VINCI COMPASS

Vinci Energia FIP-IE

Relatório de Desempenho Mensal

DEZEMBRO 2025

Sumário

Informações Gerais **3**
Visão Geral do Fundo 3
Destaques **3**
Comentários do Gestor **4**
Estratégia e Destaques 5
Desempenho Financeiro do Portfólio 7
Sobre o Fundo **8**
Organograma Atualizado 8
Performance 8
Rentabilidade 8
Cronograma de Distribuição de Resultados 9
Negociação do Fundo na B3 ..... **9**
Ativos de Transmissão **10**
Ativos de Geração Hídrica **11**
Ativos de Geração Eólica **12**
Constrained Off/ Curtailment 13
Principais Premissas Adotadas no Laudo – Avaliação Cota Patrimonial 15
Contato RI **19**

Informações Gerais

Visão Geral do Fundo

Gestor
Vinci Infraestrutura Gestora de Recursos Ltda.

Administrador e Escriturador
BTG Pactual Serviços Financeiros S.A. DTVM

Código de Negociação – B3
VIGT11

Valor Patrimonial da Cota (31-12-25)
R$ 70,38

Valor de Mercado da Cota[1] (30-12-25)
R$ 45,00

Quantidade de Cotas
8.674.669

Número de Cotistas (30-12-25)
5.413

Taxa de Administração[2]
1,5% a.a.

Taxa de Performance
Não há

Tributação
Alíquota zero sobre ganho de capital e rendimentos para Pessoas Físicas

Destaques

70,38

COTA PATRIMONIAL (R$/COTA)

O valor da cota de mercado do Fundo encerrou o mês de dezembro avaliado a R$ 45,00. Esse valor representa um desconto de 36,1% do valor da cota patrimonial do Fundo de R$ 70,38.

15,4

TIR REAL IMPLÍCITA (% IPCA+)

TIR implícita na cota de fechamento do mês de dezembro (R$ 45,00) é de IPCA + 15,4%, correspondendo a uma taxa de IPCA + 20,2% com Gross Up de imposto de renda, de modo a deixar a taxa comparável com outros investimentos não isentos.

19,6

GERAÇÃO EÓLICA (MWm)

A geração eólica no mês foi de 19,6MWm o que representou uma geração 26,8% abaixo da meta contratual prevista para o mês. O curtailment[3] representou uma frustração de 10,2 MWm, caso não houvesse essa limitação, a geração realizada seria 11,4% acima da meta. Os cortes potencialmente reembolsáveis, conforme a Lei nº 15.269/2025[4], corresponderam a 40% do total cortado no mês de novembro. Considerando a aplicação da nova Lei, a frustração da meta contratual reduziria para 11,5%.

(1) Valor da cota ex-rendimentos

(2) Inclui remuneração do Gestor, Administrador e Escriturador

(3) Curtailment ocorre quando o Operador Nacional do Sistema (ONS) determina que uma usina eólica ou fotovoltaica pare de gerar energia por conta de algum tipo de restrição, como falhas de equipamentos, segurança do sistema ou excesso de oferta. Há disponibilidade, mas não há geração.

(4) Lei nº 15.269/2025 que dispõe sobre a classificação, valoração e mitigação de riscos relacionados à confiabilidade e restrição elétrica.

Comentários do Gestor

Cenário Macroeconômico

O cenário macroeconômico americano segue marcado por sinais ambíguos. Os dados de atividade continuam confusos: enquanto indicadores de produção industrial e alguns segmentos ligados à manufatura permanecem relativamente fortes, os dados do mercado de trabalho apontam para um enfraquecimento gradual, mas consistente. A criação de empregos perdeu força e a taxa de desemprego voltou a subir, movimento que passou a preocupar o Federal Reserve. Diante desse quadro, o Fed optou por seguir reduzindo a taxa de juros do Fed Funds, priorizando o risco de deterioração do mercado de trabalho em detrimento do risco inflacionário.

A inflação permanece acima da meta oficial do Fed, mas encontra-se relativamente estável e com perspectivas de queda ao longo de 2026. Esse processo deve ocorrer por dois canais principais. Em primeiro lugar, a inflação de bens em 12 meses tende a desacelerar a partir do primeiro trimestre de 2026, à medida que a base de comparação se torna mais elevada após o choque de preços provocado pelas tarifas implementadas em 2025. Em segundo lugar, a inflação de serviços segue em trajetória de desaceleração. Tanto o componente de aluguel quanto os demais serviços mostram perda de pressão, refletindo os efeitos defasados do aperto monetário e a normalização gradual do mercado de trabalho. A inflação de salários também continua recuando e deve manter essa tendência em 2026, reforçando o quadro de desinflação no setor de serviços.

