

Fundo de Investimento em Participações
em Infraestrutura

BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

Relatório do Gestor – 1º Semestre 2020



FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos B3: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

Informações Gerais

FIP-IE I A

Cota Patrimonial: R\$ 1.886,78 Último Provento: R\$ 44,73

Patrimônio Líquido: R\$ 19,4 milhões Nº Cotistas: 42

Rentabilidade Mensal¹: 0,22%Rentabilidade Anual²: 3,22%

FIP-IE II A

Cota Patrimonial: R\$ 1.812,46 Último Provento: R\$ 109,59

Patrimônio Líquido: R\$ 183 milhões Nº Cotistas: 504

Rentabilidade Mensal¹: 0,25%Rentabilidade Anual²: 1,91%

FIP-IE III A

Cota Patrimonial: R\$ 1.772,34 Último Provento: R\$ 144,20

Patrimônio Líquido: R\$ 75 milhões Nº Cotistas: 170

Rentabilidade Mensal¹: 0,33%Rentabilidade Anual²: 3,66%Fonte: BV Asset
Data base: 29/05/2020

Objetivos do Fundo



Os Fundos de Investimento em Participações em Infraestrutura BB Votorantim Energia Sustentável I, II, e III são fundos dedicados ao setor de geração de energia sustentável, cujo objetivo é proporcionar dividendos e ganhos de capital de longo prazo para seus investidores cotistas. Constitui-se como alternativa otimizada de investimento para explorar as amplas oportunidades do setor de geração de energia elétrica no Brasil.

¹ Rentabilidade Efetiva Mensal: Variação da Cota Patrimonial Ex dividendo considerando os Rendimentos Distribuídos.

² Rentabilidade Efetiva do Fundo Mensal acumulada anualmente.

1º Semestre 2020

Banco BV[Site – FIP-IE I, II e III](#)**Administrador**

Votorantim Asset Management DTVM LTDA

Gestor

Votorantim Asset Management DTVM LTDA

Escriturador das Cotas

Votorantim Asset Management DTVM LTDA

Auditor

Deloitte Touche Tohmatsu auditores independentes

Consultor Técnico

Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda.

Início do Fundo

01/12/2011

Início de Negociação na Bovespa:

01/12/2011

Prazo do Fundo:

FIP-IE I: 10 anos

FIP-IE II: 10 anos

FIP-IE III: 30 anos

Taxa de Administração – Classe A:FIP-IE I e II: 2% a.a.¹FIP-IE III: 1% a.a.¹**Taxa de Performance – Classe A:**FIP-IE I e II: 25% 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.¹FIP-IE III: 20%.¹**Quantidade de Cotas:**

FIP-IE I A: 10.292 / FIP-IE I B: 12.000

FIP-IE II A: 101.154 / FIP-IE II B: 11.982

FIP-IE III A: 42.087 / FIP-IE III B: 65.998

Benchmark:

FIP-IE I: IPCA + 6% a.a.

FIP-IE II: IPCA + 7% a.a.

FIP-IE III: IPCA + 8% a.a.

Valor de Emissão

R\$ 1.000,00

Relações com investidoresRI-VAM@bv.com.br

¹ Para maiores informações, consultar regulamento do fundo.

Comentário do Gestor

O Setor Elétrico Brasileiro

Assim como aconteceu em muitos outros setores da economia brasileira, a dinâmica do setor elétrico no ano de 2019 foi marcada pela expectativa de retomada de investimentos, que seria propiciada pela aprovação de uma série de reformas importantes, como a reforma da previdência.

Especificamente no Setor Elétrico, além de um esforço concentrado do governo na tentativa de destravar questões conjunturais e estruturais importantes – com especial destaque para a crise do risco hidrológico (GSF - Generation Scaling Factor), decorrente, basicamente, da baixa geração hidrelétrica –, diversas outras medidas foram tomadas no intuito de proporcionar maior segurança regulatória aos agentes setoriais.

No âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME), foi instituído o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico, cujo objetivo é viabilizar a efetiva execução do plano de ação que sistematiza o processo de Modernização, apontando para a necessidade de implementação de medidas de curto, médio e longo prazos. Para tanto, foram estabelecidas 15 frentes de atuação associadas a 88 ações para tratar de temas específicos, como formação de preços, abertura de mercado, separação de lastro e energia, Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), integração do setor de gás e energia elétrica, entre diversos outros.

Como uma das primeiras ações do Poder Executivo no Setor, em 2019, foi publicado Decreto Presidencial que suspendeu o Horário Brasileiro de Verão em todo território nacional. O Horário de Verão, antes contemplado nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, e no Distrito Federal, teve sua suspensão embasada em estudos que demonstraram a neutralidade econômica da medida.

Com o objetivo de aumentar gradualmente a flexibilidade do mercado, a possibilidade de livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores foi ampliada. Neste sentido, consumidores com carga a partir de 2.500 kW passaram a poder contratar livremente sua energia já em 2019, enquanto os consumidores com carga de 2.000 kW passaram a ter esse mesmo direito a partir de janeiro de 2020. Até então, apenas aos consumidores com carga a partir de 3.000 kW era garantido o direito de livre contratação.

Comentário do Gestor

O Setor Elétrico Brasileiro

Dando continuidade ao processo de abertura do mercado, em dezembro de 2019 o MME novamente reduziu os limites mínimos de carga para a livre contratação, estabelecendo o seguinte cronograma para que esse direito possa ser exercido: i) a partir de 1º de janeiro de 2021 – consumidores com carga de 1.500 kW; ii) a partir de janeiro de 2022 – consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW; e iii) a partir de janeiro de 2023 – consumidores com carga igual ou superior a 500 kW.

Buscando criar condições favoráveis à desestatização da Eletrobras - uma das prioridades da agenda energética e econômica do Governo -, foi encaminhado à Câmara dos Deputados Projeto de Lei (PL) dispendo sobre o modelo de desestatização e detalhando o processo de capitalização da empresa. O PL prevê a reinclusão da Eletrobras - estatal federal responsável por 31% da geração de e por 47% da transmissão de energia no País – no Plano Nacional de Desestatização (PND) e a mudança de regime de comercialização de energia, atualmente em cotas, para o regime de Produção Independente de Energia (PIE). A desestatização se dará com o aumento do capital social, mediante subscrição pública de ações ordinárias, sem que a União acompanhe a subscrição, deixando assim de ser a acionista majoritária.

Para que o processo de capitalização seja concluído, o Estatuto Social da empresa será alterado para: (i) limitar o poder de voto dos acionistas a 10% do capital votante; e (ii) vedar a realização de acordos de acionistas para o exercício de direito de voto para formação de blocos com número de votos superior ao limite de 10% do capital votante. Busca-se com isto evitar que a Empresa seja transferida a um agente já estabelecido no setor, concentrando mercado e inibindo a competição. Com esse modelo, o PL garante a permanência da União como acionista, sendo beneficiada pelo recebimento de dividendos proporcionais a sua participação acionária.

Adicionalmente, mediante edição de Decreto Presidencial n. 10.135 de novembro de 2019, foi alterado o Decreto n. 9.271 de 2018, que regulamenta as outorgas associadas a empresas privatizadas, possibilitando a desestatização de geradoras estaduais e municipais, com outorga de nova concessão por 30 anos, e incentivando a migração das usinas hidrelétricas do regime de serviço público para o regime de Produção Independente de Energia. Com a migração, as usinas passam a ter o direito de comercializar sua energia tanto no mercado livre quanto no regulado. Em contrapartida, passam a assumir também os riscos da operação, tais como o risco hidrológico (GSF).

Comentário do Gestor

O Setor Elétrico Brasileiro

Em julho de 2019, o MME aprovou a implantação do Preço Horário, em duas fases, em substituição ao Preço Semanal. Na primeira fase, iniciada em janeiro de 2020, o Operador Nacional do Sistema (ONS) passou a adotar o DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo) na programação da operação, apenas como uma referência, no intuito de propiciar a assimilação do mecanismo pelos agentes. Na segunda fase – a vigorar a partir de janeiro de 2021 – a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passará a adotar, efetivamente, o DESSEM para fins de cálculo do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), contabilização e liquidação, o que significará uma mudança relevante na forma como as operações são contabilizadas e liquidadas.

