties.

2.5 Estrutura Sócio-Ambiental

2.5.1. Processo de Licenciamento Ambiental no Brasil

2.5.1.2. Origens

A legislação ambiental brasileira teve início com a publicação do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, conhecido como Código de Águas, que regulamentou, dentre outros dispositivos, o uso da água para agricultura, saneamento, navegação e geração de energia elétrica.

Em 1965, foi publicada a Lei nº 4.771 que instituiu o Código Florestal e estabeleceu as faixas de proteção à margem dos rios.

A partir da década de 1970, a construção de usinas hidrelétricas teve de ser precedida de estudos de impacto ambiental, aspecto de importância crescente, não só no Brasil, como em todo o mundo. A inclusão desses estudos tornou-se obrigatória para a obtenção de crédito junto às agências internacionais de financiamento, como o BIRD – Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento.

Em 1973, com o objetivo de orientar a conservação do meio ambiente e o uso racional dos recursos naturais, foi criada a Secretaria Especial de Meio Ambiente – SEMA, substituída pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, por meio da Lei nº 7.735, de 22 de fevereiro de 1989, órgão vinculado atualmente ao Ministério do Meio Ambiente, criado durante a Conferência Rio 92.

Com a promulgação da Lei nº 6.938, em 1981, foi estabelecida a Política Nacional do Meio Ambiente e instituído o Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA. A Lei estabeleceu a avaliação de impacto ambiental como instrumento da Política Nacional do Meio Ambiente, cujos objetivos são *"preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando a assegurar no país, condições propícias ao desenvolvimento sócio-econômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana"*.

Embora à época da promulgação da Lei nº 6.983 o sistema de licenciamento ambiental já estivesse previsto na legislação de vários Estados, a lei disciplinou o processo, tornando-o obrigatório em todo o país.

2.5.1.3 O sistema de tríplice licença ambiental

A Lei nº 6.938/1981 estabeleceu, dentre os instrumentos de Política Nacional do Meio Ambiente o sistema da tríplice licença ambiental. São elas:

- (i) Licença Prévia (LP): fase preliminar do planejamento da atividade, contendo requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação, observados os planos municipais, estaduais e federais de uso do solo;
- (ii) Licença de Instalação (LI): que autoriza o início da implantação de acordo com as especificações constantes do projeto executivo aprovado;
- (iii) Licença de Operação (LO): que autoriza, após as verificações necessárias, o início da operação comercial da atividade licenciada e o funcionamento de seus equipamentos, de acordo com o estabelecido nas licenças prévias e de instalação.

O licenciamento ambiental é uma obrigação legal prévia à instalação de qualquer empreendimento ou atividade potencialmente degradadora do meio ambiente e possui como uma de suas mais expressivas características a participação social, por meio da realização de Audiências Públicas, disciplinadas pela Resolução CONAMA nº 009, de 03 de dezembro de 1987.

A obrigação do licenciamento é compartilhada pelos órgãos estaduais de meio ambiente e pelo IBAMA, que são partes integrantes do Sistema Nacional de Meio Ambiente – SISNAMA. O IBAMA atua, essencialmente, no licenciamento de grandes projetos de infraestrutura envolvendo impactos em mais de um estado e nas atividades do setor de petróleo e gás.

Assim, as licenças são normalmente expedidas pelos órgãos de controle ambiental dos estados, cabendo ao governo federal, por intermédio do IBAMA, licenciamento de âmbito nacional ou regional.

2.5.2 A necessidade do EIA/RIMA

Em 1986, pela Resolução CONAMA nº 001, o licenciamento das atividades modificadoras do meio ambiente passou a depender do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, a serem submetidos ao exame das entidades ambientais de âmbito federal e estadual.

A Resolução traz um elenco de atividades que estariam sujeitas à elaboração de EIA, cabendo observar que essa relação é apenas exemplificativa, sendo que outras atividades não constantes daquele rol poderão sujeitar-se às mesmas exigências. Entre essas atividades destacam-se empreendimentos de transmissão de energia elétrica acima de 23kV de tensão e usinas de geração de energia elétrica de potência superior a 10 MW.

Com relação ao EIA, este estudo engloba um conjunto de análises de todos os possíveis impactos ambientais decorrentes da instalação ou ampliação de atividade sobre seu entorno, sendo avaliados, entre outros itens: localização do projeto, comprometimento do lençol freático, emissões aéreas do processo, geração de efluentes, deposição de resíduos perigosos.

O RIMA, por sua vez, é documento final que reúne os dados do EIA, apresentado à agência de meio ambiente estadual ou, dependendo das características do empreendimento, como visto, ao IBAMA. Esse relatório é acessível ao público, devendo suas cópias permanecer à disposição dos interessados e, conforme o caso, deverá ser feita audiência pública para exame e discussão do relatório de impacto ambiental.

A Resolução CONAMA nº 006, de 16 de setembro de 1987, veio estabelecer normas às concessionárias de exploração, geração e distribuição de energia elétrica no tocante à subjunção do empreendimento ao licenciamento e elaboração de estudos de impacto ambiental. Entretanto, embora se refira em seu art. 1º às empresas de energia elétrica, a Resolução

tem sido também aplicada às grandes obras.

À época da publicação da Resolução CONAMA nº 006/1987, a Eletrobrás era a responsável pela formulação da política ambiental do setor de energia elétrica, tendo publicado o "Manual de Estudos de Efeitos Ambientais do Setor Elétrico", documento que apresenta roteiro básico das ações de conservação e recuperação do meio ambiente no planejamento dos empreendimentos, assim como o "Plano Diretor para Conservação e Recuperação do Meio Ambiente nas Obras e Serviços do Setor Elétrico" (I PDMA).

2.5.3 Licenciamento ambiental na Constituição Federal de 1988

Reconhecida a importância da avaliação de impacto ambiental como instrumento para proteção dos recursos ambientais, em 1988, com a promulgação da nova Constituição Federal, definiu-se como sendo dever do poder público a competência para "*exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente estudo prévio de impacto ambiental a que se dará publicidade*" (art. 225, inciso IV, §1.º).

Com relação aos estudos ambientais para o uso do meio aquático, destacam-se ainda os arts. 20 a 23 da Constituição. No art. 20, os bens da União relativos à água estão elencados: no inciso III, os lagos, rios e quaisquer correntes de água em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais e as praias fluviais; no inciso IV, o mar territorial; e no inciso VII, os potenciais de energia hidráulica.

Pelo § 1.º do artigo 20, ficou assegurada, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.

Esse assunto foi disciplinado pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e pela Lei n.º 8.001, de 13 de março de 1990.

Quanto ao art. 21, o inciso XII estabelece que compete à União explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalação de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos. Já inciso XIX defere competência à União para instituir sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e definir critérios de outorga de direitos de seu uso.

Por seu lado, o art. 22 estabelece que compete à União legislar sobre águas e energia, embora permita ainda que por meio de lei complementar, essa entidade possa autorizar os Estados a legislar sobre questões das matérias nela relacionadas. O art. 23 estabelece a competência comum da União, dos Estados e Municípios para proteger o meio ambiente e combater a poluição em qualquer de suas formas.

Mas o grande formato legislador da área ambiental trazido na Constituição encontra-se no art. 24, inciso VI, cujo texto permite à União, aos Estados e ao Distrito Federal legislar concorrentemente sobre florestas, caça, pesca, fauna, conservação da natureza, defesa do solo e dos recursos naturais, proteção do meio ambiente e controle da poluição. Ainda por meio dos parágrafos desse artigo, forjou-se uma engenharia institucional para que as normas federais sejam de caráter geral, enquanto as estaduais sejam suplementares, desde que não conflitem. Não havendo conflito, as leis valem com eficácia plena.

2.5.4 Política Nacional de Recursos Hídricos

Em 8 de janeiro de 1997 foi sancionada a Lei n.º 9.433, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos – PNRH e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos – SNGRH. Entre os princípios da PNRH, a água foi definida como recurso natural limitado, dotado de valor econômico e bem de domínio público. A Lei prevê a utilização dos seguintes instrumentos

para sua implementação:

- (i) Planos de recursos hídricos;
- (ii) Enquadramento dos corpos d'água em classes de uso;
- (iii) Outorga dos direitos de uso da água; e
- (iv) Sistema de informações sobre recursos hídricos.

A coordenação da Política é feita pelo SNGRH, que é composto pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos e pelos conselhos de recursos hídricos dos Estados e do Distrito Federal, comitês de bacia hidrográfica e órgãos dos poderes públicos federal, estaduais e municipais cujas competências se relacionam com a gestão de recursos hídricos.

Em fevereiro de 1998, foi sancionada a Lei nº 9.605, conhecida como a Lei de Crimes Ambientais, que dispôs sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, destacando-se aquelas decorrentes da exploração dos recursos naturais. Essa lei permite o acionamento dos agentes públicos na área ambiental, com destaque aos Ministérios Públicos, federais ou estaduais, nessas questões ambientais, inclusive por meio de ação civil pública ou mesmo ação popular.

Adicionalmente, em 1999 foi promulgada lei que estabelece a Política Nacional de Educação Ambiental e, em 2000, a que estabelece o Sistema Nacional de Unidades de Conservação e criada a Agência Nacional de Águas – ANA. No ano de 2006 foi publicada a Lei de Gestão de Florestas Públicas, com a criação do Serviço Florestal Brasileiro e em 2007 foi criado o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade.

2.6. Premissas Gerais da Modelagem Econômico-Financeira

2.6.1. Cenário Macro-Econômico

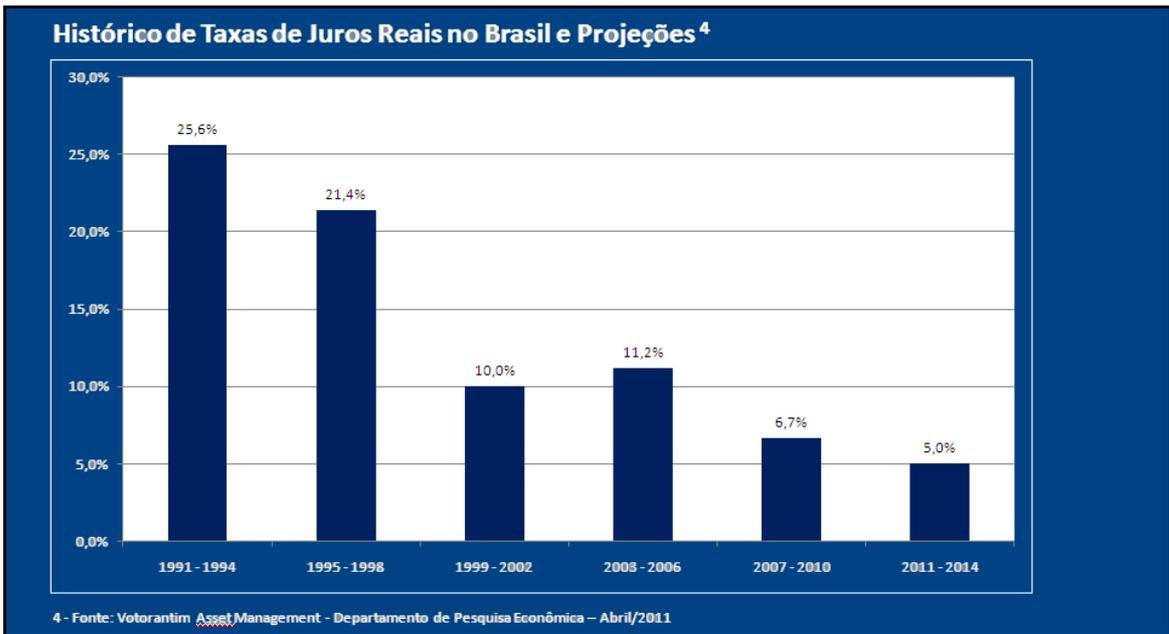
Embora as perspectivas para o cenário externo permaneçam incertas frente à lenta recuperação das economias centrais, no Brasil, o quadro macroeconômico que se descortina para os próximos anos tem apontado para a sustentabilidade do crescimento econômico doméstico. Após o recuo de 0,60% observado no PIB de 2009 em função da crise financeira internacional, a economia brasileira registrou rápida recuperação em 2010 e deve continuar se expandindo nos próximos anos a uma taxa entre 4,5% e 5,0%. Tal fator, certamente, demandará novos investimentos em infraestrutura e estimulará setores importantes da economia, como o energético. Nesse sentido, algumas medidas adotadas pelo governo, como isentar os fundos em energias renováveis da incidência de imposto de renda, são positivas e são coerentes com o atual ciclo de expansão da economia brasileira.

De fato, os fundamentos macroeconômicos domésticos são, hoje, bem mais sólidos e certamente possibilitaram o amortecimento de parcela dos efeitos da crise internacional, permitindo impactos menos intensos e uma recuperação muito mais rápida do que a observada em outras economias. Historicamente, a elevada vulnerabilidade recorrente a choques externos conduzia o país a crises de balanço de pagamentos, com conseqüências perversas para a economia doméstica sob a forma de maior inflação e encolhimento da atividade econômica. Contudo, o atual regime de câmbio flutuante, um dos tripés macroeconômicos, combinado com a política de acúmulo de reservas internacionais, que já se situam no patamar de 300 bilhões de dólares, tem conseguido, se não blindar, ao menos amortecer significativamente os choques advindos da atual crise externa. Não por menos que a velocidade de recuperação da forte desvalorização da taxa de câmbio ocorrida entre setembro e novembro de 2008 (quase 40%) em decorrência da crise financeira internacional foi muito mais rápida do que a observada em outros episódios de choques externos.

O compromisso do Banco Central com o regime de metas de inflação tem conseguido não apenas criar um cenário de maior estabilidade de preços, mas também influenciar de modo direto a formação das expectativas dos agentes econômicos, tornando, assim, o ambiente de negócios bem mais previsível. Mesmo com a posse do novo governo para o período de 2011-2014, as sinalizações apontam para a manutenção do atual curso da política de estabilização, da austeridade da política monetária no combate a inflação e da autonomia operacional do Banco Central. Conseqüentemente, tanto as taxas de juros nominais quanto reais, a despeito de elevações necessárias no curto prazo, deverão continuar em trajetória de queda nos próximos anos, tendência esta que vem ocorrendo desde o lançamento do Plano Real, em 1994.

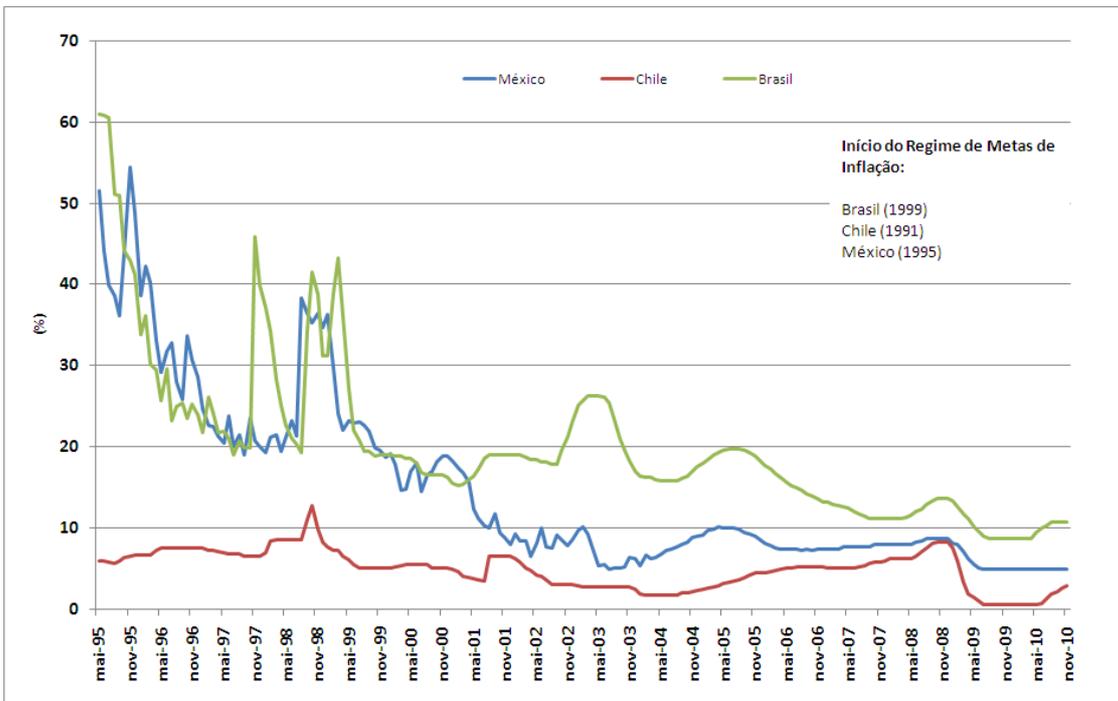
Desde a adoção do plano de estabilização monetária, em meados da década de 90, o Banco Central tem adotado taxas de juros bem mais elevadas do que aquelas praticadas internacionalmente a fim de romper a espiral hiperinflacionária herdada na década anterior. De fato, o sucesso desse plano, combinado a uma série de reformas estruturais, conseguiu afastar a economia brasileira do quadro turbulento dos anos 80, cujos matizes de instabilidade econômica advinham do descontrole inflacionário e da elevada vulnerabilidade doméstica a choques externos. Dessa forma, o sucesso do Plano Real e, posteriormente, a adoção do Regime de Metas de Inflação conseguiram frear o descontrole dos preços e vem permitindo a redução gradativa da taxa de juros reais para patamares mais próximos daqueles observados nos países que lograram êxito na estabilização de suas economias. Este é o caso do Chile que, ao adotar o regime de metas de inflação, em 1991, conseguiu controlar a inflação e reduzir sua taxa de juros para um nível médio de 3,6% a.a. nesses últimos oito anos. O México é outro bom exemplo, tendo conseguido convergir sua taxa de juros de um patamar próximo a 30% na segunda metade da década de 90, para uma taxa média de 7% a.a. para o período de 2003 e 2010.

Gráfico: Evolução dos juros reais brasileiros (1991 a 2014)



Fonte: Banco Central, IBGE e Votorantim Wealth Management.

Gráfico: Evolução dos juros nominais: Brasil, Chile e México



Fonte: Banco Central do Brasil, Banco Central do Chile, Banco Central do México.

É bem verdade que a inflação de 2011 deve seguir em patamar elevado em razão das pressões advindas do mercado de trabalho e da expansão do crédito, o que manterá a taxa oficial medida pelo IPCA acima da meta de 4,5% no ano. Contudo, o Banco Central iniciou tempestivamente a retirada de parte dos estímulos concedidos no período da crise. Este aperto monetário deve conduzir a uma gradativa descompressão da demanda doméstica, o que permitirá a taxa de inflação para 2012 se aproximar da meta, abrindo espaço à retomada de um novo ciclo de queda da taxa Selic.

Na esfera fiscal, apesar de o governo ter adotado, a exemplo de vários outros países, uma série de medidas anticíclicas para conter os efeitos negativos da crise financeira global, grande parte de tais estímulos já foi suprimida na proporção em que os sinais de recuperação doméstica iam se tornando cada vez mais claros. Além disso, a continuidade do crescimento do PIB e a sinalização de comprometimento com a austeridade fiscal dada pelo novo governo reforçam a expectativa de uma trajetória declinante da relação dívida líquida em proporção PIB para os próximos anos. A própria convergência futura da taxa Selic para patamares mais baixos deve também influenciar na redução da dívida/PIB ao permitir menores despesas como o pagamento de juros. Evidentemente, quanto maior for a elevação do esforço fiscal nos próximos anos, maior será o espaço para alívio monetário.

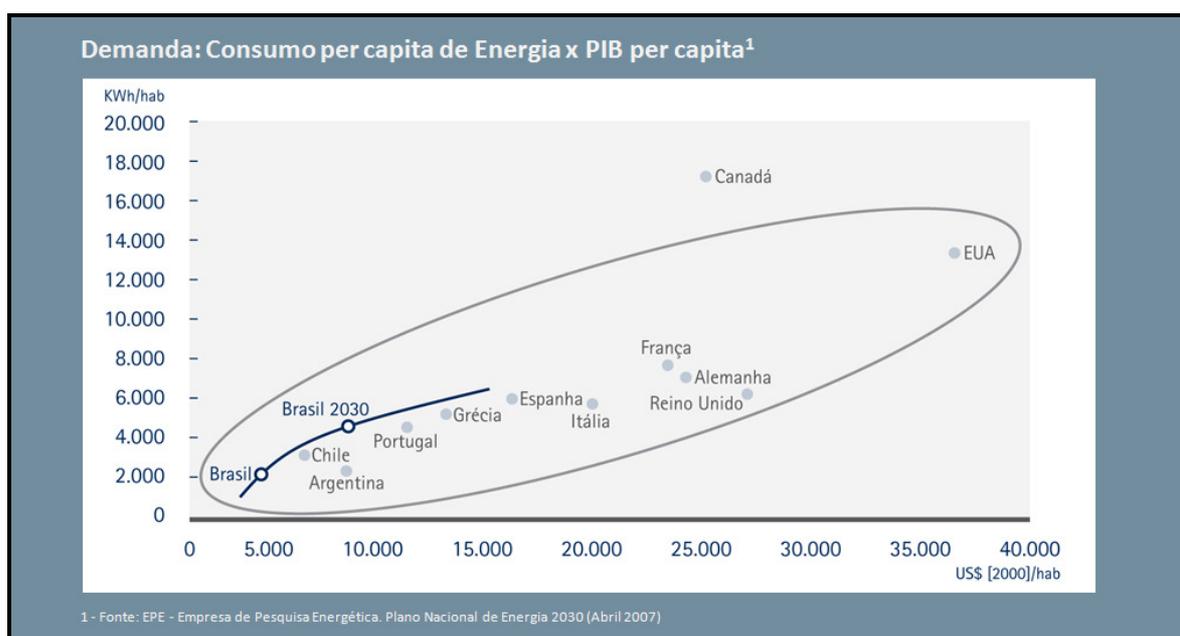
No campo externo, a crise internacional, cuja origem se deu no mercado imobiliário dos Estados Unidos, acabou se mostrando muito mais profunda e duradoura nos países desenvolvidos do que nos chamados emergentes, fato que deve explicar o baixo crescimento para 2011 dos primeiros quando comparado ao desses últimos. Com isso, o ritmo acelerado de expansão das economias emergentes deve manter o mercado de commodities aquecido, devendo impulsionar as nossas exportações e manter a taxa de câmbio mais valorizada. Adicionalmente, com a recuperação consistente, ainda que em ritmo gradual, da economia americana, os riscos de um novo colapso global como a que ocorreu em 2008 parecem ser hoje mais limitados.

Dessa forma, o ambiente macroeconômico doméstico positivo e o menor risco de uma nova onda recessiva global reforçam a expectativa da sustentabilidade do crescimento econômico brasileiro, fato que deixa para trás

o rápido episódio de queda do produto ocorrido em 2009. Além disso, as escolhas do Brasil para sediar os jogos Olímpicos, em 2016, e a Copa do Mundo, em 2014, deverão criar novas forças-motrizes, puxadas pela necessidade de investimentos em infraestrutura e mesmo pela potencial expansão dos setores ligados ao turismo, as quais impulsionarão ainda mais a atividade econômica no país.

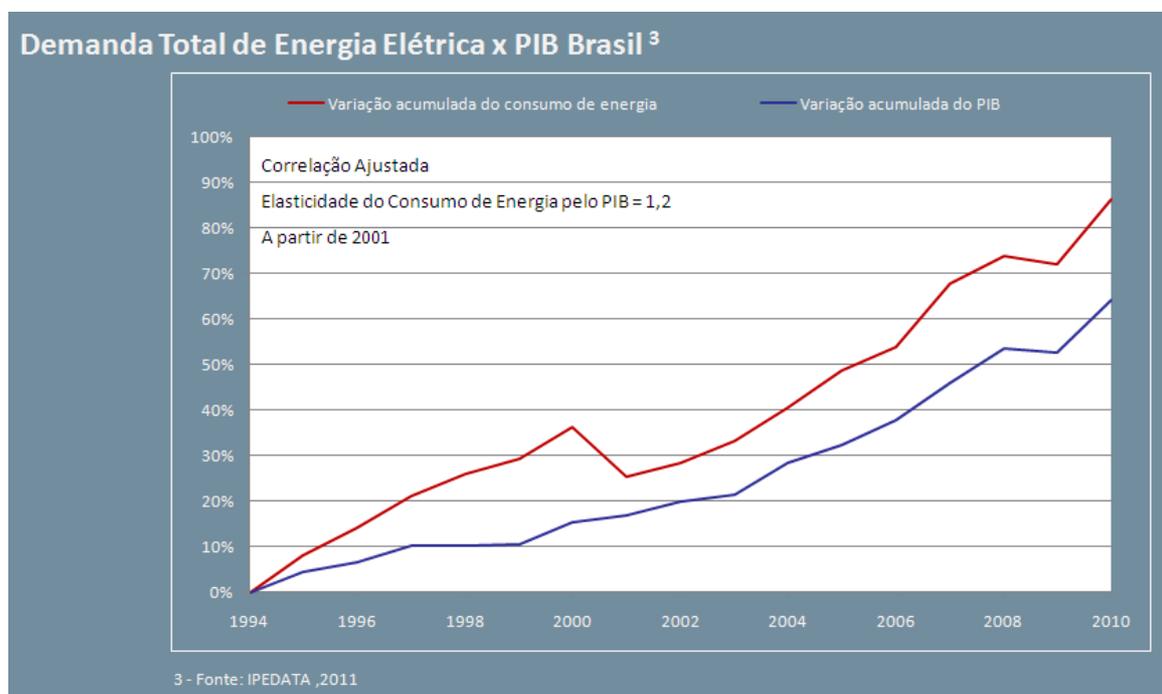
Especificamente para os setores de infraestrutura e energético, os sinais de expansão são ainda mais evidentes. Com base na experiência internacional é possível se observar a existência de uma correlação positiva entre o PIB per capita de diferentes países e a intensidade do uso que os mesmos fazem de fontes energéticas, como ilustra o gráfico abaixo. Note-se que países com renda per capita próxima a 10.000 dólares, como é o caso do Brasil, consomem, em média, o equivalente a 1,8 tonelada de petróleo, enquanto que o consumo daqueles de maior renda – por exemplo, os Estados Unidos – é significativamente mais elevado. Por conseguinte, a expansão da economia brasileira para níveis mais elevados de renda per capita, a exemplo de países como a Argentina (US\$ 12.500), a Malásia (US\$ 12.500), o México (US\$ 13.500), a Polônia (US\$ 15.700) e a Coreia do Sul (US\$ 25.000), deve amplificar para além do atual patamar de consumo energético equivalente a 1,2 tonelada de petróleo.

Gráfico: Relação entre PIB per Capita e Consumo de Energia Elétrica



É fato que, nos últimos trinta anos, a velocidade de expansão do setor energético brasileiro tem sido maior do que a da própria economia: enquanto a variação acumulada do PIB foi de 90% entre 1994 e 2010, no mesmo período de comparação, o consumo energético, chegou a 107%, superando em 1,2 o crescimento do PIB. Para o setor hidrelétrico, nossas estimativas apontam para uma elasticidade entre o PIB e o consumo de energia elétrica superior a um, o que, mais uma vez, reforça a percepção de expansão do setor em resposta ao melhor desempenho econômico esperado. Assim, o aumento projetado de 4,5% para o PIB dos próximos anos deve levar a uma expansão do consumo de energia elétrica ainda maior, não sendo exagero afirmar que o setor energético se tornará cada vez mais relevante e deverá impor a necessidade de se buscar novas fontes de energia no futuro próximo.

Gráfico: PIB e consumo de energético (crescimento acumulado desde 1994)



2.6.2. Investimento e Prazo de Construção dos Empreendimentos

A Tabela 11 resume os múltiplos de investimento previstos em Reais pela potência instalada (R\$/kW), assim como os prazos considerados para construção (da mobilização à entrada em operação comercial), por fonte, que serviram de referência para avaliação e seleção dos projetos para compor a carteira do fundo:

Tabela 9 - Investimento (R\$/kW)

Fonte	Investimento (R\$/kW)	Prazo de construção (meses)
Pequena Central Hidrelétrica	4.000 a 7.000	18 a 36
Eólica	3.500 a 5.500	12 a 30
Biomassa	2.000 a 5.000	12 a 24

Fonte: Excelência Energética

2.6.3. Projeção Macroeconômica

Alguns dos indicadores econômicos utilizados na Modelagem Econômico-Financeira do Fundo, projetados pela área econômica da VAM no final de 2010, são mostrados na tabela a seguir:

Tabela 10 - Projeções macroeconômicas

Indicadores	2011	2012	2013	2014 - 2041
PIB (a.a.)	4,2%	4,4%	4,4%	4,0%
IGP-M (a.a.)	6,5%	4,5%	4,3%	4,0%
IPCA (a.a.)	6,4%	5,3%	4,5%	4,0%
Taxa Selic Real (a.a.) (Juros Reais)	5,5%	7,0%	6,4%	4,8%
TJLP (a.a.) (Juros Reais)	-0,4%	0,7%	1,4%	1,9%

Fonte: Projeções realizadas pelo departamento econômico da Votorantim
Asset Management em abril/2011

2.6.4. Cenários de Preços de Energia

A partir dos resultados dos leilões realizados no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, entre 2004 e 2010, incluindo os projetos do Rio Madeira e Belo Monte, e a energia proveniente de Itaipu Bi-nacional e Proinfa, é possível traçar curva de expectativa de preços de energia elétrica para consumidores cativos, considerando-se renovação da energia existente contratada em 2004, destacada em verde, conforme figura 22.

As barras indicam os volumes, em TWh/ano, contratados, a curva demonstra o comportamento de preços em função da energia contratada. No entanto, o modelo utilizado para projeção do Fluxo de Caixa dos projetos a serem incluídos no Fundo, pressupõe a venda de energia no mercado livre. Neste mercado, os preços negociados aproximam-se daqueles praticados no ambiente regulado, quando não há expectativa de escassez de energia. Por outro lado, quando existe este risco, a energia elétrica deixa de ser tratada como "commodity", mas sim como insumo de primeira necessidade para a indústria. Dado que, o consumidor livre, caso deseje retornar à condição de cativo, poderá ter que esperar até 5 anos para voltar a ser atendido pela distribuidora, no curto prazo, pode aceitar preços mais elevados, desde que mantida a sua competitividade.

Esse foi o cenário nos últimos dois anos, de incertezas quanto ao suprimento de eletricidade, fazendo com que, contratos de eletricidade chegassem a R\$ 140/MWh por fontes tradicionais. Porém, com a crise econômica e desaceleração do consumo, voltam os superávits de eletricidade, com conseqüente redução de preços, a valores próximos aos praticados pelo mercado regulado.

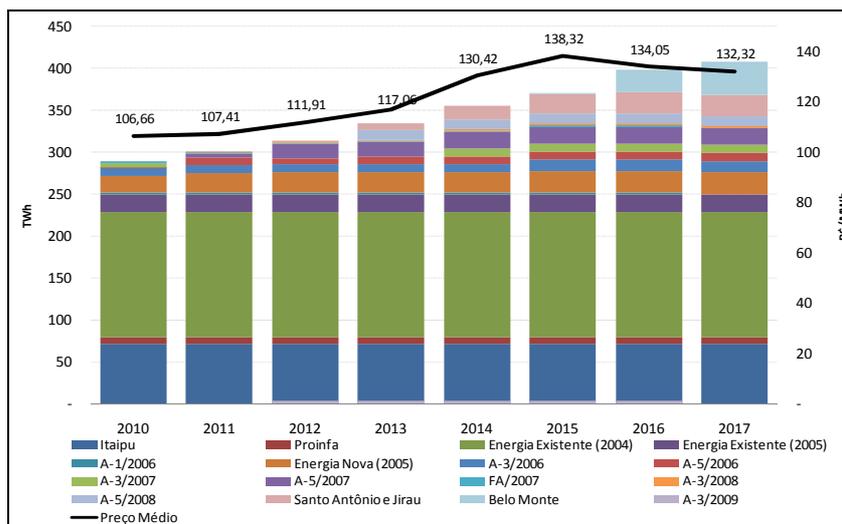


Figura 18: Curva de preço do ACR (R\$/MWh)

Fonte: Excelência Energética, 2010.

No caso de comercialização de energia elétrica proveniente de fontes alternativas que injetem até 30 MW na rede, conforme discutido no item 2.4.1 na página 77 o consumidor faz jus a desconto de 50% nos custos de transporte. Dependendo da tensão e área de concessão que se localiza o consumidor, esse percentual de desconto pode representar entre R\$ 20 a R\$ 50/MWh, , que somado a curva projetada do mercado regulado, projeta-se o preço de comercialização no mercado livre.

Posto isso, para os projetos cuja estratégia é a comercialização do mercado livre, essencialmente as PCHS, as projeções foram feitas considerando-se comercialização a valores entre R\$ 150 e R\$ 180 por MWh, a partir de 2014. Para as renovações desses contratos, após 15 de duração, foram considerados os valores que eram praticados em 2008 antes da crise econômico-financeira internacional, de R\$ 200/MWh. Eólica: Preço do último leilão 2010 = R\$ 134,00/MWh

2.6.5. Impostos sobre as Vendas

Sobre as vendas, aqui consideradas como o total da receita bruta, aplicou-se as alíquotas de PIS e COFINS pertinentes, conforme demonstrado abaixo:

Tabela 11 - Alíquotas de PIS e COFINS por regime de lucro

Alíquota	Lucro Realizado	Lucro Presumido
COFINS	7,60% sobre a Receita Bruta	3,00% sobre a Receita Bruta
PIS	1,65% sobre a Receita Bruta	0,65% sobre a Receita Bruta

Fonte: Manual de Contabilidade das Sociedades por Ações, 2009

2.6.6. Encargos Setoriais

a) TFSEE – Tarifa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

Instituída pela Lei n.º 9.427/96 e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410/97, a TFSEE é a receita destinada à ANEEL, a ser cobrada de todos os concessionários, permissionários ou autorizados, incluídos os produtores independentes e os autoprodutores, e representa 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido.

De acordo com o Despacho n.º 4.778, de 23 de dezembro de 2008, o valor do benefício econômico típico unitário anual, aplicável para determinação da TFSEE dos autoprodutores, produtores independentes e consórcios de geração, para o ano de 2009, foi fixado em R\$ 335,42 por MW instalado. O histórico dessa tarifa (valores nominais) é representado pela figura 19:

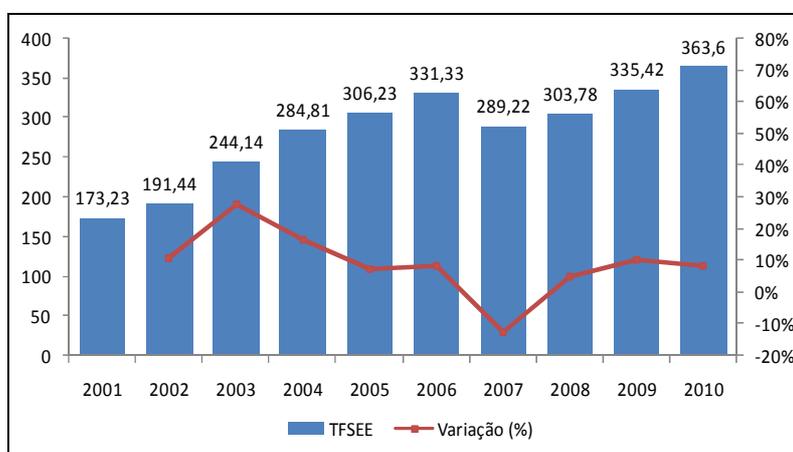


Figura 19: Histórico do benefício econômico (geração – R\$/MWh)

Fonte: ANEEL, 2010.

b) Contribuição associativa CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Conforme disciplina o art. 12 do Decreto n.º 5.177 de 2004, os custos totais, incluindo custos operacionais e de investimento e decorrentes de atividades realizadas para o funcionamento da CCEE serão rateados entre todos os agentes da CCEE, proporcionalmente aos votos atribuídos a cada agente. O número total de votos da Assembléia Geral será igual a 100.000, dos quais 5.000 votos serão rateados igualmente entre todos os agentes da CCEE e 95.000 votos serão rateados entre os Agentes, na proporção dos volumes de energia comercializados na CCEE (vide Tabela). O volume de energia comercializada na CCEE por Agente é calculado com base nos resultados dos últimos 12 meses contabilizados e auditados pelo Auditor do Processo de Contabilização e Liquidação, considerando eventuais recontabilizações dos meses que englobam tal período. Para o mês de fevereiro de 2010, o valor rateado entre todos os agentes foi de R\$ 6,88 milhões.

Tabela 12 - Cálculo da contribuição CCEE

CCEE	
A. Total de votos da CCEE	100.000,0
B. Total de agentes com direito a votos no mês de fevereiro/2010	1.076
C. votos uniformes do agente (5.000/B)	4,6
D. energia p/ rateio proporcional (total CCEE)	1.064.690.821,4
E. energia p/ rateio proporcional do agente (exemplo ilustrativo)	13.001,3
F. Total de votos proporcionais do [(E/D)*95.000]	1,2
G. Total de votos do agente (C+F)	5,8
Percentual de contribuição (G/100.000)	0,0058%

Fonte: CCEE, 2010 e Excelência Energética.

c) Taxa de Administração do ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrica foi criado pelo art. 13 da Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, sem fins lucrativos, sendo responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

Aproximadamente 95% das fontes de recursos do ONS é decorrente de parcela dos encargos de uso do sistema de transmissão, definido pela ANEEL. Os 5% restantes são provenientes da contribuição dos membros associados, proporcional ao número de votos na Assembléia Geral. Os membros associados são agentes de geração com usinas despachadas de forma centralizada, os agentes de transmissão, os agentes de distribuição integrantes do SIN, além dos agentes importadores e exportadores e consumidores livres com ativos conectados à Rede Básica. A categoria geração tem 10.000 votos, de um total de 28.000, sendo que 20% são rateados igualmente pelo número de associados, e 80% proporcional à capacidade instalada. A contribuição média anual dos agentes foi de R\$ 56,0 mil em 2007, e R\$ 60,0 mil em 2006.

d) P&D – Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento

Obrigatoriedade criada na Lei n.º 9.991, de 24/07/2000, na qual as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, transmissoras de energia elétrica e geradoras, incluindo as autorizadas à produção independente de energia elétrica, devem realizar investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética, conforme constante dos contratos e das autorizações.

As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

- (i) $P\&D = 0,75\% * \text{Receita Operacional Líquida}$;
- (ii) $\text{Eficiência Energética} = 0,25\% * \text{Receita Operacional Líquida}$.

Conforme redação dada pela Lei no 10.438/2002, estão isentas dessa obrigatoriedade, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.

Segundo o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, entende-se como Receita Operacional Líquida o resultado da subtração entre a Receita com fornecimento de energia elétrica e as deduções da receita operacional, que incluem PIS e COFINS.

e) COFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

A Lei n.º 7.990/89 institui a compensação financeira pelo resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, a ser paga pelos concessionários de serviço de energia elétrica, se eximindo do pagamento os autorizados (nenhum dos ativos ou projetos a serem incluídos no Fundo pagaráo COFURH), conforme a fórmula abaixo:

$$\text{COFURH} = \text{Geração de energia elétrica} \times \text{TAR} \times 6,75\%$$

O valor da TAR, fixado para os cálculos a partir de 1.º de janeiro de 2010, conforme Resolução Homologatória ANEEL n.º 917, de 08 de dezembro de 2009, é de R\$ 64,69/MWh. Empresas geradoras de energia a partir de eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas são isentas. O histórico da TAR (valores nominais) é representado pela Figura 20.

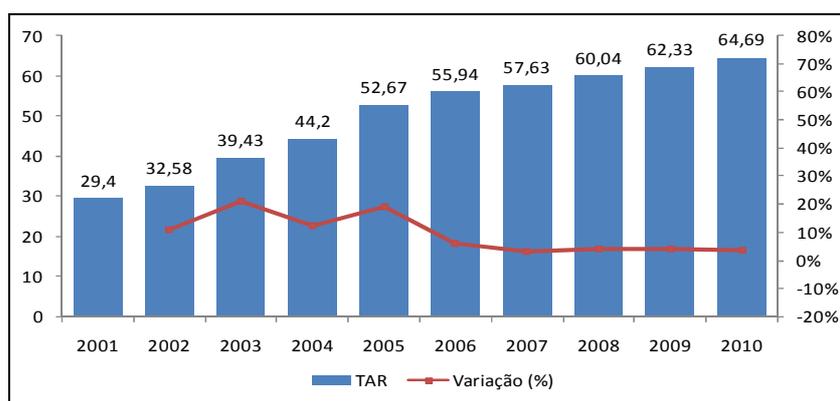


Figura 20: Histórico da TAR (R\$/MWh)

Fonte: ANEEL, 2010.

2.6.7. Custos de Distribuição e Transmissão

Atualmente, os agentes geradores podem optar por quatro formas de conexão ao Sistema Interligado, seja conectando-se à rede de distribuição, seja diretamente à de transmissão, seguindo o respectivo respaldo regulatório, conforme segue:

- TUSD⁵ (inferior a 69 kV): Resolução Normativa N° 166/2005
- TUSD (até 88 kV): Resolução Normativa N° 349/2009
- TUST⁶ (sem ICG⁷): Resolução Normativa N° 267/2007
- TUST (com ICG): Resolução Normativa N° 320/2008

Em vista do constante crescimento da capacidade instalada e aumento de energia no Sistema Interligado, as novas centrais geradoras acabam por compulsoriamente optar pelo uso de Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICGs), motivadas pela falta de capacidade de absorção no sistema das distribuidoras em até 69kV e pela possibilidade de maior agilidade de conexão, opção esta que consideramos como premissa para os projetos a serem incluídos no Fundo.

a. Perdas da Rede Básica

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é representado na CCEE através de uma estrutura de pontos de medição de geração e de consumo, que são definidos através da modelagem do sistema elétrico com o objetivo de se obter os montantes líquidos medidos de energia para cada agente,

⁵ TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

⁶ TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

⁷ ICG: Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada.

possibilitando a contabilização e liquidação financeira das operações no mercado de curto prazo.

Para que sejam obtidos tais montantes, as Regras de Comercialização estabelecem um processo de apuração e tratamento das quantidades de geração e consumo de energia elétrica, que são agrupadas e ajustadas, possibilitando a contabilização da energia comercializada pelos agentes. O processamento dos dados é chamado de agregação contábil da medição. Os ajustes são necessários, pois, no atendimento ao consumo pela geração, ocorrem perdas elétricas no sistema de transmissão.

Na CCEE, estas perdas são rateadas entre os agentes proprietários de pontos de medição de geração e de consumo. Através do rateio das perdas, garante-se que a geração efetiva total do sistema coincida com a carga efetiva total do sistema. O ponto virtual onde as perdas entre os pontos de geração e de consumo se igualam é denominado centro de gravidade, e é neste ponto que são consideradas todas as compras e vendas de energia na CCEE. A existência deste ponto virtual torna possível a comparação entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do SIN.

Os pontos do SIN que participam do referido rateio são aqueles definidos pela ANEEL como sendo participantes do rateio de perdas da rede básica. As perdas elétricas são compartilhadas igualmente entre os pontos de geração e de consumo, sendo metade das perdas abatida do total gerado e a outra metade adicionada ao total consumido. A partir dos valores de medição informados pelos agentes à CCEE, os totais de geração e consumo de cada agente no centro de gravidade são calculados, para utilização no processo de contabilização da energia comercializada.

No presente estudo, utilizou-se o histórico de perdas mensais dos agentes de geração disponibilizado pela CCEE como decréscimo do fator de capacidade bruto dos projetos. Desta forma, foi calculada a média dos últimos 12 meses (fevereiro de 2009 a janeiro de 2010), conforme ilustra a figura 21.

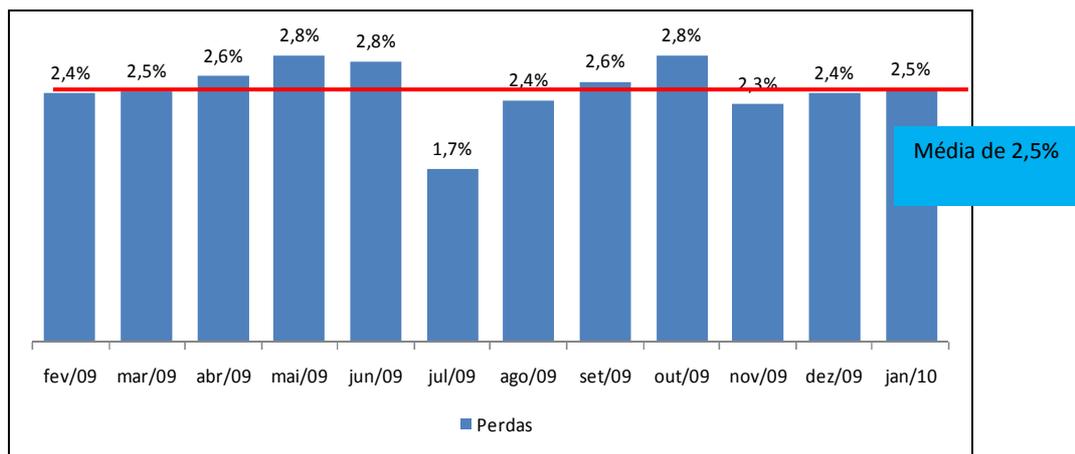


Figura 21: Perdas CCEE (%)

Fonte: Excelência Energética, com dados da CCEE, 2010.

b. Desconto na Tarifa pelo Uso do Sistema

Os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW, pequenas centrais hidrelétricas e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW recebem o benefício da redução de 50% das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, conforme estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004.