Nesse contexto, quando confrontado entre a elevação do desemprego e a inflação ainda acima da meta, o Fed tende a se preocupar menos com a inflação e a continuar o ciclo de cortes de juros. Embora a atual composição do Comitê procure sinalizar algum conservadorismo — com reduções de juros acompanhadas de comunicações mais hawkish — esse equilíbrio pode mudar de forma relevante com a nomeação do novo chairman do Fed por Donald Trump. Todos os sinais emitidos até agora sugerem a escolha de um nome mais dovish do que o atual presidente, o que reforçaria ainda mais o viés expansionista da política monetária. Somada à política fiscal claramente expansionista, essa postura cria um ambiente de liquidez abundante, sustentando novas altas nos mercados de ativos. Além disso, a perspectiva de novas quedas de juros nos Estados Unidos sugere que o dólar deve manter a tendência de enfraquecimento frente a outras moedas ao longo de 2026.

No Brasil, o foco central do cenário macroeconômico é o início do ciclo de queda da taxa Selic pelo Banco Central. As condições para esse movimento parecem cada vez mais bem estabelecidas. Em primeiro lugar, observa-se uma desaceleração significativa do crescimento econômico. O PIB do terceiro trimestre de 2025 cresceu apenas 0,1%, e os indicadores antecedentes apontam para crescimento próximo de zero no quarto trimestre, refletindo o impacto acumulado de uma política monetária extremamente restritiva e de um impulso fiscal mais contido em relação aos anos anteriores.

Em paralelo, a inflação corrente tem surpreendido positivamente. A inflação anual segue em trajetória de queda e deve atingir cerca de 3,5% em meados de 2026. Mais importante ainda para a condução da política monetária, o modelo do Banco Central que projeta a inflação para 18 meses à frente já aponta para uma taxa próxima de 3,2% no horizonte relevante, muito próxima do centro da meta. Diante desse

quadro — atividade fraca, inflação em queda e juros reais amplamente acima do nível neutro — acreditamos que o Banco Central poderá iniciar o ciclo de cortes da Selic já em janeiro de 2026, ainda que com um passo inicial modesto de 25 pontos-base.

Ao longo de 2026, a expectativa é de que o Banco Central acelere o ritmo de flexibilização, promovendo cortes de 50 pontos-base em cada uma das demais sete reuniões do ano. Caso o dólar americano de fato permaneça fraco no cenário global, é plausível esperar que o real se mantenha relativamente forte, o que ajudaria no processo de desinflação ao longo de 2026. Ainda assim, a performance dos mercados brasileiros dependerá de forma crucial da percepção sobre a sustentabilidade fiscal não apenas em 2026, mas também nos anos subsequentes.

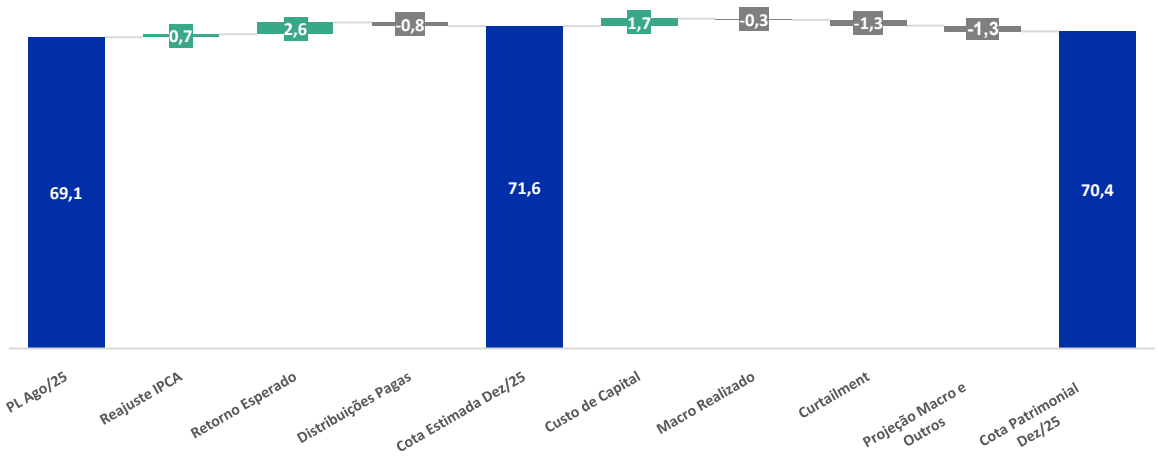
Essa percepção estará fortemente condicionada ao debate eleitoral que se intensificará ao longo de 2026. No momento, o cenário parece colocar frente a frente dois candidatos com elevados níveis de rejeição, segundo as pesquisas disponíveis. No entanto, acreditamos que novos nomes podem surgir após o Carnaval, mais próximos da data crítica de desincompatibilização em abril. No campo da centro-direita, há candidatos com rejeição mais baixa e maior potencial de desempenho em um eventual segundo turno. Existe, portanto, a possibilidade de que esse campo político se aglutine em torno de um nome mais competitivo ao final do primeiro trimestre, o que poderá influenciar de forma decisiva as expectativas fiscais, o comportamento dos ativos e o ambiente macroeconômico brasileiro como um todo.