No mês de julho de 2019 foi criado também o “Novo Mercado de Gás”, cujos objetivos principais são: i) melhorar o aproveitamento do gás oriundo do Pré-sal; ii) ampliar investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural; iii) aumentar a integração do setor de gás com o setor elétrico; e iv) retomar a competitividade da indústria nos segmentos de celulose, cerâmica, fertilizantes petroquímica, siderurgia e vidro, entre outros.

Para estruturar o “Novo Mercado de Gás”, foi instituído o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural, cujas ações serão implementadas em parceria com a Casa Civil, o Ministério da Economia, o Conselho de Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a Agência Nacional do Petróleo (ANP), e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Na esfera do Poder Legislativo, o Senado aprovou, já no início de 2020, o Projeto de Lei do Senado (PLS) 232/2016, de autoria do Senador Cassio Cunha Lima (PSDB-PB), que trata do novo marco regulatório do setor elétrico. O texto, que ainda deve seguir para a aprovação da Câmara dos Deputados, aborda, dentre diversos temas, a abertura completa do mercado, privatização de usinas com concessões prorrogadas, serviços ancilares, criação de bolsas de energia, separação de lastro e energia e redução de subsídios.

No segmento de geração, o ano de 2019 teve como um dos destaques a inauguração da última unidade geradora da usina hidrelétrica (UHE) de Belo Monte, em novembro. A maior usina 100% brasileira assegura 11.233,1 MW de capacidade instalada de geração de energia limpa e renovável, representando 7% da capacidade total da produção brasileira.

Comentário do Gestor

O Setor Elétrico Brasileiro

Dando continuidade à política de realização de leilões, em março de 2019 o novo governo estabeleceu o cronograma de leilões para contratação de energia elétrica ao longo do triênio 2019-2021. Em 31 de maio foi realizado um leilão especial para atendimento do Sistema Isolado de Boa Vista, chamado de “Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas”.

Em 28 de junho foi realizado um Leilão A-4 e, em 10 de outubro, ocorreu um Leilão A-6. Os Leilões de Energia Existente A-1 e A-2 foram realizados em 6 de dezembro.

O primeiro leilão de energia de 2019, para suprimento do Sistema Isolado de Boa Vista e localidades conectadas, teve como objetivo garantir o suprimento da região – de maneira a diminuir a dependência da energia da Venezuela – e reduzir os custos com energia, assim como os gastos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). O leilão negociou 263,5 MW de potência para fornecimento a partir de 28 de junho de 2021, envolvendo investimentos de R\$ 1,62 bilhão. Foram contratadas, ao todo, nove soluções de suprimento, com preço médio de R\$ 833/MWh, o que correspondeu a um deságio médio de 22,7% em relação ao preço inicial de R\$ 1.078,00/MWh. Um destaque do leilão foram as contratações inéditas de projetos híbridos, combinando as fontes biocombustível e solar.

O Leilão A-4 contratou 401,6 MW de potência, divididos em 15 projetos de geração de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início do suprimento a partir de janeiro de 2023. O leilão registrou preço médio de R\$ 151,15/MWh, o que correspondeu a um deságio médio de 45%. Com uma competição bastante acirrada, foram contratados apenas 3 projetos da fonte eólica, ao preço médio de R\$ 79,99/MWh, e 6 empreendimentos solares, a um preço médio de R\$ 67,48/MWh. O preço médio do leilão foi puxado pelo resultado médio da fonte hídrica (R\$ 198,12/MWh) e da termelétrica a biomassa (R\$ 179,87/MWh). Os novos empreendimentos somam R\$ 1,9 bilhão em investimentos previstos.

O Leilão A-6, com início de suprimento para 2025, movimentou R\$ 44 bilhões em contratos, equivalentes ao montante de 250.148.822 MWh de energia, viabilizando investimentos declarados de R\$ 11,2 bilhões. Foram contratados 91 empreendimentos de geração, sendo 27 projetos hídricos, 44 usinas eólicas, 11 usinas solares fotovoltaicas e 9 usinas térmicas, sendo 6 movidas a biomassa e 3 a gás natural, o que soma 1.155 MW médios de energia.

Comentário do Gestor

O Setor Elétrico Brasileiro

O preço médio do leilão foi de R\$ 176,09/MWh, com deságio de 39,5% em relação aos preços-tetos. Assim como ocorrido em 2017 e 2018, a fonte eólica foi a protagonista do Leilão, com os 44 empreendimentos contratados somando 1.040 MW de potência e 480 MW médios de garantia física, ao preço médio de R\$ 98,89/MWh. Um destaque do certame foi o retorno de uma participação mais expressiva de projetos da fonte hídrica, registrando preço médio de R\$ 232,72/MWh para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), somando 253,64 MW de potência e 143,93 MW médios de garantia física, além da comercialização da energia da UHE São Roque, que estava com obras paralisadas desde 2016.

Os Leilões de Energia Existente A-1 e A-2 negociaram 29 MW médios para fornecimento entre 1º de janeiro de 2020 e 31 de dezembro de 2021 e 279 MW médios entre 1º de janeiro de 2021 e 31 de dezembro de 2022. O Leilão A-1 negociou energia ao preço médio de R\$ 158,37/MWh, com deságio de 16,65% em relação preço-teto de R\$ 190,00/MWh. No Leilão de Energia A-2, o preço médio ficou em R\$ 171,52/MWh – deságio de 9,7%.

Comparando-se os preços médios dos últimos leilões de energia nova com os preços da energia comercializada pelos projetos do FIP-IE, verifica-se que nos últimos anos houve uma queda bastante acentuada nos preços. Para ter-se uma base de comparação, o preço contratual atualizado da energia do parque eólico FAÍSA é de R\$ 263,81/MWh e o da PCH RINCÃO é de R\$ 251,64/MWh.

Com a média de preços observados nos últimos leilões para as fontes eólica e solar fotovoltaica, o mercado tem buscado oportunidades de estruturação de contratos a partir de modalidades de comercialização no mercado livre, com vistas a atender o cronograma de abertura do mercado para os próximos anos, inclusive no segmento de Micro e Minigeração Distribuída (GD), cujo crescimento tem sido expressivo desde 2015.

Na modalidade de GD, a capacidade em instalações ligadas à rede já alcança a grandeza de 3.000 MW, distribuídos em 250.000 unidades consumidoras, em 4643 municípios diferentes. O crescimento acelerado deve-se, principalmente, às novas modalidades de compensação, criadas em 2015, de geração remota e geração compartilhada, e pelos benefícios da compensação para os consumidores que aderirem à geração distribuída. Devido à rápida expansão dessa modalidade, está

Comentário do Gestor

O Setor Elétrico Brasileiro

prevista a revisão da regra de compensação para ser aplicada pela ANEEL a partir de meados de 2020, o que poderá reduzir os benefícios aos consumidores a partir de determinada data.

No segmento de transmissão, o destaque foi a realização de um leilão de expansão do sistema, em 19 de dezembro de 2019, que repetiu o sucesso observado nos últimos dois anos. O leilão registrou deságio médio de 60,30%, o maior da história dos leilões promovidos pela ANEEL. O maior deságio (68,12%), foi verificado no Lote 6, arrematado pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), principal vencedora do leilão, arrematando três lotes (Lotes 1, 6 e 7). No total, foram negociados 12 lotes, com instalações localizadas nos estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e São Paulo. Foram licitados 2470 km de linhas de transmissão e subestações que acrescentam 7800 mega-volt-ampères (MVA) de capacidade ao sistema, sendo previstos investimentos da ordem de R\$ 4,2 bilhões.