2.6.8. REIDI – Regime Especial de Desenvolvimento de Infraestrutura

O Regime Especial de Desenvolvimento de Infraestrutura (REIDI) foi criado pela Lei nº11.488/2007, posteriormente regulamentado pela Instrução Normativa RFB nº 758, de 25 de julho de 2007.

O REIDI suspende a exigência das contribuições para o PIS/Pasep e Pis/PASEP – Importação e da COFINS e COFINS-Importação incidentes sobre máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, quando importados diretamente por pessoa jurídica habilitada ao regime para

incorporação em obras de infraestrutura destinadas ao seu ativo imobilizado, bem como no caso de venda ou importação de serviços destinados a obras de infraestrutura para incorporação ao ativo imobilizado.

Para efeito do estudo comparativo de projetos de energia nova, utilizou-se como premissa o enquadramento no REIDI de todas as fontes analisadas, estando os projetos, portanto, isentos das contribuições supracitadas na aquisição das máquinas e equipamentos necessários à sua implantação.

2.6.9. Custos e Despesas de Operação

A Tabela 13 resume, os múltiplos de custos e despesas operacionais, administrativas e regulatórias utilizadas nas projeções de fluxo de caixa dos projetos selecionados para compor a carteira do Fundo:

Tabela 13 – Principais Indicadores de Custos e Despesas

Fonte		Pequena Central Hidrelétrica	Eólica	Biomassa
Custos com operação e manutenção (O&M)	R\$/MWh	8 – 15	10 – 20	20 – 30
Custos e despesas administrativas e ambientais	R\$ mil / ano	250 – 700	400 – 800	1.000 – 1.500
Tarifa de uso do sistema de distribuição ou transmissão (TUSD / TUST)	R\$ / kW.mês	2,0 – 4,0	4,0 – 8,0	2,0 – 8,0
Perdas (rateio da rede básica mais próprio)	% geração	Até 1,0%	2,0% a 5,0%	2,0% a 5,0%

Arrendamento de terreno	% receita	NA	0% a 2,0%	NA
-------------------------	-----------	----	-----------	----

Fonte: Excelência Energética, com dados da CCEE.

2.6.10. Imposto de Renda e Contribuição Social

Tabela 14 - Alíquotas de IR e CSSL por regime de lucro

Alíquota	Lucro Realizado	Lucro Presumido
CSSL	9,00% sobre o Lucro Tributável	1,08% sobre a Receita Bruta (12% de presunção de lucro sobre 9% de alíquota)
IR	15,0% + 10,0% sobre o Lucro Tributável que exceder R\$ 240,00 mil no ano	15,0% + 10,0% sobre a base de cálculo (presunção de lucro de 8%) que exceder R\$ 60,00 mil no trimestre. Valor máximo de 2.00% sobre Receita Bruta

Fonte: Manual de Contabilidade das Sociedades por Ações, FINECAFI, 2009.

2.6.11. Taxas anuais de depreciação

Conforme determinado na Resolução 444/2001, o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia – MCSPE é obrigatoriamente utilizado pelas concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica e, opcionalmente, pelos produtores independentes e autorizados. No entanto, os produtores independentes deverão adotar as mesmas taxas de reintegração estabelecidas para as concessionárias, conforme definido no MCSPE.

No caso dos produtores independentes e autoprodutores com bens e instalações passíveis de reversão à União, como, por exemplo, as usinas hidrelétricas em regime de concessão, o cadastramento e controle desses ativos deverá observar os mesmos procedimentos definidos para as

concessionárias do serviço público de energia elétrica, conforme regulamentação específica.

Tabela 15 - Principais taxas de depreciação constantes no MCSPE

Item	Taxa anual de Depreciação
Diferido	13,3%
Barramento	2,5%
Conduto Forçado	3,1%
Reservatóri, Barragem e Adutora	2,0%
Casa de Força - Produção hidráulica	2,0%
Gerador	3,3%
Turbina Hidráulica	2,5%
Equipamento de Tomada d'água	3,7%
Equipamento gera	10,0%
Estrutura de Tomada d'água	4,0%
Transformador de distribuição	5,0%

Fonte: MCSPE, 2010

2.6.12. Financiamento dos Projetos

A premissa básica é de que os projetos onde seja necessária construção, serão, na média, financiados no volume entre 60% e 80% do custo seu custo total através de linhas de crédito de organismos de fomento, entre os quais, se destaca o BNDES. Para fins da Modelagem utilizou-se o ponto médio de 70%.

No segmento de geração de energias alternativas, o BNDES financia empreendimentos de geração de energia, tais como biomassa, eólica e solar, além de pequenas centrais hidrelétricas, visando à diversificação da matriz energética nacional.

As linhas de financiamentos, associadas ao BNDES Finem, apresentam regras específicas de acordo com o Beneficiário, segmento e/ou empreendimento/item apoiado. Poderão ser combinadas diferentes linhas de financiamento a uma mesma operação.

Listam-se a seguir as linhas de financiamento direcionadas ao setor de energia renovável aplicáveis aos nossos projetos:

- Energias alternativas: Apoio a projetos de bioeletricidade, biodiesel, bioetanol, energia eólica, energia solar, pequenas centrais hidrelétricas e outras energias alternativas.
- Aquisição de bens de capital: Apoio à aquisição de bens de capital associada a planos de investimentos apresentados ao BNDES;
- Leasing de bens de capital: Apoio à aquisição de máquinas e equipamentos destinados a operações de arrendamento mercantil, associada a planos de investimentos apresentados ao BNDES;
- Importação de bens de capital: Apoio à importação de máquinas e equipamentos sem similar nacional, associada a planos de investimentos apresentados ao BNDES;

Atualmente as taxas de financiamento encontram-se na seguinte faixa:

a) Custo Financeiro: Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP

b) Remuneração Básica do BNDES: 0,9% a.a.

c) Taxa de Risco de Crédito: até 3,57% a.a., conforme o risco de crédito do cliente.

d) Taxa de Intermediação Financeira: 0,5% a.a., caso o empréstimo seja negociado direto entre o Fundo e o BNDES;

e) Remuneração da Instituição Financeira Credenciada: negociada entre a instituição financeira repassadora e o Fundo.

Participação Máxima do BNDES

Projetos de cogeração de energia que utilizem caldeira de biomassa com pressão maior ou igual a 60 bar: 90% dos itens financiáveis.

Demais empreendimentos: 80% dos itens financiáveis.

Prazo de Amortização

Até 16 anos

Garantias

Para apoio direto: definidas na análise da operação, podendo incluir carta de fiança, seguro performance, seguro *completion*, entre outras.

Para apoio indireto: negociadas entre a instituição financeira credenciada e o cliente.

2.6.13. Créditos de Carbono

O Protocolo de Quioto foi acordado em 1997 sob a Convenção-Quadro de Mudanças Climáticas das Nações Unidas, no qual os países desenvolvidos (Anexo I, 36 de 166, ou países signatários) se comprometeram em reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEEs) em média em 5,2% abaixo do patamar de 1990, no período de 2008 a 2012.

E, para atingir suas metas, durante a 3ª Conferência das Partes (COP-3) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima propôs-se a utilização de instrumentos de mercado (mecanismos de flexibilização) com o objetivo de flexibilizar o cumprimento das metas de redução das emissões de gases de efeito estufa dos países do Anexo I.

Os mecanismos de flexibilização existentes no Protocolo de Quioto são: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ou Clean Development Mechanism (CDM), descrito no Artigo 12 do Protocolo; Implementação Conjunta (IC) ou Joint Implementation (JI), descrito no Artigo 6 do Protocolo; e Comércio de Emissões (CE) ou Emissions Trade (ET), descrito no Artigo 17 do Protocolo.

Esses mecanismos foram importantes indutores para a formação de um novo mercado ambiental: o chamado mercado de carbono. O Protocolo de Quioto criou um mercado internacional, onde as reduções de emissões de GEE e a remoção atmosférica de CO₂ poderiam ser comercializadas entre países por meio de créditos de carbono. Com a entrada em vigor do Protocolo, em 16

de fevereiro de 2005, o mercado evoluiu, aumentando consideravelmente os volumes e os valores negociados.

Além do mercado de Quioto, foram também criados outros mercados em países que não ratificaram o Protocolo, como por exemplo a Chicago Climate Exchange e o New South Wales Greenhouse Gas Abatement Scheme (NSW), nos Estados Unidos. Contudo, os principais mercados de carbono são o de Quioto e, em especial, o European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS), onde são comercializadas permissões para emissão entre os países da União Européia. O mercado de carbono comercializa as transações baseadas em Reduções Certificadas de Emissões (RCE) ou Certified Emission Reductions (CER) provenientes de atividades de projeto de MDL.

No mercado de carbono de Quioto, a demanda por RCE depende do aumento das emissões de GEE (em relação a 1990) nos países Anexo I, das metas de redução de cada país, do custo das reduções domésticas e das estratégias adotadas em cada país para o cumprimento das metas. O Protocolo de Quioto estabeleceu que os mecanismos de flexibilização devem ser utilizados de forma suplementar às ações domésticas. Cada país pode determinar o que entende por suplementar. Já no mercado não-Quioto (voluntário), a demanda por projetos de mitigação das emissões de GEE depende das características do programa adotado.

Enquanto no mercado regulado (Quioto), os créditos de carbono (CERs - Certified Emission Reductions) são gerados fora desses países através do MDL e são certificados pela ONU; no mercado voluntário, os créditos de carbono (VERs - Verified Emission Reduction) podem ser gerados em qualquer lugar do mundo e são auditados por uma verificadora local.

Os períodos de obtenção dos créditos de carbono são: fixo e irrenováveis de 10 anos; ou de 7 anos com possibilidade de duas renovações por igual período. Para o setor elétrico, o período de 7 anos é o mais adequado, vez que as condições de renovação neste setor são muito favoráveis.

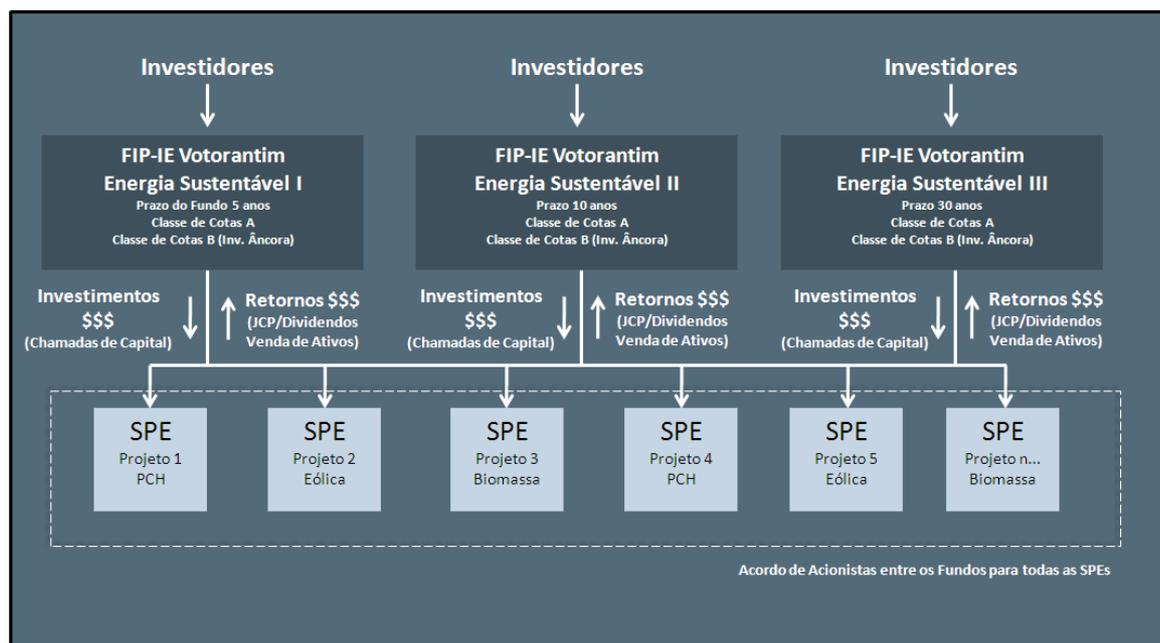
Dentro das estratégias de sustentabilidade e governança climática a serem adotadas pelo Fundo, os desafios e oportunidades decorrentes das mudanças climáticas ocuparão um papel central, devido à dimensão e às interrelações que o efeito estufa representa. Dessa forma, as atividades de

projeto de MDL serão consideradas como mais um componente da estratégia de sustentabilidade do Fundo.

Entretanto, sem que ainda tenha sido contratada empresa de consultoria ambiental especializada no processo de certificação de créditos de carbono, e de forma a melhor avaliar quais os projetos elegíveis, por conservadorismo, nas simulações do cenário de referência para as projeções de fluxo de caixa dos projetos, é adotado sucesso de 50% na obtenção dos créditos e com apenas uma renovação do período de obtenção.

2.6.14. Modelo de Investimento Conjunto dos Fundos

Os Fundos deterão ações de sociedades de propósito específicos (SPEs), dedicadas a cada Projeto, conforme diagrama abaixo:



Os Fundos investirão nas empresas conforme o volume de captação obtido nas Ofertas Públicas. Haverá um Acordo de Acionistas entre os Fundos proprietários de cada uma das SPEs, onde aqueles Fundos com prazo maior têm preferência para comprar as ações das empresas na data de término daqueles Fundos de prazo menor.

Detalhando um pouco mais a sistemática descrita no Acordo de Acionistas, temos o seguinte exemplo:

Ao final do 5º ano de operação dos Fundos, deverão ser vendidas algumas ações de SPEs no mercado para propiciar os recursos necessários ao resgate das cotas do FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável I (Prazo 5 anos). Os fundos FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável II (Prazo 10 anos) e FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável III (Prazo 30 anos) terão preferência na compra das ações das SPEs desinvestidas pelo FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável I (Prazo 5 anos). E assim por diante.

Além disso, os Acordos de Acionistas entre os FIPs garantirão as obrigações e direitos de cada Fundo, além das aqui citadas, tais como tag along, drag along, entre outras.

2.6.15. Política de Investimento do Fundo

Conforme consta do Regulamento do Fundo em anexo, o Fundo buscará possuir uma carteira diversificada de ativos de geração de energia elétrica renovável e sustentável. Ainda que o Regulamento do fundo permita que o Gestor concentre investimentos, e que não haja obrigatoriedade de diversificação mínima, o Gestor procurará diversificar os investimentos dos Fundos por fonte de energia, fase de projeto, distribuição geográfica, e compradores de energia. Inicialmente o Gestor vai procurar obter a alocação ótima conforme a tabela abaixo:

Fase	Fonte	% de alocação da carteira do Fundo
Construção e Aquisição de empreendimentos em operação ⁽¹⁾	PCH	30% a 90%
	Eólica	Até 40%
	Biomassa	Até 30%
Aquisição de projetos em desenvolvimento ⁽²⁾	PCH	Até 30%
	Eólica	Até 15%
	Biomassa	Até 10%

(1) Total de recursos que serão utilizados na aquisição de projetos já em operação, prêmios pagos por projetos que estejam em início de construção, ou recursos utilizados na construção de projetos (CAPEX).

(2) Prêmios pagos por projetos que estejam em fase anterior a construção, podendo também incluir os recursos necessários para a conclusão do seu desenvolvimento.

O Fundo terá gestão ativa, procurando otimizar a carteira de investimentos, visando melhorar a rentabilidade e diminuir o risco. Para atingir a carteira ótima descrita acima, o Fundo procurará bons projetos que se enquadrem nestes critérios, porém dependerá da disponibilidade de tais

ativos, das condições das negociações de aquisição, e da facilidade de obtenção de financiamentos adequados que permitam - obter a rentabilidade desejada para cada tipo de ativo.

Os recursos temporariamente não alocados a projetos (ações das SPEs), serão investidos em títulos públicos federais, ou fundos de investimento de renda fixa conservadores, conforme consta do Regulamento do Fundo em anexo.

2.6.16. Premissas utilizadas na Venda de Projetos

A estrutura dos Fundos com diferentes prazos de vencimento cria a necessidade de alienação parcial ou total dos ativos. A modelagem econômico-financeira do Fundo inclui, portanto, a venda de ativos.

As PCHs têm como característica principal o retorno previsível e estável de longo prazo, alta atratividade ao investidor e marco regulatório já estabelecido. Acreditamos que essas características deverão continuar verdadeiras, e que, portanto, os ativos de energia elétrica terão boa liquidez no mercado de fusões e aquisições.

O modelo econômico-financeiro do FIP-IE prevê a alienação de PCHs já construídas dentro de preços de mercado atuais, sem capturar as perspectivas positivas da economia de médio e longo prazo nem tampouco as alterações de curto-prazo no cenário atual. Além disso, o cenário de preços de energia não se altera em relação ao cenário-base e a produtividade da usina se mantém dentro dos limites já estabelecidos. Esses fatores formam as principais variáveis na determinação do valor econômico justo.

Além dos dois fatores citados, a determinação do valor justo para alienação é feita através de um conjunto de premissas que sustentam o fluxo de caixa individual de cada PCH e que estão alinhadas com o mercado atual. As seguintes premissas foram adotadas no nosso cenário base:

- o fluxo de caixa de cada um dos projetos é exatamente o previsto no Plano de Negócios do Fundo;

- todo conjunto de licenças e autorização é renovado uma vez, pelo período que consta da atual legislação;

- as taxas de desconto reais para o fluxo de caixa dos acionistas variam entre 6%-10% a.a.;

- O FIP-IE é proprietário das SPEs que são donas dos ativos;

Tendo-se como premissa que o fundo consiga alienar os ativos nas condições descritas acima, o fluxo de recursos do Fundo será o mesmo que o demonstrado no modelo econômico-financeiro deste FIP-IE.

2.6.17. Análise de Crédito dos Compradores de Energia

O Gestor avaliará os compradores potenciais da energia a ser vendida no mercado livre pelas empresas geradoras que serão integrantes da carteira do fundo, classificando-as em "BAIXO", "MÉDIO" e "ALTO RISCO DE CRÉDITO", de acordo com os seguintes critérios:

	Standard&Poors	Moody's	FitchRating	Votorantim - Rating Interno
	Grau de investimento			
Baixo risco de crédito – Nível I	AAA	Aaa	AAA	A+
	AA+, AA	Aa1, Aa2	AA+, AA	A
Baixo risco de crédito – Nível II	AA-	Aa3	AA-	A
	A+, A, A-	A1, A2, A3	A+, A, A-	A-
Médio risco de crédito	BBB+	Baa1	BBB+	B+
	BBB	Baa2	BBB	B
	BBB-	Baa3	BBB-	B-
	Grau especulativo			
Alto risco de	BB+, BB, BB-	Ba1, Ba2, Ba3	BB+, BB, BB-	C+

crédito	B+, B, B-	B1, B2, B3	B+, B, B-	C
	CCC, CC, C	Caa, Ca, C	CCC, CC, C	C-
	D	WR	DDD	WR
Ratings em Escala Nacional				

O Gestor procurará manter um balanço do volume vendido para cada risco de crédito.

**2.7. Portfólio de Projetos do Fundo, Cronograma de Obras “*Pipeline*”
e Fluxo de Caixa Descontado**

2.7.0. INTRODUÇÃO

Os Fundos irão adquirir e operar um portfólio de projetos já parcialmente identificados na data da Oferta Pública de Cotas. Tais projetos foram desenvolvidos pelo Originador, em conjunto com os demais membros da Equipe-Chave de Gestão.

Os projetos abaixo relacionados foram negociados em nome do(s) Fundo(s), e caso os montantes captados sejam suficientes, haverá a aquisição desses projetos nas condições previstas em cada proposta, contrato, ou memorando de entendimentos estabelecidos com os proprietários.

No modelo utilizado, os Fundos comprometem-se a adquirir os projetos se determinadas condições precedentes forem cumpridas por parte dos vendedores, após processo de auditoria (Due Diligence), e formalização de toda a documentação necessária para a transferência dos direitos e obrigações dos projetos aos Fundos.

Cada negociação abrange condições específicas, procurando-se preservar os conceitos fundamentais descritos no parágrafo anterior. Nas páginas seguintes há uma descrição sucinta dos projetos negociados.

Ao final do capítulo é mostrado o Cronograma de Implantação objetivado com consolidação dos projetos – “Pipeline”, e por fim, o Fluxo de Caixa Descontado com os objetivos de rentabilidade.

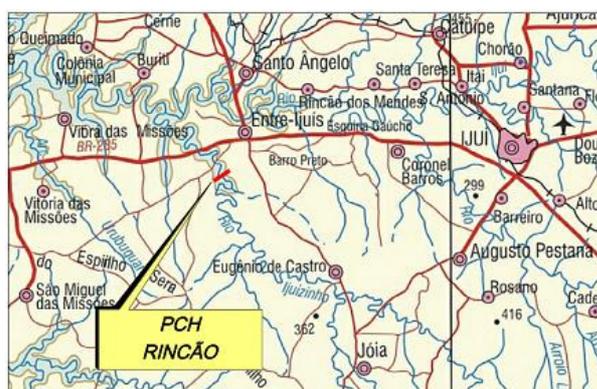
2.7.1. PCH RINCÃO

O aproveitamento hidrelétrico em referência localiza-se no rio Ijuizinho, abrangendo áreas do município de Entre-Ijuís, no Estado do Rio Grande do Sul.

A bacia do Rio Ijuí, a qual pertence o rio Ijuizinho, localiza-se no noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, drenando uma área de 13.427 km², e estendendo-se por cerca de 200 km no sentido leste-oeste. Apresenta forma aproximadamente triangular, correspondendo um dos vértices à confluência do rio Ijuí com o rio Uruguai. O rio Ijuizinho nasce em Jóia, passa por Eugênio de Castro e Entre-Ijuís e desemboca no rio Ijuí, no limite de Entre-Ijuís e Santo Ângelo.

O rio Ijuizinho não apresenta grandes quedas naturais localizadas, podendo-se considerar, no máximo, a existência de corredeiras. Em boa parte do seu curso, o vale é medianamente encaixado e com trechos distintos que possibilitam aproveitamento hidrelétrico, delimitados por diversas interferências: cidades ribeirinhas; estradas estaduais, que cruzam o rio; e ocupação rural em suas margens.

A figura 22 apresenta a localização do rio Ijuizinho na bacia do rio Ijuí, e a figura 23 a partição de quedas das PCHs do referido rio:



3.

Figura 22: Localização da PCH Rincão



Figura 23: Localização da PCH Rincão

Por meio do Despacho ANEEL nº 4.423, de 30.11.2009, a Agência aceitou o projeto básico da PCH Rincão apresentado pela empresa SSS Participações, cujas principais características são apresentadas na tabela abaixo:

Tabela 16 – Características principais da PCH Rincão

Dadas	Inventário	Projeto Básico
Capacidade Inst.	5,0 MW	10,0 MW
Energia Média/Asseg.	2,8 MW médios	5,22 MW médios
Fator Capacidade	56,0%	52,2%
Queda bruta	10,1 m	12,0 m
Área do reservatório	0,33 km ²	0,42 km ²

Em adição, em 24 de dezembro de 2010, a PCH Rincão obteve a Licença Prévia (LP) junto a Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Roessler-FEPAM do Estado do Rio Grande do Sul.

A obtenção da LP, já informada à ANEEL, possibilita ao empreendimento ser incluído entre as PCHs consideradas prioritárias pelo citado regulador, com vistas ao processo de aprovação do Projeto Básico.

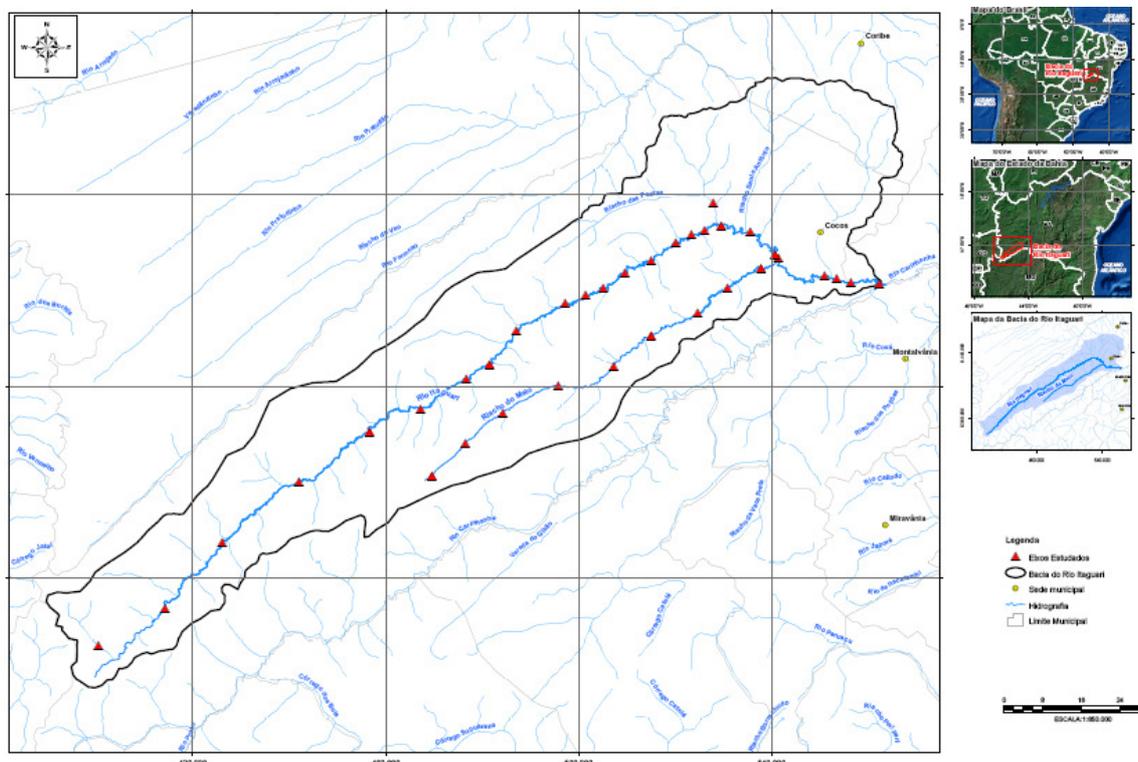
O projeto já obteve a Licença Prévia Ambiental e o aceite do Projeto Básico da ANEEL, aguardando a sua aprovação junto ao mesmo órgão.

Os Fundos já detêm a Opção de Compra do Projeto Básico, com direito de exclusividade, quando de sua aprovação pela ANEEL.

2.7.2 CONJUNTO DE PCHS RIO ITAGUARI

A bacia hidrográfica do rio Itaguari situa-se na região Sudoeste do Estado da Bahia, sendo limitada entre as latitudes 13°53'02" e 15°03'29" Sul e longitudes 44°21'08" e 46°01'24" Oeste. A capital, Salvador, situa-se a 640 km para leste da foz do rio Itaguari com o rio Carinhanha. Este último, por sua vez, deságua no rio São Francisco.

O rio Itaguari tem suas nascentes próximas da localidade de Sumidouro, próximo à divisa com os Estados de Minas Gerais e Goiás, em altitude ao redor dos 800 m, e corre no sentido geral de oeste para leste, e após percorrer um trecho 293 km, entre as suas nascentes e sua foz, desagua no rio Carinhanha, afluente pela margem esquerda do rio São Francisco. A bacia hidrográfica do rio Itaguari, com área de 6.300 km² drena ainda as localidades de Gustavo, Tabocas, Capoeira do Filipão, Suçupara, Galheiro, Pajeú que fazem parte dos municípios de Cocos, Coribe e Feira da Mata. A bacia tem desnível de 269 m e gradiente médio de 0,93m/km. A figura a seguir mostra sua configuração:



Fonte : Estudos de Inventário Hidrelétrico do Rio Itaguari(BA)-Larrosa&Santos – Setembro-2010

Em 21/10/2010 o DSP nº 3.147, da ANEEL aprova a revisão do Estudo de Inventário Hidrelétrico do rio Itaguari e seu afluente, riacho do Meio. O rio Itaguari é afluente pela margem esquerda do rio Carinhonha, localizado na sub-bacia 45, bacia hidrográfica do rio São Francisco, no Estado da Bahia, tendo o estudo sido apresentado pelas empresas Construções e Empreendimentos Pallissander Ltda. e União Participações e Investimentos S/A.

Depois de analisar várias alternativas, o estudo identificou 140,9 MW de potencia instalada, correspondente a 16 aproveitamentos, conforme a tabela a seguir:

PCH'S RIO ITAGUARÍ-BAHIA	
PCH	Potencia Instalada (MW)
Itaguari km 312	1,5
Itaguari km 280	5,0
Itaguari km 247	3,9
Itaguari	6,5
Urucuia	3,0
Palmeira	5,0
Baiana	13,0
Aliança	12,0
Morcegos	8,0
Cocos	10,0
Buritis	12,0
Vereda	16,0
Suçuapara	10,0
Suçarana	8,5
Galheiro	14,0
Foz do Itaguari	12,5
TOTAL	140,9

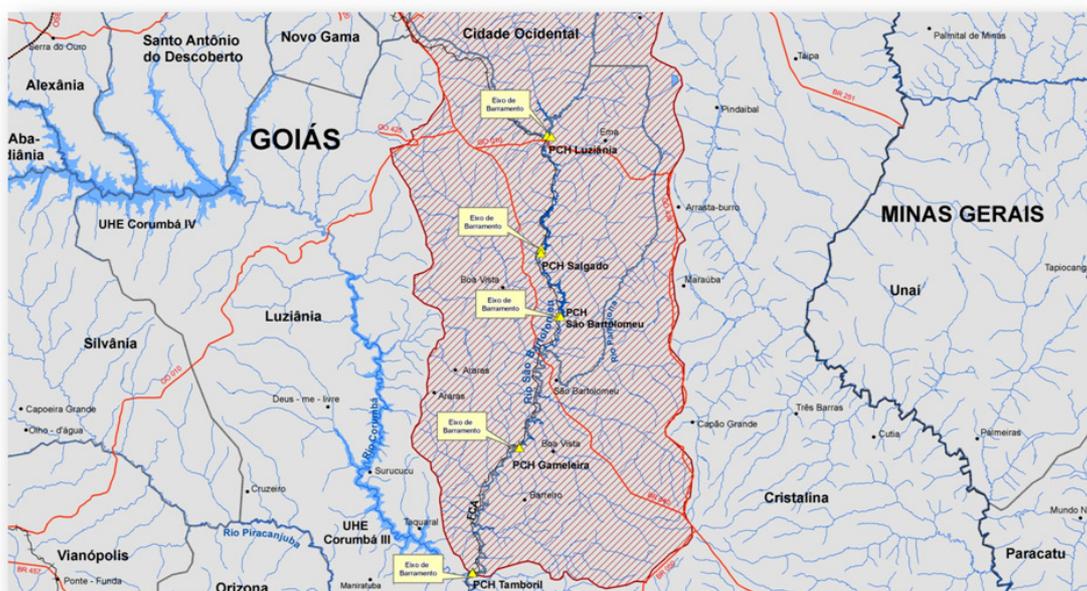
Fonte : Estudos de Inventário Hidrelétrico do Rio Itaguari(BA)-Larrosa&Santos – Setembro-2010- Elaboração Própria

Foram selecionados 9 empreendimentos (ver marcação na tabela), com um total de 102 MW de Potência Instalada. Os projetos tiveram seu Inventário do Rio Itaguari foi aprovado pela ANEEL e os aproveitamentos identificados encontram-se no estágio de desenvolvimento dos Projetos Básicos para envio, análise e aprovação do órgão regulador.

Os Fundos encontram-se em negociação adiantada, visando o direito de exclusividade, para aquisição dos referidos projetos básicos, quando de sua aprovação pela ANEEL.

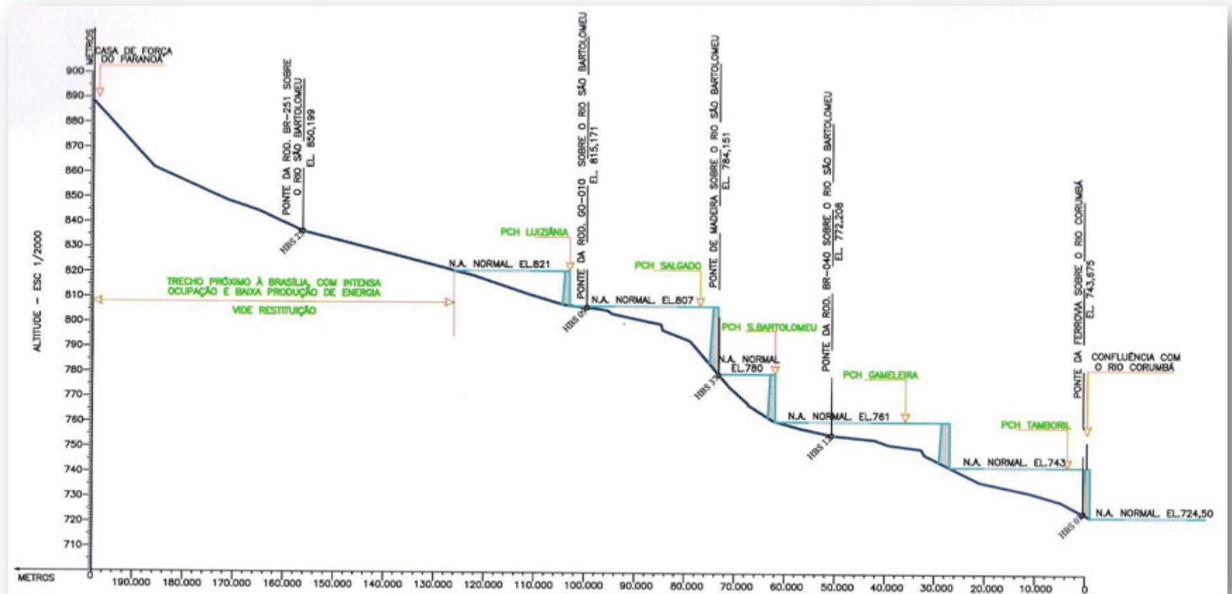
2.7.3 CONJUNTO DE PCHS RIO SÃO BARTOLOMEU

O Rio São Bartolomeu nasce no centro do Distrito Federal pela confluência dos rios Piripau e Mestre D'Almas, tributários da estação ecológica de Águas Emendadas, a uma altitude de 1200m. Segue em direção norte-sul, cortando o Distrito Federal e Goiás até desaguar no Rio Corumbá. Cinco PCHs, totalizando 62,7 MW de potência instalada, compõem o conjunto de projetos aqui enfocados. As duas seguintes mostram sua localização e cascata, respectivamente. Segue-se uma tabela com a lista dos projetos e suas respectivas potências:



Fonte: Cobrapar Engenharia

Apresentação da Cascata



Fonte: Cobrapara Engenharia

Lista de Projetos e sua Potência Instalada

<u>PCH</u>	<u>POTÊNCIA(MW)</u>
Luziânia	7,2
Salgado	15,3
São Bartolomeu	12,0
Gameleira	14,2
Tamboril	14,0
Total	62,7

Fonte: Cobrapara Engenharia; Elaboração Própria

Os projetos das PCHs do Rio São Bartolomeu estão sendo desenvolvidos pela empresa Cobrapar Engenharia, de Brasília (DF) e encontram-se em fase de aprovação de inventário junto a ANEEL, tendo recebido o registro ativo em

17/07/08 e o aceite de estudos em 21/07/08. A análise pelo regulador iniciou-se em janeiro de 2010, sendo executada de forma conjunta com a do rio Corumbá.

O inventário do Rio São Bartolomeu aguarda aprovação pela ANEEL. Os projetos encontram-se no estágio de aprovação do Inventário pela ANEEL. Em paralelo, já estão sendo desenvolvidos os Projetos Básicos, para envio, análise e aprovação do órgão regulador. Os Fundos já detêm a Opção de Compra dos Projetos Básicos, com direito de exclusividade, quando de sua aprovação pela ANEEL.

2.7.4 PARQUE EÓLICO A

Negociação de parque eólico na Região Sul do Brasil, que compreende 3 módulos de 30 MW, totalizando 90 MW de Potência Instalada, fator de capacidade bruto próximo de 48%.

Projetos aptos a participar dos Leilões de Energia, previstos para 2011.

Os Fundos encontram-se em negociação adiantada, visando ao direito de exclusividade, para aquisição dos referidos projetos.

2.7.5 QUADRO RESUMO

Nome do Projeto	Tipo de Projeto	Potência Instalada MW	Quantidade de Usinas	Localização
Conjunto do Rio Itaquari (**)	PCH	102,0	9	Sudoeste da Bahia
Conjunto do Rio São Bartolomeu (*)	PCH	62,7	5	Sul de Goiás
PCH Rincão (*)	PCH	10,0	1	Noroeste Rio Grande do Sul
Parque Eólico A (**)	Eólica	90,0	3	Região Sul
Total:		264,7	18	

(*) Os Fundos já detêm a Opção de Compra dos Projetos Básicos, com direito de exclusividade, quando de sua aprovação pela ANEEL. - Sua efetiva aquisição dependerá ainda de decisão do Comitê de Investimento, que levará em consideração a captação dos Fundos, os itens apontados nos processos de auditoria dos projetos (*Due Diligence*) e demais cláusulas contratuais.

(**) Projetos em negociação avançada, mas os Fundos ainda não detêm o direito de compra até este momento (Jun/2011).

2.7.6 PIPELINE: Fase dos Projetos e Cronograma de Construção

O *pipeline* estimado dos diversos projetos do Fundo, descritos anteriormente é mostrado na figura abaixo:

PIPELINE ESTIMADO		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cronograma estimado consolidado										
PCH(s) em Operação										
PCH(s) com Outorga e Licença de Instalação										
PCH Rincão										
Conjunto de PCHs do Rio São Bartolomeu	Construção									
	Operação									
Conjunto de PCHs do Rio Itaguari	Construção									
	Operação									
Eólica para leilões 2011										
Biomassa	Construção									
	Operação									

Ainda que a Equipe-Chave de Gestão esteja trabalhando na obtenção do Pipeline objetivado, não há garantia de sua implementação da maneira prevista, podendo ser adicionados ou retirados projetos, dependendo do volume de captação dos Fundos, e das possibilidades do mercado de negociação das Companhias Investidas. O cronograma também poderá ser adiantado ou atrasado em função das negociações de aquisição, obtenção das licenças, andamento da construção, entre outros.

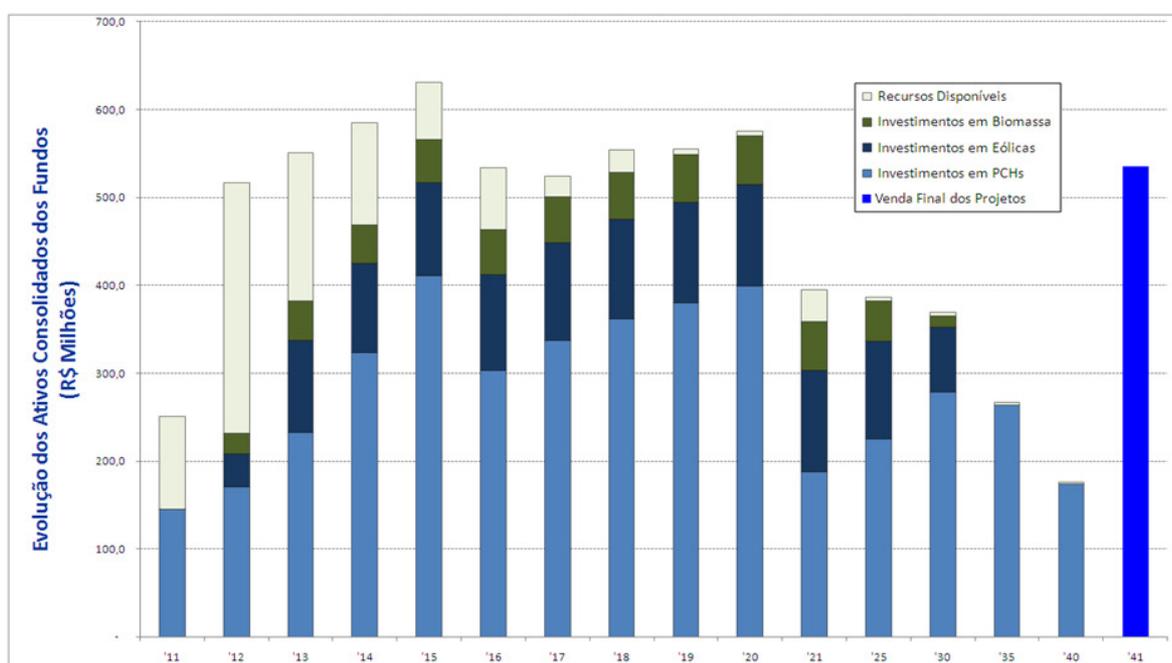
Observa-se que haverá projetos em construção até ano de 2018 quando se espera que todos os projetos do fundo estejam concluídos e em operação comercial. A marcação do gráfico em vermelho indica projetos em desenvolvimento, construção, ou em fase de obtenção de licenças; as marcações em verde são os projetos quando já em fase de operação comercial. Após a conclusão dos projetos, a intenção dos Fundos é mantê-los em carteira, com desinvestimento gradual em linha com os prazos de resgate dos Fundos detentores das ações das SPEs.

2.7.7 OBJETIVO DE RENTABILIDADE: FLUXO DE CAIXA DESCONTADO

A partir do conjunto de projetos almejados e citados anteriormente e considerando-se que os Fundos tenham sucesso em sua aquisição nas condições descritas neste capítulo, e tendo-se como pressuposto que as premissas designadas no capítulo 2.6 sejam razoavelmente obtidas, são mostrados a seguir, os gráficos de composição e valorização dos ativos, de fluxo de caixa e de rentabilidade, para um cenário-base de captação de R\$ 500 milhões.