Estratégia e Destaques

O Vinci Energia FIP-IE é um Fundo de investimento em participações em ativos de infraestrutura. Sua estratégia tem como base a construção de um portfólio composto por participações societárias em ativos de Geração e Transmissão de energia, operacionais, e que apresentem retorno esperado de 350bps acima da NTN-B longa, no momento de aquisição, e que tenham receitas indexadas pela inflação. A estratégia do Fundo visa proporcionar a distribuição de rendimentos recorrentes para os cotistas.

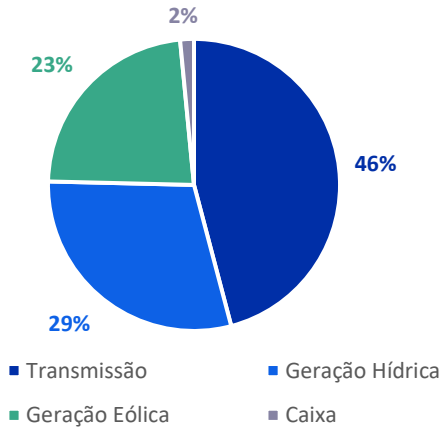
A cota de mercado do Fundo encerrou o mês de dezembro negociada no valor de R$ 45,00 na B3 o que representa um desconto de 36,1% em relação ao valor da cota patrimonial do Fundo de R$ 70,38. A TIR Real implícita da cota de mercado, com base na avaliação patrimonial realizada em dezembro/25 é de 15,4% ou 20,2% com gross-up (de forma a comparar o retorno equivalente ao de instrumentos financeiros que têm tributação de imposto sobre a renda).

No mês de dezembro também ocorreu a reavaliação patrimonial do fundo realizada por avaliador externo. A cota patrimonial foi avaliada em R$ 70,38. Os principais fatores que impactaram a nova marcação estão destacados no gráfico abaixo:



Premissário marcação patrimonial

Composição do Porfólio de Ativos do Fundo[1]



Ativos de Transmissão representam parcela relevante do portfólio, contribuindo para maior previsibilidade e estabilidade do Fundo

Ativos de Geração Hídrica sem exposição ao problema do curtailment, além de possuírem seguro contra risco hidrológico permitindo uma receita estável e previsível. Possibilidade de renovação do Proinfa com incremento relevante da receita a partir de 2028.

Geração Eólica permanece sofrendo com os cortes impostos pelo ONS, mas setor caminha para soluções de ressarcimento e/ou rateio de cortes beneficiando os ativos eólicos do Fundo

Resultado e Indicadores Operacionais

Durante o mês de dezembro, as transmissoras operaram com 100% de disponibilidade. No segmento de geração, os parques eólicos de Mangue Seco registraram média de 19,6 MWm, representando queda de 7,9% em relação ao mesmo período do ano anterior. Em relação à meta contratual, o desempenho acumulado de 2025 apresenta uma frustração de 34,8%.

Já as PCHs de ESPRA apresentaram geração aproximada de 16,75 MWm, o que representa um aumento de 275,1% frente ao mesmo mês de 2024. No acumulado do ano, o aumento foi de 24,0 % em relação a 2024. Importante destacar que a companhia integra o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e possui contratado seguro para 100% do GSF que atingiu 72,6% em dezembro. Dessa forma, a geração de caixa com a energia vendida no contrato não sofre alteração em função da geração efetiva ou do GSF.

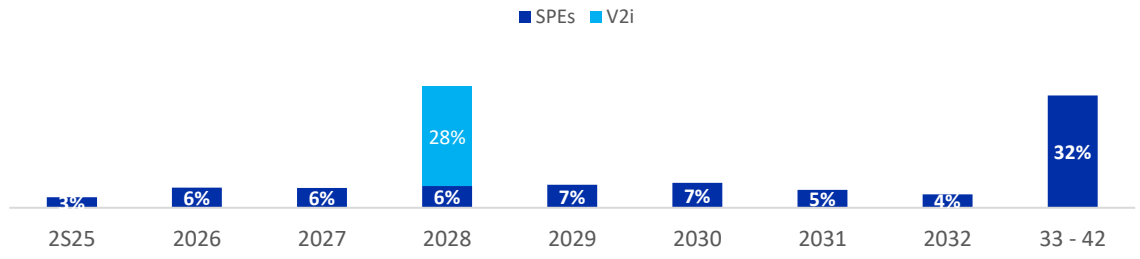
(1) Considera a concentração com base no valor justo dos ativos

Desempenho Financeiro do Portfólio

O portfólio do fundo apresentou, em novembro, um EBITDA de R$ 15,2 milhões, com margem de 77%. No mês de novembro, foram realizados pagamentos de R$ 18,0 milhões referente a juros, remuneração de APRs e amortizações. Em 31 de dezembro, a dívida líquida consolidada da Companhia totalizava R$ 659,5 milhões, com um índice Dívida Líquida/EBITDA de 3,8x.