No segmento de consumo, o ano de 2019 apresentou elevação de 1,4%. Segundo dados da EPE, o consumo Residencial cresceu 3,1%, com destaque para a região Centro-Oeste (7%). Em média, o consumo nas residências brasileiras em 2019 foi de 162 kWh/mês, com crescimento de 1,7%. O consumo Comercial aumentou 4% no ano, sendo que o Nordeste (6,8%), o Norte e Centro-Oeste (ambos 4,7%) registraram as maiores taxas. Já o consumo Industrial registrou queda de 1,6%, em função, principalmente, dos ramos extrativo de minerais metálicos (-11,0%), químico (-7,4%) e metalúrgico (-1,5%). Apesar da ociosidade do parque produtivo (cerca de 25% em dezembro de 2019), o Indicador de Confiança das Indústrias (ICI/FGV) avançou 3,2 pontos em dezembro, para um patamar próximo da neutralidade, com melhora da percepção tanto sobre a situação atual quanto sobre as expectativas.

Revertendo a queda sofrida em 2018, o consumo de energia elétrica no mercado atendido pelas distribuidoras (cativo) teve elevação de 1,2% em 2019, com volume total de 319,4 TWh. Com crescimento mais modesto em relação a 2018 (6,3%), o movimento de migração de consumidores motivado pela ampliação do mercado livre propiciou o aumento de 1,9% no consumo do Ambiente de Contratação Livre (ACL), que totalizou 162,6 TWh.

Comentário do Gestor

O Setor Elétrico Brasileiro

Já no início de 2020, o Setor Elétrico Brasileiro, assim como todos os demais setores da economia no Brasil e no mundo, foi surpreendido pela pandemia do coronavírus (COVID-19). Para enfrentamento da crise, em 18 de março o MME instituiu Comitê Setorial de Crise, e em 8 de abril a ANEEL constituiu o Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica (GMSE), tendo como objetivos identificar os efeitos da pandemia no mercado de energia elétrica e monitorar a situação econômico-financeira do Setor.

Em função das medidas de isolamento social, o setor elétrico sofreu o encolhimento do mercado consumidor e o aumento do nível de inadimplência. As classes que puxaram a queda de consumo no país foram a Industrial e Comercial. No mês de abril de 2020 foi registrado o pior desempenho do consumo industrial desde 2004 (-12,4%), com queda generalizada entre os seus diversos segmentos. Por sua vez, o isolamento contribuiu para a elevação do consumo residencial (6,0%), ao passo que também foi responsável pela acentuada retração de 17,9% no consumo comercial. O mercado livre de energia, formado principalmente por consumidores industriais, foi o mais afetado, registrando queda de 9,3%. Em maio, o consumo dos mercados regulado e livre apresentou queda de 12% e 10%, respectivamente.

Para socorrer as empresas do setor elétrico – especificamente o segmento de distribuição, que é a porta de entrada dos recursos financeiros no setor e cujo colapso poderia contaminar toda a cadeia setorial – foi editada Medida Provisória permitindo a realização de operações financeiras pela CCEE, sendo autorizada, por meio de Decreto, a criação da chamada CONTA-COVID, destinada a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas inerentes ao segmento de distribuição, evitando assim que a crise espalhe-se por todos os segmentos do setor. A expectativa é que o auxílio seja algo entre R\$ 10 bilhões e R\$ 15 bilhões.

Diante do estado de calamidade pública decretado pelo Poder Executivo, o MME também postergou, por prazo indeterminado, a realização de leilões destinados a atender as necessidades futuras de energia das distribuidoras no Sistema Interligado Nacional e nos Sistemas Isolados, bem como as necessidades de expansão dos sistemas de transmissão, com expectativa de realização dos leilões somente no segundo semestre.

Além disso, a ANEEL, em conjunto com o governo, aprovou medidas para reduzir custos e liberar liquidez no setor elétrico brasileiro, sendo as principais: (i) liberação

Comentário do Gestor

O Setor Elétrico Brasileiro

dos recursos do Encargos de Serviço de Sistema (ESS) de cerca de 2 bilhões de reais para o segmento consumo, sendo 1,475 bilhão para as distribuidoras e 546 milhões para os consumidores livres; (ii) repasses no total de R\$ 900 milhões do Tesouro Nacional à CCEE para pagamento dos descontos da tarifa social e (iii) compensação da postergação do repasse de reajustes pelo período de 90 dias mediante uma arrecadação menor do encargo CDE.

Apesar das inúmeras incertezas em relação ao setor elétrico e à economia brasileira no período pós-pandemia, a retomada do consumo de eletricidade deverá ocorrer de forma paulatina. A mudança de hábitos de consumo da sociedade, somado ao prazo necessário para a recuperação da retração econômica provocada pelo período de isolamento, serão responsáveis por uma retomada mais lenta do patamar de consumo pré-crise. Desse modo, as condições estruturais de oferta e demanda de eletricidade não devem comprometer a segurança do atendimento ao mercado, pelo menos no próximo triênio.

Com a expectativa de retomada da atividade econômica e dos investimentos a partir do segundo semestre, os leilões de energia nova e de transmissão inicialmente previstos para 2020 deverão ser reprogramados, retomando-se um ambiente favorável para estruturação de novos negócios de geração nos ambientes regulado ou livre, assim como nas modalidades de Micro e Minigeração Distribuída.

Comentário do Gestor

Os Fundos em Participação BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

O portfólio dos FIPs-IE I, II e III, concentrado no subsetor de geração de energia, apresenta caráter defensivo, tendo em vista que os contratos de venda da energia gerada pelos ativos do Fundo – Complexo Eólico Faísas e PCH Rincão – foram assinados em âmbito de leilões de reserva. Sendo assim, o fluxo de receitas não sofreu alteração, mesmo diante da crise ocasionada pela pandemia do coronavírus.

Com relação ao Complexo Eólico Faísas, continuamos recebendo normalmente, pagando os fornecedores e mantendo empregados todos os funcionários.

O grande ponto para este ativo é a continuidade da manutenção e das operações. Neste quesito, informamos que foram adotadas medidas para mitigação de contato e intercalação de equipes. Portanto, estamos em contingência e trabalhando com segurança.

No que concerne à PCH Rincão, assim como Faísas, a energia foi vendida em leilão de reserva. A previsão de início da operação comercial e recebimento das receitas do 1º ano serão detalhadas mais a frente, no capítulo específico sobre o Ativo.

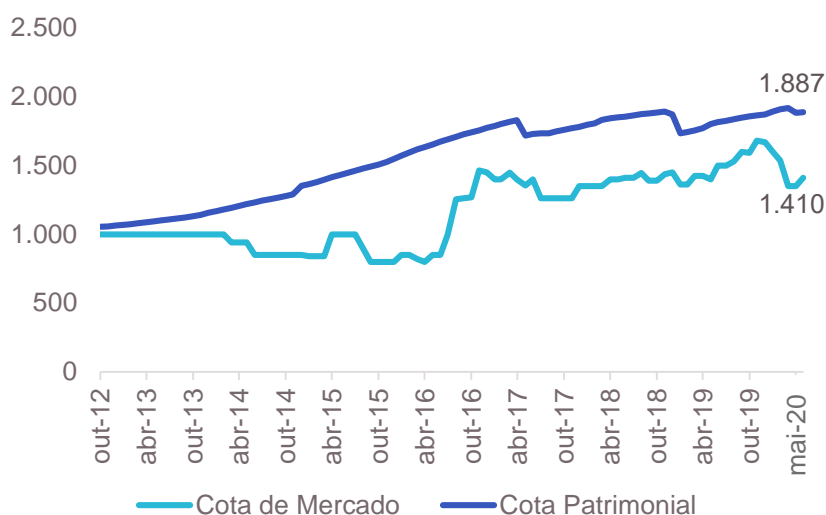
Com relação às medidas sanitárias adotadas para o funcionamento da Pequena Central Hidrelétrica no período de pandemia, informamos não ter ingerência, visto que não temos funcionários diretos.

FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

FIP-IE I A – Cotação Patrimonial e de Mercado (R\$)


 Fonte: BV Asset
 Data base: 29/05/2020

FIP-IE I – Composição do Resultado Contábil do Fundo

	dez/20	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20
Receita Total	3.676.443	605.469	443.874	358.010	294.203	187.764
Receitas Títulos de Renda Variável	3.649.815	536.149	419.443	328.243	270.182	168.239
Receita com Fundos de Investimento	26.628	33.633	24.431	29.767	24.021	19.525
Outras Receitas Operacionais	-	35.687	-	-	-	-
Despesa Total	-54.388	-8.494	-8.439	-8.641	-10.716	-10.329
Taxa de Administração	-38.444	0	0	0	0	0
Despesas com Serviços do Sistema Financeiro	-5.313	-1.925	-480	-1.066	-1.049	-1.403
Despesas com Serviços Técnicos Especializados	-7.826	-5.390	-6.777	-6.122	-8.693	-7.542
Outras Despesas Administrativas	-2.804	-1.179	-1.182	-1.453	-974	-1.384
Rendimentos Totais	3.673.639	596.975	435.435	349.369	283.487	177.435
Rendimento a ser Distribuído¹	-	-	-	-	997.121	-
Quantidade de Cotas Emitidas	22.292	22.292	22.292	22.292	22.292	22.292
Distribuição por Cota	-	-	-	-	44,73	-
Resultado Acumulado no período	3.673.639	596.975	435.435	349.369	-713.635	177.435

 Fonte: BV Asset
 Data base: 29/05/2020

FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

FIP-IE I A – Distribuição de Dividendos (R\$/Cota)

Conforme esperado, conseguimos aprovar ao final de 2019 a liberação de parte dos lucros acumulados retidos de Faíscas. O FIP-IE I recebeu a título de rendimentos aproximadamente R\$ 3,3 milhões. Em março de 2020, o Comitê de Investimentos do fundo se reuniu e deliberou a respeito da distribuição dos mesmos, que ocorreu no mês de abril, na proporção por cota abaixo.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2017	-	-	-	-	133,95	-	-	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2019	145,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	44,73	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: BV Asset
Data base: 29/05/2020

FIP-IE I A – Rentabilidade (%)

Mês/Ano (1)	PL do Fundo (R\$ MM)	Cota Patrimonial (R\$)	Qtd. de Cotas	Rendimentos (R\$/cota) (2)	Div. Yield (3)	Rentab. Efetiva Mensal (4)	Rentab. Efetiva Acum. (5)	Rentab. Bruta Equivalente (6)	Rentab. como % do CDI	Rentab. como % do CDI Bruto Equivalente	Benchmark % (7)
dez/19	19,3	1.871,39	10.292	0,00	0,00%	0,31%	118,64%	0,36%	82,3%	96,8%	18,9%
jan/20	19,5	1.892,62	10.292	0,00	0,00%	1,13%	121,12%	1,34%	301,3%	354,5%	162,6%
fev/20	19,6	1.907,81	10.292	0,00	0,00%	0,80%	122,89%	0,94%	272,3%	320,3%	108,7%
mar/20	19,7	1.918,76	10.292	0,00	0,00%	0,57%	124,17%	0,68%	168,6%	198,4%	103,0%
abr/20	19,4	1.882,56	10.292	44,73	2,38%	0,44%	125,17%	0,52%	153,3%	180,4%	253,7%
mai/20	19,4	1.886,78	10.292	0,00	0,00%	0,22%	125,67%	0,26%	89,6%	105,4%	213,6%

Fonte: BV Asset
Data base: 29/05/2020

FIP-IE I A – Rentabilidade Acumulada no Ano (%) (8)

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
0,63%	5,73%	8,76%	16,83%	14,57%	14,50%	8,26%	5,01%	8,44%	3,22%

(1) Último dia útil do mês.

(2) Rendimentos distribuídos dividido pelo número de cotas.

(3) Dividend Yield: Relação entre rendimento distribuído e valor da cota.

(4) Rentabilidade Efetiva Mensal: Variação da Cota Patrimonial Ex dividendo considerando os Rendimentos Distribuídos.

(5) Rentabilidade Acumulada desde a Oferta de Emissão de cotas do Fundo realizada em 01/12/2011 (TIR - Taxa Interna de Retorno).

(6) Rentabilidade Bruta Equivalente considerando-se o desconto do Imposto (15%).

(7) Benchmark: IPCA+6%.

(8) Rentabilidade Efetiva do Fundo Mensal Acumulada anualmente. Em 2011, a rentabilidade acumulada refere-se apenas ao mês de dezembro quando o fundo foi lançado.

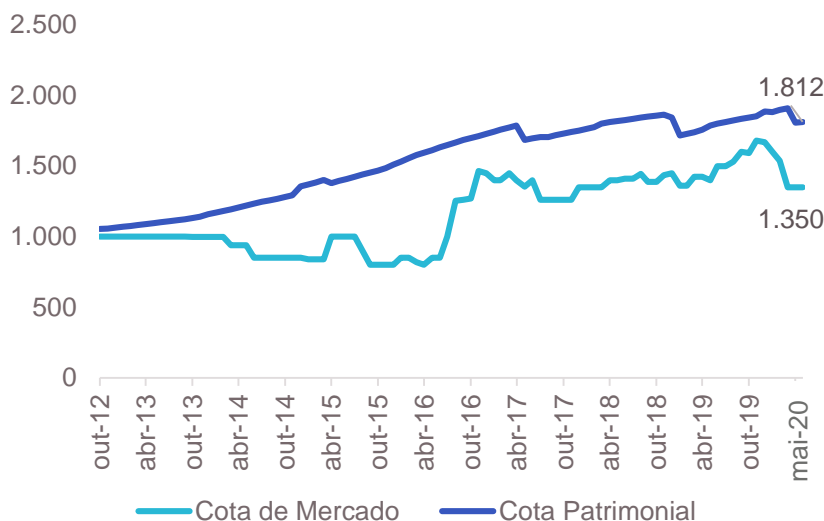
Fonte: BV Asset

FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

FIP-IE II A – Cotação Patrimonial e de Mercado (R\$)


 Fonte: BV Asset
 Data base: 29/05/2020

FIP-IE II – Composição do Resultado Contábil do Fundo

	dez/20	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20
Receita Total	17.989.412	2.783.885	2.145.916	1.719.228	1.412.739	887.294
Receitas Títulos de Renda Variável	17.884.677	2.609.730	2.041.653	1.597.695	1.315.078	818.849
Receita com Fundos de Investimento	104.735	138.468	104.263	121.533	97.661	68.445
Outras Receitas Operacionais	-	35.687	-	-	-	-
Despesa Total	281.547	-24.703	-29.918	-27.391	-38.024	-34.252
Taxa de Administração	326.552	0	0	0	0	0
Despesas com Serviços do Sistema Financeiro	-14.385	-1.792	-1.850	-2.436	-2.419	-2.773
Despesas com Serviços Técnicos Especializados	-20.545	-20.099	-25.252	-21.415	-33.291	-28.181
Outras Despesas Administrativas	-10.074	-2.812	-2.815	-3.541	-2.314	-3.298
Rendimentos Totais	17.979.338	2.759.182	2.115.998	1.691.837	1.374.715	853.042
Rendimento a ser Distribuído¹	-	-	-	-	12.398.574	-
Quantidade de Cotas Emitidas	113.136	113.136	113.136	113.136	113.136	113.136
Distribuição por Cota	-	-	-	-	109,59	-
Resultado Acumulado no período	17.979.338	2.759.182	2.115.998	1.691.837	-11.023.859	853.042

 Fonte: BV Asset
 Data base: 29/05/2020

FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

FIP-IE II A – Distribuição de Dividendos (R\$/Cota)

Conforme esperado, conseguimos aprovar ao final de 2019 a liberação de parte dos lucros acumulados retidos de Faíscas. O FIP-IE II recebeu a título de rendimentos aproximadamente R\$ 16 milhões. Em março de 2020, o Comitê de Investimentos do fundo se reuniu e deliberou a respeito da distribuição dos mesmos, que ocorreu no mês de abril, na proporção por cota abaixo.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	-	-	-	40,31	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	125,69	-	-	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2019	135,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	109,59	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: BV Asset
Data base: 29/05/2020

FIP-IE II A – Rentabilidade (%)