Evolução da Carteira de Ativos Consolidada dos Fundos

(Volume de Recursos Investidos em R\$ Milhões)



Fluxo de Caixa Consolidado dos Fundos

Indicadores Selecionados	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Receita de Comercialização Energia	-	7,2	34,3	143,6	167,2	192,5	215,4	221,8	228,5	228,5	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	169,7	167,5	162,1	156,7	155,3	140,2	127,8	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	-	
Receita de Venda de Crédito de Carbono	-	-	1,4	7,0	7,8	8,7	9,3	9,5	9,7	9,7	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	6,8	0,8	0,8	0,8	0,3	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-		
EBTIDA	-	(10,1)	12,8	95,4	111,2	132,9	154,6	161,9	169,8	170,6	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	125,1	116,2	112,9	107,5	101,6	99,9	96,0	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	-	
Fluxo de Caixa Projetado dos Fundos (Consolidado)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Fluxo de Caixa Consolidado dos FIP-Ies																																
Investimentos em Projetos	(145,0)	(70,4)	(130,0)	(76,7)	(69,5)	(32,5)	(15,6)	(5,1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Geração de Caixa dos Projetos	-	(4,7)	4,8	34,4	28,4	34,7	41,4	45,6	51,9	54,3	40,4	42,3	44,3	46,2	48,0	49,8	50,4	46,2	55,1	72,5	68,8	69,4	73,1	46,2	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	-	
Alienação de Ativos	-	-	-	-	-	194,2	-	-	-	-	453,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	557,4	
Custos Gerais dos Fundos	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	-	
Taxa de Administração	(1,5)	(5,4)	(7,4)	(7,9)	(8,3)	(9,0)	(6,5)	(6,3)	(6,6)	(6,6)	(6,8)	(2,2)	(2,1)	(2,0)	(2,1)	(2,1)	(2,1)	(2,1)	(2,1)	(2,0)	(1,9)	(1,8)	(1,6)	(1,5)	(1,4)	(1,3)	(1,3)	(1,2)	(1,1)	(1,0)	(0,9)	
Taxa de Performance	-	(0,3)	(1,5)	(3,3)	(4,3)	(10,1)	(4,7)	(5,0)	(5,2)	(5,4)	(37,1)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,6)	(1,6)	(1,5)	(1,4)	(1,4)	(1,2)	(1,1)	(1,1)	(1,0)	(1,0)	(0,9)	(0,8)	(0,8)	(0,7)	(0,6)	(23,5)	
Geração de Caixa - Projetos & Custos	(146,5)	(80,9)	(134,2)	(53,5)	(53,8)	177,3	14,6	29,1	40,0	42,3	450,2	38,5	40,5	42,4	44,2	46,1	46,7	42,7	51,6	69,1	65,7	66,5	70,4	43,7	45,7	45,8	46,0	46,1	46,3	46,5	533,0	
Aportes de Capital	252,8	252,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fluxo para o Cotista	-	-	-	(10,5)	(5,0)	(175,6)	(67,0)	(28,9)	(60,2)	(43,4)	(420,2)	(60,9)	(52,7)	(43,4)	(44,5)	(46,3)	(46,9)	(42,9)	(51,8)	(69,3)	(66,0)	(67,0)	(70,9)	(44,3)	(46,2)	(46,2)	(46,3)	(46,5)	(46,7)	(46,9)	(535,4)	
Fluxo de Caixa	106,3	171,9	(134,2)	(64,1)	(58,8)	1,7	(52,4)	0,2	(20,2)	(1,0)	29,9	(22,4)	(12,3)	(1,0)	(0,3)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,2)	(0,3)	(0,2)	(0,4)	(0,5)	(0,5)	(0,6)	(0,5)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(2,5)	
Remuneração Estimada dos Recursos (real)	-	6,9	18,5	11,0	7,6	4,2	4,6	1,5	1,6	0,4	0,4	2,3	1,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Fluxo de Caixa Total dos Fundos	106,3	178,8	(115,7)	(53,1)	(51,3)	5,9	(47,8)	1,7	(18,5)	(0,6)	30,3	(20,1)	(11,2)	(0,7)	(0,0)	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,1)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,2)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(2,3)	
Posição Final de Recursos Financeiros	106,3	285,1	169,4	116,4	65,1	71,0	23,2	24,9	6,4	5,8	36,1	16,0	4,8	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,2	4,3	4,2	3,9	3,6	3,3	3,1	3,0	2,8	2,7	2,5	2,3	0,0	
Composição dos Ativos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Investimentos em PCHs	144,7	170,8	232,7	323,0	410,8	303,1	337,5	362,3	380,2	399,2	187,3	195,9	205,0	214,6	224,9	236,0	247,9	261,1	271,2	278,0	285,8	288,7	284,1	275,2	263,2	249,5	234,0	216,4	196,4	173,6	0,0	
Investimentos em Eólicas	-	37,0	104,9	102,2	106,5	108,5	110,4	112,4	113,9	115,0	115,5	115,5	114,9	113,5	111,5	108,6	104,9	102,5	95,1	74,3	51,6	26,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Investimentos em Biomassa	0,3	24,0	44,3	43,5	48,3	51,7	53,2	54,3	55,2	55,6	55,5	54,8	53,2	50,4	46,3	40,4	33,7	27,8	21,0	12,3	5,0	1,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	
Recursos Disponíveis	106,3	285,1	169,4	116,4	65,1	71,0	23,2	24,9	6,4	5,8	36,1	16,0	4,8	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,2	4,3	4,2	3,9	3,6	3,3	3,1	3,0	2,8	2,7	2,5	2,3	0,0	
Posição Total	251,2	516,9	551,3	585,1	630,7	534,3	524,3	554,0	555,7	575,6	394,5	382,2	377,8	382,6	386,7	389,2	390,6	395,6	391,5	368,9	346,6	320,5	287,8	278,5	266,3	252,5	236,9	219,1	198,9	175,9	(0,0)	
Composição dos Passivos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
FIP-IE (5 anos)	63,2	129,6	137,1	146,8	157,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FIP-IE (10 anos)	88,5	181,7	192,7	201,8	215,4	240,0	232,3	242,1	239,4	244,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FIP-IE (30 anos)	99,5	205,6	221,6	236,5	257,4	294,3	292,0	311,9	316,3	331,2	394,5	382,2	377,8	382,6	386,7	389,2	390,6	395,6	391,5	368,9	346,6	320,5	287,8	278,5	266,3	252,5	236,9	219,1	198,9	175,9	-	
Cotistas Consolidados	251,2	516,9	551,3	585,1	630,7	534,3	524,3	554,0	555,7	575,6	394,5	382,2	377,8	382,6	386,7	389,2	390,6	395,6	391,5	368,9	346,6	320,5	287,8	278,5	266,3	252,5	236,9	219,1	198,9	175,9	-	

Rentabilidade para cada Fundo:

Fundo	Prazo	Rentabilidade Anual Esperada dos Cotistas da Classe A Líquida de Impostos (*) e Acima da Inflação (**)		
		Cenário Pessimista	Cenário Base	Cenário Otimista
FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável I	5 anos	6,5%	7,5%	8,0%
FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável II	10 anos	9,5%	10,5%	11,0%
FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável III	30 anos	11,0%	12,0%	12,5%

(*) A isenção de imposto de renda se aplica para Pessoas Físicas, conforme regulamentação em vigor.

(**) A Rentabilidade Alvo não representa e nem deve ser considerada, a qualquer momento e sob qualquer hipótese, como promessa, garantia ou sugestão de rentabilidade aos cotistas.

A Rentabilidade esperada não representa e nem deve ser considerada, a qualquer momento e sob qualquer hipótese, como promessa, garantia ou sugestão de rentabilidade aos cotistas.

O Cenário Base refere-se à modelagem financeira dos Fundos tomando-se por base as variáveis descritas no capítulo 2.6 Premissas Gerais da Modelagem Econômico-Financeira deste Prospecto.

O Cenário Otimista adota as mesmas premissas do cenário-base, exceto em relação ao preço de comercialização da energia a partir de 2014 é de R\$

170/MWh no mercado livre, e também na venda dos projetos utiliza-se 7% a.a. de taxa de desconto.

O Cenário Pessimista adota as mesmas premissas do cenário-base, exceto em relação ao preço de comercialização da energia que permanece constante, sem aumento na renovação dos contratos a partir de 15 anos da entrada em operação das usinas.

2.8 Equipe-Chave de Gestão

2.8.0. EQUIPE CHAVE DE GESTÃO

As principais decisões do Fundo serão tomadas de maneira colegiada no **Comitê de Investimento**, conforme descrito na Política de Governança do Fundo, no Capítulo 2.10 deste Prospecto. Participam do Comitê de Investimento o Gestor/Administrador, o Originador/Operador, o Consultor Técnico, e o Assessor Financeiro, cujo histórico e as atividades desempenhadas junto ao Fundo são descritas a seguir:

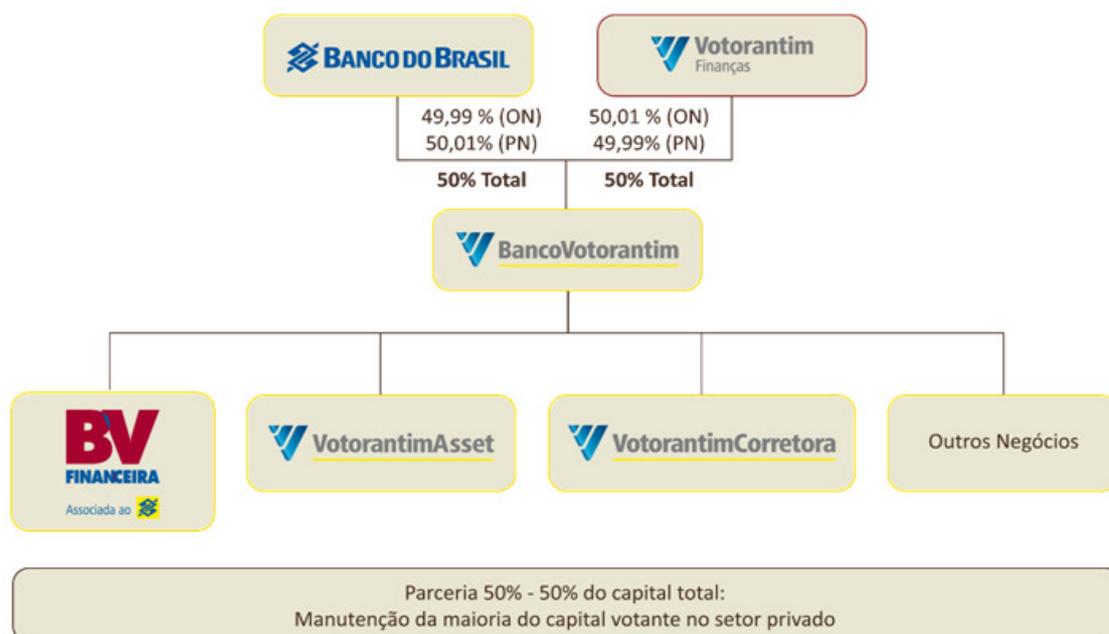
2.8.1. GESTOR/ADMINISTRADOR:

VOTORANTIM ASSET MANAGEMENT D.T.V.M. LTDA

A Votorantim Asset Management (VAM) é a empresa gestora de recursos de terceiros, uma subsidiária integral do Banco Votorantim S.A. Fundada em setembro de 1999, ocupa a 10ª posição no ranking de Gestão de Fundos de Investimento da ANBIMA, administrando o volume de R\$ 34,9 bilhões em fundos (fonte: ranking de gestores ANBIMA, março/2011).

Em 2002 a VAM tinha sob gestão R\$ 4,34 bilhões. Este crescimento é reflexo da busca pelo aperfeiçoamento de seu processo de gestão, do investimento permanentemente no desenvolvimento de seus profissionais e do aprimoramento de seu parque tecnológico a fim de minimizar os riscos e otimizar os resultados.

No início de 2009 o Grupo Votorantim vendeu 49,99% das ações ordinárias do Banco Votorantim para o Banco do Brasil, objetivando a parceira estratégica um dos maiores conglomerados financeiros do mundo:



A VAM dedica-se exclusivamente à gestão de recursos de terceiros e as atividades que não integram seu core business como Custódia e Controladoria são terceirizadas para parceiros de negócios, reconhecidos entre os melhores do mercado. Para mitigação do risco, implementou em 2007 os sistemas de gerenciamento de risco e compliance "RiskControl" e "Nexus", respectivamente.

Com isso, a VAM focou-se na gestão de recursos e no desenvolvimento de produtos diferenciados, inovadores e customizados, tais como: crédito privado, direitos creditórios, *private equity* e imobiliários entre outros. Tudo isso visando à criação de uma operação mais eficiente e ágil.

A Votorantim Asset Management é signatária do Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para Fundos de Investimentos, do **Código Abvcap/Anbima de Regulação e Melhores Práticas Para o Mercado de Fundos de Investimento em Participação e Fundos de Investimento em Empresas Emergentes**, que excedem a observância das normas legais e regulamentares, pois padronizam procedimentos destinados a proteger os interesses dos investidores e promover as melhores práticas do mercado. A VAM segue rigorosos conceitos de Barreiras de Informação "Chinese Wall", com separação clara entre a gestão de recursos de terceiros, realizadas pela

VAM, e a administração de recursos da tesouraria do Banco Votorantim, evitando, assim, situações de conflitos de interesses.

A equipe de **Produtos Estruturados da VAM** é responsável pela estruturação e pela gestão desse Fundo. Atualmente possui sob sua gestão R\$ 6,9 bilhões (mar/2011) de Fundos Estruturados que compreendem os Fundos de Direitos Creditórios - FIDCs, Fundos Imobiliários - FIIs, e Fundos de Participações - FIPs.

A VAM se coloca à disposição para prestar esclarecimentos adicionais sobre o seu corpo técnico, sobre a oferta e demais questões relacionadas à sua atuação na estruturação e no funcionamento do Fundo por meio do telefone (11) 5171-5008 ou diretamente na sua sede situada na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº. 14.171, Torre A, 7º andar.

Abaixo as principais atividades desempenhadas pelo gestor/administrador do Fundo:

- I. Desenho e implementação do Plano de Negócios do Fundo;
- II. Execução da política de investimento do Fundo;
- III. Monitorar o nível de risco do Fundo e aderência ao Plano de Negócios;
- IV. Coordenação do Comitê de Investimento;
- V. Análise e seleção dos projetos;
- VI. Controle do processo de Diligência dos Projetos a serem adquiridos pelo Fundo - Due Diligence;
- VII. Controle e aplicação do caixa, recebimentos, pagamentos, e impostos;
- VIII. Relacionamento com Investidores (RI), prestação de contas, e imprensa;

- IX. Cumprimento da legislação (“Compliance”) e relacionamento com os órgãos regulatórios (CVM, BACEN, ANBIMA, Receita Federal, ANEEL, etc.);
- X. Elaboração e manutenção da documentação do Fundo;
- XI. Contratação e supervisão dos prestadores de serviço do Fundo: Originador, Consultor, Custodiante, Controlador, Escriturador, Auditor, Coordenadores da Oferta, Bovespa, etc.).

2.8.2. ORIGINADOR/OPERADOR:

MW ENERGIAS RENOVÁVEIS LTDA

A MW Energias Renováveis Ltda. é uma empresa dedicada à seleção e gestão de projetos de geração de energia. Sua origem advém do largo conhecimento empresarial de alguns dos ex-administradores das Empresas Petróleo Ipiranga, que após a venda do controle do grupo, decidiram investir no setor de energia.

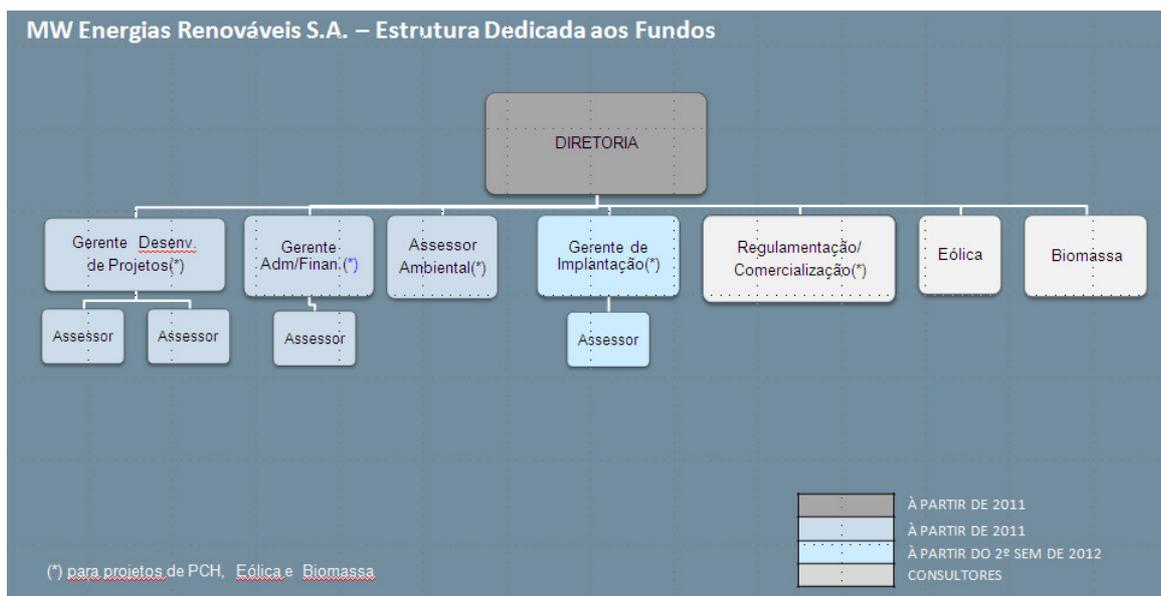
Durante seu período de atividades na Ipiranga os executivos da MW coordenaram e desenvolveram projetos no setor de energia no Brasil. Atualmente dedicam-se a atividades de elaboração e implantação de portfólio de ativos de energia renovável.

Abaixo as principais atividades da MW a serem desempenhadas pelo como Originador/Operador do Fundo:

- I. Desenho do Plano de Negócios do Fundo e construção do *pipeline* de projetos;
- II. Prospecção ativa de projetos e oportunidades de investimento para o Fundo, de acordo com as características definidas no Plano de Negócios e na política de investimento;

- III. Apresentação dos projetos potenciais ao Comitê de Investimento no formato do Memorando de Investimentos, em conjunto com a documentação exigida;
- IV. Responsável pela documentação dos projetos e por verificar a veracidade e acurácia das informações;
- V. Participação no Comitê de Investimento;
- VI. Análise e seleção dos projetos;
- VII. Executor principal do processo de *Due Diligence*;
- VIII. Responsável pela implementação física dos projetos aprovados;
- IX. Responsável pela operação, gestão, e administração de todas as SPEs no âmbito técnico, operacional, financeiro, trabalhista, legal, etc.;
- X. Participação nos Conselhos de Administração e Conselhos Fiscais das SPEs investidas, representando o Fundo, e fazendo valer nas empresas investidas as decisões tomadas pelo Comitê de Investimento do Fundo, inclusive no cumprimento de metas, orçamentos, contratação da diretoria executiva, cumprimento da legislação, otimização de custos e receitas;
- XI. Responsável pela venda da energia dentro dos critérios estabelecidos no Plano de Negócios do Fundo;
- XII. Relacionamento com os clientes ativos e potenciais das SPEs;
- XIII. Atendimento as demandas da legislação e relacionamento com os órgãos reguladores (ANEEL, ONS, EPE, CCEE, etc.);
- XIV. Prestação de contas ao Comitê de Investimento do Fundo sobre o desempenho dos projetos e das SPEs.

A figura abaixo mostra a estrutura organizacional e funcional do Originador/Operador que será montada para atender as necessidades do Fundo:



A MW se coloca à disposição para prestar esclarecimentos adicionais sobre o seu corpo técnico, sobre a oferta e demais questões relacionadas à sua atuação na estruturação e no funcionamento do Fundo por meio do telefone (51) 3018-0877 ou diretamente na sua sede situada na Cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, na Av. Carlos Gomes, nº 222, conjunto 1.102.

Os controladores da MW investirão recursos próprios no Fundo o que demonstra sua confiança na estratégia e objetivos delineados.

2.8.3. CONSULTOR TÉCNICO:

EXCELÊNCIA ENERGÉTICA CONSULTORIA EMPRESARIAL LTDA.

A Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda. (EXCELÊNCIA) foi fundada em 2003 com objetivo de orientar os agentes do setor perante as dificuldades enfrentadas para acompanhar, compreender e administrar as freqüentes mudanças e conflitos no campo regulatório e auxiliá-los para as tomadas de decisão mais adequadas sobre investimentos.

De forma a cumprir sua missão de "orientar empresas no sentido de otimizar os resultados de seus negócios em energia elétrica", a filosofia da empresa foi a de combinar a extensa experiência e profundo conhecimento a respeito do setor de energia elétrica de seu principal sócio, José Said, com um time de consultores advindos de universidades de comprovada excelência.

Ao longo desses pouco mais de setes anos, a EXCELÊNCIA conseguiu montar um time de consultores com vivência, em média, de 9 anos de setor elétrico brasileiro. Com um conceito de boutique de consultoria, trabalha mais do que como consultores, mas como parceiros de seus clientes.

Com uma equipe multidisciplinar (ver curriculum dos principais executivos no Anexo deste Prospecto), composta por profissionais das áreas de economia, contabilidade, engenharia, direito e administração de empresas; com passagens pelo setor público e privado, agência regulatória, investidores, consumidores, financiadores e consultorias, a EXCELÊNCIA consegue oferecer serviços completos ao cliente, em especial ao FUNDO, abrangendo aspectos estratégicos, regulatórios, jurídico-administrativos, econômico-financeiros e inteligência de mercado, atuando nas seguintes áreas:

- Prospecção e avaliação de oportunidades de investimento:

Avaliação para decisão de compra, venda ou construção, tendo avaliado aproximadamente 100 ativos de geração – perto de 3.000 MW de potência instalada;

- Consultoria na montagem de Planos de Negócio para atuação no setor de geração de energia:

Definição estratégica de estruturação do modelo da empresa e pipeline de projetos a serem desenvolvidos;

- Avaliação de crédito:

Avaliação da financiabilidade de usinas hidrelétricas, termelétricas a biomassa, gás natural e óleo, e parques eólicos, além de distribuidoras e transmissoras de energia elétrica. De 2006 a 2009, foram avaliados 75 projetos de geração de energia (14 mil MW) e 11 projetos de transmissão;

- Análises regulatórias:

Assistência a grandes consumidores, autoprodutores, produtores independentes e distribuidores de energia elétrica para enfrentar as freqüentes alterações regulatórias, avaliando riscos e oportunidades para os agentes;

- Inteligência de Mercado:

Projeção de balanço energético e de tarifas de geração em longo prazo, tanto no mercado cativo quanto no livre;

- Regularização junto aos órgãos setoriais:

Gestões regulatórias de agentes de geração e distribuição de energia junto à ANEEL, nos, EPE, e CCCE;

- Leilões de energia no mercado regulado:

Assistência integral a investidores, inclusive quanto às expectativas de preço a serem praticados em cada leilão e para cada fonte, assim como a avaliação de viabilidade dos projetos a serem outorgados;

- Leilões de energia no mercado livre:

Desenvolvimento de estratégia e de metodologia com a elaboração de editais, contratos e documentos relativos ao leilão, inclusive com a operacionalização do próprio processo licitatório;

A EXCELÊNCIA se coloca à disposição para prestar esclarecimentos adicionais sobre o seu corpo técnico, sobre a oferta e demais questões relacionadas à sua atuação na estruturação e no funcionamento do Fundo por meio do telefone (11) 3848-5999 ou diretamente na sua sede situada na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Gomes de Carvalho, nº 1329 – 5º andar, conjunto 52, Vila Olímpia.

Abaixo as principais atividades desempenhadas pelo consultor técnico do Fundo:

- I. Participação no processo de “Pré Due Diligence” com avaliação técnica e apoio na checagem de dados e documentos;
- II. Assessoria no desenvolvimento da estratégia de atuação e do Plano de Negócios do Fundo;
- III. Modelagem econômico-financeira para avaliação da atratividade e rentabilidade de novas oportunidades de investimento, submetendo as conclusões desses estudos ao Comitê de Investimento do Fundo;
- IV. Estudos de mercado, projeções do preço da energia elétrica, e projeções de oferta e demanda de energia elétrica para a identificação das melhores opções de comercialização da energia elétrica gerada, consideradas as alternativas existentes, a saber:
 - Venda em leilões do ambiente de contratação regulada (ACR);
 - Venda direta às distribuidoras como geração distribuída;

- Venda direta a consumidores livres;
 - Venda a consumidores livres, por meio de comercializadoras;
 - Venda direta a consumidores especiais, quando aplicável;
 - Venda a consumidores especiais por meio de comercializadoras, quando aplicável.
- VI. Orientação e acompanhamento das gestões necessárias junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ou a qualquer outro órgão da administração do setor elétrico, como a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e Operador Nacional do Sistema – ONS;
- VII. Organização de reuniões ou workshops direcionados a executivos, pessoal técnico, clientes e potenciais parceiros do Fundo, sempre que houver acontecimento setorial relevante que precise ser discutido, ou a qualquer momento que o Fundo considerar necessário;
- VIII. Acompanhar os executivos do Fundo, sempre que solicitado, em reuniões internas ou externas para tratar de qualquer assunto ou negociação envolvendo a atuação da empresa no segmento de energia elétrica;
- IX. Manutenção de acompanhamento permanente da legislação, regulamentos e acontecimentos relevantes, em especial aqueles associados ao comportamento do mercado e das tarifas de energia elétrica, licitações de novas concessões de geração, leilões de energia, oportunidades formação de parcerias ou de prestação de serviços, dentre outros, avaliando e alertando ao Fundo sobre os eventuais riscos, ameaças e oportunidades a eles inerentes;

- X. Prestar atendimento expresso e imediato ao Fundo em situações que exijam posicionamento urgente e dependam de um conhecimento mínimo na área de especialização do Consultor Técnico, desde que o Fundo concorde com o caráter precário da avaliação;
- XI. Coordenação dos trabalhos de outros prestadores de serviço ligados diretamente aos projetos em desenvolvimento pelo Fundo, como assessorias de engenharia e ambiental.

2.8.4. COORDENADOR LÍDER e ASSESSOR FINANCEIRO:

BANCO VOTORANTIM S.A.

O Banco Votorantim possui larga experiência em investimentos proprietários. Seguindo a tradição empreendedora do Grupo Votorantim, o Banco já fez investimentos em cerca de uma dezena de empresas que atuam em diferentes ramos de atividade, passando pelos setores imobiliário, construção civil, financiamento ao consumo, aluguel de frotas de veículos, software, entre outras.

Visualizando o grande potencial de crescimento da economia brasileira, o foco dos investimentos proprietários do Banco Votorantim está nos setores de consumo, imobiliário, saúde, tecnologia da informação, energia e recursos naturais, e infraestrutura, tendo um *pipeline* robusto de negócios para os próximos anos.

A expertise da área é a busca de investimentos alternativos, que passem por um rigoroso processo de Due Diligence, com tese de investimento clara, e estratégia de saída definida. Atualmente a equipe da área conta com cerca de 10 pessoas fortemente qualificadas.

O Banco Votorantim se coloca à disposição para prestar esclarecimentos adicionais sobre o seu corpo técnico, sobre a oferta e demais questões relacionadas à sua atuação na estruturação e no funcionamento do Fundo por

meio do telefone (11) 5171-2735 ou diretamente na sua sede situada na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº. 14.171, Torre A, 6º andar.

Enquanto Coordenador Líder o Banco Votorantim desempenhará as seguintes atividades, entre aquelas incluídas no Contrato de Distribuição das Cotas do Fundo:

- I. Prospecção de investidores e distribuição das cotas (Coordenador Líder);
- II. Assessorar o Fundo na elaboração de todo o material necessário à Oferta, inclusive o material mercadológico;
- III. Acompanhar, com o Administrador, o registro do Fundo e da Oferta perante a CVM;
- IV. Comunicar imediatamente à CVM eventual rescisão, resolução, denúncia, revogação, rescisão ou alteração do Contrato de Distribuição das Cotas do Fundo;
- V. Acompanhar e controlar o plano de distribuição da Oferta; e
- VI. Controlar os boletins de subscrição, devendo devolver à Administrador os boletins de subscrição não utilizados, se houver.

Os Coordenadores Líderes serão responsáveis pela realização da distribuição das cotas do Fundo, sob o regime de melhores esforços, nos termos do Contrato de Distribuição de Cotas de emissão do Fundo, que se encontra disponível para consulta e cópia na sede do Banco Votorantim.

Abaixo as principais atividades desempenhadas pelo Banco Votorantim na qualidade de Assessor Financeiro do Fundo:

- I. Desenho do Plano de Negócios do Fundo;

- II. Análise dos projetos sob a ótica do mercado de Private Equity;
- III. Auxílio ao Originador na construção do pipeline de projetos;
- IV. Desenho e análise das minutas dos acordos de acionistas, opções e contratos de compra/venda de ativos;
- V. Participação no Comitê de Investimento;
- VI. Auxílio na análise e seleção dos projetos;
- VII. Participação no processo de Due Diligence;
- VIII. Prospecção de investidores estrangeiros;
- IX. Desenvolvimento de parcerias com outros grupos de Private Equity;
- X. Prospecção contínua para venda dos ativos do fundo ("Way-Out").

O Banco Votorantim também investirá recursos próprios no Fundo demonstrando seu completo alinhamento com a estratégia e objetivos definidos.

2.8.5. COORDENADOR:

BB GESTÃO DE RECURSOS - DTVM S.A.

O Banco do Brasil foi o primeiro banco a operar no País e, hoje, é a maior instituição financeira da América Latina em termos de ativos, segundo ranking da consultoria Económica (31/12/09).

Em seus mais de 200 anos de existência, acumulou experiências e pioneirismos, participando vivamente da história e da cultura brasileira. Sua marca é uma das mais conhecidas e valiosas do País, acumulando ao longo de sua história atributos de confiança, segurança, modernidade e credibilidade. Com sólida função social e com competência para lidar com os negócios

financeiros, o Banco do Brasil demonstrou que é possível ser uma empresa lucrativa sem perder o núcleo de valores.

Em março de 2010, o Banco do Brasil registrou mais de 53,5 milhões de clientes atendidos a partir de uma rede de 18,0 mil pontos de atendimento distribuídos em 3,5 mil municípios brasileiros, com envolvimento de 103,9 mil funcionários. No exterior, o Banco do Brasil tem 43 pontos distribuídos em 23 países (Alemanha, Angola, Argentina, Áustria, Bolívia, Chile, China, Coreia do Sul, Emirados Árabes Unidos, Espanha, Estados Unidos, França, Ilhas Cayman, Inglaterra, Itália, Japão, México, Panamá, Paraguai, Peru, Portugal, Uruguai e Venezuela).

Com sede no Rio de Janeiro e filial em São Paulo, a BB GESTÃO DE RECURSOS – Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A (“BB DTVM”) foi criada em 1986, como subsidiária integral do Banco do Brasil. Autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM a prestar serviços de administração de carteiras (Ato Declaratório nº 1481, de 13/08/90), a BB DTVM alia segurança, experiência e alta tecnologia aos mais modernos conceitos de ferramentas de administração de ativos do mercado.

Por ter autonomia administrativa, a BB DTVM possui Conselho de Administração e Diretoria próprios, contando com estrutura organizacional voltada para o atendimento das necessidades dos investidores e áreas especializadas de atividades de distribuição.

Uma marca cada vez mais forte no mercado de fundos de investimento, a BB DTVM disponibiliza soluções em gestão de recursos de terceiros que atendem a pessoas físicas, empresas, setor público, investidores institucionais e investidores estrangeiros.

A BB DTVM é sinônimo de excelência na administração de recursos de terceiros por meio da gestão dos ativos que compõem os fundos de investimento. Este conceito de excelência, o *rating* MQ1, foi atribuído em 2006 pela Moody’s, uma das principais agências de classificação de risco do mundo. O relatório da Moody’s destaca o excelente ambiente de gestão e de controle da BB DTVM.

Na qualidade de Coordenador da Distribuição de Cotas do Fundo, entre as atividades da BB DTVM estão incluídas:

- I. Prestar os serviços descritos no Contrato de Distribuição de Cotas; e
- II. Receber e processar todos os pedidos de subscrição de Cotas, fazendo uso de todos os recursos disponíveis para a boa realização da Oferta.

2.9.0. Relacionamento entre a Instituição Administradora, o Coordenador Líder e os demais participantes da Oferta

2.9.1. Além do relacionamento referente à Oferta, as instituições envolvidas na operação mantêm relacionamento comercial com a Instituição Administradora, com o Coordenador Líder ou com sociedades de seu conglomerado econômico, podendo, no futuro, serem contratados pela Instituição Administradora, pelo Coordenador Líder ou sociedades de seu conglomerado econômico para assessorá-los, inclusive na realização de investimentos ou em quaisquer outras operações necessárias para a condução de suas atividades. Não há qualquer outro tipo de relacionamento comercial relevante entre as partes além daqueles descritos nesta seção.

Relacionamento entre o Coordenador Líder (Banco Votorantim S.A.) e a Instituição Administradora (Votorantim Asset Management DTVM Ltda.)

Na data deste Prospecto, a Administradora é controlada pelo Coordenador Líder (em controle partilhado com o Banco do Brasil S.A.), detendo o Coordenador Líder 99,99% do capital social da Administradora.

Relacionamento entre o Coordenador (BB Gestão de Recursos – Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.) e a Instituição Administradora (Votorantim Asset Management DTVM Ltda.)

No ano de 2009, o Grupo Votorantim alienou 49,99% das ações ordinárias e 50,01% das preferenciais de emissão do Banco Votorantim, controlador da Instituição Administradora, para o Banco do Brasil S.A.. A conclusão dessa operação foi objeto de fato relevante divulgado ao mercado em 14.09.2009.

A controladora do Coordenador (Banco do Brasil S.A.) presta serviços de custódia para fundos sob gestão e/ou administração da Instituição Administradora. Em 31/03/2011 esses fundos correspondiam a um volume de recursos de R\$ 0,61 Bilhão.

Relacionamento entre o Coordenador Líder (Banco Votorantim S.A.) **e o Coordenador** (BB Gestão de Recursos – Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.)

No ano de 2009, o Grupo Votorantim alienou 49,99% das ações ordinárias e 50,01% das preferenciais de emissão do Banco Votorantim, controlador da Administradora, para o Banco do Brasil S.A.. A conclusão dessa operação foi objeto de fato relevante divulgado ao mercado em 14.09.2009. O Coordenador é uma subsidiária integral do Banco do Brasil S.A., cujo controle final é detido pela União Federal.

Relacionamento entre a Instituição Administradora (Votorantim Asset Management DTVM Ltda.) **e o Originador/Operador** (MW Energias Renováveis Ltda.)

Os sócios do Originador/Operador possuem investimentos com a Instituição Administradora.

Relacionamento entre a Instituição Administradora (Votorantim Asset Management DTVM Ltda.) **e o Consultor Técnico** (Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda.)

O Consultor Técnico atualmente presta serviços de consultoria para a Instituição Administradora e para o Coordenador Líder.

Relacionamento entre a Instituição Administradora (Votorantim Asset Management DTVM Ltda.) **e o Custodiante/Controlador** (Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.)

A Administradora possui amplo relacionamento com o Custodiante, incluindo operações de international cash, trade finance, emissão de títulos e derivativos. Especificamente no ramo de fundos de investimento, a Administradora possui relacionamento comercial com o Custodiante que presta os serviços de custódia e controladoria para fundos de investimento da

Administradora, com volume aproximado de R\$ 31 bilhões sob custódia. Em fundos de investimento em participações, a Administradora possui a custódia de 6 fundos atualmente sob sua administração pelo Custodiante. Não há relacionamento societário entre a Administradora e o Custodiante. Na data deste Prospecto, não existiam entre a Administradora e o Custodiante relações societárias ou outras relações comerciais relevantes além das acima;

Relacionamento entre a Instituição Administradora (Votorantim Asset Management DTVM Ltda.) **e o Auditor** (PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes)

O Auditor é atualmente prestador de serviços de auditoria para outros fundos da Instituição Administradora.

Relacionamento entre a Instituição Administradora (Votorantim Asset Management DTVM Ltda.) **e o Consultor Jurídico** (Bocater, Camargo, Costa e Silva Advogados Associados)

Exceto pela prestação de serviços jurídicos para o Fundo e para os Fundos de Investimento em Participações em Infraestrutura FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável I e III, cujas cotas são objeto de oferta pública conjunta com a oferta de cotas do Fundo, o Consultor Jurídico não tem qualquer relacionamento comercial nesta data com a Instituição Administradora.

2.10.0. Política de Governança

2.10.1 – POLÍTICA DE GESTÃO E DE DELIBERAÇÃO

As principais decisões do Fundo serão tomadas de forma colegiada pelo **Comitê de Investimento**, que será composto por membros do Administrador, Originador / Operador, Consultor Técnico e Assessor Financeiro.

2.10.2. – Comitê de Investimento

▪ Instalação e Composição

O Comitê de Investimento será instalado formalmente pelo Administrador em até 10 dias úteis após a 1ª integralização de cotas do Fundo.

O comitê será composto por 5 (cinco integrantes, indicados por seus 4 (quatro) membros, da seguinte forma:

- 1 representante e seu suplente serão indicados pelo Administrador do fundo;
- 1 representante e seu suplente serão indicados pelo Assessor Financeiro;
- 2 representantes e seus suplentes serão indicados pelo Originador/Operador;
- 1 representante e seu suplente serão indicados pelo Consultor Técnico.

Todos os representantes indicados deverão ser submetidos ao Administrador para aprovação. Uma vez aprovados pelo Administrador, os

integrantes do Comitê de Investimento formarão a **Equipe-Chave de Gestão do Fundo**.

O prazo de mandato dos integrantes do Comitê de Investimento será indeterminado ou até que o membro responsável pela respectiva indicação delibere pela sua substituição. Nesse sentido, cada membro poderá substituir livremente os integrantes do Comitê de Investimento de sua indicação, desde que o Administrador seja formalmente notificado com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis da data da próxima reunião, observado, ainda, o procedimento de ratificação previsto no parágrafo acima.

Na hipótese de vacância de cargo do Comitê de Investimento, por morte, interdição, renúncia ou qualquer outra razão, o membro responsável pela referida indicação deverá nomear novo integrante, no prazo de 10 (dez) dias contados da data em que o cargo ficou vago.

Os membros do Comitê de Investimento não serão remunerados pelo exercício de suas funções enquanto membros do órgão.

▪ **Atribuições**

O Comitê de Investimento terá as seguintes atribuições:

- I. Deliberar sobre a Política de Investimento do Fundo e certificar-se de sua adequada implementação;
- II. Deliberar sobre a aquisição de todos os investimentos a serem realizados pelo Fundo, bem como sobre o processo de seleção de Projetos, preço e condições para compra de ativos pelo Fundo, exceto os investimentos relativos aos 10% (dez por cento) da carteira do Fundo, que poderão ser investidos em (a) moeda corrente nacional; (b) títulos de emissão do Tesouro Nacional; (c) títulos de emissão do Banco Central;

- III. Deliberar e acompanhar o processo de Due Diligence (Auditoria) dos ativos a serem adquiridos pelo Fundo, bem como definir orçamento, e os prestadores de serviço para realização dessa tarefa;
- IV. Deliberar sobre todos os desinvestimentos, parciais ou totais, de ativos do Fundo, bem como sobre o processo de seleção de ofertas, preço e condições para venda dos ativos do Fundo, exceto os desinvestimentos dos ativos relativos aos 10% (dez por cento) da carteira do Fundo, que podem ser investidos nos ativos descritos no art. 21, parágrafo primeiro, II;
- V. Deliberar sobre o pagamento e distribuição de dividendos das empresas investidas, amortizações de cotas do Fundo, inclusive com utilização de ativos, submetendo tais propostas a apreciação da Assembléia Geral de Cotistas;
- VI. Deliberar sobre a prorrogação do prazo de duração do Fundo, na forma do art. 3º do Regulamento, submetendo tais propostas a apreciação da Assembléia Geral de Cotistas;
- VII. Deliberar sobre alterações no Período de Investimento ou Desinvestimento, submetendo tais propostas a apreciação da Assembléia Geral de Cotistas;
- VIII. Deliberar sobre a adequada contabilização dos ativos do Fundo, e eventuais baixas parciais ou baixa total de um ativo pertencente ao Fundo, submetendo tais propostas a apreciação da Assembléia Geral dos Cotistas se delas resultar alteração do Regulamento;
- IX. Acompanhar o desempenho dos ativos e Companhias Investidas, desde seu investimento até seu total desinvestimento;
- X. Aprovar as propostas do Originador/Operador relacionadas aos votos do Fundo e seus representantes nas Assembléias de Acionistas e Conselhos de Administração e Fiscal (caso existentes), das Companhias Investidas e a forma de participação ativa do Fundo nas decisões e políticas dessas empresas, inclusive a

indicação de representantes do Fundo na administração de tais sociedades.

- XI. Aprovar o orçamento anual do Fundo e das Companhias Investidas;
- XII. Aprovar a contratação de todos os prestadores de serviço do Fundo, incluindo consultores, advogados, auditores independentes, entre outros;
- XIII. Deliberar sobre o modelo financeiro do Fundo, válido para as análises de investimentos;
- XIV. Deliberar sobre a contratação de empréstimos em nome do Fundo ou das Companhias Investidas;
- XV. Prestar contas à Assembléia de Cotistas das atividades do Fundo, dos seus ativos, e das decisões de investimento e desinvestimento;
- XVI. Demais atividades que venham a ser fixadas pela Assembléia Geral de Cotistas;
- XVII. Aprovar o reinvestimento dos recursos provenientes de qualquer desinvestimento;
- XVIII. Decidir sobre a adoção de medidas judiciais e extrajudiciais na defesa dos interesses do Fundo;
- XIX. Solicitar e aprovar as chamadas de capital, observado o disposto neste Regulamento;
- XX. Fornecer ao Administrador, desde que assim solicitado, as informações necessárias para a elaboração do parecer a que se refere o art. 6º, inciso VII, do Regulamento, bem como os estudos e análises de investimento, e suas respectivas atualizações periódicas, a que se referem os incisos XVI e XVII, do Regulamento;
- XXI. Deliberar sobre a contratação, pelo Fundo, dos serviços de auditoria independente das demonstrações financeiras do Fundo,

bem como dos demais serviços especializados de consultoria e assessoria que julgar necessários;

XXII. Aprovar a celebração, pelo Administrador, em nome do Fundo, de acordos de acionistas e demais contratos necessários ao cumprimento dos objetivos do Fundo.

▪ **Periodicidade e Processo Decisório**

As reuniões do Comitê de Investimento ocorrerão, preferencialmente, na sede do Administrador, no mínimo uma vez por mês durante o período de investimento e no mínimo a cada três meses no período de desinvestimento, ou sempre que solicitado ao Administrador ou quaisquer dos integrantes do Comitê.

O Administrador será o responsável por convocar a reunião, por meio de carta ou correio eletrônico, com no mínimo 5 (cinco) dias úteis de antecedência, com indicação da data, horário e local da reunião, e respectiva pauta, assim como enviar o material necessário para a avaliação dos assuntos a serem deliberados na reunião.

As reuniões do Comitê de Investimento serão, validamente instaladas com o quorum de, no mínimo, 1 (um) representante de cada um dos membros ou seu suplente. É permitido aos membros, a participação por meios eletrônicos (conferência telefônica, vídeo conferência ou similar).

Cada membro do Comitê de Investimento terá direito a 1(um) voto na suas deliberações, e a decisão será validada pela maioria dos votos simples, devendo os membros buscar, sempre que possível, uma decisão de consenso.

As deliberações do Comitê de Investimento que versarem sobre as seguintes matérias deverão ser submetidas à ratificação dos titulares de cotas classe B:

- Destituição ou substituição do Administrador e demais prestadores de serviço ao Fundo e escolha de seus substitutos;
- Alteração na Taxa de Administração e remuneração do Originador/Operador, do Assessor Financeiro, do Consultor Técnico e dos demais prestadores de serviço do Fundo, inclusive no que diz respeito à participação nos resultados do Fundo;
- Instalação, composição, organização e funcionamento de comitês e conselhos criados pelo Fundo nas hipóteses não previstas neste Prospecto e no Regulamento; e
- Contratação de financiamentos pelo Fundo;

2.10.3- Metodologia para Aprovação de Projetos de Investimento

O Originador deverá propor a apreciação de um projeto ao Comitê de Investimento devendo aquele ter efetuado prévia análise prospectiva da viabilidade do referido projeto, de acordo com os critérios descritos na política de investimento do Fundo;

Quando um projeto for submetido ao Comitê de Investimento, deverão ser apresentados todos os documentos e informações detalhadas no Memorando de Investimento. Caso o Comitê de Investimento aprove preliminarmente o projeto, este passará pelo processo de "Pré Due Diligence".

O resultado da "Pré Due Diligence" realizada será submetida ao Comitê de Investimento para aprovação ou rejeição preliminar do projeto;

Caso o projeto seja pré-aprovado pelo Comitê de Investimento, o projeto passará pelo processo de "Due Diligence", devendo o Comitê de Investimento designar os parâmetros para execução e coordenação dos trabalhos, bem como identificar pontos de risco, podendo eventualmente recomendar dupla-chechagem desses;

Com base no resultado do processo de "Due Diligence", o Comitê de Investimento poderá ratificar a aprovação do projeto ou rejeitá-la, podendo sugerir melhorias para aprovação ou renegociação dos termos e condições do negócio.

2.10.4- Metodologia para Aprovação de Projetos de Desinvestimento

O Assessor Financeiro deverá propor a estratégia de desinvestimento dos ativos do fundo. Entre outros fatores, a estratégia deverá considerar a situação do mercado brasileiro e internacional, a rentabilidade esperada pelos cotistas, as necessidades de amortização de cotas, o portfólio de investimentos e o estágio de maturação dos diferentes ativos.

O Assessor Financeiro apresentará o plano de desinvestimento ao Comitê de Investimento, no mínimo, 1 (um) ano antes de cada amortização programada, ou sempre que houver uma oportunidade relevante no mercado.

A indicação e contratação de eventuais consultorias ou prestadores de serviços para auxiliar no processo será feita pelo Assessor Financeiro, devendo ser aprovada pelo Comitê de Investimento.

O plano deverá conter os pontos relevantes para a aprovação do início do processo de alienação dos ativos. Caso o Comitê de Investimento aprove a estratégia, o Assessor Financeiro conduzirá o processo.

O Assessor Financeiro deverá apresentar ao Comitê de Investimento todas as propostas recebidas para a alienação dos ativos com detalhes suficientes para a tomada de decisão. Em caso de ofertas não-vinculantes, o Assessor Financeiro deverá submeter os termos da oferta vinculante ao Comitê de Investimento para conclusão do processo.

O Assessor Financeiro será o responsável pela condução do processo de diligência em conjunto com o Originador/Operador e deverá manter o Comitê de Investimento informado sobre o andamento do processo através de comunicação formal ao Comitê de Investimento por meio de correio eletrônico ou comunicação nas reuniões do Comitê de Investimento.

Ao final do processo de diligência, se houver alteração das ofertas, o Comitê de Investimento deverá deliberar sobre os novos termos e ratificar as condições de negociação.

A alienação de ativos para pagamento das amortizações programadas, conduzidas através de um processo formal, competitivo e dentro de condições de mercado só poderão ser vetadas no caso de unanimidade do Comitê de Investimento.

2.10.5. – A Assembléia Geral de Cotistas

▪ Convocação

A Assembléia Geral de Cotistas pode ser convocada a qualquer tempo, sempre que os interesses do Fundo assim exigirem, pelo Administrador, membros do Comitê de Investimento ou por cotistas representando, no mínimo, 5% (cinco por cento) do total das cotas emitidas pelo Fundo, devendo ser realizada, preferencialmente, na sede do Administrador.

A convocação poderá ser realizada mediante comunicação a ser encaminhada a cada Cotista por (i) por meio de carta endereçada a cada um dos Cotistas, (ii) correio eletrônico endereçado a cada um dos Cotistas e/ou (iii) por meio de publicação de aviso no periódico utilizado para veicular as informações referentes ao Fundo.

▪ **Competência**

Compete privativamente à Assembléia Geral de Cotistas:

- I. Tomar, anualmente, as contas relativas ao Fundo e deliberar, até 30 de junho de cada ano, sobre as demonstrações contábeis apresentadas pelo Administrador;
- II. Deliberar sobre a alteração do Regulamento do Fundo;
- III. Deliberar sobre a destituição ou substituição do Administrador e demais prestadores de serviço ao Fundo e escolha de seus substitutos;
- IV. Deliberar sobre a fusão, incorporação, cisão ou eventual liquidação do Fundo;
- V. Deliberar sobre amortizações e liquidação do Fundo nas hipóteses não previstas neste Regulamento;
- VI. Deliberar sobre a emissão e distribuição de novas Cotas;
- VII. Deliberar sobre qualquer alteração na Taxa de Administração do Administrador, e das taxas de remuneração do Originador/Operador, do Assessor Financeiro, do Consultor Técnico e dos demais prestadores de serviço do Fundo, inclusive no que diz respeito à participação nos resultados do Fundo;
- VIII. Deliberar sobre proposta de alteração ou prorrogação do Prazo de Duração;
- IX. Deliberar sobre a alteração do quorum de instalação e do quorum de deliberação da Assembléia Geral de Cotistas;

- X. Deliberar sobre a instalação, composição, organização e funcionamento de comitês e conselhos criados pelo Fundo nas hipóteses não previstas neste Regulamento;
- XI. Deliberar, quando for o caso, sobre requerimento de informações por Cotistas, observado o disposto no parágrafo único do art. 14 da Instrução CVM nº. 391;
- XII. Deliberar sobre a Política de Investimento do Fundo, aprovação de Investimento ou Desinvestimento de Projetos, nos casos em que o Comitê de Investimentos julgar necessário;
- XIII. Deliberar sobre a mudança do Auditor Independente;
- XIV. Deliberar pela contratação de financiamentos pelo Fundo; e
- XV. Deliberar sobre a prestação de garantias pelo Fundo, por proposta do Comitê de Investimento.

▪ **Instalação e Deliberação**

A Assembléia Geral de Cotistas será validamente instalada em primeira convocação com a presença de cotistas que detenham, em conjunto, 51% (cinquenta e um por cento) das Cotas representativas do Patrimônio Líquido do Fundo.

Em segunda convocação, a Assembléia Geral de Cotistas poderá ser instalada com a qualquer numero de presentes.

Independentemente de convocação, será considerada regular a Assembléia Geral de Cotistas a que comparecerem todos os Cotistas.

A cada cota, independente da sua classe, será atribuído o direito a um voto. Todas as deliberações serão tomadas pela maioria dos votos dos cotistas presentes, ressalvadas as matérias referidas nos incisos III, VII, X, XII e XIV,

transcritas acima, que deverão ser submetidas à ratificação pelos dos cotistas classe B, por meio de voto afirmativo de, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) dos titulares.

2.10.6. – POLÍTICA DE GESTÃO E GOVERNANÇA CORPORATIVA DAS COMPANHIAS INVESTIDAS

As companhias objeto de investimento pelo Fundo deverão atender aos seguintes requisitos de governança corporativa:

- I. Proibição de emissão de partes beneficiárias e inexistência desses títulos em circulação;
- II. Estabelecimento de um mandato unificado de no máximo 2 (dois) anos para todo o Conselho de Administração;
- III. Disponibilização de contratos com partes relacionadas, acordos de acionistas e programas de opções de aquisição de ações ou de outros títulos ou valores mobiliários de sua emissão;
- IV. Concessão da faculdade do emprego da arbitragem para resolução de conflitos societários;
- V. Promover a auditoria anual de suas demonstrações contábeis por auditores independentes registrados na CVM; e
- VI. Obrigar-se, perante o Fundo, na hipótese de abertura de capital, a aderir a segmento especial de bolsa de valores ou entidade mantenedora de mercado de balcão que assegure, no mínimo, níveis diferenciados de prática de governança corporativa previstos nos incisos anteriores.

Caberá exclusivamente ao Comitê de Investimento a responsabilidade pela verificação da adequação e manutenção, durante o período de duração do investimento, pelas Companhias Investidas, desses requisitos

Os votos dos administradores eleitos pelo Fundo nos Conselhos de Administração das Companhias Investidas deverão observar a orientação do Comitê de Investimento, em linha com os objetivos do Fundo determinados no Plano de Negócios do Fundo e proferidos pelo Originador/Operador.

Todos os votos proferidos pelos representantes eleitos pelo Fundo devem estar alinhados a este Regulamento, ao estatuto social e ao acordo de acionistas de cada uma das Companhias Investidas. As decisões do Conselho de Administração deverão seguir e respeitar as melhores práticas socioambientais praticadas no setor energético.

As Companhias Investidas, além de adotar os critérios previstos na legislação, terão como base, se viável e aplicável, o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa para a construção do seu modelo de governança.

Os estatutos das Companhias Investidas deverão prever reuniões periódicas ou constituir comitês para assessorar na discussão e deliberação das principais questões.

As decisões dos órgãos de administração das Companhias Investidas observarão, conforme aplicável, as diretrizes do acordo de acionistas, do estatuto social, das decisões do Conselho de Administração, de modo que tais decisões estejam alinhadas com as estratégias de investimento e desinvestimento do Fundo, observadas as diretrizes aprovadas pelo Comitê de Investimento e a legislação aplicável.

Os administradores e executivos responsáveis pelas Companhias Investidas devem possuir conhecimento técnico, habilidades e reputação ilibada para serem indicados para seus cargos, podendo inclusive servir a mais de uma Companhia Investida ao mesmo tempo. Os administradores e executivos poderão ser selecionados dentre os funcionários do Originador/Operador, desde que suas atividades nas Companhias Investidas não sejam prejudicadas.

2.10.7. – OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Partes Relacionadas poderão investir e atuar como prestadores de serviço do Fundo.

Além disso, o Fundo poderá investir em companhias das quais participam Partes Relacionadas, mediante aprovação da Assembléia Geral de Cotistas.

Nesse caso, a administração das companhias deverá zelar para que as condições das operações com partes relacionadas sejam praticadas em bases equitativas com as verificadas no mercado para negócios similares.

Quaisquer operações entre (i) o Fundo e Partes Relacionadas, (ii) Partes Relacionadas e Companhias Alvo e/ou Companhias Investidas, e (iii) o Fundo e entidades administradas pelo Administrador, que envolvam a transação de ativos não previstos neste Prospecto, no Regulamento e no Boletim de Subscrição, deverão ser aprovadas pelo Comitê de Investimento e pela Assembléia Geral de Cotistas.

O membro do Comitê de Investimento deve se abster de votar nas decisões de investimento, desinvestimento, financiamentos ou contratação de serviços, onde a contraparte da operação com o Fundo é considerada Parte Relacionada, exceto quando a Parte Relacionada tiver sido contratada/contatada por outro membro do Comitê de Investimento, ou terceiros, que não o relacionado.

Para efeito deste Prospecto e do Regulamento, são consideradas Partes Relacionadas:

I. Pessoa física ou jurídica que participe, direta ou indiretamente, com 10% ou mais do capital social do Administrador, Originador/Operador, Assessor Financeiro, Consultor Técnico, demais prestadores de serviços ao Fundo ou Cotistas;

II. Qualquer pessoa jurídica em que Administrador, Originador/Operador, Assessor Financeiro, Consultor Técnico, demais prestadores de serviços ao Fundo ou Cotista participem com 10% ou mais do capital social, direta ou indiretamente;

III. Membros de comitês ou conselhos criados pelo Fundo;

IV. Cotistas titulares de Cotas representativas de, no mínimo, 5% (cinco por cento) do Patrimônio Líquido do Fundo, seus sócios e respectivos cônjuges, individualmente ou em conjunto;

V. Pessoas físicas ou jurídicas que estejam envolvidas, direta ou indiretamente, na estruturação financeira da operação de emissão de valores mobiliários a serem subscritos pelo fundo, inclusive na condição de agente de colocação, coordenação ou garantidor da emissão; ou

VI. Pessoas físicas ou jurídicas que façam parte de Conselhos de Administração, consultivo ou fiscal da companhia emissora dos valores mobiliários a serem subscritos pelo fundo, antes do primeiro investimento por parte do Fundo.

É função do Comitê de Investimento do Fundo atuar de tal forma que sejam evitados potenciais conflitos de interesse na relação do fundo com Partes Relacionadas, devendo sempre procurar dar total transparência das atividades de gestão e de todas as informações necessárias, de acordo com seu dever fiduciário e com a legislação vigente, especificamente dispostas nas normas da CVM, Banco Central, ANBIMA, e Receita Federal.

3.0. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO FUNDO E DA OFERTA

3.1. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO FUNDO

FIP-IE BB VOTORANTIM ENERGIA RENOVÁVEL II	
Objetivo	Investimento em projetos no setor de energia, especificamente no segmento de geração elétrica de fontes sustentáveis
Público-Alvo Classe A	Restrito a Investidores Qualificados, brasileiros ou estrangeiros
Público-Alvo Classe B	Restrito a pessoas ligadas aos membros da Equipe-Chave de Gestão, ou seja, a Votoratim Asset Management, ao Banco Votorantim, a MW Energias Renováveis, a Excelência Energética, seus acionistas diretos e indiretos, familiares, executivos e empregados.
Classificação ANBIMA	Diversificado – Tipo 1
Prazo de Duração	10 (dez) anos, contados da data da primeira integralização de cotas

Período de Investimento	9 (nove) anos, contados da data da primeira integralização de cotas
Período de Desinvestimento	1 (um) ano, após o término do Período de Investimento

3.2 - PRESTADORES DE SERVIÇO DO FUNDO

FIP-IE BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II	
Estruturador, Administrador, Gestor e Escriturador de Cotas	Votorantim Asset Management D.T.V.M. Ltda.
Coordenador Líder, e Assessor Financeiro	Banco Votorantim S.A.
Coordenador	BB Gestão de Recursos – Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Originador e Operador	MW Energias Renováveis S.A.

Consultor Técnico	Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda.
Custodiante e Controlador	Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Auditor	PriceWaterhouseCoopers Auditores Independentes
Consultor Jurídico	Bocater, Camargo, Costa e Silva Advogados Associados

3.3 – TAXA DE ADMINISTRAÇÃO, PERFORMANCE E DEMAIS DESPESAS DO FUNDO

3.3.1- Remuneração do Administrador

i) Taxa de Administração

Pela prestação de serviços de administração do Fundo, o Administrador receberá remuneração anual, na forma de Taxa de Administração, correspondente ao somatório dos montantes definido nos parágrafos a seguir.

Os titulares das Cotas Classe A do Fundo remunerarão o Administrador mediante o pagamento de Taxa de Administração no montante equivalente a 2,0% (dois por cento) ao ano sobre o valor patrimonial das Cotas Classe A, ou sobre o valor do Capital Comprometido pelos Cotistas desta Classe corrigido pelo IPCA acumulado, deles o maior, conforme fórmula abaixo:

Ta = Valor Percentual Anual da Taxa de Administração da Classe A.

TDa i = Valor da Taxa de Administração da Classe A diária na data i.

KCa i = Valor do Capital Comprometido pelos Cotistas Classe A corrigido pelo IPCA acumulado

$$TDa_i = \left\{ (1 + Ta)^{1/252} - 1 \right\} \times PL_{i-1}$$

Ou

$$TDa_i = \left\{ (1 + Ta)^{1/252} - 1 \right\} \times KCa_{i-1}$$

DELES O MAIOR VALOR

Os titulares das Cotas Classe B do Fundo remunerarão o Administrador mediante o pagamento de Taxa de Administração, no montante equivalente a 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) ao ano sobre o valor patrimonial das Cotas Classe B, ou sobre o valor do Capital Comprometido pelos Cotistas desta Classe corrigido pelo IPCA acumulado, deles o maior, conforme fórmula abaixo:

Tb = Valor Percentual Anual da Taxa de Administração da Classe B.

TDb i = Valor da Taxa de Administração da Classe B diária na data i.

KCb i = Valor do Capital Comprometido pelos Cotistas Classe B corrigido pelo IPCA acumulado

$$TDb_i = \left\{ (1 + Tb)^{1/252} - 1 \right\} \times PL_{i-1}$$

Ou

$$TDb_i = \left[(1 + Tb)^{1/252} - 1 \right] \times KCb_{i-1}$$

DELES O MAIOR VALOR

A Taxa de Administração acima indicada será apropriada diariamente, à base de 1/252 (um duzentos e cinquenta e dois avos), como despesa do Fundo e será paga mensalmente pelo Fundo diretamente ao Administrador, até o 5º (quinto) Dia Útil do mês seguinte ao vencido.

ii) Taxa de Performance

Além da Taxa de Administração, como definida no art. 9º acima, o Administrador será remunerado por meio de Taxa de Performance, a ser paga exclusivamente pelos titulares de Cotas Classe A e apurada conforme definido neste Artigo.

A Taxa de Performance será de 25% (vinte e cinco por cento) da rentabilidade anual acumulada das Cotas Classe A que exceder a variação acumulada do Indexador (IPCA + 7% a.a.) contada de 1º de janeiro até 31 de dezembro de cada ano, apropriada diariamente e cobrada até o 5º (quinto) dia útil do mês subsequente ao período de cálculo. O cálculo do valor da Performance será realizado de acordo com a seguinte fórmula:

Pi = Valor da performance a ser provisionada diariamente e /ou ser cobrada na data i (R\$)

$$P_i = T * B_i$$

$$B_i = (V_{ai} - B_{Mi})$$

$$\underline{BM_i = \frac{\sum_{n=0}^i (I - D - A)_n * BEN_n}{}}$$

$$\underline{BEN_n = \frac{\prod_{k=n}^{k=(i-1)} FBEN_k * FIPCA_k}{}}$$

$$\underline{FBEN_k = (1 + TXBEN)^{(1/252)}}$$

$$\underline{FIPCA_k = (1 + INFLA\tilde{C}\tilde{A}O_k)^{(1/UK)}}$$

$$VA_i = \frac{VL_i * PL_{a(i-1)}}{PL_{t(i-1)}} - TXadma_i$$

T = Taxa de performance (%)

In = Valor da Integralização de Cotas Classe A no Fundo na data n

Dn = Valor do dividendo distribuído pelo Fundo na data n para Cotistas Classe A

An = Valor da Amortização distribuída pelo Fundo na data n para Cotistas Classe A

Vai = Líquido dos Ativos das Cotas Classe A do Fundo na data i, subtraído das despesas provisionadas do Fundo na data (i)

TXBEN = Taxa do Benchmark do Fundo ou da Classe de Cota (% aa)

INFLA\tilde{C}\tilde{A}O_k = IPCA do mês anterior, disponível até o 1º dia útil do mês do respectivo cálculo

UK = Número de dias úteis do mês respectivo do fator FIPCA_k calculado

PLa i-1 = Valor do Patrimônio Líquido Total das Cotas Classe A na data i-1; obtido através da multiplicação do Valor da Cota Classe A na data (i - 1), pelo número de Cotas Classe A efetivamente integralizadas na data (i - 1).

PLt i-1 = Valor do Patrimônio Líquido Total do Fundo na data i-1.

TXadma i = Taxa de Administração provisionada da Classe A.

Não haverá Taxa de Performance para as Cotas Classe B.

A Taxa de Performance, devida conforme os parágrafos acima, sendo certo que o pagamento ocorrerá com periodicidade mínima anual, salvo no caso da primeira cobrança da taxa de performance, se o fundo tiver sido iniciado há menos de 1 (um) ano, a cobrança da taxa de performance será realizada no último dia útil do ano imediatamente posterior, sendo a taxa calculada a partir da data de início das atividades do fundo. O disposto neste parágrafo aplica-se também ao cálculo da variação do Indexador que considerará também este período.

Caso o fundo tenha sido iniciado há mais de 1 (um) ano, mas a efetiva integralização de cotas tenha ocorrido há menos de 1 (um) ano, a cobrança da taxa de performance sobre tais cotas será realizada no último dia útil do ano imediatamente posterior, sendo a taxa calculada a partir da data de sua efetiva integralização. O disposto neste parágrafo aplica-se também ao cálculo da variação do Indexador que considerará também este período.

O pagamento da Taxa de Performance ao Administrador será efetuado diretamente pelo Fundo.

Para efeito de cálculo da variação de cada Indexador, será considerada a variação positiva ou negativa deste índice ocorrida entre as datas de cada cobrança da Taxa de Performance, conforme o caso, calculada tal variação *pro rata die* e utilizando-se sempre o índice relativo ao mês imediatamente anterior a cada um daqueles eventos, em razão do prazo de divulgação do referido índice.

3.3.2 Remuneração dos demais Prestadores de Serviço do Fundo

3.3.2.1 – Originador e Operador

A MW Energias Renováveis S.A. será o Originador do Fundo e Operador das Companhias Investidas pelo Fundo, que será remunerado pelo Administrador, por meio de rateio de parcelas da Taxa de Administração e de Performance, conforme contrato celebrado entre as Partes.

3.3.2.2 – Assessor Financeiro

O Banco Votorantim S.A. será o Assessor Financeiro do Fundo, que será remunerado pelo Administrador, por meio de rateio de parcelas da Taxa de Administração e de Performance, conforme contrato celebrado entre as Partes.

3.3.2.3 – Consultor Técnico

A Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda. será o Consultor Técnico do Fundo, que será remunerado pelo Administrador, por meio de rateio de parcelas da Taxa de Administração e de Performance, conforme contrato celebrado entre as Partes.

3.3.2.4 – Controlador e Custodiante

O Controlador e Custodiante do Fundo será a Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.. A Taxa de Controladoria e Custódia é um encargo do Fundo, é calculada sobre o valor patrimonial das cotas A e B, o percentual anual a ser aplicado é de 0,05% (zero vírgula zero cinco por cento) com valor mínimo mensal de R\$ 7.000,00 (sete mil reais) reajustado anualmente pelo IGP-M.

A Taxa de Controladoria e Custódia será apropriada diariamente, à base de 1/252 (um duzentos e cinquenta e dois avos), como despesa do Fundo e será paga mensalmente pelo Fundo diretamente ao Controlador e Custodiante, até o quinto dia útil do mês seguinte ao vencido.

3.3.2.5 – Auditoria

O Auditor do Fundo será a PriceWaterhouseCoopers Auditores Independentes. A despesa de auditoria do Fundo é estimada em cerca de R\$ 25.000,00 (vinte e cinco mil reais) anuais, reajustado anualmente pelo IGP-M.

A PriceWaterhouseCoopers se coloca à disposição para prestar esclarecimentos adicionais sobre o seu corpo técnico, sobre a oferta e demais questões relacionadas à sua atuação na estruturação e no funcionamento do Fundo por meio do telefone (11) 3674-3888 ou diretamente na sua sede, situada na Cidade e Estado de São Paulo, na Av. Francisco Matarazzo, nº. 1.400, 9º andar,

3.3.2.6 – Consultor Jurídico

Bocater, Camargo, Costa e Silva Advogados Associados foram contratados pelo Administrador do Fundo para sua estruturação e assessoria na Oferta.

3.3.3 - Demonstrativo dos Custos da Distribuição

Os custos de constituição do Fundo e distribuição da Oferta serão arcados, inicialmente pelo Administrador, e posteriormente reembolsados pelo Fundo. Abaixo segue descrição dos custos relativos à Oferta:

Comissão de estruturação devida ao Administrador	zero
Comissão de distribuição	1,5% sobre o total efetivamente distribuído de Cotas
Taxa de Registro da Oferta na CVM	R\$ 82.870,00
Taxa de Registro da Oferta na BM&FBovespa	R\$ 7.700,00

Remuneração BM&FBovespa pela liquidação financeira das Cotas	0,04% sobre o valor total	
Remuneração dos Coordenadores (Coordenador Líder e Coordenador)	Cotas Classe A	Cotas Classe B
	1,5% (*)	zero
Despesas de registro em Cartório	Até R\$ 15.000,00	
Outros Custos de Distribuição (publicações legais dos documentos do Fundo (**), road shows, etc	Até R\$ 300.000,00	
Assessoria Legal (***)	R\$ 160.000,00	

(*) Os Coordenadores da oferta farão jus a uma comissão de venda sobre o valor subscrito das cotas da Classe A do Fundo, que será paga pelo Fundo quando da data da 1ª integralização de cotas, conforme tabela acima:

*(**) Custos estimados com a publicidade da Oferta*

*(***) Custo global para o Fundo conjuntamente com os fundos FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável I e FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável III*

Todas e quaisquer outras despesas que não constituírem encargo do Fundo, conforme disposição da Instrução CVM nº 460, da Instrução CVM 391 e de outras aplicáveis, serão suportadas pelo Administrador, conforme especificado no Regulamento do Fundo.

3.4 – OFERTA DE COTAS

A 1ª emissão de cotas do Fundo será realizar via oferta pública, nos termos da Instrução CVM nº. 400, conforme as características expressas no quadro abaixo:

Volume Total da Oferta	R\$ 310.000.000,00 (trezentos e dez milhões de reais), equivalentes a 310.000 (trezentas e dez mil cotas), sendo 300.000 (trezentas mil) cotas da Classe A e 10.000 (dez mil) cotas da Classe B
Volume Total das Cotas da Classe A	R\$ 300.000.000,00 (trezentos milhões de reais), equivalentes a 300.000 (trezentas mil) cotas
Preço Unitário da Cota da Classe A	R\$ 1.000,00 (mil reais), ao longo de toda a 1ª emissão de cotas
Volume Total das Cotas da Classe B	R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), equivalentes a 10.000 (dez mil) cotas
Preço Unitário da Cota da Classe B	R\$ 1.000,00 (mil reais), ao longo de toda a 1ª (primeira) emissão de cotas
Valor Mínimo a ser Subscrito por Cotista	R\$ 100.000,00 (cem mil reais)
Valor Máximo a ser Subscrito por Cotista	O Fundo deverá ter, no mínimo, 5 (cinco) cotistas, sendo que cada cotista não poderá deter mais de 40% (v por cento) das cotas emitidas pelo Fundo na 1ª emissão, ou auferir

	<p>rendimento superior a 40% (quarenta por cento) do total dos rendimentos distribuídos pelo Fundo.</p>
<p>Valor Mínimo de Subscrição de Cotas Classe A para o Início das Atividades do Fundo.</p>	<p>R\$ 20 milhões (vinte milhões de reais), equivalentes a 20.000 (vinte mil cotas).</p> <p>O Administrador poderá decidir pelo não início das atividades do Fundo, ainda que atingido o volume mínimo.</p> <p>Tal decisão levará em consideração o volume total de subscrição do Fundo e dos fundos FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável I e FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável II, sendo considerada para a decisão do Administrador de iniciar o Fundo a viabilidade econômica dos projetos a serem investidos.</p>
<p>Valor Mínimo de Subscrição de Cotas Classe B para o Início das Atividades do Fundo.</p>	<p>R\$ 1 milhão (um milhão de reais), equivalentes a 1.000 (mil cotas).</p> <p>O Administrador poderá decidir pelo não início das atividades do Fundo, ainda que atingido o volume mínimo.</p> <p>Tal decisão levará em consideração o volume total de subscrição do Fundo e dos fundos FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável I e FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável III, sendo considerada para a decisão do Administrador de iniciar o Fundo a viabilidade econômica dos projetos a serem investidos.</p>

<p>Direitos, Vantagens e Restrições das Cotas:</p>	<p>As cotas correspondem a frações ideais do patrimônio do Fundo, têm a forma nominativa, não possuem valor nominal e conferem a seus titulares os mesmos direitos e deveres patrimoniais e econômicos, salvo pela taxas de administração e performance conforme estabelecido no item 3.3 na pagina 178 acima. A cada cota detida pelo cotista, independente da sua classe, lhe será atribuído o direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral de Cotistas. Nos termos do art. 19, §1º da Instrução CVM nº 391, são atribuídos às Cotas Classe B direitos políticos especiais nos termos do artigo 16 do Regulamento do Fundo. É de competência privativa dos cotistas da Classe B a eleição dos participantes do Comitê de Investimento, nos termos definidos no artigo 16 do Regulamento.</p> <p>A Lei nº 11.478 de 29/05/2007 concedeu aos fundos de investimento em participações em infraestrutura isenção de Imposto de Renda na distribuição de rendimentos para pessoas físicas, sendo que tais fundos deverão ter um mínimo de 5 cotistas, e cada cotista não poderá deter mais de 40% das cotas emitidas e/ou dos rendimentos totais do respectivo fundo. Além disso, os ganhos auferidos por pessoas físicas em operações dentro ou fora de bolsa atualmente estão sujeitas à alíquota zero.</p> <p>O FIP-IE BB Votorantim Energia Sustentável II é um fundo de investimento fechado, razão pela qual as suas cotas não são passíveis de resgate, exceto no término do seu prazo de duração ou</p>
---	--

	nos casos de liquidação antecipada. A propriedade das cotas não garante aos cotistas do Fundo o exercício de quaisquer direitos de propriedade sobre as ações das companhias a serem adquiridas pelo Fundo, bem como seus projetos de energia e unidades prontas ou em construção.
Ambiente de Negociação das Cotas:	BM&FBOVESPA

O volume total de cotas subscrito deverá ser integralizado durante o Período de Investimento, conforme o andamento do *pipeline* de projetos do Fundo. As Chamadas de Capital serão realizadas por correspondência aos cotistas que deverão integralizar os recursos na data prevista, sendo devidamente avisados no mínimo 10 (dez) dias antes da data de integralização.

O Cotista que não realizar o pagamento nas condições previstas no Regulamento e no Compromisso de Investimento ficará de pleno direito constituído em mora, sujeitando-se ao pagamento de seu débito atualizado pelo Indexador, “*pro rata temporis*”, e de uma multa de 2% (dois por cento) ao mês sobre o débito corrigido, capitalizado diariamente.

Caso o Cotista Inadimplente deixe de cumprir, total ou parcialmente, sua obrigação de aportar recursos ao Fundo, estabelecida no Compromisso de Investimento, as Amortizações a que fizer jus serão utilizadas para compensação dos débitos existentes com o Fundo até o limite de seus débitos. Caso estes valores sejam insuficientes, poderá o Administrador ainda proceder com os demais mecanismos descritos no Artigo 20 do Regulamento e abaixo para a cobrança dos valores ainda devidos pelo cotista ao Fundo.

O Administrador, segundo orientação do Comitê de Investimento, notificará o Cotista Inadimplente informando a este a respeito da suspensão de seus direitos de Cotista, os quais perdurarão suspensos até que o Cotista

Inadimplente cumpra sua obrigação mencionada no caput ou que o Fundo tenha utilizado recursos de Amortizações para compensar os débitos existentes.

Verificada a mora do Cotista, o Administrador, após instrução por escrito do Comitê de Investimentos, poderá, à sua escolha:

(a) promover contra o Cotista Inadimplente cobrança extrajudicial das importâncias devidas; ou

(b) promover contra o Cotista Inadimplente processo de execução para cobrar as importâncias devidas, servindo o Compromisso de Investimento e o aviso de chamada de capital como título executivo extrajudicial nos termos do Código de Processo Civil; ou

(c) vender no mercado, ou em negociação privada, as Cotas do Cotista Inadimplente até o equivalente às importâncias devidas, de forma a sanar a dívida. Caso os recursos provenientes da venda das cotas sejam insuficientes, poderá o Administrador ainda proceder com os demais dispositivos descritos no Artigo 20 do Regulamento para a cobrança dos valores ainda devidos pelo cotista ao Fundo.

O Administrador envidará os melhores esforços para que a oferta seja concluída com sucesso. Porém em alguns casos esta oferta poderá ser alterada, revogada, modificada, suspensa, ou cancelada, caso um ou mais dos seguintes acontecimentos ocorrerem:

a) A incidência ou imposição de novos tributos de qualquer natureza sobre as operações da espécie tratada neste Plano de Negócios, ou aumento das alíquotas ou valores dos tributos já incidentes na data deste documento, que afetem a viabilidade econômico-financeira do Fundo, ou torne a sua implementação desaconselhável;

b) A superveniência de alterações nas normas legais ou regulamentares aplicáveis ao mercado brasileiro de capitais, que alterem de qualquer forma, os procedimentos jurídicos ou operacionais relacionados à distribuição de cotas de fundos de investimento em geral;

- c) A ocorrência de casos fortuitos ou motivos de força maior independentemente da vontade das Partes Relacionadas ou cotistas, que tornem inviável ou desaconselhável a implementação da operação;
- d) Ocorrência de alteração adversa relevante nas condições econômicas, financeiras ou operacionais das Partes Relacionadas;
- e) Se as condições dos financiamentos que serão obtidos junto as agências de fomento (BNDES, Banco do Nordeste, IFC, etc.) se alterarem drasticamente e for incompatível com o Plano de Negócios do Fundo; e
- f) Se o *pipeline* de projetos do Fundo não puder ser implementado nos termos do Plano de Negócios do Fundo.

A 1ª emissão de cotas do Fundo contará com a coleta de intenções de investimento, com recebimento de reservas, nos termos dos artigos 44 e 45 da Instrução CVM nº 400/2003.

A concessão de registro para a venda de cotas deste fundo não implica, por parte da CVM, garantia de veracidade das informações prestadas ou de adequação do regulamento do fundo ou do seu prospecto à legislação vigente ou julgamento sobre a qualidade do fundo ou de seu administrador, gestor e demais prestadores de serviços.

3.5 - CRONOGRAMA

Os cotistas detentores das Classes de Cotas A e B integralizarão seus recursos referente à 1ª emissão de cotas conforme o cronograma abaixo, que respeitará o estágio do portfólio de projetos do Fundo.

	Ordem dos Eventos	Data Prevista
1	Pedido de registro do Fundo e da Oferta na CVM	17/05/2011
2	Aviso ao Mercado	10/08/2011
3	Início do Período de Reserva (incluindo pessoas vinculadas)	15/09/2011
4	Início do <i>Roadshow</i>	11/08/2011
5	Obtenção do Registro na CVM	21/09/2011
6	Publicação do Anúncio de Início da Oferta <i>Início do Procedimento de coleta do compromisso de Investimento</i>	01/11/2011
7	Publicação do Anúncio de Encerramento da Oferta	07/11/2011
8	Data da 1ª Integralização de Cotas do Fundo	04/11/2011

3.6 – POLÍTICA DE INVESTIMENTO DO FUNDO

Constitui objetivo do Fundo proporcionar aos seus Cotistas a melhor remuneração possível de suas Cotas, mediante o direcionamento de seus investimentos para a aquisição de valores mobiliários emitidos pelas

Companhias Investidas, participando do processo decisório de tais companhias com efetiva influência na definição de sua política estratégica e na sua gestão.

O Fundo terá a seguinte política de investimento, que deverá ser observada pelo Administrador, com base nas deliberações do Comitê de Investimento e Assembléia Geral de Cotistas:

I. no mínimo 90 % (noventa por cento) da carteira do Fundo deverá estar representada por Valores Mobiliários emitidos por Companhias Investidas, não havendo diversificação mínima obrigatória, podendo o Administrador concentrar investimentos em uma única Companhia Investida, estando enquadrados dentro deste limite os recursos ainda não aplicados, mas já efetivamente comprometidos com tais Companhias Investidas e/ou Projetos;

II. o valor do Patrimônio Líquido do Fundo, que não esteja representado por Valores Mobiliários de emissão das Companhias Investidas, inclusive aqueles já comprometidos, mas ainda não aplicados nas Companhias Investidas e/ou Projetos, deverá ser aplicado exclusivamente em (a) moeda corrente nacional; (b) títulos de emissão do Tesouro Nacional; (c) títulos de emissão do Banco Central do Brasil; (d) operações compromissadas lastreadas nos títulos mencionados nas alíneas "b" e "c" acima; (e) títulos e valores mobiliários de renda fixa; e (f) cotas de fundos de investimento em renda fixa administrados pelo Administrador.

O Fundo poderá ter participação de até 100% (cem por cento) do capital das Companhias Investidas. O Fundo poderá ainda adquirir participações minoritárias em nas Companhias Investidas e/ou Projetos. Nas hipóteses em que não for controlador, ou possuir direito de veto, o Fundo deve assegurar participação efetiva na gestão da Companhia Investida através da celebração de acordo de acionistas que preveja, dentre outras matérias, mecanismo de extensão da oferta de venda de suas ações nas mesmas condições dos acionistas ou grupo controlador ("*tag along*").

O Fundo, após o prazo de 180 (cento e oitenta) dias contados da primeira emissão de suas Cotas, deverá manter, no mínimo, 90% (noventa por cento) de seu Patrimônio Líquido investido em ações, opções de compra

de ações, bônus de subscrição, e debêntures conversíveis emitidos pelas Companhias Investidas, salvo na hipótese prevista no parágrafo único do art. 7º deste Regulamento, ou ainda se tais recursos, mesmo que não aplicados já estiverem efetivamente comprometidos com tais Companhias Investidas e/ou Projetos.

É vedada ao Fundo a realização de operações com derivativos, exceto quando tais operações sejam realizadas exclusivamente para fins de proteção patrimonial dos Valores Mobiliários que integram a carteira do Fundo ou sobre os quais o Fundo detenha direitos de conversão ou aquisição.

Na realização dos investimentos do Fundo, o Administrador observará as deliberações da Assembleia Geral de Cotistas ou do Comitê de Investimento, ou de ambos, conforme o caso, tomadas de acordo com os Capítulos VI e VII do Regulamento.

Sem prejuízo do disposto no art. 36 da Instrução CVM nº. 391, e observado ainda o Capítulo VIII do Regulamento, o Fundo está, desde já, autorizado a investir em companhias das quais participam Partes Relacionadas, mediante aprovação da Assembleia Geral de Cotistas, exceto para os ativos que constam deste Prospecto, que ficam desde já autorizados.

Não obstante os cuidados a serem empregados pelo Administrador na implantação da política de investimento aqui, os investimentos do Fundo, por sua própria natureza, estarão sujeitos a determinados riscos inerentes aos setores de negócios das Companhias Investidas, além de aspectos ambientais, técnicos e de licenciamento relacionados, não podendo o Administrador, exceto nas hipóteses previstas no art. 9º, §3º da Instrução CVM nº 391, ser responsabilizado por qualquer depreciação dos bens da carteira, ou por eventuais prejuízos impostos aos Cotistas, inclusive durante a liquidação do Fundo. Adicionalmente, os investimentos do Fundo estarão sujeitos a riscos dos emitentes dos títulos integrantes da carteira do Fundo e a riscos de crédito, de modo geral.

3.7 – POLÍTICA DE GESTÃO E DELIBERAÇÃO

Ocorrerá conforme descrição efetuada no Capítulo 2.10 referente à Política de Governança do Fundo.

3.8 – POLÍTICA DE GESTÃO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA DAS EMPRESAS INVESTIDAS

Ocorrerá conforme descrição efetuada no Capítulo 2.10 referente à Política de Governança do Fundo.

3.9 – OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Procedimento para tratamento dessas questões está descrito no Capítulo X referente à Política de Governança do Fundo.

3.10 – POLÍTICA DE DISTRIBUIÇÃO DE RESULTADOS

Na liquidação, total ou parcial, dos valores mobiliários de emissão das Companhias Investidas integrantes da carteira do Fundo, o produto oriundo de tal alienação poderá ser destinado à amortização de cotas.

Para tanto, o Comitê de Investimento se reunirá e definirá o procedimento aplicável quanto às amortizações periódicas, de acordo com as seguintes regras:

- I. Se o desinvestimento ocorrer durante o Período de Investimento, o Administrador poderá amortizar as Cotas no valor total dos recursos obtidos

ou reter parte ou a totalidade dos recursos para seu reinvestimento, conforme deliberação do Comitê de Investimento;

II. Na hipótese da venda da participação, total ou parcial, ocorrer durante o Período de Desinvestimento, os recursos obtidos serão obrigatoriamente destinados à amortização de cotas;

III. Mediante aprovação do Comitê de Investimento, na forma do Capítulo VII deste Regulamento, o Administrador poderá, mesmo durante o Período de Desinvestimentos, reter uma parcela dos recursos oriundos da liquidação de Valores Mobiliários integrantes da carteira do Fundo correspondente a 10% (dez por cento) do valor do Patrimônio Líquido, para fazer frente aos encargos do Fundo;

IV. Dividendos ou juros sobre o capital próprio distribuídos pelas Companhias Investidas integrantes da carteira do Fundo, assim como quaisquer outros valores recebidos pelo Fundo em decorrência de seus investimentos nas referidas companhias, poderão igualmente ser destinados à Amortização de Cotas, observando-se que: (i) caso tais dividendos ou juros sobre o capital próprio sejam distribuídos durante o Período de Investimento, tais recursos poderão ser retidos, total ou parcialmente, pelo Administrador, para pagamento de encargos do Fundo ou para seu reinvestimento, mediante autorização do Comitê de Investimento; e (ii) caso a distribuição ocorra no Período de Desinvestimento, os valores relativos aos dividendos poderão ser repassados diretamente aos Cotistas, na forma do Parágrafo Primeiro abaixo, e os relativos aos juros sobre capital próprio serão destinados à Amortização de Cotas, na forma do item V abaixo; e

V. Qualquer Amortização abrangerá todas as Cotas do Fundo e será feita na mesma data a todos os referidos Cotistas mediante rateio das quantias sempre em espécie, respeitando os respectivos encargos de cada Classe de Cotas, a serem distribuídas pelo número de Cotas existentes na forma descrita no Parágrafo Primeiro abaixo do art. 29 do Regulamento.

Os valores distribuídos pelas Companhias Investidas a título de dividendos ou juros sobre o capital próprio, quando houver, poderão ser repassados pelo Administrador aos Cotistas, mediante decisão do Comitê de Investimento, consolidando os rendimentos apurados pelo Fundo no período.

Para atender suas necessidades de caixa, o Fundo poderá proceder a novas chamadas de capital, até o limite dos Compromissos de Investimento, ou reter a totalidade ou parte dos recursos resultantes da alienação, total ou parcial, de um investimento integrante da carteira do Fundo, ou de dividendos, juros ou quaisquer outros rendimentos oriundos de tais investimentos, na forma dos itens III e IV acima.

Mediante deliberação do Comitê de Investimento, devidamente aprovada pela Assembléia Geral de Cotistas, o Administrador poderá amortizar cotas com ativos do Fundo.

3.11 – POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES

O Administrador divulgará a todos os cotistas e à CVM qualquer ato ou fato relevante atinente ao Fundo.

Além disso, o Administrador do deverá remeter aos cotistas e à CVM:

- I. Semestralmente, no prazo de 45 (quarenta e cinco) dias após o encerramento desse período, as seguintes informações:
 - Composição da carteira, discriminando quantidade e espécie dos títulos e valores mobiliários que a integram;
 - Demonstrações contábeis do fundo acompanhadas da declaração a que se refere o inciso V do art. 14;
 - Encargos debitados ao fundo, em conformidade com o disposto no art. 27, devendo ser especificado seu valor; e

- Relação das instituições encarregadas da prestação dos serviços de custódia de títulos e valores mobiliários componentes da carteira.
- II. Anualmente, no prazo de 60 (sessenta) dias após o encerramento do exercício social, as seguintes informações:
- Demonstrações contábeis do exercício acompanhadas de parecer do auditor independente;
 - Valor patrimonial da cota na data do fechamento do balanço e sua rentabilidade no período; e
 - Encargos debitados ao fundo, em conformidade com o disposto no art. 27, devendo ser especificado seu valor e percentual em relação ao patrimônio líquido médio anual do fundo.

3.12 – TRIBUTAÇÃO

Atualmente, a tributação dos Fundos de Investimento em Participações em Infra Estrutura é regida pela Lei 11.478 de 29/05/2007, alterada pela Lei nº 12.431 de 27 de junho de 2011.

Os FIP - IE contam com um tratamento tributário favorecido, desde que atendam às condições impostas pela legislação fiscal, expostas abaixo.

O Fundo deverá aplicar, no mínimo, 90% (noventa por cento) do seu patrimônio em ações, bônus de subscrição, debêntures, conversíveis ou não em ações, ou outros títulos de emissão das Companhias Investidas. O Fundo terá o prazo máximo de 180 (cento e oitenta) dias contados da obtenção do registro de funcionamento expedido pela CVM para se enquadrar a esse limite.

Além disso, o Fundo deverá ter, no mínimo, 5 (cinco) cotistas, sendo que cada cotista não poderá deter mais de 40% (quarenta por cento) das cotas emitidas pelo Fundo, ou auferir rendimento superior a 40% (quarenta por cento) do total de rendimento do Fundo.

Atendidas essas condições, ao Fundo será aplicado o seguinte tratamento tributário:

- Em relação às pessoas físicas, são isentos do Imposto de Renda os rendimentos auferidos por ocasião de resgate e amortização de cotas. Os rendimentos obtidos pela alienação de cotas do Fundo são tributados à alíquota de 0% (zero por cento).
- No que tange às pessoas jurídicas, os rendimentos auferidos no resgate, amortização e alienação de cotas do Fundo estão sujeitos à alíquota de 15% (quinze por cento), a título de Imposto de Renda.

Cabe ressaltar que ainda que o Administrador envide seus melhores esforços, não há garantia de isenção do imposto, que apenas se configurará caso as condições elencadas pela legislação sejam satisfeitas.

3.13 – INADEQUAÇÃO DA OFERTA A INVESTIDORES

O investimento em cotas de fundos de investimento em participações em infraestrutura não é adequado a investidores que necessitem de liquidez, tendo em vista que os fundos de investimento em participações em infraestrutura encontram pouca liquidez no mercado brasileiro, a despeito da possibilidade de terem suas cotas negociadas em mercado de bolsa ou balcão organizado. Além disso, os fundos de investimento em participações em infraestrutura têm a forma de condomínio fechado, ou seja, não admitem a possibilidade de resgate convencional de suas cotas, sendo que os seus cotistas podem ter dificuldades em realizar a venda de suas cotas no mercado secundário. Portanto, os Investidores devem ler cuidadosamente a seção “Fatores de Risco” nas páginas 203 a 210 deste Prospecto, que contém a descrição de certos riscos que podem afetar de maneira adversa o investimento nas Cotas, antes da tomada de decisão de investimento.

3.14 - ALTERAÇÃO DAS CIRCUNSTÂNCIAS, REVOGAÇÃO OU MODIFICAÇÃO DA OFERTA

Nos termos do art. 19 da Instrução CVM 400, a CVM poderá suspender ou cancelar, a qualquer tempo, uma Oferta, tal qual a de distribuição de cotas da 1ª emissão do Fundo, que (i) esteja se processando em condições diversas das constantes da Instrução CVM 400 ou do registro, ou (ii) tenha sido havida por ilegal, contrária à regulamentação da CVM, ou fraudulenta, ainda que após obtido o respectivo registro. A CVM deverá ainda suspender qualquer Oferta quando verificar ilegalidade ou violação de regulamento sanáveis. A suspensão ou modificação ou o cancelamento da Oferta serão informados aos interessados em adquirir as cotas do Fundo que já tenham aderido à Oferta, sendo-lhes facultado, na hipótese de suspensão, a possibilidade de revogar a aceitação até o 5º (quinto) dia útil posterior ao recebimento da respectiva comunicação. Todos os interessados em adquirir as cotas que já tenham aceitado a Oferta, na hipótese de seu cancelamento, e aqueles que tenham revogado a sua aceitação, na hipótese de suspensão, conforme previsto acima terão direito à restituição integral dos valores já pagos, conforme o disposto no parágrafo único do art. 20 da Instrução CVM 400, no prazo de 10 (dez) dias úteis, sem qualquer remuneração ou correção monetária. O Fundo, em conjunto com o Coordenador, pode requerer que a CVM autorize a modificação ou revogação da Oferta, caso ocorram alterações substanciais, posteriores e imprevisíveis nas circunstâncias inerentes à Oferta existentes na data do pedido de registro da Oferta na CVM, que resultem em aumento relevante dos riscos assumidos pelo Fundo, nos termos do art. 25 da Instrução CVM 400. Adicionalmente, o Fundo, em conjunto com o Coordenador, pode modificar, a qualquer tempo, a Oferta com vistas a melhorar os seus termos e condições em favor daqueles que possuem interesse em adquirir as cotas do Fundo, nos termos do art. 25, parágrafo 3º, da Instrução CVM 400. Se a Oferta for revogada, os atos de aceitação anteriores ou posteriores à revogação serão considerados ineficazes. A revogação ou qualquer modificação na Oferta deverá ser imediatamente comunicada aos investidores, e divulgada por meio de Anúncio de Retificação a ser publicado no Diário Oficial do Município de São Paulo e no jornal "Valor Econômico", mesmos veículos a serem utilizados para publicação do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início, de acordo com o art.

27 da Instrução CVM 400. O Coordenador deverá se acautelar e se certificar, no momento do recebimento da aceitação da Oferta de que o Proponente está ciente de que a Oferta original foi alterada e de que tem conhecimentos das novas condições. A revogação ou qualquer outra modificação torna ineficaz a Oferta e os atos de aceitação anteriores ou posteriores, motivo pelo qual deverão ser restituídos integralmente no prazo de 10 (dez) dias úteis, sem qualquer remuneração ou correção monetária, àqueles que pretendiam adquirir as cotas do Fundo, bens ou direitos dados em pagamento às cotas do Fundo distribuídas, nos termos do art. 26 da Instrução CVM 400. Na hipótese prevista acima, os Proponentes que já tiverem aderido à Oferta deverão ser comunicados diretamente a respeito da modificação efetuada, para que confirmem, no prazo de 5 (cinco) dias úteis do recebimento da comunicação, o interesse em manter a declaração de aceitação, presumida a manutenção em caso de silêncio.