Mês/ Ano (1)	PL do Fundo (R\$ MM)	Cota Patrimonial (R\$)	Qtd. de Cotas	Rendimentos (R\$/cota) (2)	Div. Yield (3)	Rentab. Efetiva Mensal (4)	Rentab. Efetiva Acum. (5)	Rentab. Bruta Equivalente (6)	Rentab. como % do CDI	Rentab. como % do CDI Bruto Equivalente	Benchmark % (7)
dez/19	190,8	1.886,26	101.154	0,00	0,00%	1,82%	125,09%	2,15%	484,2%	569,7%	105,9%
jan/20	190,4	1.881,85	101.154	0,00	0,00%	-0,23%	124,57%	-0,27%	-62,0%	-73,0%	-30,1%
fev/20	191,9	1.897,46	101.154	0,00	0,00%	0,83%	126,43%	0,98%	281,6%	331,2%	101,6%
mar/20	193,1	1.908,75	101.154	0,00	0,00%	0,60%	127,78%	0,70%	174,9%	205,7%	93,6%
abr/20	182,9	1.808,00	101.154	109,59	6,06%	0,46%	128,83%	0,54%	159,6%	187,8%	182,5%
mai/20	183,3	1.812,46	101.154	0,00	0,00%	0,25%	129,40%	0,29%	98,7%	116,1%	134,6%

Fonte: BV Asset
Data base: 29/05/2020

FIP-IE II A – Rentabilidade Acumulada no Ano (%) (8)

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
0,64%	5,78%	8,83%	17,02%	14,65%	14,47%	8,78%	5,39%	10,35%	1,91%

(1) Último dia útil do mês.

(2) Rendimentos distribuídos dividido pelo número de cotas.

(3) Dividend Yield: Relação entre rendimento distribuído e valor da cota.

(4) Rentabilidade Efetiva Mensal: Variação da Cota Patrimonial Ex dividendo considerando os Rendimentos Distribuídos.

(5) Rentabilidade Acumulada desde a Oferta de Emissão de cotas do Fundo realizada em 01/12/2011 (TIR - Taxa Interna de Retorno).

(6) Rentabilidade Bruta Equivalente considerando-se o desconto do Imposto (15%).

(7) Benchmark: IPCA+7%.

(8) Rentabilidade Efetiva do Fundo Mensal Acumulada anualmente. Em 2011, a rentabilidade acumulada refere-se apenas ao mês de dezembro quando o fundo foi lançado.

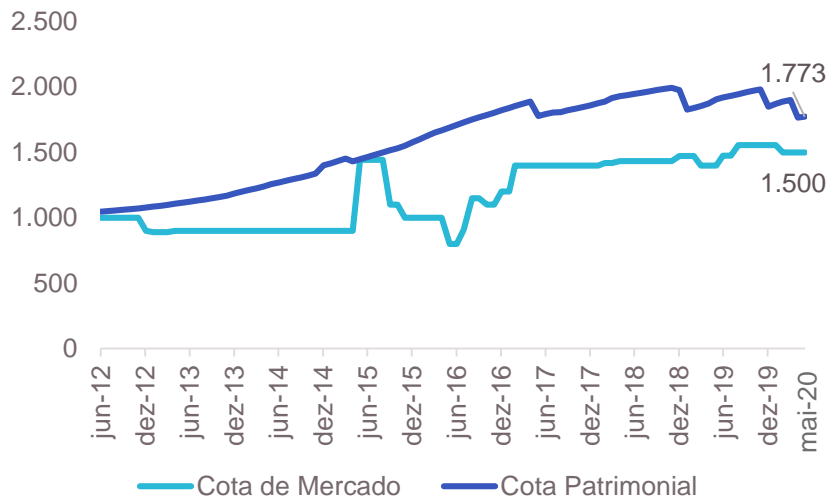
Fonte: BV Asset

FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

FIP-IE III A – Cotação Patrimonial e de Mercado (R\$)


 Fonte: BV Asset
 Data base: 29/05/2020

FIP-IE III – Composição do Resultado Contábil do Fundo

	dez/20	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20
Receita Total	17.356.388	2.689.185	2.072.282	1.664.116	1.367.686	857.079
Receitas Títulos de Renda Variável	17.193.877	2.508.683	1.962.601	1.535.833	1.264.159	787.143
Receita com Fundos de Investimento	162.511	144.815	109.681	128.283	103.527	69.936
Outras Receitas Operacionais	-	35.687	-	-	-	-
Despesa Total	-34.589	-25.253	-29.635	-26.605	-38.623	-33.864
Taxa de Administração	0	0	0	0	0	0
Despesas com Serviços do Sistema Financeiro	-3.175	-1.792	-1.200	-1.786	-1.769	-2.123
Despesas com Serviços Técnicos Especializados	-21.192	-20.649	-25.619	-20.967	-34.541	-28.443
Outras Despesas Administrativas	-10.223	-2.812	-2.815	-3.852	-2.314	-3.298
Rendimentos Totais	17.346.165	2.663.932	2.042.647	1.637.511	1.329.063	823.215
Rendimento a ser Distribuído¹	15.405.355	-	-	-	15.585.857	-
Quantidade de Cotas Emitidas	108.085	108.085	108.085	108.085	108.085	108.085
Distribuição por Cota	143	-	-	-	144,20	-
Resultado Acumulado no período	1.940.810	2.663.932	2.042.647	1.637.511	-14.256.794	823.215

 Fonte: BV Asset
 Data base: 29/05/2020

FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

FIP-IE III A – Distribuição de Dividendos (R\$/Cota)

Conforme esperado, conseguimos aprovar ao final de 2019 a liberação de parte dos lucros acumulados retidos de Faíscas. O FIP-IE III recebeu a título de rendimentos aproximadamente R\$ 15,4 milhões. Em março de 2020, o Comitê de Investimentos do fundo se reuniu e deliberou a respeito da distribuição dos mesmos, que ocorreu no mês de abril, na proporção por cota abaixo.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	-	-	-	41,54	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	134,76	-	-	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2019	159,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142,53
2020	-	-	-	144,20	-	-	-	-	-	-	-	-

 Fonte: BV Asset
 Data base: 29/05/2020

FIP-IE III A – Rentabilidade (%)

Mês/ Ano (1)	PL do Fundo (R\$ MM)	Cota Patrimonial (R\$)	Qtd. de Cotas	Rendimentos (R\$/cota) (2)	Div. Yield (3)	Rentab. Efetiva Mensal (4)	Rentab. Efetiva Acum. (5)	Rentab. Bruta Equivalente (6)	Rentab. como % do CDI	Rentab. como % do CDI Bruto Equivalente	Benchmark % (7)
dez/19	77,8	1.849,53	42.087	142,53	7,71%	0,55%	139,78%	0,65%	146,4%	172,2%	30,6%
jan/20	78,8	1.871,43	42.087	0,00	0,00%	1,18%	142,61%	1,39%	314,5%	369,9%	138,6%
fev/20	79,5	1.888,11	42.087	0,00	0,00%	0,89%	144,78%	1,05%	302,5%	355,9%	99,6%
mar/20	80,0	1.900,87	42.087	0,00	0,00%	0,68%	146,43%	0,79%	198,5%	233,5%	94,6%
abr/20	74,4	1.766,83	42.087	144,20	8,16%	0,53%	147,75%	0,63%	184,4%	216,9%	161,3%
mai/20	74,6	1.772,61	42.087	0,00	0,00%	0,33%	148,56%	0,39%	131,0%	154,1%	125,5%

 Fonte: BV Asset
 Data base: 29/05/2020

FIP-IE III A – Rentabilidade Acumulada no Ano (%) (8)

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
0,74%	7,06%	10,04%	18,10%	15,78%	15,49%	9,79%	6,35%	9,57%	3,66%

(1) Último dia útil do mês.

(2) Rendimentos distribuídos dividido pelo número de cotas.

(3) Dividend Yield: Relação entre rendimento distribuído e valor da cota.

(4) Rentabilidade Efetiva Mensal: Variação da Cota Patrimonial Ex dividido considerando os Rendimentos Distribuídos.

(5) Rentabilidade Acumulada desde a Oferta de Emissão de cotas do Fundo realizada em 01/12/2011 (TIR - Taxa Interna de Retorno).

(6) Rentabilidade Bruta Equivalente considerando-se o desconto do Imposto (15%).