Nas hipóteses de: (i) suspensão da Oferta, (ii) modificação da Oferta, ou (iii) divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo que altere substancialmente o risco assumido pelo investidor ou a sua decisão de investimento, poderá o referido investidor desistir do Pedido de Reserva após o início da Oferta, sem nenhum ônus para o investidor. Nestas hipóteses, o investidor deverá informar, por escrito, sua decisão de desistência do Pedido de Reserva à Instituição Participante (por meio de mensagem eletrônica, fax, ou correspondência enviada ao endereço da Instituição Participante), até às 12 horas do quinto dia útil imediatamente posterior à data de disponibilização do Anúncio de Início da Oferta no *website* da CVM ou da publicação do comunicado ao mercado informando a divergência relevante ocorrida, bem como da divulgação deste informando a suspensão ou modificação da Oferta. Caso o investidor não informe, por escrito, sua decisão de desistência do Pedido de Reserva até a data e horário estipulados, deverá efetuar o pagamento, nos termos previstos abaixo.

Este Prospecto está disponível para consulta e reprodução nas seguintes páginas da rede mundial de computadores:

www.bancovotorantim.com.br/investidores_distribuidores (clique no nome do Fundo), www.vam.com.br (clique no nome do Fundo), www.bb.com.br/bbdtvm (clique no nome do Fundo), na CVM www.cvm.com.br (no menu "Acesso Rápido" clique no link "Fundos de Investimento", na página seguinte digite no primeiro campo o nome do Fundo, em seguida clique no link contendo a denominação do Fundo e logo após no link "Documentos Eventuais", em seguida clique no link "Prospecto"), e na BM&FBovespa: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/mercados/acoes/ofertas-publicas/ofertas-publicas.aspx?aba=tabItem2&idioma=pt-br>

4.0. Fatores de Risco

Os investimentos do Fundo sujeitam-se a riscos inerentes à concentração da carteira, de liquidez e relativos à natureza dos negócios desenvolvidos pelas Companhias Investidas.

Dessa forma, ao tomar a decisão de investimento, o investidor deve estar ciente dos riscos envolvidos, assumindo por sua própria conta as perdas patrimoniais que ocasionalmente venham a ocorrer.

Os principais riscos a que o Fundo está sujeito, pelas características dos mercados em que investe, são:

I - Risco Operacional das Companhias Investidas – Por ser um investimento caracterizado pela participação nas Companhias Investidas, todos os riscos operacionais que cada uma das Companhias Investidas incorrerem, no decorrer da existência do Fundo, são também riscos operacionais do Fundo, uma vez que o desempenho do mesmo decorre do resultado obtido nas atividades das referidas sociedades.

II - Risco Legal – É o risco ligado à possibilidade de interferências legais nos projetos das Companhias Investidas que impactem negativamente na performance de cada uma delas, refletindo negativamente no patrimônio do Fundo. Outro risco legal abordado diz respeito às demandas administrativas e judiciais que porventura venham a ser formuladas contra as Companhias Investidas, podendo resultar em responsabilidade pelo pagamento de indenizações por desapropriações, prejuízos a propriedades particulares e danos ambientais, dentre outros.

III - Risco de Mercado – É o risco ligado à possibilidade da variação da taxa de juros ou do preço dos ativos descritos no art. 25, Parágrafo Primeiro, II, acima, durante o período de um investimento. Esta variação do valor dos ativos descritos no art.

25, Parágrafo Primeiro, II, acima, é repassada ao valor da Cota e consequentemente à rentabilidade do Fundo, podendo gerar baixa valorização ou supervalorização do patrimônio. Outra forma de risco incorrida pelo Fundo diz respeito às condições econômicas gerais, tanto nacionais como internacionais, as quais por sua vez podem afetar tanto o nível das taxas de câmbio e de juros quanto os preços dos papéis em geral. Tais sobressaltos nas condições de mercado impactam as expectativas dos agentes econômicos, gerando conseqüências sobre os ativos que compõem a carteira de títulos do Fundo.

IV - Risco de Liquidez - Os ativos que compõem, e que venham a compor, a carteira do Fundo podem passar por períodos de menor volume de negócios em seus mercados, dificultando a execução de ordens de compra/venda, impactando a formação dos preços desses ativos.

V - Risco de Crédito - Os títulos e outros ativos que compõem a carteira ou que venham integrar a carteira do Fundo estão sujeitos ao risco de crédito do Governo Federal, instituições ou empresas emitentes dos mesmos. O risco de crédito refere-se à possibilidade de não recebimento dos juros e/ou principal dos títulos/valores mobiliários que compõem ou que venham integrar a carteira do Fundo, com conseqüente impacto negativo na rentabilidade. Adicionalmente, os contratos de derivativos (por exemplo "swaps") estão eventualmente sujeitos ao risco da contraparte ou da instituição garantidora não honrar sua liquidação.

VI - Risco de Concentração – Consiste no risco do Fundo aplicar 100% (cem por cento) do Patrimônio Líquido em ativos de uma mesma Companhia Investida.

VII - Restrições ao Resgate e Amortização de Cotas e Liquidez Reduzida - O Fundo é constituído sob forma de

condomínio fechado e, portanto, só admite o resgate de suas Cotas ao término do prazo de duração do Fundo. A distribuição de resultados e a amortização de Cotas serão realizadas em conformidade com as regras previstas no Regulamento do Fundo, observadas as orientações Comitê de Investimento. Caso os Cotistas queiram se desfazer dos seus investimentos no Fundo, poderão realizar a venda de suas Cotas no mercado secundário, devendo ser observado, para tanto, os termos e condições dos Compromissos de Investimento e o disposto no art. 17 deste Regulamento. Considerando que o investimento em Cotas de fundos de investimento em participação é um produto novo, o mercado secundário para negociação de tais Cotas apresenta baixa liquidez, e não há garantia de que os Cotistas conseguirão alienar suas Cotas pelo preço e no momento desejados.

VIII - Propriedade das Cotas versus a Propriedade dos Valores Mobiliários - Apesar da Carteira do Fundo ser constituída, predominantemente, pelos Valores Mobiliários de emissão das Companhias Investidas, a propriedade das Cotas não confere aos Cotistas a propriedade direta sobre tais Valores Mobiliários. Os direitos dos Cotistas são exercidos sobre todos os ativos da Carteira de modo não individualizado, proporcionalmente ao número de Cotas que detém no Fundo.

IX - Não Realização de Investimento pelo Fundo - Os investimentos do Fundo são considerados de longo prazo e o retorno do investimento nas Companhias Investidas pode não ser condizente com o esperado pelo Cotista. Não há garantias de que os investimentos pretendidos pelo Fundo estejam disponíveis no momento e em quantidade convenientes ou desejáveis à satisfação de sua política de investimentos, o que pode resultar em investimentos menores ou mesmo na não realização dos mesmos.

X - Inexistência de Garantia de Rentabilidade - A verificação de rentabilidade passada em qualquer fundo de investimento em

participações no mercado ou no próprio Fundo não representa garantia de rentabilidade futura. Adicionalmente, a aplicação dos recursos do Fundo em Companhias Investidas que apresentem riscos relacionados à capacidade de geração de receitas e pagamento de suas obrigações não permite que seja determinado qualquer parâmetro de rentabilidade seguro para o Fundo.

As aplicações realizadas no Fundo e pelo Fundo não contam com garantia do Administrador, de qualquer mecanismo de seguro ou do Fundo Garantidor de Créditos – FGC, podendo ocorrer, inclusive, perda total do patrimônio do Fundo e, conseqüentemente, do capital investido pelos Cotistas.

XI - Risco Relacionado a Fatores Macroeconômicos - O Fundo está sujeito aos efeitos da política econômica praticada pelo Governo Federal e demais variáveis exógenas, tais como a ocorrência, no Brasil ou no exterior, de fatos extraordinários ou de situações especiais de mercado ou, ainda, de eventos de natureza política, econômica, financeira ou regulatória que influenciem de forma relevante os mercados financeiro e de mercado de capitais brasileiro. Medidas do governo brasileiro para controlar a inflação e implementar suas políticas econômica e monetária envolveram, no passado recente, alterações nas taxas de juros, desvalorização da moeda, controle de câmbio, controle de tarifas, mudanças legislativas, entre outras. Essas políticas, bem como outras condições macroeconômicas, têm impactado significativamente a economia e o mercado de capitais nacional.

A adoção de medidas que possam resultar na flutuação da moeda, indexação da economia, instabilidade de preços, elevação de taxas de juros ou influenciar a política fiscal vigente poderão impactar os negócios do Fundo. Além disso, o Governo Federal, o Banco Central do Brasil e demais órgãos competentes poderão realizar alterações na regulamentação dos setores de atuação das Companhias Investidas ou nos ativos financeiros e títulos

integrantes da Carteira do Fundo ou, ainda, outros relacionados ao próprio Fundo, o que poderá afetar a rentabilidade do Fundo.

Há ainda o risco de mudanças nas políticas do Governo que possam afetar os fluxos financeiros, como: proibição, atrasos, interrupção e embargo; mudança de prioridades de governo e de Estado; pressões políticas; cassação de licenças; medidas unilaterais (e.g. quebra de contrato); encampação.

XII - Risco Financeiro - câmbio, inflacionário, flutuação nas taxas de juros - Os riscos de cambio e inflacionário estão relacionados à diferença de moedas e índice de reajustes entre o fluxo de entradas e o de saídas, cujas descasamento podem fazer com que a geração de caixa não seja suficiente para honrar todos os compromissos financeiros do projeto. Complementando-se o risco financeiro, elevações das taxas de juros acima de um determinado patamar, podem também afetar a capacidade do projeto em honrar seus compromissos

XIII - Risco Econômico - Mesmo que o projeto seja tecnologicamente bom, seja concluído e esteja operando satisfatoriamente, há o risco de que a demanda pelos produtos ou serviços não seja suficiente para gerar a receita necessária para cobrir os custos operacionais e o serviço da dívida do projeto, e ainda oferecer uma taxa de retorno justa aos investidores.

XIV - Risco Ambiental - O Fundo está sujeito a todo e qualquer evento ou medidas não considerados nos estudos ambientais prévios que, direta ou indiretamente, resulte em impacto ao meio ambiente ou ao projeto, como: proibições, atrasos e interrupções; não atendimento das exigências ambientais; surgimento de exigências ambientais adicionais não previstas nas fases de LI (instalação) e LO (operação); falhas no levantamento da Fauna e da Flora; e falhas no plano de execução ambiental.

XV - Risco Geológico - Consiste no surgimento, principalmente durante a fase de construção e/ou a de comissionamento, de ocorrências geológicas, não detectadas nos estudos prévios, que encareçam ou inviabilizem as escavações (em solo, em rocha subterrânea, em rocha à céu aberto), as instalações dos equipamentos e a execução das obras civis. Estudos geofísicos e de sondagem incompletos são as mais freqüentes causas de acontecimento do risco geológico.

XVI - Risco Arqueológico - O risco arqueológico consiste na descoberta de fósseis e/ou sítios arqueológicos não detectados durante as análises de subsolo, que podem impedir ou atrasar a execução da obra ou, até, exigir alterações no Projeto.

XVII - Risco de Completion - O Fundo e as Companhias Investidas estão sujeitos a qualquer tipo de atraso/impedimento que afete o prazo de conclusão do Projeto. Estão diretamente relacionados a esse: cost overruns; cumprimento do cronograma físico; falhas na concepção do projeto; falência ou ocorrência de problemas graves com construtor e/ou fornecedores.

XVIII - Risco de Performance Operacional, Operação e Manutenção - Esses riscos ocorrem quando a produtividade não atinge os níveis previstos, comprometendo a geração de caixa e o cumprimento de contratos. A origem desses riscos pode estar em: falha nos desenhos dos equipamentos selecionados; erros de especificação; uso de tecnologia nova não testada adequadamente; planejamento de operação e manutenção inadequados.

XIX - Risco de Suprimento - Em caso de usinas hidrelétricas há risco de escassez de água, e para as térmicas há o risco de suprimento insuficiente do combustível. No caso das térmicas, a mitigação do risco vem pela forma de contrato adotada, sendo o mais comum no Brasil, o supply-or-pay, o qual obriga o

fornecedor da matéria-prima a entregar as quantidades necessárias de matéria-prima especificadas no contrato ou então realizar pagamentos à entidade-projeto que sejam suficientes para pagar os serviços da dívida.

Já no caso das hidrelétricas, a recomendação é pela adesão ao MRE – Mecanismo de Realocação de Energia. A grande dimensão territorial do Brasil implica na existência de diferenças hidrológicas significativas entre regiões, ou seja, períodos secos e úmidos não coincidentes. Com o MRE há a transferência de energia entre regiões, enquanto a região em período seco armazena água, produzindo energia abaixo da média, a região úmida produz energia acima da média. A adesão garante a cada gerador a sua energia assegurada, desde que todos os geradores hidrelétricos, como um todo, produzam o total da energia assegurada.

No caso da geração eólica, os leilões de energia de reserva estabelecem mecanismos próprios de proteção contra a variação de produção da energia comercializada, a partir de sistemas de contabilização anual e quadrianual, ficando o agente de geração totalmente mitigado contra perdas em caso de geração entre 90% e 130%, e parcialmente protegido para volatilidades superiores

O Cotista assume todos os riscos decorrentes da política de investimento adotada pelo Fundo, ciente da possibilidade de realização de operações que coloquem em risco o patrimônio do Fundo e ao ingressar no Fundo, declara expressamente que tem ciência destes riscos, inclusive a possibilidade de perda total dos investimentos e da existência de patrimônio negativo do Fundo e, nesse caso, a necessidade de realizar aportes adicionais de recursos no Fundo, sendo que tal declaração constará do Compromisso de Investimento e do Boletim de Subscrição.

5.0. **ANEXOS**

5.1. Regulamento do Fundo

**INSTRUMENTO PARTICULAR DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO DO
FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM INFRAESTRUTURA
BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II**

CNPJ/MF Nº 13.301.359/0001-40

Votorantim Asset Management Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas 14.171, Torre A, 7º andar, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica ("CNPJ") sob o n.º 03.384.738/0001-98, autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil conforme ato declaratório n.º 5805, de 19 de janeiro de 2000, e autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários a administrar fundos de investimento e administrar carteiras de valores mobiliários, neste ato representada na forma de seu contrato social ("Administradora"), na qualidade de administradora do fundo de investimentos denominado "Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura BB Votorantim Energia Sustentável II", cuja Constituição foi registrada junto ao 2º Oficial do Registro de Títulos e Documentos de São Paulo em 21 de fevereiro de 2011, sob o n.º 3.452.680 ("Fundo"), e suas posteriores alterações, firmadas em 06 de maio de 2011 e em 26 de julho de 2011, e registradas em 09 de maio de 2011 e em 27 de julho de 2011, sob os n.ºs. 3.459.122 e 3.466.231, respectivamente, considerando que o Fundo não possui, nesta data, qualquer investidor registrado, não havendo, portando, cotas em circulação, resolve alterar o Regulamento do Fundo de forma a adequar sua redação em atendimento integral às exigências contidas no Ofício GAE nº 1.539/2011, de 30 de junho de 2011, emitido pela Gerência de Acompanhamento de Emissores da BM&FBOVESPA S.A. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, cujo novo teor segue anexo a este instrumento ("Regulamento"). O presente instrumento é assinado em 02 (duas) vias, na presença das testemunhas abaixo.

São Paulo, 17 de agosto de 2011.

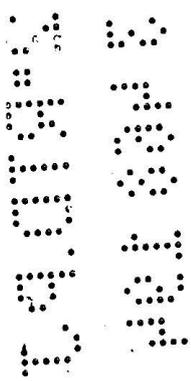
Votorantim Asset Management D.T.V.M. Ltda.

Testemunhas:

Carolina Tolomeo Uip
Carolina Tolomeo Uip
RG nº 33.921.459-4

Mariana Freitas Moraes de Camargo
Mariana Freitas Moraes de Camargo
RG nº 19.428.153-X



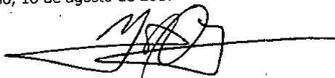


20
2º Oficial de Registro de Títulos e Documentos e
Civil de Pessoa Jurídica da Capital - CNPJ: 45.565.272/0001-77
Rua Senador Paulo Egídio, 72 cj.110 - Sé - CEP. 01006-010 - São Paulo/SP
Emol. R\$ 233,32 Protocolado e prenotado sob o n. **3.468.194** em
Estado R\$ 66,46 **18/08/2011** e registrado, hoje, em microfilme
Ipesp R\$ 49,15 sob o n. **3.468.194**, em títulos e documentos.
R. Civil R\$ 12,45 Averbado à margem do registro n. **3466231**
T. Justiça R\$ 12,45 São Paulo, 18 de agosto de 2011

Total R\$ 373,83

Selos e taxas
Recolhidos
p/verba

Gentil Domingues dos Santos - Oficial
Marcelo S. Espedito - Escrevente Autorizado



2º RTM PJ

3488 194

Regulamento

 VotorantimAsset

**REGULAMENTO DO FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM
INFRAESTRUTURA BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II**

CNPJ/MF Nº 13.301.359/0001-40

CAPÍTULO I
DISPOSIÇÕES INICIAIS

Características

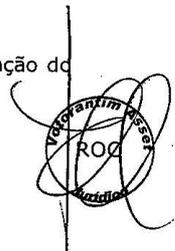
Artigo 1º. O FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM INFRAESTRUTURA BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II ("Fundo" ou "FIP-IE II"), constituído sob a forma de condomínio fechado, é regido pelo presente Regulamento, pelo disposto na Lei nº 11.478, de 29.05.2007, nas Instruções CVM nº. 460, e nº 391, conforme vigentes, bem como pelas demais disposições legais e regulamentares que lhe forem aplicáveis, e destina-se a investidores qualificados, assim entendidas as pessoas naturais ou jurídicas brasileiras ou estrangeiras, bem como fundos de investimento, que se enquadrem no conceito de investidor qualificado, nos termos do art. 109 da Instrução CVM nº. 409.

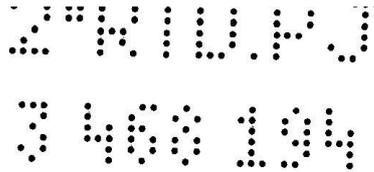
Parágrafo Primeiro – Os termos aqui utilizados com as iniciais maiúsculas e não expressamente definidos encontram-se definidos no Anexo I – Glossário ao presente, o qual é parte integrante e inseparável deste Regulamento.

Parágrafo Segundo – Segundo os critérios estabelecidos pelo Código de Regulação e Melhores Práticas da ABVCAP / ANBIMA, o Fundo é classificado como **Diversificado – Tipo 1**. Tal classificação somente poderá ser alterada mediante deliberação, por quórum qualificado, da Assembleia Geral de Cotistas.

Objetivo

Artigo 2º. O objetivo do Fundo é proporcionar aos seus Cotistas a valorização do





capital investido, a longo prazo, em carteira de Valores Mobiliários, participando do processo decisório de sociedades anônimas, abertas ou fechadas, exclusivamente voltadas para Projetos no setor de energia, mais especificamente no segmento de geração elétrica com foco em energia sustentável, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs"), Usinas de Biomassa, Parques Eólicos e Solares ("Companhias Investidas"), na qualidade de acionista controlador isolado, de participante do bloco de controle ou de parte em acordo de acionistas, caso seja acionista minoritário, ou ajuste de natureza diversa, e exercendo efetiva influência na definição de sua política estratégica e na sua gestão, notadamente através da indicação de membros do Conselho de Administração, observada a política de investimento constante do Capítulo IV abaixo.

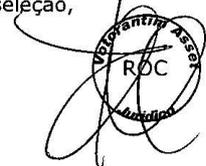
Duração

Artigo 3º. O Fundo terá Prazo de Duração de 10 (dez) anos, contado da data da primeira integralização de suas Cotas, podendo tal prazo ser prorrogado, mediante proposta do Comitê de Investimento e decisão da Assembleia Geral de Cotistas, ressalvados os casos de Liquidação antecipada do Fundo previstos neste Regulamento.

CAPÍTULO II **ADMINISTRAÇÃO E GESTÃO DO FUNDO**

Artigo 4º. O Fundo é administrado e gerido pela **VOTORANTIM ASSET MANAGEMENT DTVM LTDA.**, instituição devidamente autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM para o exercício da atividade de administração de carteira de valores mobiliários, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº. 14.171, Torre A, 7º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 03.384.738/0001-98, doravante referida por "Administrador" ou "Gestor".

Artigo 5º. O Administrador possui todos os poderes necessários para exercer todos os direitos inerentes aos Valores Mobiliários e/ou outros ativos integrantes da carteira do Fundo, inclusive o direito de ação e o de comparecer e votar em assembleias gerais e especiais das Companhias Investidas, observadas as disposições deste Regulamento e da legislação aplicável, bem como praticar todos os atos necessários à gestão da carteira do Fundo, assim entendidos os de seleção,



2º FUNDOS

3 400 104

avaliação, aquisição, alienação, subscrição, conversão, incluindo a celebração de compromissos de investimento e de opções de aquisições de Projetos, observadas as limitações impostas por este Regulamento e demais disposições aplicáveis, cabendo-lhe, ainda, implementar os investimentos do Fundo aprovados pelo Comitê de Investimento e/ou aprovados pela Assembleia Geral de Cotistas, conforme previsto neste Regulamento.

Parágrafo Primeiro – A administração e gestão do Fundo serão exercidas pelo Administrador através de mandato outorgado pelos Cotistas, outorga esta que se considerará expressamente efetivada pela assinatura aposta pelo Cotista no Boletim de Subscrição por ocasião da primeira subscrição de Cotas do Fundo.

Parágrafo Segundo – Caso o Administrador evidencie ou de qualquer outra forma tome ciência de fato que lhe coloque em situação de conflito de interesse com o Fundo, deverá dar imediata ciência de tal fato aos Cotistas.

Artigo 6º. São obrigações do Administrador:

I. manter, por 5 (cinco) anos após o encerramento do Fundo, às suas expensas, atualizados e em perfeita ordem:

- a) o registro dos Cotistas e de transferência de Cotas;
- b) o livro de atas das Assembleias Gerais de Cotistas;
- c) o livro de presença de Cotistas;
- d) o arquivo dos pareceres do auditor independente;
- e) os registros e demonstrações contábeis referentes às operações realizadas pelo Fundo e seu patrimônio; e
- f) a documentação relativa às operações do Fundo.

II. no caso de instauração de procedimento administrativo pela CVM, manter a documentação referida no inciso I acima até seu término;

III. transferir ao Fundo qualquer benefício ou vantagem que possa alcançar em decorrência de sua condição de Administrador do Fundo;

IV. manter os títulos e Valores Mobiliários fungíveis integrantes da carteira do Fundo



FUNDO
3400104

custodiados em entidade de custódia autorizada ao exercício da atividade pela CVM;

V. receber, em nome do Fundo, dividendos, bonificações e quaisquer outros rendimentos ou valores atribuídos ao Fundo;

VI. pagar, às suas expensas, eventuais multas cominatórias impostas pela CVM, nos termos da legislação vigente, em razão de atrasos no cumprimento dos prazos previstos na Instrução CVM nº. 391;

VII. elaborar, junto com as demonstrações contábeis semestrais e anuais, parecer a respeito das operações e resultados do Fundo, incluindo a declaração de que foram obedecidas as disposições regulamentares aplicáveis, assim como as constantes do presente Regulamento;

VIII. cumprir e, na medida de suas atribuições, fazer cumprir, todas as disposições constantes deste Regulamento;

IX. cumprir e, na medida de suas atribuições, fazer cumprir, as deliberações da Assembleia Geral de Cotistas e do Comitê de Investimento;

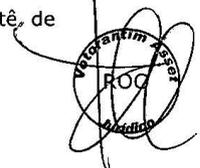
X. divulgar a todos os Cotistas e à CVM qualquer ato ou fato relevante atinente ao Fundo;

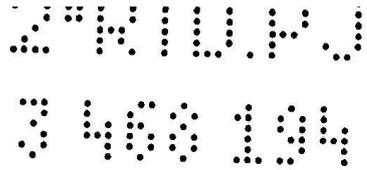
XI. custear, às suas expensas, as despesas de propaganda do Fundo;

XII. elaborar e divulgar as informações previstas no Capítulo X deste Regulamento;

XIII. firmar, em nome do Fundo, acordos de acionistas ou quaisquer outros ajustes de natureza diversa que assegurem participação efetiva no processo decisório das Companhias Investidas nas quais o Fundo invista, mediante prévia aprovação do Comitê de Investimento, na forma do art. 40, inciso X, deste Regulamento;

XIV. fornecer aos Cotistas que, isolada ou conjuntamente, sendo detentores de pelo menos 10% (dez por cento) das Cotas emitidas, assim requererem, estudos e análises de investimento, elaborados pelo Administrador ou pelo Comitê, de





Investimento, que fundamentem as decisões tomadas na Assembleia Geral de Cotistas, incluindo os registros apropriados com as justificativas das recomendações e respectivas decisões; e

XV. se houver, fornecer aos Cotistas que, isolada e ou conjuntamente, sendo detentores de pelo menos 10% (dez por cento) das Cotas emitidas, assim requererem, atualizações periódicas dos estudos e análises elaborados pelo Administrador ou pelo Comitê de Investimento, permitindo acompanhamento dos investimentos realizados, objetivos alcançados, perspectivas de retorno e identificação de possíveis ações que maximizem o resultado do investimento.

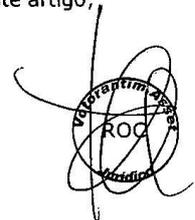
Parágrafo Primeiro – Sempre que forem requeridas informações na forma prevista nos incisos XIV e XV deste Artigo, o Administrador poderá submeter a questão à prévia apreciação da Assembleia Geral de Cotistas, tendo em conta os interesses do Fundo e dos demais Cotistas, e eventuais conflitos de interesses em relação a conhecimentos técnicos e às empresas nas quais o Fundo tenha investido, ficando, nesta hipótese, impedidos de votar os Cotistas que requereram a informação.

Parágrafo Segundo – Entre tais informações, não se incluirão informações sigilosas referentes às Companhias Investidas, obtidas pelo Administrador sob compromisso de confidencialidade ou em razão de suas funções regulares enquanto membro ou participante dos órgãos de administração ou consultivos da Companhia Investida.

Vedações

Artigo 7º. É vedada ao Administrador, direta ou indiretamente, a prática dos seguintes atos em nome do Fundo:

- I. receber depósito em conta corrente própria;
- II. contrair ou efetuar empréstimos, salvo nas modalidades estabelecidas pela CVM;
- III. prestar fiança, aval, aceite ou coobrigar-se sob qualquer outra forma, salvo nas modalidades estabelecidas pela CVM, conforme disposto nos Parágrafos deste artigo;
- IV. prometer rendimento predeterminado aos Cotistas;



ARLUPU
3400194

V. negociar com duplicatas, notas promissórias, excetuadas aquelas de que trata a Instrução CVM nº 134, ou outros títulos não autorizados pela CVM;

VI. aplicar recursos no exterior;

VII. aplicar recursos na aquisição de bens imóveis; e

VIII. aplicar recursos na subscrição ou aquisição de ações ou cotas de sua própria emissão.

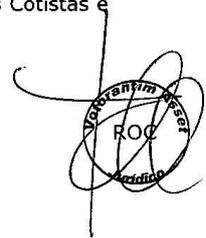
Parágrafo Primeiro – Considerando que na consecução de seus objetivos o Fundo pretende realizar operações de financiamento autorizadas pela CVM, necessitando para tanto prestar garantias, fica desde já definido que o Fundo poderá prestar garantias exclusivamente para a viabilização de suas operações e/ou de operações das Companhias Investidas, desde que tal prestação seja previamente submetida à aprovação do Comitê de Investimento, e de consulta e aprovação aos Cotistas.

Parágrafo Segundo – Considerando as Companhias Investidas citadas no Prospecto deste Fundo, os Cotistas desde já autorizam o Administrador a realizar as operações de financiamento e/ou prestação de garantias para viabilizar a implementação desses Projetos. Tal autorização será explicitada no Boletim de Subscrição de Cotas do Fundo, documento este parte integrante deste Regulamento.

Parágrafo Terceiro – Considerando as Companhias Investidas não especificamente citadas no Prospecto deste Fundo, caso seja necessária a realização de operações de financiamento e/ou prestação de garantias para viabilizar a implementação desses Projetos, o Administrador convocará Assembleia Geral de Cotistas para submeter tais operações a sua aprovação.

Renúncia e/ou Descredenciamento do Administrador

Artigo 8º. O Administrador poderá renunciar à administração do Fundo, mediante aviso prévio de no mínimo 60 (sessenta) dias, endereçado a cada um dos Cotistas e à CVM.



27.11.14
3 450 194

Parágrafo Primeiro – A CVM, no uso de suas atribuições legais, poderá descredenciar o Administrador, em conformidade com as normas que regulam o exercício da atividade de administrador de carteira de valores mobiliários.

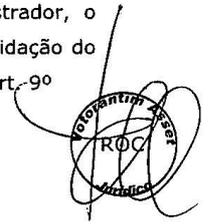
Parágrafo Segundo – Na hipótese de renúncia do Administrador, ficará o Administrador obrigado a convocar, observado o disposto no *caput* deste Artigo, Assembleia Geral de Cotistas para eleição de seu substituto, sendo também facultada aos Cotistas que detenham ao menos 5% (cinco por cento) das Cotas emitidas a convocação da Assembleia Geral de Cotistas.

Parágrafo Terceiro – Na hipótese de descredenciamento do Administrador, ficará o Administrador obrigado a convocar, imediatamente, a Assembleia Geral de Cotistas para eleição de seu substituto, a se realizar no prazo de até 10 (dez) dias, sendo também facultada aos Cotistas que detenham ao menos 5% (cinco por cento) das Cotas emitidas a convocação da Assembleia Geral de Cotistas.

Parágrafo Quarto – No caso de renúncia do Administrador, o Administrador deverá permanecer no exercício de suas funções até sua efetiva substituição, que deverá ocorrer no prazo máximo disposto no *caput* deste Artigo. Caso os Cotistas, reunidos em Assembleia Geral de Cotistas, não indiquem instituição substituta até 60 (sessenta) dias, contados da comunicação da renúncia, ou nenhuma instituição assuma efetivamente todos os deveres e obrigações do Administrador nesse prazo, o Administrador convocará uma Assembleia Geral de Cotistas para deliberar sobre a liquidação do Fundo e comunicará o evento à CVM. Caso não haja quorum suficiente para deliberar sobre a liquidação do Fundo, o Administrador procederá automaticamente à liquidação do Fundo.

Parágrafo Quinto – Nos casos de destituição do Administrador pela Assembleia Geral de Cotistas por qualquer motivo exceto aquele explicitado no Parágrafo Primeiro deste Artigo 8º, o Administrador fará jus a multa equivalente a 5 (cinco) vezes o valor da Taxa de Administração fixa anual descrita no Parágrafo 1º e no Parágrafo 2º do Artigo 9º abaixo.

Parágrafo Sexto – Nos casos de renúncia ou destituição do Administrador, o Administrador continuará recebendo, até a sua efetiva substituição ou liquidação do Fundo, a Taxa de Administração e a Taxa de Performance estipuladas nos art. 9º



ARTO 10

e 10 abaixo, calculada *pro rata temporis* até a data em que exercer suas funções, não incluso esse período no cálculo da multa descrita no Parágrafo Quinto deste Artigo 8º.

Remuneração do Administrador

Artigo 9º. Pela prestação de serviços de administração do Fundo, o Administrador receberá remuneração anual, na forma de Taxa de Administração, correspondente ao somatório dos montantes definidos nos parágrafos a seguir.

Parágrafo Primeiro - Os titulares das Cotas Classe A do Fundo remunerarão o Administrador mediante o pagamento de Taxa de Administração no montante equivalente a 2,0% (dois por cento) ao ano sobre o valor patrimonial das Cotas Classe A, ou sobre o valor do Capital Comprometido pelos Cotistas desta Classe corrigido pelo IPCA acumulado, deles o maior, conforme fórmula abaixo:

Ta = Valor Percentual Anual da Taxa de Administração da Classe A.

TDa i = Valor da Taxa de Administração da Classe A diária na data i.

KCa i = Valor do Capital Comprometido pelos Cotistas Classe A corrigido pelo IPCA acumulado

$$TDa_i = \left\{ \left[(1 + Ta)^{1/252} - 1 \right] \right\} \times PL_{i-1}$$

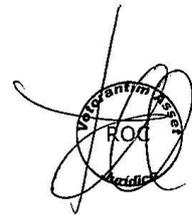
Ou

$$TDa_i = \left\{ \left[(1 + Ta)^{1/252} - 1 \right] \right\} \times KCa_{i-1}$$

DELES O MAIOR VALOR

Parágrafo Segundo - Os titulares das Cotas Classe B do Fundo remunerarão o Administrador mediante o pagamento de Taxa de Administração, no montante equivalente a 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) ao ano sobre o valor patrimonial das Cotas Classe B, ou sobre o valor do Capital Comprometido pelos Cotistas desta Classe corrigido pelo IPCA acumulado, deles o maior, conforme fórmula abaixo:

Tb = Valor Percentual Anual da Taxa de Administração da Classe B.



ARTO PJ
7400 104

TDb i = Valor da Taxa de Administração da Classe B diária na data i.

KCb i = Valor do Capital Comprometido pelos Cotistas Classe B corrigido pelo IPCA acumulado

$$TDb_i = \left\{ \left[(1 + Tb)^{1/252} - 1 \right] \right\} \times PL_{i-1}$$

Ou

$$TDb_i = \left\{ \left[(1 + Tb)^{1/252} - 1 \right] \right\} \times KCb_{i-1}$$

DELES O MAIOR VALOR

Parágrafo Terceiro - A Taxa de Administração acima indicada será apropriada diariamente, à base de 1/252 (um duzentos e cinquenta e dois avos), como despesa do Fundo e será paga mensalmente pelo Fundo diretamente ao Administrador, até o 5º (quinto) Dia Útil do mês seguinte ao vencido.

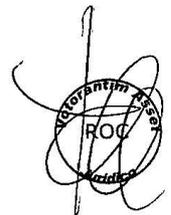
Artigo 10. Além da Taxa de Administração, como definida no art. 9º acima, o Administrador será remunerado por meio de Taxa de Performance, a ser paga exclusivamente pelos titulares de Cotas Classe A e apurada conforme definido neste Artigo.

Parágrafo Primeiro - A Taxa de Performance será de 25% (vinte e cinco por cento) da rentabilidade anual acumulada das Cotas Classe A que exceder a variação acumulada do Indexador contada de 1º de janeiro até 31 de dezembro de cada ano, apropriada diariamente e cobrada até o 5º (quinto) Dia Útil do mês subsequente ao período de cálculo. O cálculo do valor da Performance será realizado de acordo com a seguinte fórmula:

Pi = Valor da Performance a ser provisionada diariamente e /ou ser cobrada na data i (R\$)

$$Pi = T * Bi$$

$$Bi = (Vai - BMi)$$



27.11.194
3458 194

$$Bm_i = \frac{\sum_{n=0}^i (I - D - A)_n * BEN_n}{}$$

$$BEN_n = \frac{\prod_{k=n}^{k=(i-1)} FBEN_k * FIPCA_k}{}$$

$$FBEN_k = (1 + TXBEN)^{(1/252)}$$

$$FIPCA_k = (1 + INFLAÇÃO_k)^{(1/Uk)}$$

$$VA_i = \frac{VL_i * PL_{(i-1)}}{PL_{(i-1)}} - TXadma_i$$

T = Taxa de Performance (%)

In = Valor da Integralização de Cotas Classe A no Fundo na data n, sendo que quando n for o início do período de cálculo da Taxa de Performance, este valor será coincidente com o Patrimônio Líquido da Classe de Cota específica.

Dn = Valor do dividendo distribuído pelo Fundo na data n para Cotistas Classe A

An = Valor da Amortização distribuída pelo Fundo na data n para Cotistas Classe A

Vai = Valor Líquido dos Ativos das Cotas Classe A do Fundo na data i, subtraído das despesas provisionadas do Fundo na data (i)

TXBEN = Taxa do Benchmark do Fundo ou da Classe de Cota (% aa)

INFLAÇÃO_k = IPCA do mês anterior, disponível até o 1º Dia Útil do mês do respectivo cálculo

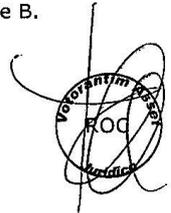
Uk = Numero de Dias Úteis do mês respectivo do fator FIPCA_k calculado

PL_{i-1} = Valor do Patrimônio Líquido Total das Cotas Classe A na data i-1; obtido através da multiplicação do Valor da Cota Classe A na data (i - 1), pelo número de Cotas Classe A efetivamente integralizadas na data (i - 1).

PL_{t i-1} = Valor do Patrimônio Líquido Total do Fundo na data i-1.

TXadma_i = Taxa de Administração provisionada da Classe A.

Parágrafo Segundo - Não haverá Taxa de Performance para as Cotas Classe B.



2º RTO PJ
3400 104

Parágrafo Terceiro – A Taxa de Performance será devida conforme os parágrafos acima, sendo certo que o pagamento ocorrerá com periodicidade mínima anual. No caso da primeira cobrança da Taxa de Performance, se o Fundo tiver sido iniciado há menos de 1 (um) ano, a cobrança da Taxa de Performance será realizada no último Dia Útil do ano imediatamente posterior, sendo a taxa calculada a partir da data de início das atividades do Fundo. O disposto neste parágrafo aplica-se também ao cálculo da variação do Indexador que considerará também este período.

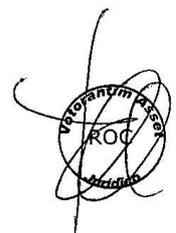
Parágrafo Quarto – Caso o Fundo tenha sido iniciado há mais de 1 (um) ano, mas a efetiva integralização de Cotas tenha ocorrido há menos de 1 (um) ano, a cobrança da Taxa de Performance sobre tais Cotas será realizada no último Dia Útil do ano imediatamente posterior, sendo a taxa calculada a partir da data de sua efetiva integralização. O disposto neste parágrafo aplica-se também ao cálculo da variação do Indexador que considerará também este período.

Parágrafo Quinto – O pagamento da Taxa de Performance ao Administrador será efetuado diretamente pelo Fundo.

Parágrafo Sexto – Para efeito de cálculo da variação do Indexador, será considerada a variação positiva ou negativa deste índice ocorrida entre as datas de cada cobrança da Taxa de Performance, conforme o caso, calculada tal variação *pro rata die* e utilizando-se sempre o índice relativo ao mês imediatamente anterior a cada um daqueles eventos, em razão do prazo de divulgação do referido índice.

Serviços de Tesouraria e Custódia

Artigo 11. Os serviços de tesouraria e custódia serão prestados pelo **Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.**, instituição financeira devidamente credenciada pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Av. Paulista, 1111, 2º andar, inscrita no CNPJ/MF nº 33.868.597/0001-40, para prestar tais serviços, na forma da regulamentação aplicável.

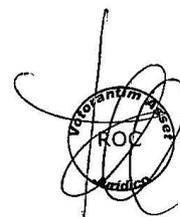


2:RTD.PJ
3:480 104

Originador/Operador

Artigo 12. De forma a viabilizar a seleção e adequada gestão operacional das Companhias Investidas, não obstante a responsabilidade final e solidária do Administrador e Gestor, o Fundo contratará um Originador/Operador, que será a **MW Energias Renováveis S.A.**, sociedade anônima com sede na Cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, na Av. Carlos Gomes, nº 222, conjunto 1.102 ("Originador/Operador"), que terá as seguintes atribuições:

- I. Desenhar o Plano de Negócios do Fundo e construir o *pipeline* de Projetos;
- II. Realizar a prospecção ativa de Projetos e oportunidades de investimento para o Fundo, de acordo com as características definidas no Plano de Negócios do Fundo, parte integrante do Prospecto do Fundo, e na política de investimento;
- III. Apresentar os Projetos potenciais ao Comitê de Investimento no formato do Memorando de Investimento, em conjunto com a documentação exigida;
- IV. Responder pela documentação dos Projetos e pela verificação da veracidade e detalhamento das informações;
- V. Participar do Comitê de Investimento, na forma disposta no art. 38 abaixo;
- VI. Ser o principal responsável pela análise e seleção dos Projetos;
- VII. Ser o executor principal do processo de Due Diligence;
- VIII. Responder pela implementação física dos Projetos aprovados, inclusive obtenção de todas as licenças, obras de engenharia, contratação de empresas prestadoras de serviço;
- IX. Responder pela operação, gestão e administração de todas as Companhias Investidas no âmbito técnico, operacional, financeiro, trabalhista, legal, etc., em consonância com as deliberações do Comitê de Investimento;



2º FTD PJ

3 de 194

X. Participar nos Conselhos de Administração e Conselhos Fiscais das Companhias Investidas, representando o Fundo, e fazendo valer nas Companhias Investidas as decisões tomadas pelo Comitê de Investimento, inclusive no cumprimento de metas, orçamentos, contratação da diretoria executiva, cumprimento da legislação, otimização de custos e receitas, em consonância com as deliberações do Comitê de Investimento;

XI. Responder pela contratação de venda da energia dentro dos critérios estabelecidos no Plano de Negócios do Fundo e nos limites da decisão do Comitê de Investimento;

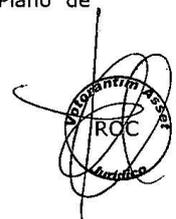
XII. Relacionar-se com os clientes ativos e potenciais das Companhias Investidas;
XIII. Atender às demandas da legislação e relacionamento com os órgãos reguladores e de administração do setor elétrico, tais como a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), a Empresa de Pesquisa Energética - ("EPE"), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - ("CCEE"), o Operador Nacional do Sistema - ("ONS"), entre outros, por solicitação e intermédio do Administrador; e

XIV. Prestar contas ao Comitê de Investimento sobre o desempenho dos Projetos e das Companhias Investidas.

Consultor Técnico

Artigo 13. A fim de prover o Fundo com análise técnica especializada sobre os seus investimentos e as evoluções do ambiente macro regulatório do setor energético, será contratado como consultor técnico especializado a **Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda.**, sociedade limitada com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Gomes de Carvalho, nº 1329 - 5º andar, conjunto 52, Vila Olímpia, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 05.642.927/0001-49 ("Consultor Técnico"), que terá as seguintes atribuições:

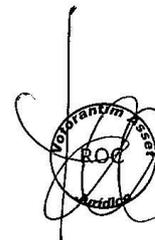
- I. Participar no processo de "Pre Due Diligence" com avaliação técnica e apoio ao Originador/Operador na checagem de dados e documentos;
- II. Assessorar no desenvolvimento da estratégia de atuação e do Plano de Negócios do Fundo, parte integrante do Prospecto do Fundo;



2º ATD.PJ

3488 194

- III. Assessorar na estratégia de estruturação e acompanhamento da prestação de contas para os Cotistas do Fundo;
- IV. Fazer a modelagem econômico financeira para avaliação da atratividade e rentabilidade de novas oportunidades de investimento, submetendo as conclusões desses estudos ao Comitê de Investimento;
- V. Realizar estudos de mercado, projeções do preço da energia elétrica para a identificação das melhores opções de comercialização da energia elétrica gerada, consideradas as alternativas existentes, a saber:
- a) venda em leilões do ambiente de contratação regulada (ACR);
 - b) venda direta às distribuidoras como geração distribuída;
 - c) venda direta a consumidores livres;
 - d) venda a consumidores livres, por meio de comercializadoras;
 - e) venda direta a consumidores especiais, quando aplicável; e
 - f) venda a consumidores especiais por meio de comercializadoras, quando aplicável.
- VI. Orientar e acompanhar as gestões necessárias junto à ANEEL, ou a qualquer outro órgão da administração do setor elétrico, como a EPE, CCEE e ONS;
- VII. Organizar reuniões e workshops direcionados a executivos, pessoal técnico, clientes e potenciais parceiros do Fundo, sempre que houver acontecimento setorial relevante que precise ser discutido, ou a qualquer momento que o Fundo considere necessário;
- VIII. Acompanhar os executivos do Administrador, sempre que solicitado, em reuniões internas ou externas para tratar de qualquer assunto ou negociação envolvendo a atuação da(s) Companhia(s) Investida(s);
- IX. Manter acompanhamento permanente da legislação, regulamentos e acontecimentos relevantes, em especial aqueles associados aos comportamentos do mercado e das tarifas de energia elétrica, licitações de novas concessões de geração, leilões de energia, oportunidades de formação de parcerias ou de prestação de serviços, dentre outros, avaliando e alertando ao Fundo sobre os eventuais riscos, ameaças e oportunidades a eles inerentes; e
- X. Prestar atendimento expresso e imediato ao Fundo em situações que exijam posicionamento urgente e dependam de conhecimento específico na área de especialização do Consultor Técnico.



3 468 104

Assessor Financeiro

Artigo 14. Com vistas a contribuir com a consecução de seus objetivos, o Fundo contratará como assessor financeiro o **Banco Votorantim S.A.**, sociedade anônima com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº. 14.171, Torre A, 18º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 59.588.111/0001-03 ("**Assessor Financeiro**"), que terá as seguintes atribuições:

- I. Desenhar o Plano de Negócios do Fundo juntamente com o Originador/Operador;
- II. Analisar os Projetos sob a ótica do mercado de *private equity*;
- III. Auxiliar o Originador/Operador na construção do *pipeline* de Projetos;
- IV. Desenvolver a estruturação financeira dos empréstimos e financiamentos, das Companhias Investidas e do Fundo, conforme o caso, inclusive estabelecendo a estrutura de capital ideal para cada Companhia Investida, e monitorando sua gestão financeira.
- V. Desenhar a estrutura e analisar as minutas dos acordos de acionistas, opções e contratos de compra e venda de ativos;
- VI. Participar do Comitê de Investimento;
- VII. Auxiliar na análise e seleção dos Projetos;
- VIII. Participar do processo de *Due Diligence*, a partir de critérios a serem estabelecidos pelo Comitê de Investimento;
- IX. Responder pelo e acompanhar o relacionamento do Fundo com investidores estrangeiros;
- X. Desenvolver parcerias com outros grupos de *private equity*; e
- XI. Responder pelo desinvestimento de todos os ativos da carteira do Fundo, com prospecção contínua de potenciais compradores para os Projetos do Fundo, de acordo com as diretrizes do Comitê de Investimento.

CAPÍTULO III

COTAS E PATRIMÔNIO DO FUNDO

Cotas

Artigo 15. As Cotas do Fundo correspondem a frações ideais de seu patrimônio e



PORTO 340104

serão divididas em 2 (duas) classes, sendo uma classe de Cotas Classe A e uma classe de Cotas Classe B.

Parágrafo Primeiro – Todas as Cotas do Fundo serão escriturais e serão mantidas pelo Administrador, na qualidade de agente escriturador das Cotas do Fundo, em conta de depósito em nome dos Cotistas.

Parágrafo Segundo – O valor das Cotas do Fundo será calculado diariamente. O valor dos ativos será obtido com base na metodologia de precificação dos ativos, descrita no Anexo II deste Regulamento, desenvolvida pelo Administrador.

Parágrafo Terceiro – As Cotas têm o seu valor determinado conforme a fórmula de cálculo abaixo, observadas as normas contábeis aplicáveis ao Fundo.

$$VL_i = VA_i - D_i$$

Onde:

VL_i = Valor Líquido dos Ativos do Fundo na data i.

VA_i = Valor Total dos Ativos do Fundo na data i.

D_i = Despesas Totais do Fundo provisionadas na data i, excetuando-se a Taxa de Administração e Taxa de Performance

$$VLCa_i = \frac{VL_i \times PLa_{(i-1)}}{PLt_{(i-1)}} - TXadma_i - P_i$$

Onde:

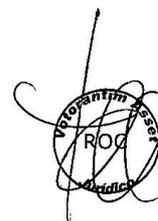
VLCa_i = Valor Líquido dos Ativos das Cotas Classe A do Fundo na data i.

PLa i-1 = Valor do Patrimônio Líquido Total das Cotas Classe A na data i-1; obtido através da multiplicação do Valor da Cota Classe A na data (i - 1), pelo número de Cotas Classe A efetivamente integralizadas na data (i - 1).

PLt i-1 = Valor do Patrimônio Líquido Total do Fundo na data i-1.

TXadma i = Taxa de Administração provisionada da Classe A.

P i = Taxa de Performance provisionada da Classe A.



2º RTD PJ
3 400 194

$$Ca_i = \frac{VLCa_i}{NCa_{i-1}}$$

Onde:

Ca i = Valor da Cota Classe A do Fundo na data i.

NCa i = Número de Cotas Classe A do Fundo efetivamente integralizadas na data i-1.

$$VLCb_i = \frac{VL_i \times PLb_{(i-1)}}{PLt_{(i-1)}} - TXadmb_i$$

Onde:

VLCbi = Valor Líquido dos Ativos das Cotas Classe B do Fundo na data i.

PLb i-1 = Valor do Patrimônio Líquido Total das Cotas Classe B na data i-1; obtido através da multiplicação do Valor da Cota Classe B na data (i - 1), pelo número de Cotas Classe B efetivamente integralizadas na data (i - 1).

PLt i-1 = Valor do Patrimônio Líquido Total do Fundo na data i-1.

TXadmb i = Taxa de Administração provisionada da Classe B.

$$Cb_i = \frac{VLCb_i}{NCb_{i-1}}$$

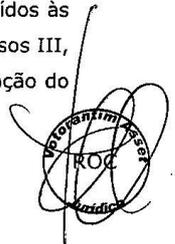
Onde:

Cb i = Valor da Cota Classe B do Fundo na data i.

NCb i = Número de Cotas Classe B do Fundo efetivamente integralizadas na data i-1.

Direitos Políticos Especiais das Cotas Classe B

Artigo 16. Nos termos do art. 19, §1º da Instrução CVM nº 391, são atribuídos às Cotas Classe B direitos políticos especiais para as matérias constantes dos incisos III, VII, X, XII, XIV, e XV do art. 30 deste Regulamento e para alterar a classificação do



ARTO.PJ

3400104

Fundo referida no art. 1º, Parágrafo Segundo desse Regulamento. Nesse sentido, todas as deliberações da Assembleia Geral de Cotistas referentes às matérias previstas nesses incisos dependerá de ratificação, por meio do voto afirmativo de no mínimo 75% (setenta e cinco por cento) dos titulares de Cotas Classe B, reunidos em votação apartada.

Parágrafo Primeiro: É de competência privativa dos Cotistas Classe B a eleição dos participantes do Comitê de Investimento, nos termos definidos no Artigo 38 abaixo.

Parágrafo Segundo: Qualquer alteração dos direitos políticos atribuídos às Cotas Classe B neste artigo dependerá de ratificação dos titulares de Cotas Classe B, na forma do *caput*.

Negociação

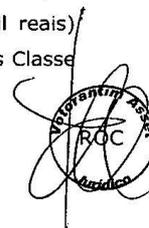
Artigo 17. O Administrador registrará as Cotas para negociação na BM&FBOVESPA.

Parágrafo Primeiro – Os adquirentes das Cotas que ainda não sejam Cotistas deverão igualmente comprovar a condição de investidor qualificado, nos termos do art. 109 da Instrução CVM nº. 409, sendo que a verificação da condição de investidor qualificado caberá aos intermediários que representarem os adquirentes na compra das Cotas.

Parágrafo Segundo – Os Cotistas não poderão negociar suas Cotas em mercado organizado ou negociação privada antes que estas Cotas tenham sido totalmente integralizadas sem solicitar autorização formal do Administrador previamente à negociação.

Emissão e Colocação de Cotas

Artigo 18. As Cotas da Primeira Emissão do Fundo serão objeto de Oferta Pública, nos termos da Instrução CVM nº. 400, sendo que o Patrimônio Previsto do Fundo é de até R\$310.000.000,00 (trezentos e dez milhões de reais), representado por 310.000 (trezentas e dez mil) Cotas, ao valor unitário de R\$1.000,00 (mil reais) cada, sendo 300.000 (trezentas mil) Cotas Classe A e 10.000 (dez mil) Cotas Classe



2010.10.10
3 455 194

B.

Parágrafo Único – O valor da Cota a ser utilizado para a Primeira Emissão de Cotas será de R\$1.000,00 (mil reais) tanto para as Cotas Classe A, como para as Cotas Classe B.

Artigo 19. Independentemente do valor do Patrimônio Previsto, mediante simples deliberação do Administrador, as atividades do Fundo poderão ter início a partir da formalização de Compromissos de Investimento que somem a quantia mínima de R\$ 21.000.000,00 (vinte e um milhões de reais) ("Valor Mínimo de Funcionamento do Fundo"), sendo no mínimo R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais) da Classe A e R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais) da Classe B.

Parágrafo Primeiro – O investidor celebrará com o Fundo um Compromisso de Investimento, do qual deverá constar o valor total que o mesmo se obriga a subscrever e integralizar no decorrer da vigência do Fundo, consoante o previsto neste Regulamento, no respectivo Compromisso de Investimento e observadas as chamadas de capital realizadas pelo Administrador, conforme orientação do Comitê de Investimento.

Parágrafo Segundo – Não haverá taxa de ingresso ou de saída no Fundo.

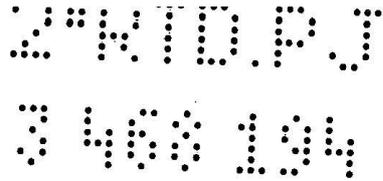
Parágrafo Terceiro – Para que seja aceito como Cotista do Fundo, o investidor deverá subscrever Cotas com um valor equivalente a, no mínimo, R\$100.000,00 (cem mil reais).

Parágrafo Quarto – Na data em que os Compromissos de Investimento atingirem conjuntamente a quantia mínima estabelecida no *caput* deste art. 19, o Administrador poderá iniciar o Período de Investimento, e passará a requerer aos Cotistas que realizem as integralizações das Cotas, nos prazos e condições estabelecidos no art. 20 abaixo.

Integralização

Artigo 20. Os valores objeto dos respectivos Compromissos de Investimento deverão ser aportados ao Fundo pelos Cotistas na medida em que tais valores





("Integralizações") sejam necessários para (i) a realização de investimentos pelo Fundo, na forma disciplinada neste Regulamento, ou (ii) o pagamento de despesas e responsabilidades do Fundo.

Parágrafo Primeiro – O Administrador, de acordo com o disposto no Compromisso de Investimento e com a orientação do Comitê de Investimento, deverá requerer aos Cotistas a realização das integralizações dentro de até 10 (dez) Dias Úteis, a partir da data de envio da notificação respectiva, em relação:

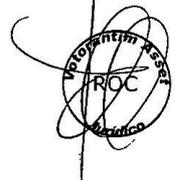
- (a) à aprovação pelo Comitê Investimento para a realização dos investimentos pelo Fundo, conforme as necessidades de capital de cada Companhia Investida ou caso os recursos já estejam efetivamente comprometidos com determinado Projeto; ou
- (b) à necessidade de pagamento da Taxa de Administração ou de outras despesas e encargos do Fundo, em todos os casos observadas as disposições deste Regulamento e do Compromisso de Investimento.

Parágrafo Segundo – A partir da assinatura do respectivo Compromisso de Investimento, o Cotista será obrigado a cumprir as condições previstas neste Regulamento, no próprio Compromisso de Investimento e na regulamentação aplicável.

Parágrafo Terceiro – As chamadas de capital serão realizadas por meio de carta ou correio eletrônico enviado ao Cotista, onde constará o montante a ser integralizado por cada um dos Cotistas, a data em que o aporte deve ser recebido e as instruções para transferência dos aportes requeridos para o Fundo, sendo que a integralização das referidas Cotas será feita em até 10 (dez) Dias Úteis da respectiva chamada de capital. O Compromisso de Investimento poderá prever que a integralização de Cotas será feita à vista, no ato da assinatura do Boletim de Subscrição.

Parágrafo Quarto – O prazo máximo para a realização de chamadas de capital será o Período de Investimento, devendo o produto da integralização ser aplicado nas Companhias Investidas até o fim do Período de Investimento.

Parágrafo Quinto – A assinatura pelo investidor do respectivo Compromisso de Investimento constituirá sua expressa ciência e concordância com todos os termos e condições deste Regulamento.



ARTIGO 20

Parágrafo Sexto – Os Cotistas que não realizarem o pagamento nas condições previstas neste Regulamento e no respectivo Compromisso de Investimento ficarão de pleno direito constituídos em mora, sujeitando-se ao pagamento de seu débito atualizado pelo Indexador, “*pro rata temporis*”, e de uma multa de 2% (dois por cento) ao mês sobre o débito corrigido, capitalizado diariamente.

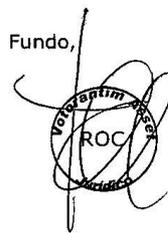
Parágrafo Sétimo – As Amortizações a que fizer jus o Cotista Inadimplente serão utilizadas para compensação dos débitos existentes com o Fundo até o limite de seus débitos. Caso estes valores sejam insuficientes, poderá o Administrador, ainda, efetuar os demais procedimentos descritos neste Artigo 20 para a cobrança dos valores ainda devidos pelo Cotista ao Fundo.

Parágrafo Oitavo – O Administrador, segundo orientação do Comitê de Investimento, notificará o Cotista Inadimplente informando a este a respeito da suspensão de seus direitos de Cotista, os quais perdurarão suspensos até que o Cotista Inadimplente cumpra sua obrigação mencionada no caput ou que o Fundo tenha utilizado recursos de Amortizações para compensar os débitos existentes.

Parágrafo Nono – Verificada a mora do Cotista, o Administrador, após instrução por escrito do Comitê de Investimento, poderá, à sua escolha:

- (a) promover contra o Cotista Inadimplente cobrança extrajudicial das importâncias devidas; ou
- (b) promover contra o Cotista Inadimplente processo de execução para cobrar as importâncias devidas, servindo o Compromisso de Investimento e o aviso de chamada de capital como título executivo extrajudicial nos termos do Código de Processo Civil; ou
- (c) vender no mercado, ou em negociação privada, as Cotas do Cotista Inadimplente até o equivalente às importâncias devidas, de forma a sanar a dívida. Caso os recursos provenientes da venda das Cotas sejam insuficientes, poderá o Administrador ainda proceder com os demais mecanismos descritos neste Artigo 20 para a cobrança dos valores ainda devidos pelo Cotista ao Fundo.

Parágrafo Décimo – Será havida como não escrita, relativamente ao Fundo,



ARTIGO
340194

qualquer estipulação do Compromisso de Investimento que exclua ou limite o exercício das opções previstas neste Artigo.

Parágrafo Décimo Primeiro – A integralização das Cotas do Fundo poderá ser realizada por meio de Transferência Eletrônica Disponível (TED), ou Documento de Ordem de Crédito (DOC) de conta do Cotista, ou demais transferências eletrônicas de valores aprovadas pelo Administrador, incluindo débito na conta corrente, conta de depósito, e conta de investimento (se houver), em estabelecimentos bancários comerciais que tenham convênio com o Administrador, e para liquidações em Bolsa de Valores, em conta de corretoras de valores ou agentes de custódia.

Parágrafo Décimo Segundo – As Cotas subscritas do Fundo serão integralizadas em uma ou mais chamadas de capital, conforme definido pelo Comitê de Investimento. A cada chamada de capital realizada pelo Administrador, o valor chamado integralizará um percentual das Cotas subscritas, correspondendo a uma quantidade inteira de Cotas. Não haverá integralização parcial de Cotas do Fundo nas chamadas de capital.

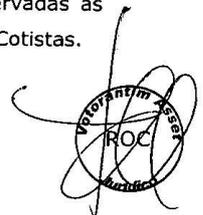
Parágrafo Décimo Terceiro – As Cotas do Fundo serão integralizadas a cada chamada de capital realizada pelo Administrador pelo valor da Cota do dia da Integralização, disponibilizada pelo Administrador.

CAPÍTULO IV

INVESTIMENTOS DO FUNDO, COMPOSIÇÃO E DIVERSIFICAÇÃO DA CARTEIRA, PERÍODOS DE INVESTIMENTO E DESINVESTIMENTO

Política de Investimento

Artigo 21. Constitui objetivo do Fundo proporcionar aos seus Cotistas a melhor remuneração possível de suas Cotas, mediante o direcionamento de seus investimentos para a aquisição de Valores Mobiliários emitidos por Companhias Investidas, participando do processo decisório de tais Companhias com efetiva influência na definição de sua política estratégica e na sua gestão, observadas as diretrizes fixadas pelo Comitê de Investimento e pela Assembleia Geral de Cotistas.



2º FIDELITY

3400194

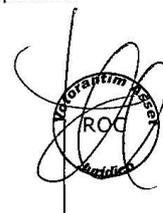
Parágrafo Primeiro – O Fundo terá a seguinte política de investimento, a ser observada pelo Administrador e pelo Comitê de Investimento:

I. no mínimo 90% (noventa por cento) da carteira do Fundo deverá estar representada por Valores Mobiliários emitidos por Companhias Investidas, não havendo diversificação mínima obrigatória, podendo o Administrador concentrar investimentos em uma única Companhia Investida, estando enquadrados dentro deste limite os recursos ainda não aplicados, mas já efetivamente comprometidos com tais Companhias Investidas e/ou Projetos;

II. o valor do Patrimônio Líquido do Fundo, que não esteja representado por Valores Mobiliários de emissão das Companhias Investidas, inclusive aqueles já comprometidos mas ainda não aplicados nas Companhias Investidas e/ou Projetos, deverá ser aplicado exclusivamente em (a) moeda corrente nacional; (b) títulos de emissão do Tesouro Nacional; (c) títulos de emissão do Banco Central do Brasil; (d) operações compromissadas lastreadas nos títulos mencionados nas alíneas "b" e "c" acima; (e) títulos e valores mobiliários de renda fixa; e (f) cotas de fundos de investimento em renda fixa administrados pelo Administrador.

Parágrafo Segundo – O Fundo poderá ter participação de até 100% (cem por cento) do capital das Companhias Investidas. O Fundo poderá ainda adquirir participações minoritárias nas Companhias Investidas e/ou Projetos. Nas hipóteses em que não for controlador, ou possuir direito de veto, o Fundo deve assegurar participação efetiva na gestão da Companhia Investida através da celebração de acordo de acionistas que preveja, dentre outras matérias, mecanismo de extensão da oferta de venda de suas ações nas mesmas condições dos acionistas ou grupo controlador ("tag along").

Parágrafo Terceiro – O Fundo, após o prazo de 180 (cento e oitenta) dias contados da primeira emissão de suas Cotas, deverá manter, no mínimo, 90% (noventa por cento) de seu Patrimônio Líquido investido em ações, opções de compra de ações, bônus de subscrição, e debêntures conversíveis emitidos pelas Companhias Investidas, somando-se a tais ativos os recursos aplicados na hipótese prevista nos Parágrafos Primeiro e Segundo do Art. 7º deste Regulamento, e ainda os recursos, mesmo que não aplicados, mas efetivamente comprometidos com tais Companhias Investidas e/ou Projetos.



ARTO.PJ

3 4 5 1 9 4

Parágrafo Quarto – É vedada ao Fundo a realização de operações com derivativos, exceto quando tais operações sejam realizadas exclusivamente para fins de proteção patrimonial dos Valores Mobiliários que integram a carteira do Fundo ou sobre os quais o Fundo detenha direitos de conversão ou aquisição.

Parágrafo Quinto – Na realização dos investimentos do Fundo, o Administrador observará as deliberações da Assembleia Geral de Cotistas ou do Comitê de Investimento, ou de ambos, conforme o caso, tomadas de acordo com os Capítulos VI e VII deste Regulamento.

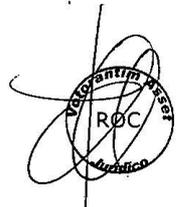
Parágrafo Sexto – Sem prejuízo do disposto no art. 36 da Instrução CVM nº. 391, e observado ainda o Capítulo VIII deste Regulamento, o Fundo está, desde já, autorizado a investir em Companhias das quais participam Partes Relacionadas, mediante aprovação da Assembleia Geral de Cotistas, exceto para os ativos que constam do Prospecto do Fundo, devidamente identificados, que ficam desde já autorizados.

Parágrafo Sétimo – Não obstante os cuidados a serem empregados pelo Administrador na implantação da política de investimento descrita neste Capítulo IV, os investimentos do Fundo, por sua própria natureza, estarão sujeitos a determinados riscos inerentes aos setores de negócios das Companhias Investidas, além de aspectos ambientais, técnicos e de licenciamento relacionados, não podendo o Administrador, exceto nas hipóteses previstas no art. 9º, §3º da Instrução CVM nº 391, ser responsabilizado por qualquer depreciação dos bens da carteira, ou por eventuais prejuízos impostos aos Cotistas, inclusive durante a liquidação do Fundo. Adicionalmente, os investimentos do Fundo estarão sujeitos a riscos dos emitentes dos títulos integrantes da carteira do Fundo e a riscos de crédito, de modo geral.

Política de Governança e Gestão das Companhias Investidas

Artigo 22. As companhias objeto de investimento pelo Fundo deverão, ainda, atender aos seguintes requisitos:

- I. proibição de emissão de partes beneficiárias e inexistência desses títulos em circulação;



ARTD.PJ

3 de 194

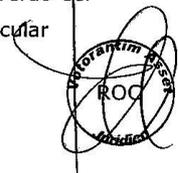
- II. estabelecimento de um mandato unificado de no máximo 2 (dois) anos para todo o Conselho de Administração;
- III. disponibilização de contratos com Partes Relacionadas, acordos de acionistas e programas de opções de aquisição de ações ou de outros títulos ou Valores Mobiliários de sua emissão;
- IV. previsão do emprego da arbitragem para resolução de conflitos societários;
- V. realização de auditoria anual de suas demonstrações contábeis por auditores independentes registrados na CVM; e
- VI. obrigar-se, perante o Fundo, na hipótese de abertura de capital, a aderir a segmento especial de bolsa de valores ou entidade mantenedora de mercado de balcão que assegure, no mínimo, níveis diferenciados de prática de governança corporativa previstos nos incisos anteriores.

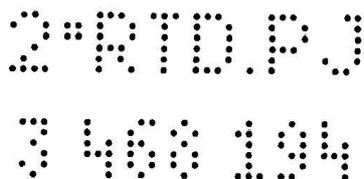
Parágrafo Único – Caberá exclusivamente ao Comitê de Investimento a responsabilidade pela verificação da adequação e manutenção, durante o período de duração do investimento, pelas Companhias Investidas, dos requisitos estipulados neste Regulamento.

Artigo 23. O Conselho de Administração das Companhias Investidas deverá se reunir na periodicidade a ser definida caso a caso, levando em consideração as particularidades de cada investimento, seguindo a pauta definida pelo presidente do respectivo Conselho de Administração.

Parágrafo Primeiro – Sem prejuízo da responsabilidade legal pertinente, os votos dos administradores eleitos pelo Fundo nos Conselhos de Administração das Companhias Investidas deverão observar a orientação do Comitê de Investimento, em linha com os objetivos do Fundo determinados no Plano de Negócios do Fundo e proferidos pelo Originador/Operador. Todos os votos proferidos pelos representantes eleitos pelo Fundo devem estar alinhados a este Regulamento, ao estatuto social e ao acordo de acionistas de cada uma das Companhias Investidas. As decisões do Conselho de Administração deverão seguir e respeitar as melhores práticas socioambientais praticadas no setor energético.

Parágrafo Segundo – O Conselho de Administração das Companhias Investidas deve providenciar a lavratura de atas de todas as suas reuniões, que deverão ser detalhadas e claras, incluindo sempre uma lista de presença. A ata deve circular





entre os membros do Conselho para eventuais comentários, sendo assinada em até 05 (cinco) Dias Úteis a contar da realização da respectiva reunião. Votos divergentes e discussões relevantes devem constar da ata quando requerido pela parte interessada.

Artigo 24. As Companhias Investidas, além de adotar os critérios previstos na legislação, terão como base, se viável e aplicável, o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa para a construção do seu modelo de governança. Seus estatutos deverão prever reuniões periódicas ou constituir comitês para assessorar na discussão e deliberação das principais questões. As decisões dos órgãos de administração das Companhias Investidas observarão, conforme aplicável, as diretrizes do acordo de acionistas, do estatuto social, das decisões do Conselho de Administração, de modo que tais decisões estejam alinhadas com as estratégias de investimento e desinvestimento do Fundo, observadas as diretrizes aprovadas pelo Comitê de Investimento e a legislação aplicável.

Parágrafo Primeiro – Os administradores e executivos responsáveis pelas Companhias Investidas devem possuir conhecimento técnico, habilidades e reputação ilibada para serem indicados para seus cargos, podendo inclusive servir a mais de uma Companhia Investida ao mesmo tempo. Os administradores e executivos poderão ser selecionados dentre os funcionários do Originador/Operador, desde que suas atividades nas Companhias Investidas não sejam prejudicadas.

Parágrafo Segundo – Todos os contratos de venda de energia das Companhias Investidas deverão ser previamente aprovados na forma prevista no respectivo acordo de acionistas e estatuto social, observando-se ao menos as seguintes premissas: a) avaliação de riscos com base em metodologia a ser indicada pelo Administrador e/ou Assessor Financeiro, de modo a classificar cada comprador de energia gerada pelas Companhias Investidas quanto: (i) ao seu risco de crédito; (ii) possibilidades de atraso no cumprimento de suas obrigações; e (iii) possibilidade de inadimplência; b) diversificação mínima dos compradores de energia conforme a política de gestão de risco de crédito estabelecida pelo Administrador, descrita no Plano de Negócios do Fundo constante do Prospecto do Fundo.



2º FUNDOS

3º FUNDOS

Parágrafo Terceiro – As operações com Partes Relacionadas deverão observar as premissas da política de operações com Partes Relacionadas do Fundo, contidas no Capítulo VIII. A administração das Companhias Investidas deverá zelar para que as condições das operações com Partes Relacionadas sejam praticadas em bases equitativas com as verificadas no mercado para negócios similares.

Parágrafo Quarto – As Companhias Investidas não poderão conceder empréstimos, salvo nas condições previstas em acordo de acionistas ou no estatuto da sociedade.

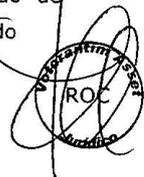
Parágrafo Quinto – O Comitê de Investimento do Fundo deverá deliberar e orientar os representantes do Fundo nas Companhias Investidas quanto a aprovação do orçamento anual das referidas sociedades, observando-se o que dispuser o acordo de acionistas da Companhia Investida quanto a eventuais despesas não previstas no orçamento anual aprovado.

Parágrafo Sexto – Os administradores das Companhias Investidas deverão buscar a otimização das despesas com prestadores de serviços e fornecedores, levando em consideração ganhos de escala e mitigando eventuais passivos e riscos associados.

Parágrafo Sétimo – As Companhias Investidas deverão distribuir todo o excesso de caixa e os representantes do Fundo devem zelar para que tal distribuição, na forma de dividendos, juros sobre o capital próprio ou redução de capital social, aconteça dentro dos limites previstos no respectivo acordo de acionistas. As Companhias Investidas devem manter em caixa os recursos necessários para respeitar os pagamentos de principal, juros e "covenants" dos financiamentos; além dos recursos que serão utilizados durante o período, tudo em conformidade com o orçamento anual vigente.

Fatores de Risco

Artigo 25. Os investimentos do Fundo sujeitam-se aos riscos inerentes à concentração da carteira e de liquidez e à natureza dos negócios desenvolvidos pelas empresas em que serão realizados os investimentos. Tendo em vista estes fatores, os investimentos a serem realizados pelo Fundo apresentam um nível de risco elevado quando comparado com outras alternativas existentes no mercado de capitais brasileiro, devendo o investidor que decidir aplicar recursos no Fundo



2º R.D.P.J

3 400 194

estar ciente e de pleno conhecimento que assumirá por sua própria conta os riscos envolvidos nas aplicações.

Parágrafo Primeiro – Os principais riscos a que o Fundo está sujeito, pelas características dos mercados em que investe, são:

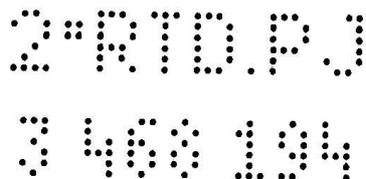
I - Risco Operacional das Companhias Investidas – Por ser um investimento caracterizado pela participação nas Companhias Investidas, todos os riscos operacionais que cada uma das Companhias Investidas incorrerem, no decorrer da existência do Fundo, são também riscos operacionais do Fundo, uma vez que o desempenho do mesmo decorre do resultado obtido nas atividades das referidas sociedades.

II - Risco Legal – É o risco ligado à possibilidade de interferências legais nos Projetos das Companhias Investidas que impactem negativamente na performance de cada uma delas, refletindo negativamente no patrimônio do Fundo. Outro risco legal abordado diz respeito às demandas administrativas e judiciais que porventura venham a ser formuladas contra as Companhias Investidas, podendo resultar em responsabilidade pelo pagamento de indenizações por desapropriações, prejuízos a propriedades particulares e danos ambientais, dentre outros.

III - Risco de Mercado – É o risco ligado à possibilidade da variação da taxa de juros ou do preço dos ativos descritos no art. 21, Parágrafo Primeiro, acima, durante o período de um investimento. Esta variação do valor dos ativos descritos no art. 21, Parágrafo Primeiro, acima, é repassada ao valor da Cota e conseqüentemente à rentabilidade do Fundo, podendo gerar baixa valorização ou supervalorização do patrimônio. Outra forma de risco incorrida pelo Fundo diz respeito às condições econômicas gerais, tanto nacionais como internacionais, as quais por sua vez podem afetar tanto o nível das taxas de câmbio e de juros quanto os preços dos papéis em geral. Tais sobressaltos nas condições de mercado impactam as expectativas dos agentes econômicos, gerando conseqüências sobre os ativos que compõem a carteira de títulos do Fundo.

IV - Risco de Liquidez - Os ativos que compõem, e que venham a compor, a carteira do Fundo podem passar por períodos de menor volume de negócios em seus





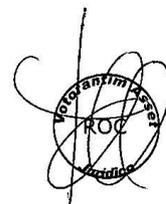
mercados, dificultando a execução de ordens de compra/venda, impactando a formação dos preços desses ativos.

V - Risco de Crédito - Os títulos e outros ativos que compõem a carteira ou que venham integrar a carteira do Fundo estão sujeitos ao risco de crédito do Governo Federal, instituições ou empresas emittentes dos mesmos. O risco de crédito refere-se à possibilidade de não recebimento dos juros e/ou principal dos títulos/Valores Mobiliários que compõem ou que venham integrar a carteira do Fundo, com consequente impacto negativo na rentabilidade. Adicionalmente, os contratos de derivativos (por exemplo "swaps") estão eventualmente sujeitos ao risco da contraparte ou da instituição garantidora não honrar sua liquidação.

VI - Risco de Concentração - Consiste no risco do Fundo aplicar 100% (cem por cento) do Patrimônio Líquido em ativos de uma mesma Companhia Investida.

VII - Restrições ao Resgate e Amortização de Cotas e Liquidez Reduzida - O Fundo é constituído sob forma de condomínio fechado e, portanto, só admite o resgate de suas Cotas ao término do Prazo de Duração do Fundo. A distribuição de resultados e a Amortização de Cotas serão realizadas em conformidade com as regras previstas no Regulamento do Fundo, observadas as orientações Comitê de Investimento. Caso os Cotistas queiram se desfazer dos seus investimentos no Fundo, poderão realizar a venda de suas Cotas no mercado secundário, devendo ser observado, para tanto, os termos e condições dos Compromissos de Investimento e o disposto no art. 17 deste Regulamento. Considerando que o investimento em cotas de fundos de investimento em participação é um produto novo, o mercado secundário para negociação de tais Cotas apresenta baixa liquidez, e não há garantia de que os Cotistas conseguirão alienar suas Cotas pelo preço e no momento desejados.

VIII - Propriedade das Cotas versus a Propriedade dos Valores Mobiliários - Apesar da Carteira do Fundo ser constituída, predominantemente, pelos Valores Mobiliários de emissão das Companhias Investidas, a propriedade das Cotas não confere aos Cotistas a propriedade direta sobre tais Valores Mobiliários. Os direitos dos Cotistas são exercidos sobre todos os ativos da Carteira de modo não individualizado, proporcionalmente ao número de Cotas que detém no Fundo.



2º FUND. PJ

3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

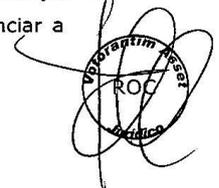
IX - Não Realização de Investimento pelo Fundo - Os investimentos do Fundo são considerados de longo prazo e o retorno do investimento nas Companhias Investidas pode não ser condizente com o esperado pelo Cotista. Não há garantias de que os investimentos pretendidos pelo Fundo estejam disponíveis no momento e em quantidade convenientes ou desejáveis à satisfação de sua política de investimento, o que pode resultar em investimentos menores ou mesmo na não realização dos mesmos.

X - Inexistência de Garantia de Rentabilidade - A verificação de rentabilidade passada em qualquer fundo de investimento em participações no mercado ou no próprio Fundo não representa garantia de rentabilidade futura. Adicionalmente, a aplicação dos recursos do Fundo em Companhias Investidas que apresentem riscos relacionados à capacidade de geração de receitas e pagamento de suas obrigações não permite que seja determinado qualquer parâmetro de rentabilidade seguro para o Fundo.

As aplicações realizadas no Fundo e pelo Fundo não contam com garantia do Administrador, de qualquer mecanismo de seguro ou do Fundo Garantidor de Créditos – FGC, podendo ocorrer, inclusive, perda total do patrimônio do Fundo e, conseqüentemente, do capital investido pelos Cotistas.

XI - Risco Relacionado a Fatores Macroeconômicos - O Fundo está sujeito aos efeitos da política econômica praticada pelo Governo Federal e demais variáveis exógenas, tais como a ocorrência, no Brasil ou no exterior, de fatos extraordinários ou de situações especiais de mercado ou, ainda, de eventos de natureza política, econômica, financeira ou regulatória que influenciem de forma relevante os mercados financeiro e de mercado de capitais brasileiro. Medidas do governo brasileiro para controlar a inflação e implementar suas políticas econômica e monetária envolveram, no passado recente, alterações nas taxas de juros, desvalorização da moeda, controle de câmbio, controle de tarifas, mudanças legislativas, entre outras. Essas políticas, bem como outras condições macroeconômicas, têm impactado significativamente a economia e o mercado de capitais nacional.

A adoção de medidas que possam resultar na flutuação da moeda, indexação da economia, instabilidade de preços, elevação de taxas de juros ou influenciar a



2º RTO.P.J

3 4 5 6 10 4

política fiscal vigente poderão impactar os negócios do Fundo. Além disso, o Governo Federal, o Banco Central do Brasil e demais órgãos competentes poderão realizar alterações na regulamentação dos setores de atuação das Companhias Investidas ou nos ativos financeiros e títulos integrantes da Carteira do Fundo ou, ainda, outros relacionados ao próprio Fundo, o que poderá afetar a rentabilidade do Fundo.

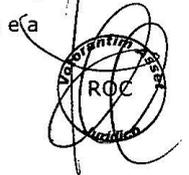
Há ainda o risco de mudanças nas políticas do Governo que possam afetar os fluxos financeiros, como: proibição, atrasos, interrupção e embargo; mudança de prioridades de governo e de Estado; pressões políticas; cassação de licenças; medidas unilaterais (e.g. quebra de contrato); encampação.

XII - Risco Financeiro - câmbio, inflacionário, flutuação nas taxas de juros - Os riscos de cambio e inflacionário estão relacionados à diferença de moedas e índice de reajustes entre o fluxo de entradas e o de saídas, cujos descasamentos podem fazer com que a geração de caixa não seja suficiente para honrar todos os compromissos financeiros do Projeto. Complementando-se o risco financeiro, elevações das taxas de juros acima de um determinado patamar podem também afetar a capacidade do Projeto em honrar seus compromissos

XIII - Risco Econômico - Mesmo que o Projeto seja tecnologicamente bom, seja concluído e esteja operando satisfatoriamente, há o risco de que a demanda pelos produtos ou serviços não seja suficiente para gerar a receita necessária para cobrir os custos operacionais e o serviço da dívida do Projeto, e ainda oferecer uma taxa de retorno justa aos investidores.

XIV - Risco Ambiental - O Fundo está sujeito a todo e qualquer evento ou medidas não considerados nos estudos ambientais prévios que, direta ou indiretamente, resulte em impacto ao meio ambiente ou ao Projeto, como: proibições, atrasos e interrupções; não atendimento das exigências ambientais; surgimento de exigências ambientais adicionais não previstas nas fases de LI (instalação) e LO (operação); falhas no levantamento da Fauna e da Flora; e falhas no plano de execução ambiental.

XV - Risco Geológico - Consiste no surgimento, principalmente durante a fase de construção e/ou a de comissionamento, de ocorrências geológicas não detectadas nos estudos prévios, que encareçam ou inviabilizem as escavações (em solo, em rocha subterrânea, em rocha à céu aberto), as instalações dos equipamentos e (a



2º RTO PJ

3460194

execução das obras civis. Estudos geofísicos e de sondagem incompletos são as mais frequentes causas de acontecimento do risco geológico.

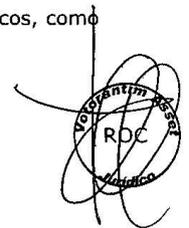
XVI - Risco Arqueológico - O risco arqueológico consiste na descoberta de fósseis e/ou sítios arqueológicos não detectados durante as análises de subsolo, que podem impedir ou atrasar a execução da obra ou, até, exigir alterações no Projeto.

XVII - Risco de *Completion* - O Fundo e as Companhias Investidas estão sujeitos a qualquer tipo de atraso/impedimento que afete o prazo de conclusão do Projeto. Estão diretamente relacionados a esse: *cost overruns*; cumprimento do cronograma físico; falhas na concepção do Projeto; falência ou ocorrência de problemas graves com construtor e/ou fornecedores.

XVIII - Risco de Performance Operacional, Operação e Manutenção - Esses riscos ocorrem quando a produtividade não atinge os níveis previstos, comprometendo a geração de caixa e o cumprimento de contratos. A origem desses riscos pode estar em: falha nos desenhos dos equipamentos selecionados; erros de especificação; uso de tecnologia nova não testada adequadamente; planejamento de operação e manutenção inadequados.

XIX - Risco de Suprimento - Em caso de usinas hidrelétricas há risco de escassez de água, e para as térmicas há o risco de suprimento insuficiente do combustível. No caso das térmicas, a mitigação do risco vem pela forma de contrato adotada, sendo o mais comum no Brasil o *supply-or-pay*, o qual obriga o fornecedor da matéria-prima a entregar as quantidades necessárias de matéria-prima especificadas no contrato ou então realizar pagamentos à entidade-projeto que sejam suficientes para pagar os serviços da dívida.

Já no caso das hidrelétricas, a recomendação é pela adesão ao MRE - Mecanismo de Realocação de Energia. A grande dimensão territorial do Brasil implica na existência de diferenças hidrológicas significativas entre regiões, ou seja, períodos secos e úmidos não coincidentes. Com o MRE há a transferência de energia entre regiões, enquanto a região em período seco armazena água, produzindo energia abaixo da média, a região úmida produz energia acima da média. A adesão garante a cada gerador a sua energia assegurada, desde que todos os geradores hidrelétricos, como um todo, produzam o total da energia assegurada.



2º RTO.PJ

3480194

No caso da geração eólica, os leilões de energia de reserva estabelecem mecanismos próprios de proteção contra a variação de produção da energia comercializada, a partir de sistemas de contabilização anual e quadrianual, ficando o agente de geração totalmente mitigado contra perdas em caso de geração entre 90% (noventa por cento) e 130% (cento e trinta por cento), e parcialmente protegido para volatilidades superiores.

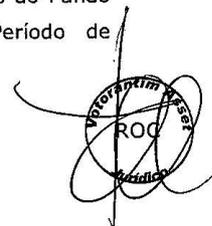
Parágrafo Segundo – O Cotista assume todos os riscos decorrentes da política de investimento adotada pelo Fundo, ciente da possibilidade de realização de operações que coloquem em risco o patrimônio do Fundo e, ao ingressar no Fundo, declara expressamente que tem ciência destes riscos, inclusive a possibilidade de perda total dos investimentos e da existência de patrimônio negativo do Fundo e, nesse caso, a necessidade de realizar aportes adicionais de recursos no Fundo, sendo que tal declaração constará do Compromisso de Investimento e do Boletim de Subscrição.

Período de Investimento e Desinvestimento

Artigo 26. O Período de Investimento do Fundo será de 9 (nove) anos a contar da data da primeira integralização de Cotas do Fundo, não podendo ocorrer novos investimentos em Companhias Investidas após este período, mesmo que as integralizações não tenham atingido o Patrimônio Previsto do Fundo, salvo se expressamente autorizado pelo Comitê de Investimento.

Parágrafo Primeiro – Excetuam-se do disposto no *caput* deste Artigo os investimentos realizados com recursos já aportados no Fundo, para novos investimentos em Companhias Investidas já integrantes da carteira do Fundo, os quais poderão ser efetuados após o término do Período de Investimento, mediante deliberação do Comitê de Investimento.

Parágrafo Segundo – No último ano de vigência do Fundo, seguinte ao Período de Investimento ("Período de Desinvestimento"), os investimentos poderão ser liquidados de forma ordenada e o produto resultante será obrigatoriamente utilizado para Amortização das Cotas do Fundo; sendo certo que os investimentos do Fundo poderão ser liquidados a qualquer tempo, inclusive durante o Período de Investimento, por proposta do Comitê de Investimento.



ARTO PJ

340 104

Parágrafo Terceiro – O Comitê de Investimento poderá encerrar antecipadamente ou prorrogar o Período de Investimento e o Período de Desinvestimento, nos termos do art. 40, VII, deste Regulamento.

Parágrafo Quarto – Em caso de Prorrogação do Período de Investimento, mediante aprovação do Comitê de Investimento, o Administrador poderá, caso as Cotas ainda não tenham sido totalmente integralizadas, realizar chamadas de capital para pagamento ou constituição de reservas para pagamento de despesas e obrigações do Fundo aprovadas pelo Comitê de Investimento.

Parágrafo Quinto – Não obstante qualquer decisão do Comitê de Investimento, na hipótese prevista no parágrafo anterior, o Administrador não poderá exigir dos Cotistas quaisquer valores que excedam os constantes de seus respectivos Compromissos de Investimento.

Aprovação de Projetos a serem investidos pelo Fundo

Artigo 27. Caberá ao Originador/Operador, após ter efetuado prévia análise prospectiva da viabilidade de um Projeto de acordo com os critérios descritos neste Capítulo, propor a sua apreciação ao Comitê de Investimento.

Parágrafo Primeiro – Quando um Projeto for submetido ao Comitê de Investimento, deverão ser apresentados todos os documentos e informações detalhadas no Memorando de Investimentos, a fim de permitir uma deliberação adequadamente informada por seus membros. Caso o Comitê de Investimento aprove preliminarmente o Projeto, este passará pelo processo de “Pré Due Diligence”, conforme metodologia descrita no Plano de Negócios do Fundo.

Parágrafo Segundo – A “Pré Due Diligence” realizada será submetida ao Comitê de Investimento para aprovação ou rejeição preliminar do Projeto, conforme disposto no art. 40, II deste Regulamento.

Parágrafo Terceiro – Caso o Projeto seja pré-aprovado pelo Comitê de Investimento, o Projeto passará pelo processo de “Due Diligence”, que seguirá a metodologia descrita no Plano de Negócios do Fundo que consta do Prospecto do



ARTO PJ

34919

Fundo, devendo o Comitê de Investimento, conforme previsão do art. 40, III deste Regulamento, designar os parâmetros para execução e coordenação dos trabalhos de "Due Diligence", bem como identificar pontos de risco, podendo eventualmente recomendar dupla checagem desses últimos.

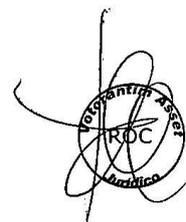
Parágrafo Quarto - Com base no resultado do processo de "Due Diligence", o Comitê de Investimento poderá ratificar a aprovação do Projeto ou rejeitá-la, podendo sugerir melhorias para aprovação ou renegociação dos termos e condições do negócio.

Aprovação de Projetos a serem desinvestidos pelo Fundo

Artigo 28. O Assessor Financeiro deverá propor a estratégia de desinvestimento dos ativos do Fundo. Entre outros fatores, a estratégia deverá considerar a situação do mercado brasileiro e internacional, a rentabilidade esperada pelos Cotistas, as necessidades de Amortização de Cotas, o portfólio de investimentos e o estágio de maturação dos diferentes ativos.

Parágrafo Primeiro - O Assessor Financeiro apresentará o plano de desinvestimento ao Comitê de Investimento, no mínimo 1 (um) ano antes de cada Amortização programada, ou sempre que houver uma oportunidade relevante no mercado. A indicação e contratação de eventuais consultorias ou prestadores de serviços para auxiliar no processo será feita pelo Assessor Financeiro, devendo ser aprovada pelo Comitê de Investimento, conforme art. 40, XII deste Regulamento. O plano deverá conter os pontos relevantes para a aprovação do início do processo de alienação dos ativos. Caso o Comitê de Investimento aprove a estratégia, o Assessor Financeiro conduzirá o processo.

Parágrafo Segundo - O Assessor Financeiro deverá apresentar ao Comitê de Investimento todas as propostas recebidas para a alienação dos ativos com detalhes suficientes para a tomada de decisão. Em caso de ofertas não-vinculantes, o Assessor Financeiro deverá submeter seus termos, além de eventuais ofertas vinculantes recebidas, para deliberação do Comitê de Investimento e conclusão do processo.



ARTO PJ

3 4 5 6 7 8

Parágrafo Terceiro – O Assessor Financeiro será o responsável, em conjunto com o Originador/Operador, pela condução do processo de diligência no ativo por parte do potencial adquirente, e deverá manter o Comitê de Investimento informado sobre o andamento do processo através de comunicação formal ao Comitê de Investimento por meio de correio eletrônico ou comunicação nas reuniões do Comitê de Investimento.

Parágrafo Quarto – Ao final do processo de diligência, se houver alteração das ofertas, o Comitê de Investimento deverá deliberar sobre os novos termos e ratificar as condições de negociação.