(7) Benchmark: IPCA+7%.

(8) Rentabilidade Efetiva do Fundo Mensal Acumulada anualmente. Em 2011, a rentabilidade acumulada refere-se apenas ao mês de dezembro quando o fundo foi lançado.

Fonte: BV Asset

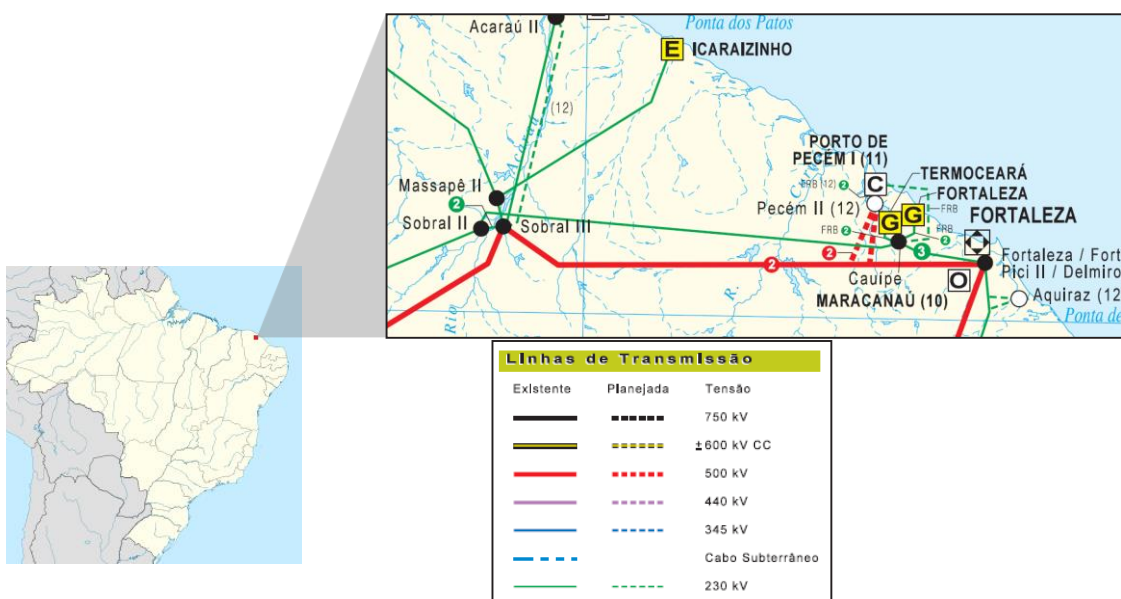
Ativos dos FIPs-IE I, II e III

Complexo Eólico Faísas

O Complexo Eólico Faísas é constituído por 5 parques eólicos localizados no município de Trairi, Ceará. Os parques possuem no total 65 aerogeradores, sendo 61 aerogeradores de modelo Suzlon S95 e 4 aerogeradores modelo Suzlon S97, cada um com Potência Nominal individual de 2,1 MW e com Potência Instalada total de 136,5 MW.

Os 5 projetos eólicos do Complexo Eólico Faísas foram vencedores do segundo leilão de energia de reserva (“LER”) de 2009, a um valor de PPA de R\$ 152,69/MWh, com valor atual de R\$ 263,8/MWh.

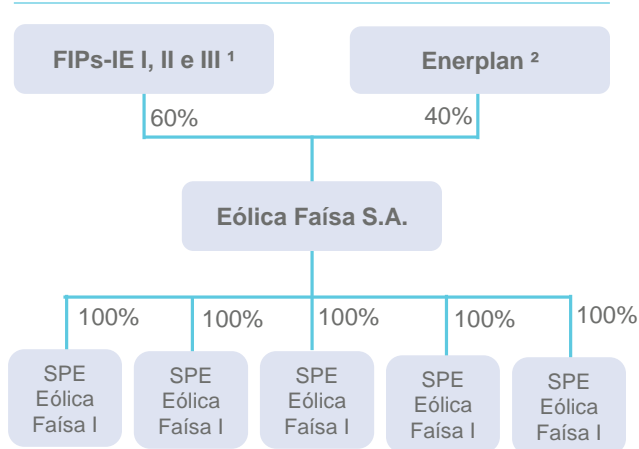
As Centrais Geradoras e o Ponto de Conexão



Principais Características

UF	CE
Capacidade Instalada (MW)	136,5 MW
Energia Contratada	43,0
Prazo PPA	2045
Preço PPA Atual	R\$263,8
Mês de reajuste	Julho
Indexador	IPCA

Estrutura Societária



¹ FIP-IE I: 15,73%, FIP-IE II: 22,57%, FIP-IE III: 21,70%.

² A aquisição de 40% do projeto Faísas foi realizada pela Enerplan, subsidiária integral da OleoPlan S.A.

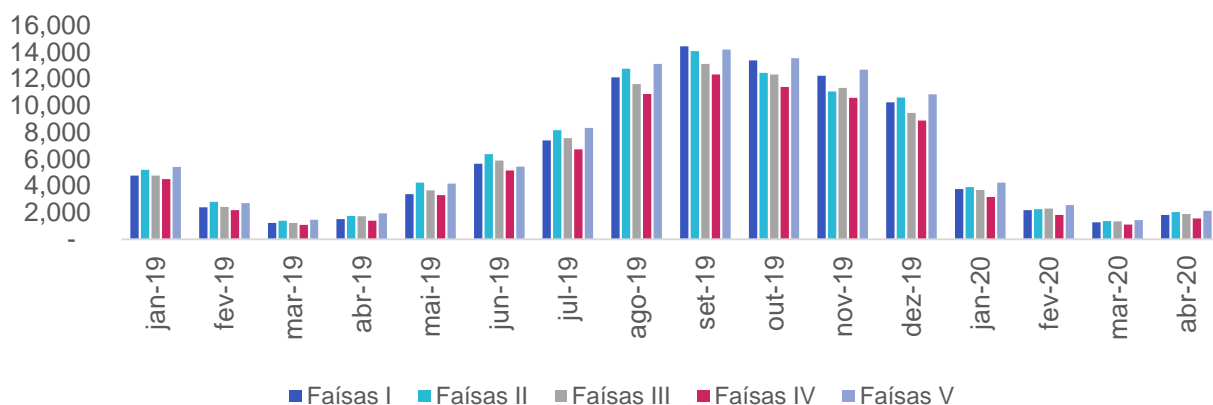
FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

Complexo Eólico Faíças – Geração de Energia

Devido à sazonalidade dos ventos na região, a maior parte da produção de energia concentra-se entre os meses de julho e dezembro.



Fonte: C.C.E.E.
Data base: 30/04/2020

Complexo Eólico Faíças – Performance 2019 e 2020

As controladas da Companhia firmaram Contratos de Energia de Reserva - CER, na modalidade de quantidade de energia elétrica com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Com base no contrato, as investidas da Companhia passaram a faturar valores fixos, mensais, correspondente à venda da totalidade da energia gerada à CCEE. Eventuais diferenças entre o valor recebido e o valor de energia elétrica efetivamente gerada são compensadas financeiramente a cada ano.

Em 30 de junho de 2019, as Companhias encerraram seu 6º ano de suprimento conforme gerações abaixo:

	Faixa I	Faixa II	Faixa III	Faixa IV	Faixa V
Contratado (MWh)	78.840	78.840	70.080	70.080	78.840
Gerado (MWh)	63.937	66.112	60.875	57.004	66.047
Diferença (MWh)	14.903	12.728	9.205	13.076	12.793

Fonte: Demonstrações Financeiras.