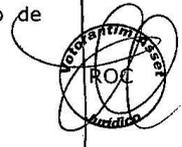
Parágrafo Quinto – A alienação de ativos para pagamento das Amortizações programadas, conduzidas através de um processo formal, competitivo e dentro de condições de mercado, só poderá ser vetada por deliberação unânime do Comitê de Investimento.

CAPÍTULO V

DISTRIBUIÇÃO DE RESULTADOS E AMORTIZAÇÕES

Artigo 29. Na liquidação, total ou parcial, de Valores Mobiliários de emissão das Companhias Investidas integrantes da carteira do Fundo, o produto oriundo de tal alienação poderá ser destinado à Amortização de Cotas. Para tanto, o Comitê de Investimento se reunirá e definirá o procedimento aplicável quanto às Amortizações periódicas, o que somente poderá ocorrer após a integralização da totalidade das Cotas subscritas, de acordo com as seguintes regras:

- I. se o desinvestimento ocorrer durante o Período de Investimento, o Administrador poderá amortizar as Cotas no valor total dos recursos obtidos ou reter parte ou a totalidade dos recursos para seu reinvestimento, conforme deliberação do Comitê de Investimento, na forma do Capítulo VII deste Regulamento;
- II. na hipótese da venda da participação, total ou parcial, ocorrer durante o Período de Desinvestimento, os recursos obtidos serão obrigatoriamente destinados à Amortização de Cotas;
- III. mediante aprovação do Comitê de Investimento, na forma do Capítulo VII deste Regulamento, o Administrador poderá, mesmo durante o Período de Desinvestimento, reter uma parcela dos recursos oriundos da liquidação de



ARTO PJ

3450 104

Valores Mobiliários integrantes da carteira do Fundo correspondente a 10% (dez por cento) do valor do Patrimônio Líquido, para fazer frente aos encargos do Fundo;

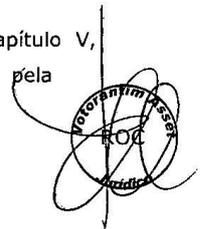
IV. dividendos ou juros sobre o capital próprio distribuídos pelas Companhias Investidas integrantes da carteira do Fundo, assim como quaisquer outros valores recebidos pelo Fundo em decorrência de seus investimentos nas referidas Companhias, poderão igualmente ser destinados à Amortização de Cotas, observando-se que: (i) caso tais dividendos ou juros sobre o capital próprio sejam distribuídos durante o Período de Investimento, tais recursos poderão ser retidos, total ou parcialmente, pelo Administrador, para pagamento de encargos do Fundo ou para seu reinvestimento, mediante autorização do Comitê de Investimento; e (ii) caso a distribuição ocorra no Período de Desinvestimento, os valores relativos aos dividendos serão repassados aos Cotistas, na forma do Parágrafo Primeiro abaixo, e os relativos e aos juros sobre capital próprio serão destinados à Amortização de Cotas, na forma do item V abaixo; e

V. qualquer Amortização abrangerá todas as Cotas do Fundo e será feita na mesma data a todos os referidos Cotistas mediante rateio das quantias sempre em espécie, respeitando os respectivos encargos de cada Classe de Cotas, a serem distribuídas pelo número de Cotas existentes na forma descrita no Parágrafo Primeiro abaixo.

Parágrafo Primeiro – Os valores distribuídos pelas Companhias Investidas a título de dividendos ou juros sobre o capital próprio, quando houver, poderão ser repassados pelo Administrador aos Cotistas, mediante decisão do Comitê de Investimento, na forma do art. 40 deste Regulamento, sendo para tanto realizadas tais distribuições, no mínimo, mensalmente, consolidando os rendimentos apurados pelo Fundo no período.

Parágrafo Segundo – Para atender suas necessidades de caixa, o Fundo poderá proceder a novas chamadas de capital, até o limite dos Compromissos de Investimento, ou reter a totalidade ou parte dos recursos resultantes da alienação, total ou parcial, de um investimento integrante da carteira do Fundo, ou de dividendos, juros ou quaisquer outros rendimentos oriundos de tais investimentos, na forma dos itens III e IV acima.

Parágrafo Terceiro – Sem prejuízo das demais disposições deste Capítulo V, mediante deliberação do Comitê de Investimento, devidamente aprovada pela



2010

3 de 194

Assembleia Geral de Cotistas, o Administrador poderá amortizar Cotas com ativos do Fundo, devendo o Administrador comunicar a ocorrência de tal evento à BM&FBOVESPA com a antecedência mínima de 10 (dez) Dias Úteis.

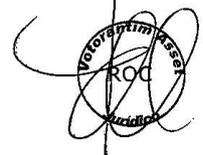
Parágrafo Quarto - Sem prejuízo das demais disposições deste Capítulo V, mediante deliberação do Comitê de Investimento, o Administrador poderá pagar diretamente aos Cotistas os dividendos e/ou juros sobre o capital próprio a que o Fundo tem direito, nas proporções que tais Cotistas detêm do Patrimônio Líquido do Fundo na data de seu pagamento.

CAPÍTULO VI **ASSEMBLEIA GERAL DE COTISTAS**

Competência

Artigo 30. Além das matérias estabelecidas na regulamentação própria, e de outras matérias previstas em outros Artigos deste Regulamento, compete privativamente à Assembleia Geral de Cotistas:

- I. tomar, anualmente, as contas relativas ao Fundo e deliberar, até 30 de junho de cada ano, sobre as demonstrações contábeis apresentadas pelo Administrador;
- II. deliberar sobre a alteração do Regulamento do Fundo;
- III. deliberar sobre a destituição ou substituição do Administrador e demais prestadores de serviço ao Fundo, especialmente do Assessor Financeiro, do Originador/Operador, do Consultor Técnico e escolha de seus substitutos;
- IV. deliberar sobre a fusão, incorporação, cisão ou eventual liquidação do Fundo;
- V. deliberar sobre Amortizações e liquidação do Fundo nas hipóteses não previstas neste Regulamento;
- VI. deliberar sobre a emissão e distribuição de novas Cotas;
- VII. deliberar sobre qualquer alteração na Taxa de Administração do Administrador, inclusive no que diz respeito à participação nos resultados do Fundo;
- VIII. deliberar sobre proposta de alteração ou prorrogação do Prazo de Duração do Fundo e dos Períodos de Investimento e de Desinvestimento;
- IX. deliberar sobre a alteração do quorum de instalação e do quorum de deliberação da Assembleia Geral de Cotistas;



ARTO 31

390104

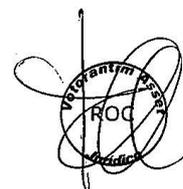
- X. deliberar sobre a instalação, composição, organização e funcionamento de comitês e conselhos criados pelo Fundo nas hipóteses não previstas neste Regulamento;
- XI. deliberar, quando for o caso, sobre requerimento de informações por Cotistas, observado o disposto no parágrafo único do art. 14 da Instrução CVM nº. 391;
- XII. deliberar sobre a política de investimento do Fundo, aprovação de investimento ou desinvestimento de Projetos, e financiamentos, nos casos em que o Comitê de Investimento julgar necessário ou que um dos membros do Comitê, exceto o Consultor Técnico, julgar relevante;
- XIII. deliberar sobre a mudança do Auditor Independente; e
- XIV. deliberar pela contratação de financiamentos pelo Fundo, exceto dos Projetos identificados no Prospecto do Fundo;
- XV. deliberar sobre a prestação de garantias pelo Fundo, por proposta do Comitê de Investimento, exceto dos Projetos identificados no Prospecto do Fundo.

Parágrafo Único – Este Regulamento poderá ser alterado pelo Administrador, independentemente da deliberação da Assembleia Geral de Cotistas ou de consulta aos Cotistas, exclusivamente se tal alteração decorrer da necessidade de atendimento a expressas exigências da CVM, em consequência de normas legais ou regulamentares, devendo ser providenciada, no prazo de 30 (trinta) dias, a necessária comunicação aos Cotistas.

Convocação

Artigo 31. A Assembleia Geral de Cotistas pode ser convocada a qualquer tempo pelo Administrador, pelos membros do Comitê de Investimento ou por Cotistas representando no mínimo 5% (cinco por cento) do total das Cotas emitidas pelo Fundo.

Parágrafo Primeiro - As reuniões ocorrerão, preferencialmente, na sede do Administrador. Alternativamente, as reuniões poderão ser realizadas em lugar diverso ou por meio de vídeo conferência, conforme dispuser o instrumento de convocação.



2º RTO.PJ

3403104

Parágrafo Segundo – A convocação da Assembleia Geral de Cotistas far-se-á mediante comunicação a ser encaminhada a cada Cotista: (i) por meio de carta endereçada a cada um dos Cotistas; (ii) por correio eletrônico endereçado a cada um dos Cotistas; e/ou (iii) por meio de publicação de aviso no periódico utilizado para veicular as informações referentes ao Fundo, e dela constarão, obrigatoriamente, dia, hora e local em que será realizada a Assembleia Geral de Cotistas, bem como a respectiva ordem do dia.

Parágrafo Terceiro – As convocações da Assembleia Geral de Cotistas deverão ser feitas com 15 (quinze) dias de antecedência da data prevista para a sua realização.

Parágrafo Quarto – A Assembleia Geral de Cotistas será validamente instalada em primeira convocação com a presença de Cotistas que detenham, em conjunto, 51% (cinquenta e um por cento) das Cotas representativas do Patrimônio Líquido do Fundo. Em segunda convocação, a Assembleia Geral de Cotistas poderá ser instalada com qualquer número de presentes.

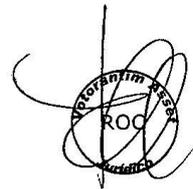
Parágrafo Quinto – Independentemente de convocação, será considerada regular a Assembleia Geral de Cotistas a que comparecerem todos os Cotistas.

Parágrafo Sexto – A Assembleia Geral de Cotistas que deva deliberar sobre as demonstrações financeiras do Fundo somente pode ser realizada após o envio aos Cotistas das demonstrações contábeis relativas ao exercício findo, observados os prazos estabelecidos na Instrução CVM nº. 391.

Deliberações

Artigo 32. Somente poderão votar na Assembleia Geral de Cotistas os Cotistas que, até 3 (três) dias antes da data fixada para sua realização, estiverem escritos na conta de depósito.

Parágrafo Único – Têm qualidade para comparecer à Assembleia Geral de Cotistas os representantes legais dos Cotistas ou seus procuradores legalmente constituídos há menos de 1 (um) ano.



2º FUNDOS

3º FUNDOS

Artigo 33. Nas deliberações das Assembleias Gerais de Cotistas, a cada Cota, independente da sua Classe, será atribuído o direito a um voto.

Artigo 34. Todas as deliberações das Assembleias Gerais de Cotistas serão tomadas pela maioria dos votos dos Cotistas do Fundo presentes à respectiva Assembleia, ressalvadas as matérias constantes dos incisos III, VII, X, XII, XIV, e XV do art. 30 deste Regulamento, que estarão sujeitas à prévia aprovação ou ratificação pelos Cotistas titulares de Cotas Classe B, na forma do art. 16 deste Regulamento.

Artigo 35. Os Cotistas poderão votar por meio de comunicação escrita ou eletrônica, desde que recebida pelo Administrador antes da Assembleia Geral de Cotistas, observado o disposto neste Regulamento.

Artigo 36. As deliberações da Assembleia Geral de Cotistas poderão ser tomadas mediante processo de consulta, formalizada por escrito, dirigida pelo Administrador a cada Cotista, devendo constar da consulta todos os elementos informativos necessários ao exercício do direito de voto.

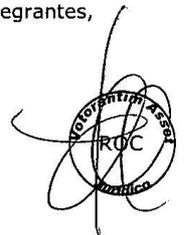
Parágrafo Único – A resposta pelos Cotistas à consulta deverá se dar dentro de 15 (quinze) dias e a ausência de resposta neste prazo será considerada como desaprovação pelo Cotista à consulta formulada.

Artigo 37. O resumo das decisões da Assembleia Geral de Cotistas deve ser enviados aos Cotistas no prazo máximo de 30 (trinta) dias de sua realização, por meio de carta ou correio eletrônico, enviado a cada Cotista.

CAPÍTULO VII **COMITÊ DE INVESTIMENTO**

Instalação e Composição

Artigo 38. O Comitê de Investimento do Fundo deverá ser instalado formalmente pelo Administrador em até 10 (dez) Dias Úteis após a primeira integralização de Cotas do Fundo. O Comitê de Investimento será formado por 5 (cinco) integrantes, indicados por 4 (quatro) membros, observada a seguinte composição:



ABVCA

ANBIMA

- (a) 1 (um) representante e seu suplente serão indicados pelo Administrador;
- (b) 1 (um) representante e seu suplente serão indicados pelo Assessor Financeiro;
- (c) 2 (dois representantes) e seus suplentes serão indicados pelo Originador/Operador; e
- (d) 1 (um) representante e seu suplente serão indicados pelo Consultor Técnico.

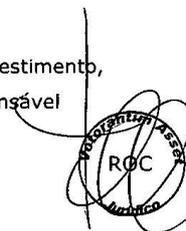
Parágrafo Primeiro – Os membros deverão indicar seus representantes dentre as pessoas físicas dirigentes, acionistas, ou empregados que fazem parte de seus quadros, devendo também indicar igual número de suplentes, desde que tais representantes apresentem a qualificação necessária para participação no referido Comitê conforme atribuição prevista a cada membro, respeitadas também as disposições do Código ABVCA/ANBIMA.

Parágrafo Segundo – Os representantes e seus suplentes serão escolhidos em até 10 (dez) Dias Úteis da data da primeira integralização das Cotas. Os nomes escolhidos para representar os membros do Comitê de Investimento serão submetidos ao Administrador para ratificação.

Parágrafo Terceiro – Os integrantes do Comitê de Investimento formarão a Equipe Chave de Gestão Fundo.

Parágrafo Quarto – O prazo de mandato dos integrantes do Comitê de Investimento será indeterminado ou até que o membro responsável pela respectiva indicação delibere pela sua substituição. Nesse sentido, cada membro poderá substituir livremente os integrantes do Comitê de Investimento de sua indicação, desde que o Administrador seja formalmente notificado com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis da data da próxima reunião do Comitê de Investimento, observado, ainda, o procedimento de ratificação previsto no Parágrafo Segundo, acima.

Parágrafo Quinto – Na hipótese de vacância de cargo do Comitê de Investimento, por morte, interdição, renúncia ou qualquer outra razão, o membro responsável



ARTO 39

390104

pela referida indicação deverá nomear novo integrante, no prazo de 10 (dez) dias contados da data em que o cargo ficou vago.

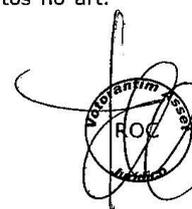
Parágrafo Sexto – As reuniões do Comitê de Investimento poderão ser assistidas por outras pessoas físicas dirigentes, acionistas, ou empregados do Administrador, do Originador/Operador, do Assessor Financeiro e do Consultor Técnico, e outros profissionais contratados pelo Fundo ("Observadores"). Essas pessoas poderão acompanhar as discussões e opinar sobre os assuntos, mas não terão direito a voto. Sua presença deverá ser informada antes da reunião do Comitê de Investimento pela parte interessada aos demais membros. A presença de Observadores será registrada na ata da respectiva reunião, bem como suas opiniões e observações relevantes.

Artigo 39. As deliberações do Comitê de Investimento, relativamente às matérias elencadas no art. 15 da Instrução CVM nº. 391, dependerão da ratificação dos Cotistas titulares de Cotas Classe B, na forma prevista no art. 16 acima.

Competência

Artigo 40. É de competência exclusiva do Comitê de Investimento:

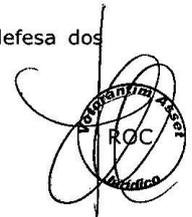
- I. Deliberar sobre a política de investimento do Fundo e certificar-se da sua adequada implementação;
- II. Deliberar sobre a aquisição de todos os investimentos a serem realizados pelo Fundo, bem como sobre o processo de seleção de Projetos, preço e condições para compra de ativos pelo Fundo, exceto os investimentos relativos aos 10% (dez por cento) da carteira do Fundo, que podem ser investidos nos ativos descritos no art. 21, parágrafo primeiro, II;
- III. Deliberar e acompanhar o processo de Due Diligence (Auditoria) dos ativos a serem adquiridos pelo Fundo, bem como definir orçamento, e os prestadores de serviço para realização dessa tarefa;
- IV. Deliberar sobre todos os desinvestimentos, parciais ou totais, de ativos do Fundo, bem como sobre o processo de seleção de ofertas, preço e condições para venda dos ativos do Fundo, exceto os desinvestimentos dos ativos relativos aos 10% (dez por cento) da carteira do Fundo, que podem ser investidos nos ativos descritos no art. 21, parágrafo primeiro, II;



2º FUNDOS

3º FUNDOS

- V. Deliberar sobre o pagamento e distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio das Companhias Investidas, Amortizações de Cotas do Fundo, inclusive com utilização de ativos, submetendo, neste caso à apreciação da Assembleia Geral de Cotistas;
- VI. Deliberar sobre a prorrogação do Prazo de Duração do Fundo, na forma do art. 3º deste Regulamento, submetendo tais propostas à apreciação da Assembleia Geral de Cotistas;
- VII. Deliberar sobre alterações no Período de Investimento ou Desinvestimento, submetendo tais propostas à apreciação da Assembleia Geral de Cotistas;
- VIII. Deliberar sobre a adequada contabilização dos ativos do Fundo, e eventuais baixas parciais ou baixa total de um ativo pertencente ao Fundo, submetendo tais propostas à apreciação da Assembleia Geral dos Cotistas se delas resultar alteração do Regulamento;
- IX. Acompanhar o desempenho dos ativos e Companhias Investidas, desde seu investimento até seu total desinvestimento;
- X. Aprovar as propostas do Originador/Operador relacionadas aos votos do Fundo e seus representantes nas Assembleias de Acionistas e Conselhos de Administração e Fiscal (caso existentes), das Companhias Investidas e a forma de participação ativa do Fundo nas decisões e políticas dessas empresas, inclusive a indicação de representantes do Fundo na administração de tais sociedades e a celebração de acordos de acionistas;
- XI. Aprovar o orçamento anual do Fundo e das Companhias Investidas;
- XII. Aprovar a contratação de todos os prestadores de serviço do Fundo, incluindo consultores, advogados, auditores independentes, entre outros;
- XIII. Deliberar sobre o modelo financeiro do Fundo, válido para as análises de investimentos;
- XIV. Deliberar sobre a contratação de empréstimos em nome do Fundo ou das Companhias Investidas;
- XV. Prestar contas à Assembleia de Cotistas das atividades do Fundo, dos seus ativos, e das decisões de investimento e desinvestimento;
- XVI. Demais atividades que venham a ser fixadas pela Assembleia Geral de Cotistas;
- XVII. Aprovar o reinvestimento dos recursos provenientes de qualquer desinvestimento, dividendos, ou juros sobre o capital próprio recebidos das Companhias Investidas;
- XVIII. Decidir sobre a adoção de medidas judiciais e extrajudiciais na defesa dos interesses do Fundo;



2º FID.PJ

3400104

XIX. Solicitar e aprovar as chamadas de capital, observado o disposto neste Regulamento;

XX. Fornecer ao Administrador, desde que assim solicitado, as informações necessárias para a elaboração do parecer a que se refere o art. 6º, inciso VII, deste Regulamento, bem como os estudos e análises de investimento, e suas respectivas atualizações periódicas, a que se referem o art. 6º, incisos XVI e XVII, deste Regulamento;

XXI. Deliberar sobre a contratação, pelo Fundo, dos serviços de auditoria independente das demonstrações financeiras do Fundo, bem como dos demais serviços especializados de consultoria e assessoria que julgar necessários;

XXII. Aprovar a celebração, pelo Administrador, em nome do Fundo, de acordos de acionistas e demais contratos necessários ao cumprimento dos objetivos do Fundo.

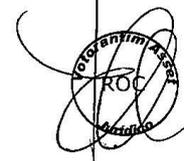
Parágrafo Único: Em relação ao item V, no caso de deliberação que aprove a realização de Amortização de Cotas com ativos do Fundo, o Administrador deverá comunicar a ocorrência de tal evento à BM&FBOVESPA com a antecedência mínima de 10 (dez) Dias Úteis.

Artigo 41. É função do Comitê de Investimento atuar de tal forma que sejam evitados potenciais conflitos de interesse na relação do Fundo com Partes Relacionadas, conforme definidas no art. 43 abaixo, devendo sempre procurar dar total transparência às suas atividades.

Parágrafo Único – Os membros do Comitê de Investimento poderão atuar em órgãos consultivos e/ou deliberativos de outros Fundos de Investimento em Participações, inclusive no setor de geração de energia, devendo informar ao Administrador qualquer situação que os coloque, potencial ou efetivamente, em situação de conflito de interesses com o Fundo.

Periodicidade de Reuniões do Comitê de Investimento e Processo Decisório

Artigo 42. As reuniões do Comitê de Investimento ocorrerão no mínimo 1 (uma) vez por mês durante o Período de Investimento e no mínimo a cada 3 (três) meses no Período de Desinvestimento, ou sempre que solicitado ao Administrador, por pelo menos um dos integrantes do Comitê de Investimento.



2º FID.PJ

3º 4º 5º

Parágrafo Primeiro - As reuniões ocorrerão, preferencialmente, na sede do Administrador. Alternativamente, as reuniões poderão ser realizadas em lugar diverso ou por meio de vídeo conferência, conforme dispuser o instrumento de convocação.

Parágrafo Segundo - O Administrador será o responsável por convocar as reuniões do Comitê de Investimento, através de envio de carta ou correio eletrônico, com no mínimo 5 (cinco) Dias Úteis de antecedência, com indicação de data, horário e local da reunião, e respectiva pauta, assim como por enviar o material necessário para a avaliação dos assuntos constantes da pauta da respectiva reunião, de forma a subsidiar as deliberações a serem discutidas. Independentemente de convocação, serão consideradas validamente instaladas as reuniões do Comitê de Investimento a que comparecerem todos os seus membros.

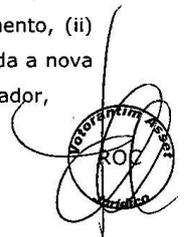
Parágrafo Terceiro - Os suplentes do Comitê de Investimento substituirão seus respectivos titulares, caso esses não possam comparecer à quaisquer das reuniões do Comitê de Investimento.

Parágrafo Quarto - O Administrador terá até 3 (três) Dias Úteis para convocar a reunião do Comitê de Investimento, após a solicitação por parte de um dos integrantes do Comitê de Investimento.

Parágrafo Quinto - As reuniões do Comitê de Investimento serão validamente instaladas com o quorum de, no mínimo, 1 (um) representante de cada um dos membros ou seu suplente. É permitida aos integrantes do Comitê de Investimento a participação por meios eletrônicos (conferência telefônica, vídeo conferência ou similar).

Parágrafo Sexto - Cada integrante do Comitê de Investimento terá direito a 1 (um) voto nas suas deliberações, e a decisão será validada pela maioria dos votos simples, devendo os integrantes buscar, sempre que possível, uma decisão de consenso.

Parágrafo Sétimo - Observado o disposto no Parágrafo Sexto acima, não ocorrendo o consenso e, caso o tema discutido e votado seja (i) investimento, (ii) desinvestimento ou (iii) endividamento pelo Fundo, a matéria será submetida a nova votação da qual participarão os representantes indicados pelo Administrador,



ARTO PJ

400 104

pelo Assessor Financeiro e pelo Originador/Operador, devendo a nova decisão ser obtida por consenso. Caso o consenso não ocorra, cada um dos integrantes poderá submeter a matéria à apreciação da Assembleia Geral de Cotistas, observando-se nesse caso o disposto no Artigo 16 acima.

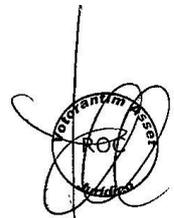
Parágrafo Oitavo – Nas decisões de desinvestimento que envolvam a alienação de ativos para pagamento das Amortizações programadas, conduzidas através de um processo formal, competitivo e dentro de condições de mercado, não se aplica o processo descrito no Parágrafo Sétimo acima, devendo o Comitê de Investimento, se for o caso, vetá-la por unanimidade (não considerado o voto de quem a propôs).

Parágrafo Nono – O Administrador poderá vetar qualquer decisão do Comitê de Investimento que esteja em desacordo com o dever fiduciário do Administrador, ou que viole a legislação vigente da CVM aplicável aos FIP-IE ou à atividade de administração e gestão de recursos de terceiros.

Parágrafo Décimo – Das reuniões serão lavradas atas contendo a apreciação de matérias e as respectivas aprovações, as quais deverão ser assinadas por todos os membros do Comitê de Investimento presentes à reunião e entregues ao Administrador no prazo de até 2 (dois) Dias Úteis de sua realização.

Parágrafo Décimo Primeiro – Os representantes dos membros do Comitê de Investimento não serão remunerados pelas suas atividades no âmbito do referido Comitê, ressalvada a remuneração devida ao Administrador na forma deste Regulamento.

Parágrafo Décimo Segundo – Os integrantes do Comitê de Investimento, seus suplentes e observadores deverão manter todas as informações relacionadas com os investimentos do Fundo sob absoluto sigilo e confidencialidade, não podendo divulgar estas informações, salvo com autorização do Administrador, ou em virtude de ordem emanada de autoridade governamental competente, devendo neste caso o Administrador ser previamente informado antes de qualquer divulgação.



ARTO.PJ

3480 194

CAPÍTULO VIII

OPERÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

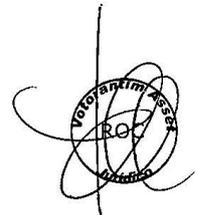
Artigo 43. Para os fins deste Regulamento, são consideradas partes relacionadas ("Partes Relacionadas"):

- I. Pessoa física ou jurídica que participe, direta ou indiretamente, com 10% (dez por cento) ou mais do capital social do Administrador, Originador/Operador, Assessor Financeiro, Consultor Técnico, demais prestadores de serviços ao Fundo ou Cotistas;
- II. Qualquer pessoa jurídica em que Administrador, Originador/Operador, Assessor Financeiro, Consultor Técnico, demais prestadores de serviços ao Fundo ou Cotista participem com 10% (dez por cento) ou mais do capital social, direta ou indiretamente;
- III. Membros de comitês ou conselhos criados pelo Fundo;
- IV. Cotistas titulares de Cotas representativas de, no mínimo, 5% (cinco por cento) do Patrimônio Líquido do Fundo, seus sócios e respectivos cônjuges, individualmente ou em conjunto;
- V. Pessoas físicas ou jurídicas que estejam envolvidas, direta ou indiretamente, na estruturação financeira da operação de emissão de Valores Mobiliários a serem subscritos pelo Fundo, inclusive na condição de agente de colocação, coordenação ou garantidor da emissão; ou
- VI. Pessoas físicas ou jurídicas que façam parte de Conselhos de Administração, consultivo ou fiscal da companhia emissora dos Valores Mobiliários a serem subscritos pelo Fundo, antes do primeiro investimento por parte do Fundo.

Parágrafo Primeiro – Partes Relacionadas poderão investir no Fundo e atuar como prestadores de serviços do Fundo e das Companhias Investidas, inclusive na concessão de financiamentos, empréstimos, compra, ou venda de ativos, se for o caso.

Parágrafo Segundo – A exceção da aquisição dos ativos que constarem do Regulamento e do Prospecto do Fundo, deverão ser aprovadas pelo Comitê de Investimento, toda e quaisquer transações entre:

- I. O Fundo e Partes Relacionadas;
- II. Partes Relacionadas e as empresas alvo ou Companhias Investidas; e



ARTO.PJ

3 4 5 6 1 2 4

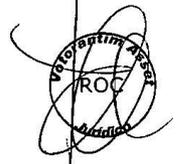
III. O Fundo e entidades administradas pelo Administrador.

Parágrafo Terceiro – O membro do Comitê de Investimento deve se abster de votar nas decisões de investimento, desinvestimento, financiamentos ou contratação de serviços, onde a contraparte da operação com o Fundo é considerada Parte Relacionada, exceto quando a Parte Relacionada tenha sido contratada/contatada por outro membro do Comitê de Investimento, ou terceiros, que não o relacionado.

CAPÍTULO IX **ENCARGOS DO FUNDO**

Artigo 44. Constituem encargos do Fundo:

- I. quaisquer despesas referentes à realização de Assembleia Geral de Cotistas;
- II. quaisquer despesas referentes à constituição, estruturação, distribuição, fusão, incorporação, cisão ou Liquidação do Fundo;
- III. a Taxa de Administração e a Taxa de Performance, calculadas na forma dos arts. 9º e 10;
- IV. os honorários e despesas dos auditores encarregados da auditoria das demonstrações contábeis do Fundo;
- V. as custas, honorários de advogados e despesas correlatas em geral, incorridas para a defesa dos interesses do Fundo, em juízo e fora dele, inclusive eventual condenação imputada ao Fundo;
- VI. as taxas, impostos e contribuições federais, estaduais, municipais ou autárquicas, que recaiam ou venham a recair sobre os bens, direitos e obrigações do Fundo;
- VII. despesas com impressão, expedição e publicação de relatórios, formulários e periódicos, previstas na Instrução CVM nº 391 ou neste Regulamento;
- VIII. despesas com apresentações a potenciais investidores para captar recursos para o Fundo, incluindo mas não se limitando a viagens e outras despesas da Equipe Chave de Gestão, impressão de material publicitário, aluguel de espaço para apresentação, palestrantes, bem como com correspondência de interesse do Fundo, inclusive comunicações aos Cotistas;
- IX. o registro de documentos, impressão, expedição e publicação de relatórios, formulários e informações periódicas, previstas na regulamentação pertinente e neste Regulamento;



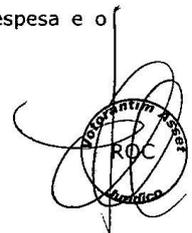
ARTIGO 104

- X. as correspondências de interesse do Fundo, inclusive comunicação aos Cotistas;
- XI. os emolumentos, comissões e demais despesas pagas sobre operações de compra e venda de ativos (Companhias Investidas) e/ou títulos e Valores Mobiliários integrantes da carteira do Fundo ou potenciais integrantes da carteira do Fundo, quando for o caso, especialmente aquelas relacionadas às despesas de auditoria "due diligence" e "pré due diligence" das potenciais Companhias Investidas;
- XII. as despesas e prejuízos eventuais não cobertos por apólice de seguro e não decorrentes de culpa ou negligência do Administrador;
- XIII. os prêmios de seguro, bem como quaisquer despesas relativas à transferência de recursos entre bancos;
- XIV. taxa de custódia de títulos e Valores Mobiliários integrantes da carteira do Fundo; e
- XV. as despesas com a contratação de terceiros para prestação de serviços legais, fiscais, contábeis e de consultoria especializada, sendo que essas não poderão ultrapassar o valor de R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais) por exercício social e deverão ser sempre aprovadas pelo Comitê de Investimento, na forma do art. 40, XII deste Regulamento. Não obstante tal limite, o Comitê de Investimento poderá em casos especiais, aprovar despesas em valor superior a tal limite, devendo prestar contas aos Cotistas das razões para o excesso, dos benefícios para o Fundo, sendo que o Administrador deverá guardar os comprovantes de tais despesas por período superior ao Prazo de Duração do Fundo no mínimo mais 5 (cinco) anos.

Parágrafo Primeiro – Quaisquer despesas não previstas nos incisos I a XV acima como encargos do Fundo correrão por conta do Administrador, salvo decisão contrária da Assembleia Geral de Cotistas.

Parágrafo Segundo – Todas as despesas suportadas pelo Administrador que tenham sido anteriores à constituição do Fundo ou do seu registro na CVM, desde que devidamente comprovadas, serão passíveis de reembolso pelo Fundo, sem a necessidade de aprovação da Assembleia Geral de Cotistas, salvo quando expressamente determinado por disposição legal.

Parágrafo Terceiro – Na hipótese mencionada no parágrafo anterior, o Fundo não reembolsará o Administrador caso o intervalo entre a ocorrência da despesa e o registro do Fundo na CVM exceda o prazo de 1 (um) ano.



ARTO.PJ

3 4 5 1 0 4

Parágrafo Quarto – Os comprovantes das despesas que tiverem sido reembolsadas pelo Fundo ao Administrador deverão ser objeto de nota explicativa e de auditoria no momento em que forem elaboradas as demonstrações financeiras do primeiro exercício social do Fundo.

Parágrafo Quinto – O Administrador poderá estabelecer que parcelas da Taxa de Administração e de Performance, até o limite desta, sejam pagas diretamente pelo Fundo aos prestadores de serviços que tenham sido subcontratados pelo Administrador, mediante contrato específico para tal finalidade, incluindo mas não limitado ao Assessor Financeiro, Originador/Operador, e Consultor Técnico.

CAPÍTULO X

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E INFORMAÇÕES

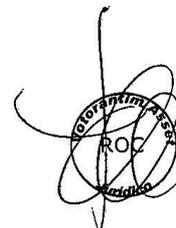
Artigo 45. O Fundo terá escrituração contábil própria, devendo as aplicações, as contas e as demonstrações contábeis do Fundo ser segregadas das do Administrador, bem como do custodiante e do depositário eventualmente contratados pelo Fundo.

Parágrafo Primeiro – O Patrimônio Líquido do Fundo corresponderá à soma algébrica de seu disponível com o valor da carteira de investimentos, mais os valores a receber, menos as suas exigibilidades.

Parágrafo Segundo – Os ativos e passivos do Fundo, incluindo a sua carteira de investimentos, serão apurados de acordo com a metodologia constante no Anexo II – Metodologia de Precificação.

Parágrafo Terceiro – As despesas do Fundo especificadas no Artigo 44, incisos II, VIII, XI, e XV e outras despesas eventuais similares às descritas nestes incisos, aprovadas pelo Comitê de Investimento, poderão ser diferidas no prazo entre a data de seu efetivo desembolso pelo Fundo até o final do Prazo De Duração do Fundo.

Artigo 46. O exercício social do Fundo é de 1º de janeiro até 31 de dezembro de cada ano.



ARTIGO

47

Artigo 47. O Administrador deverá enviar à CVM, por meio do Sistema de Envio de Documentos, e aos Cotistas, as seguintes informações:

I. trimestralmente, no prazo de 15 (quinze) dias após o encerramento do trimestre civil a que se referirem, as seguintes informações:

- (a) o valor do patrimônio líquido do Fundo; e
- (b) o número de Cotas emitidas;

II. semestralmente, no prazo de 60 (sessenta) dias após o encerramento desse período, as seguintes informações:

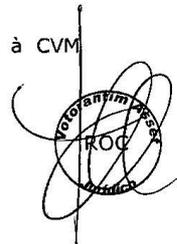
- (a) a composição da carteira, discriminando quantidade e espécie dos títulos e Valores Mobiliários que a integram;
- (b) demonstrações contábeis do Fundo, acompanhadas da declaração a que se refere o inciso VII do Artigo 6º deste Regulamento;
- (c) os encargos debitados ao Fundo, devendo ser especificado o seu valor; e
- (d) a relação das instituições encarregadas da prestação dos serviços de custódia de títulos e Valores Mobiliários componentes da carteira.

III. anualmente, no prazo de 90 (noventa) dias após o encerramento do exercício social, as seguintes informações:

- (a) as demonstrações contábeis do exercício, acompanhadas de parecer do auditor independente;
- (b) o valor patrimonial da Cota na data do fechamento do balanço e a sua rentabilidade no período; e
- (c) os encargos debitados ao Fundo, devendo ser especificado o seu valor e o percentual em relação ao patrimônio líquido médio anual do Fundo.

Parágrafo Primeiro – O Administrador deverá divulgar a todos os Cotistas e à CVM, qualquer ato ou fato relevante atinente ao Fundo, salvo com relação a informações sigilosas referentes às Companhias Investidas pelo Fundo, obtidas pelo Administrador sob compromisso de confidencialidade ou em razão de suas funções regulares enquanto membro ou participante dos órgãos de administração ou consultivos da respectiva Companhia.

Parágrafo Segundo – O Administrador deverá enviar simultaneamente à CVM



ARTO.PJ

3400104

exemplares de quaisquer comunicações relativas ao Fundo divulgadas para Cotistas ou terceiros.

Parágrafo Terceiro – O Administrador se compromete, ainda, a disponibilizar em sua sede aos Cotistas as informações constantes do caput desse Artigo.

Parágrafo Quarto – Sem prejuízo do dever de divulgar aos Cotistas as informações na forma determinada pela CVM, o Administrador deverá atentar para os procedimentos de divulgação de informação emanados pelo Conselho de Regulação e Melhores Práticas da ABVCAP / ANBIMA.

CAPÍTULO XI **LÍQUIDAÇÃO**

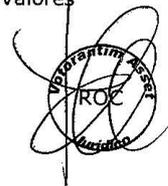
Artigo 48. Sem prejuízo no disposto no art. 8º, Parágrafo Quarto, o Fundo entrará em Liquidação ao final do Prazo de Duração ou de suas eventuais prorrogações.

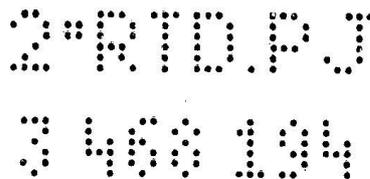
Artigo 49. Quando da Liquidação do Fundo por força do término do Prazo de Duração, o Administrador deverá iniciar a divisão do Patrimônio Líquido do Fundo entre os Cotistas, observadas as suas participações percentuais no Fundo, e os encargos aplicáveis, no prazo máximo de 30 (trinta) dias contados do término do Prazo de Duração ou de sua prorrogação, observado o disposto neste Capítulo.

Artigo 50. Após a divisão do patrimônio do Fundo entre os Cotistas, o Administrador deverá promover o encerramento do Fundo, encaminhando à CVM, no prazo de 10 (dez) dias, contados da data em que os recursos provenientes da Liquidação foram disponibilizados aos Cotistas, a documentação referida na regulamentação da CVM, assim como praticar todos os atos necessários ao seu encerramento perante quaisquer autoridades.

Artigo 51. Mediante aprovação do Comitê de Investimento, a Liquidação do Fundo será feita de uma das formas a seguir, sempre levando em consideração a opção que atenda da melhor maneira aos interesses dos Cotistas:

I. venda dos ativos do Fundo e das Companhias Investidas em bolsa de valores, mercado de balcão organizado, ou negociação privada no caso de títulos e Valores





Mobiliários de empresas não listadas em bolsa de valores, observado o disposto na legislação aplicável;

II. exercício, em bolsa de valores ou em mercado de balcão organizado, de opções de venda, negociadas pelo Administrador, quando da realização dos investimentos;

III. entrega aos Cotistas de títulos e Valores Mobiliários negociados em mercado organizado de bolsa ou de balcão ou nos mercados financeiros, bem como de Valores Mobiliários de Companhias Investidas, integrantes da carteira do Fundo na data da Liquidação, sendo que a ocorrência desse evento deverá ser comunicada pelo Administrador à BM&FBOVESPA com a antecedência mínima de 10 Dias Úteis.

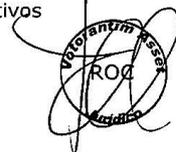
Parágrafo Primeiro – Em qualquer caso, a Liquidação de ativos será realizada com observância das normas operacionais estabelecidas pela CVM aplicáveis ao Fundo.

Parágrafo Segundo – Na hipótese de, nos 6 (seis) meses anteriores ao término do Prazo de Duração do Fundo, ainda subsistirem ativos na sua carteira, o Administrador, segundo orientação do Comitê de Investimento, envidará seus melhores esforços para vender esses ativos, estando cientes os Cotistas, desde já, dos eventuais riscos e prejuízos eventualmente advindos da adoção deste procedimento.

Artigo 52. Caso, ao final do Prazo de Duração do Fundo, existam ativos remanescentes com difícil liquidação em bolsa de valores ou em mercado de balcão organizado, o Administrador, segundo orientação do Comitê de Investimento, deverá envidar seus melhores esforços para vendê-los em negociação privada, sem o repasse de sua titularidade aos Cotistas.

Parágrafo Primeiro – Na ocorrência desse evento, será convocada Assembleia Geral de Cotistas para deliberar sobre a extinção do Fundo.

Parágrafo Segundo – Caso os Cotistas optem pela extinção do Fundo após o último ano de funcionamento do Fundo, e ainda existam ativos remanescentes, o Administrador, segundo orientação do Comitê de Investimento, por um período de 1 (um) ano, envidará seus melhores esforços para realizar a venda dos ativos ilíquidos. No caso de insucesso na alienação de tais ativos dentro dos limites aprovados pelo Comitê de Investimento, será convocada Assembleia Geral na qual os Cotistas poderão aprovar a Liquidação do Fundo mediante a entrega dos ativos



ARTIGO

340104

remanescentes aos Cotistas, proporcionalmente às respectivas participações no Fundo, ou a adoção de outro procedimento que permita a liquidação do Fundo, sendo que a ocorrência desses eventos deverá ser comunicada pelo Administrador à BM&FBOVESPA com a antecedência mínima de 10 Dias Úteis.

CAPÍTULO XII **TRIBUTAÇÃO**

Artigo 53. A tributação dos Fundos de Investimento em Participações em Infraestrutura é regida pela Lei 11.478 de 29/05/2007, estando sujeita às mudanças decorrentes de alterações legislativas.

Artigo 54. O Fundo deverá aplicar, no mínimo, 90% (noventa por cento) do seu patrimônio em ações, bônus de subscrição, debêntures, conversíveis ou não em ações, ou outros títulos de emissão das Companhias Investidas.

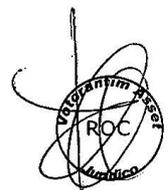
Parágrafo Único - O Fundo terá o prazo máximo de 180 (cento e oitenta) dias contados da obtenção do registro de funcionamento expedido pela CVM para se enquadrar a esse limite.

Artigo 55. O Fundo deverá ter, no mínimo, 5 (cinco) Cotistas, sendo que cada Cotista não poderá deter mais de 40% (quarenta por cento) das Cotas emitidas pelo Fundo, ou auferir rendimento superior a 40% (quarenta por cento) do total dos rendimentos distribuídos pelo Fundo.

Artigo 56. São isentos do Imposto de Renda os rendimentos auferidos por Cotistas pessoas físicas quando do resgate e Amortização de Cotas.

Artigo 57. Os Cotistas pessoas físicas que auferirem rendimento pela alienação de Cotas do Fundo serão tributados à alíquota de 0% (zero por cento).

Artigo 58. Os rendimentos auferidos por pessoas jurídicas no resgate, Amortização e alienação de Cotas do Fundo estão sujeitos à alíquota de 15% (quinze por cento), a título de Imposto de Renda.



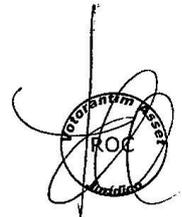
2º RTO.PJ

340194

Artigo 59. A observância ao tratamento tributário a ser aplicado ao Fundo e aos Cotistas é de responsabilidade do Administrador, que deverá atentar para eventuais alterações legislativas e para outras disposições que não estejam previstas no Regulamento.

CAPÍTULO XIII
DISPOSIÇÕES FINAIS

Artigo 60. Fica eleito o foro da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, com expressa renúncia de qualquer outro, por mais privilegiado que possa ser, para quaisquer ações ou processos judiciais relativos ao Fundo ou a questões decorrentes deste Regulamento.



VOTORANTIM

ANEXO I 480 104

AO

**REGULAMENTO DO FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM
INFRAESTRUTURA BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II**

GLOSSÁRIO

Administrador – é a **VOTORANTIM ASSET MANAGEMENT DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.**, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, 14.171, Torre A, 7º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 03.384.738/0001-98, devidamente autorizada à prestação dos serviços de administração de carteira de títulos e valores mobiliários, nos termos do Ato Declaratório da CVM n.º 5.405, de 19 de janeiro de 2000.

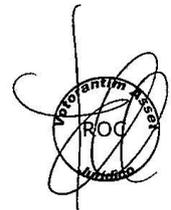
Amortização – é o procedimento de distribuição aos Cotistas das disponibilidades financeiras do Fundo, resultantes da alienação de um investimento, ou de dividendos, juros ou quaisquer outros rendimentos oriundos de tais investimentos, conforme disposto no capítulo V do Regulamento.

Assembleia Geral de Cotistas – é o órgão deliberativo máximo do Fundo, cujo funcionamento está previsto no Regulamento no Capítulo VI.

Boletim de Subscrição – é documento que formaliza a subscrição de Cotas de emissão do Fundo pelos Cotistas.

Capital Comprometido – equivale ao somatório do valor de subscrição de Cotas Classe A ou Cotas Classe B, conforme o caso, previsto nos respectivos Compromissos de Investimento firmados pelos investidores.

Comitê de Investimento – é o comitê formado por 5 (cinco) membros representados por pessoas físicas, e cuja composição e competências estão indicadas no Capítulo VII do Regulamento.



2010.01

Companhias Investidas - são companhias abertas ou fechadas, incluindo sociedades holdings, exclusivamente voltadas para o setor de energia, mais especificamente no segmento de geração elétrica com foco em energia sustentável, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs"), parques eólicos e solares, ou usinas de biomassa, e que recebam investimento do Fundo, nos termos do Regulamento.

CVM - é a Comissão de Valores Mobiliários.