Com relação ao 7º ano de contrato, o total gerado entre julho de 2019 e abril de 2020, é o seguinte:

	Faixa I	Faixa II	Faixa III	Faixa IV	Faixa V
Contratado (MWh)	78.840	78.840	70.080	70.080	78.840
Gerado (MWh)	78.925	78.779	74.706	68.479	83.220
Diferença (MWh)	-85	61	-4.626	1.601	-4.380

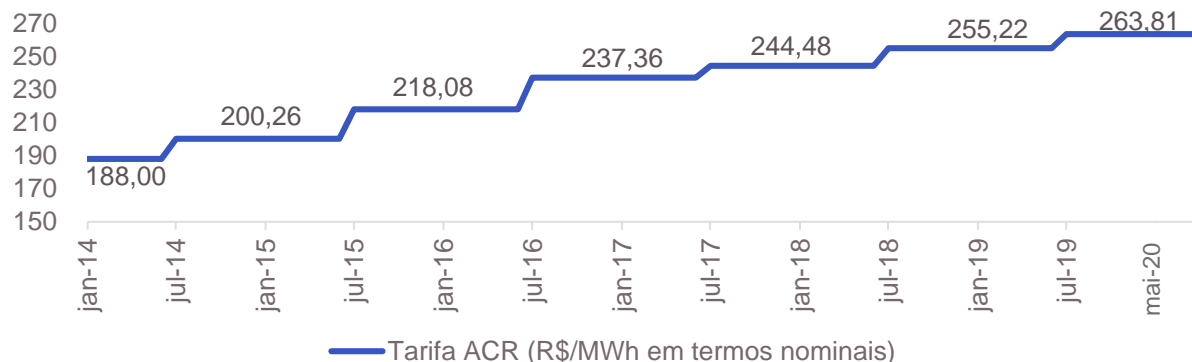
Fonte: C.C.E.E.

FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

Complexo Eólico Faísas – Venda de Energia (Correção Anual pelo IPCA)



Fonte: Excelência Energética.
Data base: 29/05/2020.

Complexo Eólico Faísas – ICP e ICSD

Os projetos devem demonstrar anualmente, por meio de demonstrativo financeiro auditado, o cumprimento de covenants dos financiamentos. Os dois índices principais, que são calculados pela auditoria contratada pelos projetos, são o ICSD (índice de cobertura do saldo da dívida, que deve ser sempre maior que 1,3x) e o ICP (índice de capitalização própria, que deve ser maior que 20%). Para o exercício de 2019, os valores de referência, calculados pela auditoria para estes dois índices foram:

	Faixa I	Faixa II	Faixa III	Faixa IV	Faixa V
ICP (>20%)	25,3%	24,4%	24,4%	24,7%	24,8%
ICSD (> 1,3)	4,87x	3,94x	4,60x	3,99x	5,01x

Fonte: Demonstrações Financeiras.
Data base: 31/12/2019

Complexo Eólico Faísas – Financiamento

Em 2013, o Projeto Eólico Faísas captou junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES recursos para financiamento da construção dos Parques Eólicos Faísas I, Faísas II, Faísas III, Faísas IV e Faísas V, a taxas que variam de 1,66% a.a. + TJLP a 1,88% a.a. + TJLP. Os recursos foram liberados a partir de agosto de 2013, possuindo carência de 6 meses para o início da amortização do valor principal. No segundo semestre de 2014 foi captado pelo Projeto recursos no BNB a taxa de 2,5% a.a.

O valor total dos financiamentos foi de R\$ 391 milhões ante uma necessidade de investimentos de aproximadamente R\$ 522 milhões, configurando uma alavancagem total de 74%.

A movimentação do saldo de empréstimos e financiamentos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018 é demonstrada a seguir:

FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

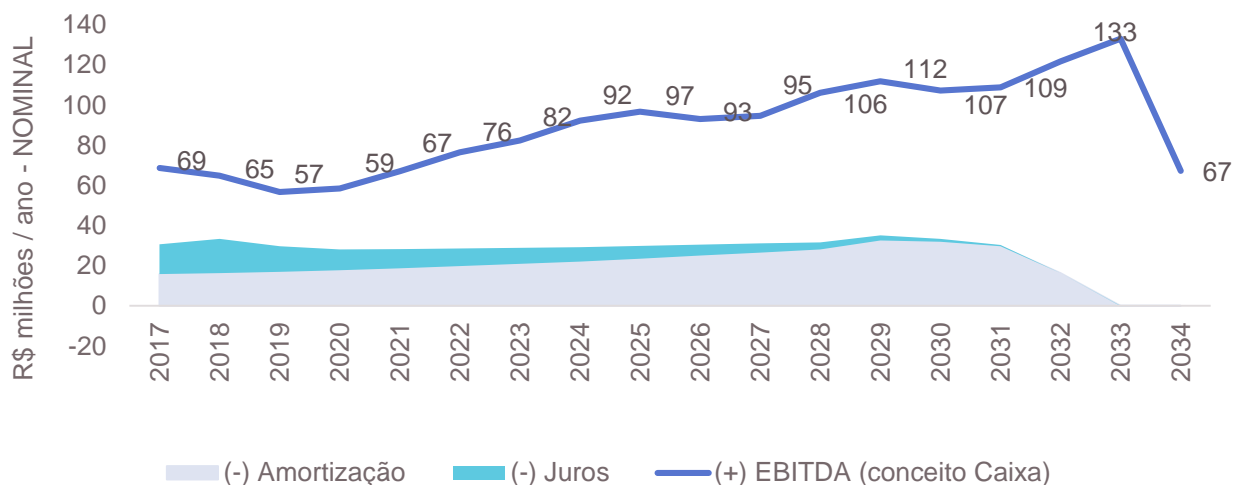
Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

Complexo Eólico Faísas – Financiamento (continuação)

	Saldo devido (R\$ mil)
Saldo em 31/12/2017	345.866
Atualizações	13.114
Pagamento de Principal	(17.106)
Pagamento de Juros	(12.687)
Saldo em 31/12/2018	329.187
Atualizações	11.537
Pagamento de Principal	(17.196)
Pagamento de Juros	(11.390)
Saldo em 31/12/2019	312.138

Fonte: Demonstrações Financeiras.
Data base: 31/12/2019

EBITDA vs. Serviços da Dívida



Fonte: Excelência Energética.
Data base: 29/05/2020

FIP BB Votorantim Energia Sustentável I, II e III

CNPJ: FIP-IE I: 13.301.469/0001-02, FIP-IE II: 13.301.359/0001-40 e FIP-IE III: 13.301.410/0001-14

Códigos: FIP-IE I: ESUU11, FIP-IE II: ESUD11, FIP-IE III: ESUT11

Complexo Eólico Faíças – Demonstrativo de Resultados 2019

(R\$ mil)	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	-	-	80.978	83.506
Custo Operacional	-	-	(43.089)	(39.353)
Lucro Bruto	-	-	37.890	44.153
DESPESAS OPERACIONAIS				
Despesas Administrativas	(704)	(540)	(6.649)	(6.696)
Outras Despesas Operacionais	-	-	(7)	82
Resultado de Equivalência Patrimonial	17.816	18.453	-	-
Total	17.113	17.913	(6.476)	(6.614)
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	17.113	17.913	31.414	37.539
RESULTADO FINANCEIRO				
Receitas Financeiras	897	13	6.914	6.310
Despesas Financeiras	(6)	(2)	(15.810)	(21.173)
Total	891	11	(8.896)	(14.863)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIB. SOCIAL	18.004	17.924	22.518	22.676
Imposto de Renda e Contribuição Social	(293)	(3)	(4.807)	(4.755)
Total	(293)	(3)	(4.807)	(4.755)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	17.711	17.921	17.711	17.921
Média ponderada das ações no exercício (em milhares)	15.031	15.031		
Lucro básico e diluído por ação no exercício (R\$)	1,18	1,19		

Fonte: Demonstrações Financeiras da Eólica Faíça S.A. elaborada por Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.
Data base: 31/12/2019

Complexo Eólico Faíças – EBITDA

EBITDA (R\$ mil)		
	2019	2018
Receita Operacional Líquida	80.978	83.506
Lucro ou Prejuízo no período	17.711	17.921
IR e CS	4.807	4.755
Receitas/Despesas Financeiras	8.896	14.863
Depreciação/Amortização	19.987	20.066
EBITDA	51.401	57.605
Margem EBITDA	63,48%	68,98%

Fonte: Demonstrações Financeiras da Eólica Faíça S.A. elaborada por Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.
Data base: 31/12/2019

PCH Rincão

A Pequena Central Hidrelétrica Rincão é do tipo “a fio d’água” e destaca-se por apresentar um baixo grau de impacto ambiental, tendo em vista a baixa magnitude da área alagada.