Compromisso(s) de Investimento - é o Instrumento Particular de Subscrição de Cotas e Compromisso de Integralização, por meio do qual os Cotistas se obrigam a integralizar o valor das Cotas do Fundo que vierem a subscrever.

Cotas - são as frações ideais do patrimônio do Fundo.

Cotas Classe A - são as Cotas com os direitos econômicos, financeiros, e políticos descritos neste Regulamento.

Cotas Classe B - são as Cotas com os direitos econômicos, financeiros, e políticos descritos neste Regulamento.

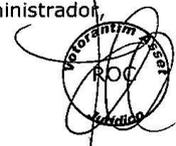
Cotista - são as pessoas físicas ou jurídicas, ou comunhão de interesses, que sejam titulares de Cotas.

Cotista Inadimplente - é o Cotista que deixa de cumprir, total ou parcialmente, sua obrigação de aportar recursos ao Fundo na forma estabelecida no Compromisso de Investimento.

Dia Útil - significa qualquer dia, de segunda a sexta-feira, exceto feriados nacionais ou dias em que, por qualquer motivo, não houver expediente comercial ou bancário nacional.

Due Diligence - é o procedimento de auditoria dos ativos a serem investidos pelo Fundo, sob o ponto de vista jurídico, operacional, financeiro, e regulatório.

Equipe Chave de Gestão - É aquela formada pelos integrantes do Comitê de Investimento, que são indicados pelos seus quatro membros, a saber, Administrador,



2010.03

Originador e Operador, Assessor Financeiro, e Consultor Técnico, responsável pelas principais decisões do Fundo e das Companhias Investidas, nos termos deste Regulamento.

Exigibilidade – são as obrigações e encargos do Fundo, incluindo as provisões eventualmente existentes.

Fundo – é o Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura BB Votorantim Energia Sustentável II.

Indexador – é o Índice Nacional de Preços Ao Consumidor Amplo – IPCA, divulgado anualmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) – IBGE, acrescido de sobretaxa de 7% (sete por cento) ao ano, apurado a partir da data de integralização das Cotas.

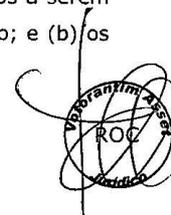
Instrução CVM nº. 391 – é a Instrução CVM nº. 391, de 16 de julho de 2003, conforme alterada, que dispõe sobre a constituição, o funcionamento e a administração dos Fundos de Investimento em Participações.

Instrução CVM nº. 409 – é a Instrução CVM nº. 409, de 18 de agosto de 2004, conforme alterada, que dispõe sobre a constituição, a administração, o funcionamento e a divulgação de informações dos Fundos de investimento.

Instrução CVM nº. 460 – é a Instrução CVM nº. 460, de 10 de outubro de 2007, conforme alterada, que dispõe sobre os Fundos de Investimento em Participações em Infraestrutura.

Liquidação – é o procedimento a ser observado para o encerramento do Fundo, em que será apurado o valor resultante da soma das disponibilidades financeiras do Fundo, mais o valor dos ativos integrantes da carteira, mais valores a receber, menos Exigibilidades.

Memorando de Investimentos – é o documento a ser apresentado, contendo no mínimo: (a) ficha técnica desenvolvida em conjunto pelo Administrador, Originador/Operador, Consultor Técnico e Assessor Financeiro, dos Projetos a serem encaminhados para apreciação pelo Originador ao Comitê de Investimento; e (b) os



CETIP PJ

ANEXO

documentos a serem obrigatoriamente fornecidos pelo Originador/Operador sobre os potenciais Projetos a serem adquiridos ou desenvolvidos pelo Fundo.

Patrimônio Líquido – é o montante constituído pela soma do disponível, mais o valor da carteira de ativos do Fundo, mais valores a receber, menos Exigibilidades, do Fundo.

Patrimônio Previsto – é o patrimônio previsto para o Fundo, que é de até R\$310.000.000,00 (trezentos e dez milhões de reais).

Período de Investimento – é o período de 9 (nove) anos no qual o Fundo deverá realizar os investimentos nas Companhias Investidas, nos termos do art. 26 do Regulamento, iniciado após a primeira efetiva integralização de recursos no Fundo.

Período de Desinvestimento – é o período de 1 (um) ano imediatamente seguinte ao Período de Investimento.

Plano de Negócios do Fundo – é o documento a ser elaborado pela Equipe Chave de Gestão com o plano estratégico de negócios do Fundo, descrito no Prospecto.

Prazo de Duração – é o prazo de duração total do Fundo, nos termos do Artigo 3º do Regulamento.

Pré Due Diligence – é o procedimento de auditoria preliminar dos ativos a serem investidos pelo Fundo, sob o ponto de vista jurídico, operacional, financeiro, e regulatório.

Projeto – é o objeto de estudo para investimento pelo Fundo, tornando-se em seguida uma Companhia Investida, caso aprovado pelo Comitê de Investimento.

Regulamento – é o Regulamento do Fundo, do qual faz parte o presente Anexo.

Taxa de Administração – é a taxa a que fará jus o Administrador pela execução de seus serviços, conforme previstos no Regulamento.

Taxa DI – É a Taxa DI-CETIP Over (Extra-Grupo) calculada e divulgada pela CETIP S.A., apurada com base nas operações de emissão de Depósitos Interfinanceiros pré-

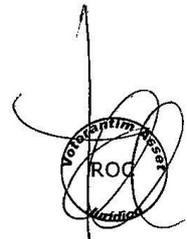


Handwritten signature and stamp of the CETIP PJ legal department. The stamp is circular and contains the text 'CETIP PJ', 'ROD', and 'Jurídico'.

2. RTD.PJ

fixados, pactuadas por um Dia Útil e registradas e liquidadas pelo sistema CETIP, conforme determinação do Banco Central do Brasil.

Valores Mobiliários – são ações, opções de compra de ações, bônus de subscrição e debêntures conversíveis ou não, emitidos pelas Companhias Investidas, conforme previsto pelas Instruções CVM nº. 460 e 391, cuja aquisição esteja em consonância com os objetivos do Fundo, nos termos do Regulamento.



2º ATD.PJ

ANEXO II 480 194

AO

**REGULAMENTO DO FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM
INFRAESTRUTURA BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II**

METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO E DE CÁLCULO DE COTAS

O patrimônio bruto do Fundo consistirá no somatório do valor de todos os ativos do Fundo conforme abaixo:

Ativos Financeiros: Por seu valor de negociação de mercado no fechamento dos negócios a cada dia, marcados a mercado *MtM – Mark to Market*.

Ações de Companhias Investidas: Será calculado o valor das ações de cada uma das Companhias Investidas através seu valor contábil, acrescidos dos investimentos realizados, diariamente atualizados pela TIR – Taxa Interna de Retorno estimada de cada Companhia Investida ou Projeto.

A TIR estimada para cada Projeto ou Companhia Investida a ser utilizada será inicialmente aquela resultante do fluxo de caixa projetado na data da aprovação do investimento pelo Comitê de Investimento, levando-se em consideração as seguintes premissas:

- O valor de venda da energia comercializada, caso haja contrato de compra e venda de energia, ou o seu valor estimado, no caso de Projetos onde ainda não tenha sido realizada a venda, projetado para os próximos exercícios até o final de cada Projeto;
- O prazo de cada autorização/concessão de operação pela ANEEL do Projeto e possibilidade de renovação, quando for o caso.
- Os valores dos investimentos realizados ou a realizar (CAPEX);
- O custo dos financiamentos, cronograma de Amortização, e garantias dos empréstimos firmados;
- Os custos operacionais projetados para os próximos exercícios até o final de cada Projeto;



2º ATDPU

3º ATDPU

- Os impostos e taxas setoriais estimados;
- A variação estimada do indexador de referência;
- A fase de cada um dos Projetos, relacionando o grau de incerteza sobre sua implementação, quando a Companhia Investida ainda não estiver em operação.
- Receitas de crédito de carbono estimadas, quando for o caso;
- Quaisquer receitas adicionais que possam ser obtidas com razoável grau de certeza;
- Quaisquer despesas que impactem de maneira relevante as Companhias Investidas;
- O volume de caixa da Companhia Investida projetado para os próximos exercícios até o final de cada Projeto;
- Quaisquer valores distribuídos aos Cotistas, tais como dividendos, juros sobre o capital próprio, Amortizações, entre outros.

O Consultor Técnico irá recalculer todo mês de Dezembro de cada ano a TIR de cada Projeto e/ou Companhia Investida, revisitando cada uma das premissas acima. Os novos valores de TIR vigorarão durante todo o ano civil seguinte, até a próxima data de reavaliação ou até a venda do Ativo.

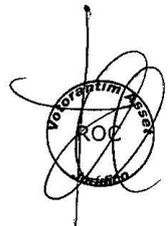
Tal metodologia será auditada anualmente pelo auditor externo independente do Fundo, sendo que o Comitê de Investimento poderá designar outro Avaliador especialmente contratado para esta finalidade, em caso de dúvida sobre o valor de alguma das Companhias Investidas.

Ainda, a TIR poderá ser influenciada pelo cenário macro-econômico doméstico e internacional, alterações no marco regulatório do setor de energia, aumento de custos superiores aos previstos, cenário de liquidez, entre outros.

A TIR de cada Projeto será expressa como uma taxa anual, sendo capitalizada e acumulada diariamente a razão 1/252 (um duzentos e cinquenta e dois avos) por dia.

Cálculo do Valor de Mercado das Ações das Companhias Investidas

O preço do Ativo será calculado da seguinte forma:



2º RTD PJ

3 4 5 6 10 4

$$PA_i = \sum_{n=0}^i (I - D - A - JCP)_n * BTIR_n$$

$$BTIR_n = \prod_{k=i}^{k=(i-1)} FTIR_k * FIPCA_k$$

$$FTIR_k = (1 + TXTIR)^{(1/252)}$$
$$FIPCA_k = (1 + INFLAÇÃO_k)^{(1/UK)}$$

In = Valor da Integralização de ações na Companhia Investida na data n

Dn = Valor do dividendo distribuído pela Companhia Investida na data n

An = Valor da Amortização distribuída pela Companhia Investida na data n

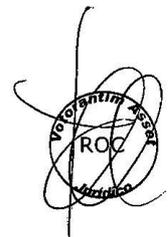
JCPn = Valor dos Juros sobre Capital distribuído pela Companhia Investida na data n

Vai = Valor dos Ativos do Fundo na data (i) subtraído das despesas provisionadas do Fundo na data (i)

TXTIR = Taxa Interna de Retorno calculada para o Projeto Desenvolvido na Companhia (% aa). Esta taxa deverá ser recalculada periodicamente

INFLAÇÃO_k = IPCA do mês anterior, disponível até o 1º Dia Útil do mês do respectivo cálculo

U_k = Número de Dias Úteis do mês respectivo do fator FIPCA_k calculado



5.2. Currículo dos Principais Executivos da Equipe-Chave

5.2.1. VOTORANTIM ASSET MANAGEMENT D.T.V.M. Ltda.

Robert John van Dijk

CEO – Chief Executive Officer e Diretor Executivo

Formado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas, com especialização pelo em Administração de Empresas – CEAG, e Mestrado em Finanças, ambos pela FGV. Possui mais de 30 anos de experiência no mercado financeiro e de capitais tendo trabalhado em diversas instituições financeiras, ocupando posições executivas com destaque para a BRAM – Bradesco Asset Management onde trabalhou 12 anos, tendo sido seu fundador e CEO. Foi também o principal responsável pela estruturação da Bradesco Templeton, e pela incorporação da BCN Alliance Asset Management e pelo Banco Espírito Santo Asset Management na BRAM. Ainda atuou como Sócio-Diretor do Banco Schahin Cury e da Schahin Cury Corretora. Desde Maio de 2010 trabalha na VAM sendo seu principal executivo.

Reinaldo Holanda de Lacerda

Superintendente de Produtos

Há 05 anos no Votorantim, ocupa hoje a posição de Superintendente de Produtos do Votorantim Asset Management. Sua área além de ser responsável pelo desenvolvimento de produtos de investimento para os mercados de Asset Management e Private Bank, responde também pelo desenvolvimento e gestão de Produtos Estruturados, tais como Fundos de Direitos Creditórios, Fundos Imobiliários e Fundos em Participação assim como também pelos Fundos de Fundos. É formado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, em Engenharia Mecânica e Especializado em Finanças pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Atua no mercado financeiro há 25 anos exercendo posições como Tesoureiro e Diretor de Mercado de Capitais no Banco Santander; Diretor de Produtos Offshore para os segmentos de Private e Asset no Bank Boston Miami.

Maximiliano Marques Rodrigues, M.Sc., CGA, CFP®

Gerente de Produtos Estruturados

Formado em Administração Universidade de São Paulo – USP, com Mestrado em Finanças (M.Sc.) pela Universidade de Memphis (Memphis, TN – Estados Unidos), com Pós-Mestrado em Mercado de Capitais Internacionais pela Columbia University (New York, NY - Estados Unidos). Possui experiência de 16 anos no mercado financeiro e de capitais tendo trabalhado em diversas instituições financeiras no Brasil e no Exterior. Desde Julho de 2007 trabalha na Votorantim Asset Management sendo atualmente responsável pela área de Produtos Estruturados, desenvolvendo e gerindo “*alternative assets*” para clientes brasileiros e estrangeiros dos segmentos Corporate, Institucional, e Private Bank, incluindo o desenho e implementação de fundos de Private Equity - FIPs, Fundos Imobiliários - FIIs, e Fundos de Recebíveis - FIDCs.

5.2.2. BANCO VOTORANTIM S.A.

Pedro Thomazoni

Superintendente

Formado em Economia pela Universidade de São Paulo (USP), possui mais de 20 anos de experiência na gestão de carteiras de ações proprietárias, sendo responsável pela alocação setorial, as análises fundamentalistas e derivativos. Trabalhou nas principais instituições financeiras, incluindo o Citibank, Lloyds TSB Plc e do Banco Votorantim. Passou 10 anos de sua carreira no Lloyds TSB PLC como diretor-gerente do proprietário ações, derivativos de ações, renda fixa e gestão de risco. O valor total da carteira atingiu USD3B. Em 2003 ingressou no Banco Votorantim, como chefe da área de renda variável. Ele também liderou a área de M&A do banco de investimentos por 2 anos, tendo participado em várias operações. Fundou o negócio de Private Equity no Banco Votorantim, em 2007, liderando esforços de procura de ativos, as negociações de investimento, due diligence e gestão de carteiras, com ativa participação nas reuniões do conselho. É a pessoa chave envolvidos nas estratégias de captação de recursos e de saída, com muita experiência em criar e liderar equipes de alto desempenho.

Luiz A. Sedrani

Superintendente

Graduado em Engenharia pela Universidade de São Paulo (USP) com pós-graduação em administração de empresas pela EAESP-FGV . Possui CFA desde 2003. Ingressou no Banco Votorantim, em 1996, como analista de investimentos da corretora Votorantim onde realizou análise estratégica, financeira e operacional em uma ampla gama de indústrias, incluindo telecomunicações, alimentos, varejo e agronegócio. Também trabalhou em Project Finance e Private Equity no setor de tecnologia por cerca de 2 anos. Trabalhou cerca de seis anos na mesa de investimentos proprietários do banco como gestor da carteira de ações, responsável direto pela gestão da carteira do banco, a alocação setorial, seleção de ações e gestão do portfólio de

derivativos. A carteira total sob gestão atingiu USD700M. Ele fez parte da equipe do banco de investimentos por 2 anos, onde liderou o time de análise, tendo papel central em todas as etapas de IPOs, fusões e aquisições e mercados de dívida. Desde 2007, ele é um dos líderes e co-fundador da área de Private Equity, com participação ativa no levantamento de capital para os investimentos; e liderando o processo de estruturação de negócios e acompanhamento e monitoramento dos investimentos. Em resumo, Luiz Sedrani já acumula mais de 14 anos de experiência no mercado de capitais brasileiro, anteriormente como analista de ações e depois como gestor de portfólio de renda variável e profissional de banco de banco de investimentos e agora gestor do negócio de Private Equity.

5.2.3. MW ENERGIAS RENOVÁVEIS LTDA.

Sérgio Antônio Saraiva

Diretor Executivo

Graduado em Administração de Empresas pela pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS); fez Curso de Especialização em Gestão Empresarial na University of California of Santa Barbara (UCSB), IMD – Lausane, na Suíça e participou de Seminários de Presidentes FGV / YPO.

Trabalhou no Banco de Crédito Real S.A, de 1987 a 1998, nos cargos de Gerente de Marketing e Diretor de Marketing. Trabalhou também no Grupo Ipiranga, de 1999 a 2007, onde atuou como Diretor da Cia Brasileira de Petróleo Ipiranga (CBPI) e foi Membro do Comitê Executivo e conselho Superior do Grupo.

Ainda foi Diretor na associação dos Dirigentes de Vendas do Brasil (ADVB-RS), nas Gestões 1992/1993 e 1994/1995), Vice-Presidente da Federasul/ ACPA e Presidente do YPO – Capítulo PoA, na Gestão 2008/2009).

Atualmente é diretor da SSS Participações Ltda., desde 2007 e Diretor Geral da MW Energias Renováveis Ltda., desde 2010.

Também atua como Presidente do Conselho da Imobiliária Credito Real e Vice-Presidente do Conselho do Instituto do câncer Infantil, do RS.

Valter Luiz Guimarães

Diretor Executivo

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade de Brasília(UnB); Mestre em Ciências (MSc) pelo Instituto Tecnológico da Aeronáutica(ITA)- São Jose dos Campos(SP) e curso de MBA em Finanças pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais(IBMEC)-Rio de Janeiro(RJ).

Possui mais de vinte anos de experiência em atividades relacionadas ao segmento de petróleo, petroquímica e energia, à partir de sua atuação anterior nas Empresas Petróleo Ipiranga, como Diretor Corporativo de Planejamento, Diretor Corporativo de Planejamento e Finanças e Diretor Superintendente de Novos Negócios, envolvendo o desenvolvimento, a estruturação e a implementação de diversos projetos nos segmentos citados.

5.2.4. EXCELÊNCIA ENERGÉTICA

José Said de Brito

José Said de Brito possui mais de 35 anos de experiência no setor, tendo ocupado diversos cargos gerenciais e de direção no grupo Eletrobras, foi Diretor Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE (atual ANEEL), e também no Grupo Votorantim, tendo sido o fundador e principal executivo da Votorantim Energia durante muitos anos. Membro do Conselho de Administração de diversas empresas, como a VBC, CPFL, RGE, Bandeirante, Serra da Mesa e Machadinho, entre outras.

Érico Henrique Garcia de Brito

O sócio e co-fundador Érico Henrique Garcia de Brito é economista pela FAAP-SP com MBA em Energia pela Escola Politécnica-USP e mestre em Energia Elétrica pelo IEE-USP. Iniciou sua atuação na área de Energia em 2001, realizando análises macroeconômicas do setor de Eletricidade. Atualmente é responsável pela análise regulatória de oportunidades e ameaças aos clientes; bem como, pela avaliação e administração de riscos regulatórios. Além destas atribuições, é gestor das demandas relacionadas à questão tarifária e responsável pelo contato com clientes, parceiros e órgãos setoriais.

Erik Eduardo Rego

O também sócio Erik Eduardo Rego é engenheiro de Produção pela Escola Politécnica-USP e Economista pela FEA-USP, Mestre e Doutorando em energia pelo IEE-USP e foi pesquisador visitante na Universidade de Illinois, Estados Unidos, em 2009. Possui especialização em derivativos pela BM&F e foi professor do departamento de economia da FEA-USP entre 2005-08. Erik atua há quase 10 anos no setor sendo também autor do livro "Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia Elétrica".

Selma Akemi Kawana:

Economista formada pela FEA PUC-SP, pós-graduada em finanças pelo Ibmecc São Paulo e mestranda em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica - USP. Na Excelência Energética desde 2006, Selma é especializada em análises de econômico-financeiras e regulatórias de projetos de geração e transmissão e avaliações da financiabilidade de projetos e empresas. É também responsável pelas projeções do balanço de eletricidade e de preços dos mercados de energia elétrica livre e cativo, além de planejar estratégias de comercialização.

Victor Fontenele Tâmega

É bacharel em Ciências Econômicas pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo (FEA-USP). Em 2009, iniciou o programa de mestrado profissional em Economia Empresarial e Finanças da Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas de São Paulo (MPFE – EESP/FGV-SP). Foi analista de crédito do Banco BTG Pactual S.A., realizando análise de investimentos alternativos. Atuou também na KPMG Corporate Finance Ltda., avaliando empresas e estruturando operações de M&A. Foi estagiário da Alusa Engenharia Ltda. na controladoria e na tesouraria. No Itaú S/A, estagiou na Área de Mercado de Capitais. Na Excelência Energética atua como analista financeiro de projetos.

5.3. IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E CONSULTORES

Estruturador, Administrador, Gestor, Escriturador de Cotas, e Distribuidor

Votorantim Asset Management D.T.V.M. Ltda.

Avenida das Nações Unidas, 14.171 – 7º andar – Torre A

04794-000 – São Paulo – SP

At.: Produtos Estruturados

Sr. Maximiliano Marques Rodrigues ou Sr. Reinaldo H. Lacerda

Tel.: (11) 5171-5101

Fax: (11) 5171-5057

Email: vwmprodutosestruturados@votorantimwm.com.br

www.vam.com.br

Coordenador Líder, e Assessor Financeiro

Banco Votorantim S.A.

Avenida das Nações Unidas, 14.171 – 18º andar – Torre A

04794-000 – São Paulo – SP

At.: Sr. Roberto Roma – pelo Coordenador Líder

Tel.: (11) 5171-2612

Fax: (11) 5171-2656

Sr. Luiz Sedrani pelo Assessor Financeiro

Tel.: (11) 5171-1808

Fax: (11) 5171-2645

www.bancovotorantim.com.br

Coordenador

BB Gestão de Recursos – Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.

Praça XV de Novembro, 20 – 3º andar

20010-010 - Rio de Janeiro – RJ

At.: Sr. Alexandre Alves de Souza

Tel.: (21) 3808-7502

Fax: (21) 38087600

www.bb.com.br

Originador e Operador

MW Energias Renováveis S.A.

Av. Carlos Gomes, nº 222, conjunto 1.102

CEP: [90480-001](https://www.google.com/search?q=90480-001)– Porto Alegre – RS

At.: Sr. Sérgio Antônio Saraiva e Sr. Valter Luiz Guimarães

Tel/ Fax.: (51) 3018-0877

Consultor Técnico

Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda.

Rua Gomes de Carvalho, nº 1329 – 5º andar, conjunto 52, Vila Olímpia

CEP: 04547-005 – São Paulo – SP

At.: Sr. Erik Rêgo

Tel.: (11) 3848-5984

Fax: (11) 3044-5400

www.excelenciaenergetica.com.br

Custodiante e Controlador

Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.

Avenida Paulista, 1111 – 17º andar

01311-920 – São Paulo – SP

At.: Sr. Edson Avellar

Tel.: (11) 4009-2121

Fax: (11) 2122-2036

www.citibank.com.br

Auditor

PriceWaterhouseCoopers Auditores Independentes

At.: Sr. Antonio Fossa

Avenida Francisco Matarazzo, 1400 – Torre Torino – Água Branca

05001-903 – São Paulo – SP

Tel./Fax: (11) 3674-3888 / (11) 3674-2464

www.pwc.com.br

Consultores Legais

Bocater, Camargo, Costa e Silva Advogados Associados

Av. Rio Branco nº. 110, 40º andar

Rio de Janeiro – RJ

At.: Sr. Jaques Wurman

Tel.: (21) 3861.5800

Fax: (21) 3861.5861

www.bocater.com.br

5.4. ATO DELIBERATIVO DA EMISSÃO

**INSTRUMENTO PARTICULAR DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO DO
FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM INFRAESTRUTURA
VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II**

CNPJ/MF Nº 13.301.359/0001-40

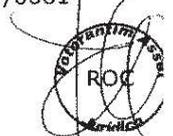
Votorantim Asset Management Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas 14.171, Torre A, 7º andar, inscrita no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica ("CNPJ") sob o n.º 03.384.738/0001-98, autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil conforme ato declaratório n.º 5805, de 19 de janeiro de 2000, e autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários a administrar fundos de investimento e administrar carteiras de valores mobiliários, neste ato representada na forma de seu contrato social ("Administradora"), na qualidade de administradora do fundo de investimentos denominado "Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura Votorantim Energia Sustentável II", cuja Constituição foi registrada junto ao 2º Oficial do Registro de Títulos e Documentos de São Paulo em 21 de fevereiro de 2011 sob o n.º 3.452.680, ("Fundo"), considerando que o Fundo não possui, nesta data, qualquer investidor registrado, não havendo, portando, cotas em circulação, resolve:

1. Autorizar a emissão e realização da oferta de 310.000 (trezentas e dez mil cotas), sendo 300.000 (trezentas mil) cotas da Classe A e 10.000 (dez mil) cotas da Classe B, com preço unitário por cota e valores mínimos, nos termos descritos no Regulamento do FUNDO;

2. Alterar a denominação social do FUNDO para: "**FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM INFRAESTRUTURA BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II**", bem como o seu regulamento, cujo novo teor segue anexo a este instrumento ("Regulamento");

3. A Instituição Administradora resolve, ainda, contratar, em nome do Fundo: (i) o **Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.**, instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 1.111, 2º andar parte, inscrita no CNPJ/MF sob nº 33.868.597/0001-

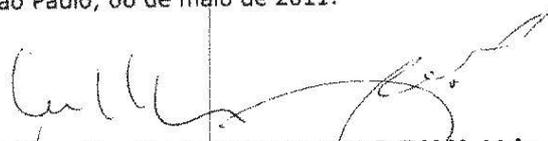
I



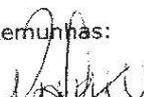
40, para a prestação dos serviços de custódia e controladoria de ativos e passivos do Fundo; (ii) a **BB Gestão de Recursos – Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.**, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Praça XV de Novembro nº 20, 2º e 3º andar, inscrita no CNPJ sob o nº 30.822.936/0001.69 e o **Banco Votorantim S.A.**, inscrito no CNPJ/MF sob o nº 59.588.111/0001-03, instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº 14.171, Torre A, 18º andar, como coordenadores e distribuidores da oferta; (iii) o **Banco Votorantim S.A.**, inscrito no CNPJ/MF sob o nº 59.588.111/0001-03, instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº 14.171, Torre A, 18º andar, como assessor financeiro do FUNDO; (iv) a **MW Energias Renováveis S.A.**, sociedade anônima com sede na Cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, na Av. Carlos Gomes, nº 222, conjunto 1.102, para a prestação dos serviços de seleção e gestão operacional das Companhias Investidas; e (v) a **Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda.**, sociedade limitada com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Gomes de Carvalho, nº 1329 – 5º andar, conjunto 52, Vila Olímpia, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 05.642.927/0001-49, para a prestação de serviços de análise técnica especializada sobre os seus investimentos e as evoluções do ambiente macro regulatório do setor energético.

O presente instrumento é assinado em 02 (duas) vias, na presença das testemunhas abaixo.

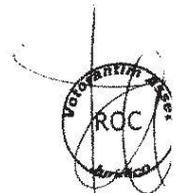
São Paulo, 06 de maio de 2011.


Votorantim Asset Management D.T.V.M. Ltda.

Testemunhas:


Renata Garcia Cardozo
RG nº 30.201.958-3


Mariana Freitas Moraes de Camargo
RG nº 19.428.153-X

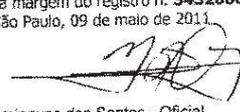


20

2º Oficial de Registro de Títulos e Documentos e
Civil de Pessoa Jurídica da Capital - CNPJ: 45.565.272/0001-77
Rua Senador Paulo Egídio, 72 cj.110 - 5ª - CEP. 01006-010 - São Paulo/SP

Emol.	R\$ 7.052,99	Protocolado e prenotado sob o n. 3.459.122 em
Estado	R\$ 2.004,54	09/05/2011 e registrado, hoje, em microfilme
Ipsesp	R\$ 1.484,84	sob o n. 3.459.122 , em títulos e documentos.
R. Civil	R\$ 371,21	Averbado à margem do registro n. 3452680
T. Justiça	R\$ 371,21	São Paulo, 09 de maio de 2011.
Total	R\$ 11.284,79	

Seios e taxas
Recolhidos
p/verba

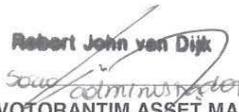

Gentil Domingues dos Santos - Oficial
Marcelo S. Espedito - Escrevente Autorizado

5.5. DECLARAÇÕES DE VERACIDADE

DECLARAÇÃO

VOTORANTIM ASSET MANAGEMENT DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., instituição devidamente autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM para o exercício da atividade de administração de carteira de valores mobiliários, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº. 14.171, Torre A, 7º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 03.384.738/0001-98, neste ato representada na forma de seu Contrato Social, na qualidade de Administrador do **FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM INFRAESTRUTURA BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II** ("Ofertante"), para os fins previstos no artigo 56 da Instrução CVM nº. 400/2003 e no art. 4º, inciso III, da Instrução CVM nº. 391/2033, declara que: (i) o Ofertante é o responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro e fornecidas ao mercado durante a distribuição; (ii) adotou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência, respondendo pela falta de diligência ou omissão, para assegurar que as informações prestadas são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da oferta; (iii) as informações fornecidas ao mercado durante todo o prazo de distribuição, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do Prospecto do Fundo ("Prospecto") e as constantes do Regulamento do Fundo, são suficientes, permitindo aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da oferta; (iv) o Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores da Oferta, dos valores mobiliários ofertados, do emissor, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes; (v) bem como que o Prospecto e o Regulamento foram elaborados de acordo com as normas pertinentes e as informações neles contidas são verídicas; e (vi) o auditor independente das demonstrações contábeis do Fundo é a **Pricewaterhouse Coopers Auditores Independentes**, com sede na cidade e estado de São Paulo, na Av. Francisco Matarazzo, nº. 1.400, 9º andar, inscrita no CNPJ sob o número 61.462.112/0001-20.

Rio de Janeiro, 27 de junho de 2011.


Robert John van Dijk
5042 administrador
Walter G. Pisceck Jr.

VOTORANTIM ASSET MANAGEMENT DISTRIBUIDORA
DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.



DECLARAÇÃO

BANCO VOTORANTIM S.A., instituição devidamente autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM para a distribuição de valores mobiliários, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº 14.171, Torre A, 18º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 59.588.111/0001-03, Distribuidor Líder da 1ª Oferta Pública de Cotas do **FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM INFRAESTRUTURA BB VOTORANTIM ENERGIA SUSTENTÁVEL II** (“Fundo”), declara que: (i) adotou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência, respondendo pela falta de diligência ou omissão, para assegurar que as informações prestadas são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da oferta; (ii) as informações fornecidas ao mercado durante todo o prazo de distribuição, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do Prospecto do Fundo (“Prospecto”) e as constantes do Regulamento do Fundo, são suficientes, permitindo aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da oferta; (iii) o Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores da Oferta de Distribuição, das cotas ofertadas, do emissor, do Fundo, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes; (iv) o Prospecto e o Regulamento foram elaborados de acordo com as normas pertinentes; e (v) o auditor independente das demonstrações contábeis do Fundo é a **PRICEWATERHOUSE COOPERS AUDITORES INDEPENDENTES**, com sede na cidade e estado de São Paulo, na Av. Francisco Matarazzo, nº. 1.400, 9º andar, inscrita no CNPJ sob o número 61.462.112/0001-20.

Rio de Janeiro, 27 de junho de 2011.

Walter G. Piacsek Jr.
Diretor

Lucas Lima Monteiro
Diretor

BANCO VOTORANTIM S.A.



5.6. DEFINIÇÕES / GLOSSÁRIO

DEFINIÇÕES / GLOSSÁRIO

Principais Siglas

ACL: Ambiente de Contratação Livre;
ACR: Ambiente de Contratação Regulada;
AHE: Aproveitamento Hidrelétrico, Usina Hidrelétrica;
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;
APE: Autoprodutor;
BIG: Banco de Informação de Geração da ANEEL;
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
CG: Centro de Gravidade;
CGH: Central Geradora Hidrelétrica;
CGU: Central Geradora Undi-Elétrica;
DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica;
EOL: Central Geradora Eólica;
EPC: E = "Engineering", P="Procurement", C="Construction"(sigla em ingles para as atividades de projeto, compras de equipamentos e construção);
EPE: Empresa de Pesquisa Energética;
IEA: International Energy Agency (sigla em inglês para Agência Internacional de Energia);
IPEA: Instituto de Pesquisas Econômicas e Aplicadas;

LER: Leilão de Energia de Reserva;
LI: Licença Ambiental de Instalação;
LO: Licença Ambiental de Operação;
LP: Licença Ambiental Prévia;
MAE: Mercado Atacadista de Energia;
MME: Ministério de Minas e Energia;
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia;
O&M: Operação e Manutenção;
OIEE: Oferta Interna de Energia Elétrica;
ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico;
PCH: Pequena Central Hidrelétrica (capacidade instalada de até 30 MW);
PIE: Produtor Independente de Energia Elétrica;
PLD: Preço de Liquidação de Diferenças;
PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
SI: Sistema Isolado;
SIN: Sistema Interligado Nacional;
SOL: Central Geradora Solar Fotovoltáica;
TUSD: Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição;
TUST: Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão;
UBP: Uso do Bem Público;
UHE: Usina Hidrelétrica (capacidade instalada superior a 30 MW);
UNICA: União da Indústria de Cana-de-Açúcar;

UTE: Usina Termelétrica;
UTN: Usina Termonuclear;
WACC: "Weighted Average Cost of Capital" (sigla em inglês para custo de capital médio ponderado).

Múltiplos

k: quilo: 10^3

M: mega: 10^6

G: giga: 10^9

T: tera: 10^{12}

Unidades

Watt (W): Unidade de potência. O watt (W) é a potência de um sistema energético no qual é transferida uniformemente a energia de 1 joule (J) durante 1 segundo. $1W = 1 J/s$.

Watt-hora (Wh): Energia de 1 Watt transferida uniformemente durante uma hora. $1Wh = 1 J/s \times 3.600s = 3.600J$

Watt-médio (Wm): Unidade de Energia. Watt multiplicado pelo Fator de Capacidade.

Principais definições

ACL: É caracterizado pela contratação, em ambiente não regulado, da energia produzida por geradores chamados de Produtores Independentes de Energia Elétrica, por parte de Consumidores Livres e Agentes Comercializadores de Energia Elétrica.

ACR: Mercado regulado de contratação de energia elétrica. Nele participam todas as empresas de distribuição e a concorrência é buscada através de

leilões, com contratos padronizados de longo prazo.
Autoprodutores: Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que receberam concessão ou autorização para produção de energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, mas que pode vender energia excedente, eventual e temporariamente, mediante autorização da ANEEL.
Centro de Gravidade: Ponto virtual do sistema no qual as perdas da geração até este ponto são iguais às perdas da transmissão a partir daquele ponto.
Consumidor Livre: Aquele potencialmente livre, que optou por ser livre.
Consumidores Cativos: Consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário, autorizado ou permissionário, a cuja rede esteja conectado.
Consumidores Especiais: Consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante(s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW; e que podem contratar, energia oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, especificadas na Lei n.º 9.427/97.
Consumidores Potencialmente Livres: Aquele com demanda igual ou superior a 3 MW, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.
CVM: Comissão de Valores Mobiliários - entidade autárquica em regime especial, vinculada ao Ministério da Fazenda, instituída pela Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, que tem como principais atribuições disciplinar o funcionamento do mercado de valores mobiliários e a atuação de seus protagonistas, assim classificados, as companhias abertas, os intermediários financeiros e os investidores, além de outros cuja atividade gira em torno desse universo principal. É o principal órgão regulador dos fundos de investimento no Brasil.

<p>Energia Assegurada: A Energia Assegurada de cada usina hidrelétrica será a fração a ela alocada da Energia Assegurada do sistema que constituirá o limite de contratação, determinada pela ANEEL, para os geradores hidrelétricos do sistema.</p>
<p>Energia Nova: proveniente de empreendimento que, até a data de publicação do edital, não seja detentor de outorga, ou seja, parte de empreendimento existente que venha a ser ampliado (somente o acréscimo da capacidade).</p>
<p>Energia Velha: Energia elétrica proveniente de projetos que já receberam outorga pelo Poder Concedente.</p>
<p>Fator de Capacidade: Relação entre a carga própria de energia e a capacidade instalada de uma instalação ou conjunto de instalações.</p>
<p>FIP-IE ou Fundo: É o Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura BB Votorantim Energia Sustentável II (prazo de 10 anos).</p>
<p>Fundos: É o conjunto dos fundos Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura BB Votorantim Energia Sustentável I (prazo de duração de 5 anos); Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura BB Votorantim Energia Sustentável II (prazo de duração de 10 anos); e Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura BB Votorantim Energia Sustentável III (prazo de duração de 30 anos).</p>
<p>Investidores Qualificados: pessoas físicas ou jurídicas que possuam investimentos financeiros em valor superior a R\$ 300.000,00 (trezentos mil reais) e que, adicionalmente, atestem por escrito sua condição de investidor qualificado, conforme definidos na Instrução CVM nº 409 de 18/08/2004</p>
<p>Oferta Pública ou Oferta Distribuição Pública de Cotas do Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura Votorantim Energia Sustentável, que será realizada no Brasil mediante a coordenação dos Coordenadores da Oferta, em mercado de balcão não-organizado, para Investidores Qualificados, em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400 e, ainda, no exterior, mediante</p>

<p>esforços de venda coordenados pelos Agentes de Colocação Internacional, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, com base nas isenções de registro previstas no Securities Act, desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN 2.689, da Resolução CVM 325 ou, ainda, da Lei 4.131, observando a legislação do país de origem de cada investidor.</p>
<p>ONU Organização das Nações Unidas.</p>
<p>Participantes Especiais Corretoras e distribuidoras de títulos e valores mobiliários, bancos de investimentos, bancos múltiplos com carteira de investimentos, que tenham acesso aos sistemas de negociação da BOVESPA, contratadas pelos Coordenadores da Oferta.</p>
<p>PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas: são caracterizadas como projetos com até 30 MW de potência instalada.</p>
<p>Pipeline: Palavra da língua inglesa que significa “duto” ou “linha de produção” utilizada no contexto deste prospecto como a linha de negócios prospectivos para aquisição de ativos de geração que comporão a carteira de investimentos do Fundo. Palavra comumente utilizada no mercado, com o mesmo sentido utilizado neste prospecto.</p>
<p>Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE): Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco, conforme disposto no Artigo 11 da Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995, e Decreto n.º 2.003, de 11 de setembro de 1996.</p>
<p>Programa de Aceleração do Crescimento – PAC Programa desenvolvido pelo Governo Federal para integrar esforços financeiros da iniciativa pública e da privada, englobando um conjunto de políticas econômicas com o intuito de acentuar o crescimento econômico brasileiro.</p>
<p>Real, reais ou R\$ Moeda corrente no Brasil.</p>

<p>SI – Sistema Isolado: Sistemas elétricos de transmissão de energia instalados principalmente na Região Norte do país, e não integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN).</p>
<p>SIN – Sistema Interligado Nacional: Constituído pelo conjunto de instalações e equipamentos responsáveis pelo suprimento de energia elétrica das regiões do país interligadas eletricamente.</p>
<p>SPE – Sociedade de Propósito Específico: São as empresas sociedades anônimas de capital fechado que detém os projetos ou ativos de geração de energia objeto de investimento do Fundo, que poderá deter total ou parcialmente as ações desta empresa. Também será utilizado neste prospecto no plural, SPEs, designando as empresas nas quais o Fundo irá investir.</p>
<p>STF Supremo Tribunal Federal.</p>
<p>SUDAM Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia, autarquia especial com autonomia financeira e administrativa, já extinta, cujo objetivo era fomentar o desenvolvimento da sua área de atuação.</p>
<p>SUDENE Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste, autarquia especial com autonomia financeira e administrativa, já extinta, cujo objetivo era fomentar o desenvolvimento da sua área de atuação.</p>
<p>TEHE - Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente: Tarifa definida pela ANEEL como base para cálculo das tarifas de fornecimento aos consumidores finais dos sistemas isolados. Define também o valor do repasse do custo de combustível da geração térmica nos sistemas (custo de geração – TEHE = valor do repasse do custo de combustível).</p>
<p>TJLP Taxa de Juros de Longo Prazo.</p>
<p>U.S. GAAP Princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos.</p>

Agentes Setoriais

<p>Agências Conveniadas: Órgãos credenciados pela ANEEL, nos Estados e no Distrito Federal, para a execução das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica, mediante convênio previamente estabelecido, nos termos do art. 20 da Lei n.º 9.427, de 1996.</p>
<p>Agências Reguladoras: Órgãos vinculados à Administração Pública com a finalidade de regular e fiscalizar os serviços de utilidade pública e o uso de bem público, em conformidade com políticas e diretrizes governamentais. No setor elétrico, o papel é da ANEEL. No setor de petróleo e gás, o papel é realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.</p>
<p>Agentes de Comercialização: Agente titular de autorização outorgada pelo Poder Concedente para vender energia elétrica a consumidores finais e para comprar e vender energia elétrica no âmbito da CCEE. Geradores e distribuidores são automaticamente agentes de comercialização. Também denominado de comercializador ou agente comercializador.</p>
<p>Agentes de Distribuição: Agente titular de concessão ou permissão outorgada pelo Poder Concedente para explorar serviços e instalações de distribuição e vender energia elétrica a consumidores finais, exclusivamente no ACR. Participa do sistema interligado, é usuário da rede básica e contrata serviços de transmissão de energia elétrica e serviços ancilares do ONS. Também chamado de distribuidora.</p>
<p>Agentes de Exportação: Agente titular de autorização, outorgada pelo Poder Concedente, para fins de exportação e compra e venda de energia elétrica na CCEE.</p>
<p>Agentes de Geração: Agente titular de concessão, permissão ou autorização, outorgada pelo Poder Concedente, para fins de geração, e compra e venda de energia elétrica no âmbito da CCEE. Também chamado de gerador.</p>
<p>Agentes de Importação: Agente titular de autorização, outorgada pelo</p>

<p>Poder Concedente, para fins de importação, compra e venda de energia elétrica na CCEE. Também denominado de importador.</p>
<p>Agentes de Mercado: Cada um dos agentes titulares de concessão, de permissão ou de autorização para geração, comercialização e distribuição de energia elétrica e cada um dos consumidores livres, conforme disposto na Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, que participam na CCEE.</p>
<p>Agentes de Transmissão: Agente titular de concessão outorgada pelo Poder Concedente para transmissão de energia elétrica. Realiza o transporte atacadista de energia elétrica no SIN.</p>
<p>ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: Criada pela Lei n.º 9.427, de 1996, a ANEEL é uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Sua principal função é regular e fiscalizar os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, assim como autorizar e fiscalizar a aplicação de tarifas e mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico; Por delegação do MME a ANEEL pode também outorgar concessões, permissões e autorizações para exploração de instalações e serviços de energia elétrica.</p>
<p>CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Sucessora do MAE (Mercado Atacadista de Energia), a CCEE é uma associação civil, regulamentada pelo Decreto n.º 5.177, de 2004; Entre suas funções estão o registro e a administração de contratos firmados entre geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres, além da contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo; As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.</p>
<p>CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico: Criado pela Lei n.º 10.848, de 2004, sua função é acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético no país, identificando dificuldades e elaborando propostas de ajustes e recomendações de ações. Integram o Comitê, representantes do MME, ANEEL, ANP, CCEE e ONS.</p>
<p>CNPE - Conselho Nacional de Política Energética: Criado pela Lei n.º 9.478,</p>

de 1997, sua função é assessorar o Presidente na formulação de políticas e diretrizes para o setor energético, sempre promovendo o desenvolvimento sustentado, o investimento na produção de energia e preservando o interesse nacional.

Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.: Criada pela Lei n.º 3890-A, de 25 de abril 1961, através de suas subsidiárias é a maior geradora do país. É responsável também pelo gerenciamento de diversos programas e linhas de financiamento do governo, tais como: Proinfa (incentivo às fontes alternativas); Luz para Todos (universalização do serviço); Procel (conservação de energia); PDTI (desenvolvimento tecnológico) e Projeto Ribeirinhas (geração de energia em comunidades isoladas).

EPE - Empresa de Pesquisa Energética: Criada pelo Decreto n.º 5.184, de 2004, sua função é realizar estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético. Entre suas atribuições mais expressivas está a avaliação e habilitação técnica dos empreendimentos cadastrados para participação em leilões de compra de energia no ambiente regulado – ACR.

MME – Ministério de Minas e Energia: Criado pela Lei n.º 3.782, de 22 de julho de 1960. Antes de sua criação, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura. Foi extinto e integrado a um Ministério de Infraestrutura em 1990 e depois novamente individualizado em 1992. Suas áreas de competência são geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento da energia hidráulica, petróleo, combustível e energia elétrica; Sua estrutura atual, regulamentada em 2004, conta com as seguintes secretarias: Planejamento e Desenvolvimento Energético; Energia Elétrica; Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; e Geologia, Mineração e Transformação Mineral.

ONS - Operador Nacional do Sistema: Criado pela Lei n.º 9.648, de 1998, e regulamentado pelo Decreto n.º 2.655 do mesmo ano, o ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, regulada pela ANEEL. Sua função é coordenar e controlar a operação dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica no SIN.