Com potência instalada de 10MW, o projeto localiza-se ao noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, no Rio Ijuizinho, Bacia do Rio Ijuí, que desemboca no Rio Uruguai.

A garantia física do projeto é de 4,6 MW médios, correspondendo a um fator de capacidade de 46,0%, o que deve resultar em uma energia anual gerada de 40.296 MWh.

A PCH Rincão vendeu 4,04 MWm no âmbito do 1º leilão de energia de reserva (“LER”) de 2016, a um valor de PPA de R\$ 228/MWh, com valor atual de R\$ 251,64/MWh.

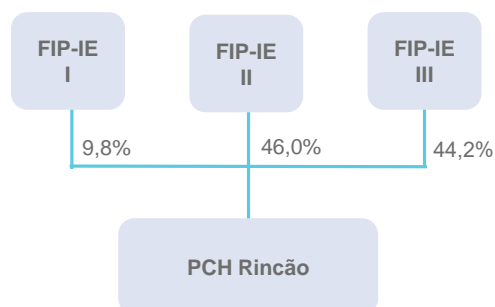
PCH Rincão – Localização



Principais Características

UF	RS
Capacidade Instalada (MW)	10 MW
Fator de Capacidade	46%
Energia Contratada (MWm)	4,04
Prazo PPA	2050
Preço PPA Atual	R\$ 251,64
Mês de reajuste	Janeiro
Indexador	IPCA

Estrutura Societária



PCH Rincão – Evolução das Obras

No ano de 2019 foram concluídas as obras civis da PCH Rincão, como pode ser observado nas imagens a seguir.

Vista Aérea



Barragem Vertente e Adufas de Desvio



Tomada d'Água – Limpa-Grades



Turbinas Hidráulicas – Distribuidor e Rotor



Subestação Elevadora



Subestação Entre-Ijuís – Ponto de Conexão



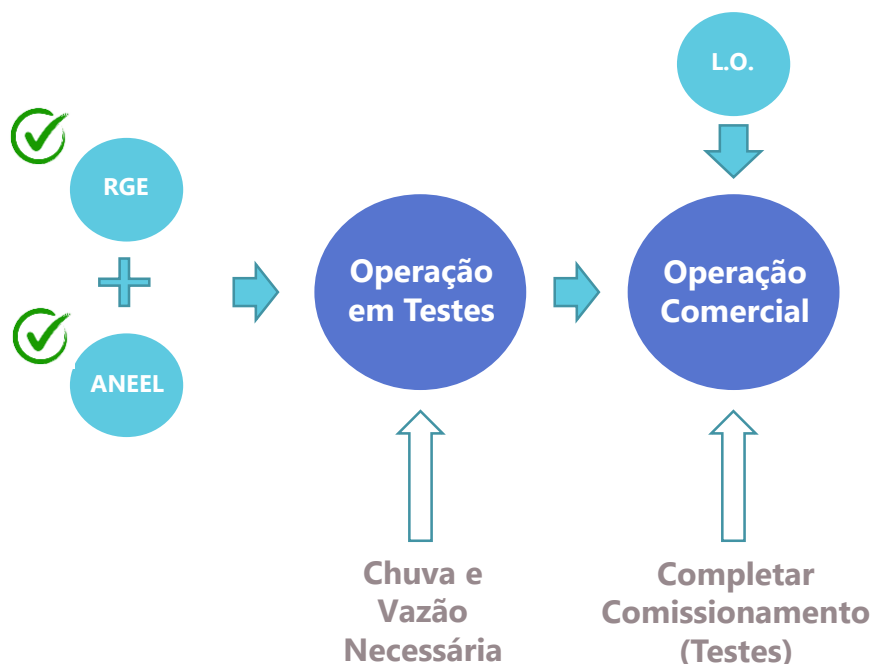
PCH Rincão – Operação

Em fevereiro de 2020, deu-se início aos testes da Unidade Geradora 1 e Unidade Geradora 2.

Os testes a seco e com água, sem carga, foram concluídos com êxito. No entanto, a diminuição da vazão do rio desde o início de fevereiro em função de seca intensa forçou a suspensão dos testes e postergou o início da operação comercial, que era previsto para 28 de fevereiro de 2020 para a Unidade Geradora 1 e 26 de março de 2020 para a Unidade Geradora 2.

PCH Rincão – O que está faltando?

Atualmente, do ponto de vista operacional, aguardamos somente a vazão necessária para iniciar a operação em testes. Do ponto de vista regulatório, aguardamos emissão de Licença de Operação por parte da ANEEL.



Esclarecemos que o atraso na operação comercial não acarreta penalidade. Entretanto, as parcelas da receita dos meses em atraso ficam retidas na CONER até o fim do primeiro ano contratual.

Ao final do primeiro ano (de 01/03/2020 a 28/02/2021), a PCH Rincão receberá todas as parcelas da receita retida no CONER, descontados eventuais ressarcimentos pela geração abaixo da faixa de tolerância de 90%, valorados a 115% do preço do CER.

Com relação ao recebimento da receita de geração no primeiro ano, informamos que a PCH Rincão terá direito à receita contratual a partir da data de operação comercial, proporcionalmente a cada unidade geradora. No período de operação em testes, também há o direito de recebimento de receita pelo valor do contrato, mas o montante gerado não será contabilizado no âmbito do CER.



Contato

Todos os documentos e comunicados do Fundo podem ser consultados nas seguintes páginas na rede mundial de computadores:

BV asset

www.bancobv.com.br

B3

www.b3.com.br

CVM

cvmweb.cvm.gov.br

informações importantes ao investidor

Este material tem como objetivo único fornecer informações e não constitui, nem deve ser interpretado, como oferta ou solicitação de compra, venda ou distribuição de valores mobiliários. Assim, as informações contidas neste material não são configuradas como Oferta Pública de Valores Mobiliários. Algumas das informações contidas neste material podem ser estimadas e/ou vinculadas às informações existentes no momento de realização da Oferta Pública do referido Fundo, sendo fundamental, portanto, a análise e acompanhamento, pelos Cotistas, dos Relatórios e Comunicados divulgados pelo Administrador do Fundo, nos termos exigidos pela legislação vigente. Os investidores devem obter orientação financeira, tributária e contábil independente, com base em suas características pessoais, antes de tomar qualquer decisão de investimento. O conteúdo desta comunicação não pode ser reproduzido ou distribuído a terceiros sem prévio e expresso consentimento do administrador e gestor do fundo.

Leia a lâmina de informações essenciais, se houver, e o regulamento antes de investir. Estes documentos podem ser encontrados no site www.bancobv.com.br/web/site/pt/vam/destaque. Leia previamente as condições de cada produto antes de investir. Os investimentos apresentados podem não ser adequados aos seus objetivos, situação financeira ou necessidades individuais. A rentabilidade obtida no passado não representa garantia de resultados futuros. A rentabilidade divulgada não é líquida de impostos. Para avaliação da performance de fundo(s) de investimento(s), é recomendável uma análise de, no mínimo, 12 (doze) meses. Fundos de investimento não contam com garantia do administrador, do gestor, de qualquer mecanismo de seguro ou do Fundo Garantidor de Crédito (FGC). O preenchimento do formulário API – Análise de Perfil do Investidor ou Suitability é essencial para garantir a adequação do perfil do cliente ao produto de investimento escolhido. Para mais informações sobre os fundos apresentados acesse www.bancobv.com.br/web/site/pt/vam/destaque depois clique em Fundos de Investimento. Material de Divulgação.

Em caso de dúvidas, sugestões e reclamações, entre em contato com o seu Gerente de Relacionamento ou com o Serviço de Atendimento ao Cliente pelo telefone: 0800 728 0083 ou pelo e-mail sac@bv.com.br. Deficientes Auditivos e de Fala: 0800 701 8661. Se desejar entrar em contato com a Ouvidoria, ligue para 0800 707 0083 (Deficientes Auditivos e de Fala: 0800 701 8661).