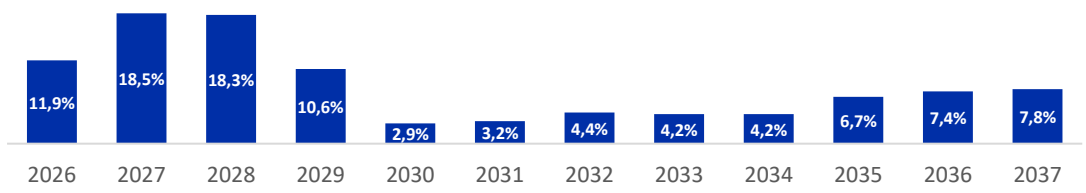
Empréstimos e Financiamentos (dez/25)	Dívida Bruta (R$ milhões)	Vencimento	Indexador	Spread
LEST	**233,2**			
Financiamento BNB	195,6	out/38	IPCA	2,36%
Debênture 12.431	37,7	mar/34	IPCA	5,36%
Arcoverde	**167,7**			
Financiamento BNB	114,2	dez/38	IPCA	1,46%
Debênture 12.431	53,5	jul/42	IPCA	5,02%
TPAE	**31,7**			
Dívida Bancária	31,7	out/30	IPCA	5,50%
Mangue Seco 1, 3 e 4	**104,5**			
Financiamento BNB	104,5	jul/31	Pré	7,13%
ESPRA	**6,0**			
Financiamento BNB	6,0	jun/26	Pré	8,08%
V2i	**236,8**			
Debênture 2a emissão	236,8	jan/28	CDI	2,85%
Total	**780,0**		-	-

Fluxo de Amortização e Resgates (%)



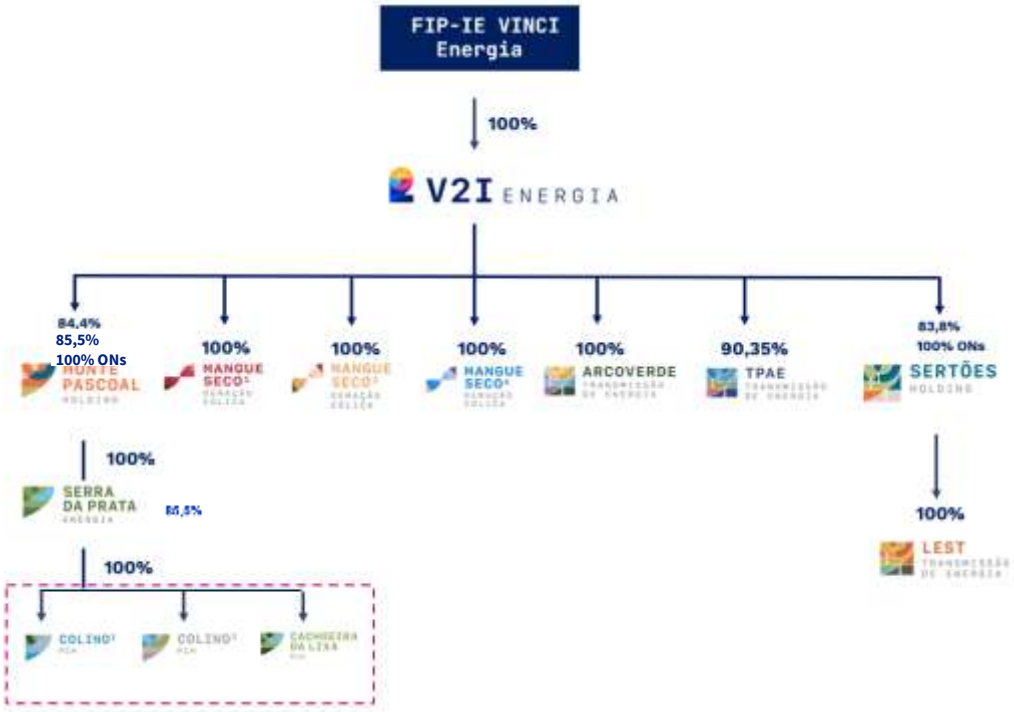
As ações preferenciais apresentam um saldo global de R$ 244,6 milhões em dezembro de 2025, e possuem o cronograma de recompra conforme gráfico abaixo:

Cronograma Recompra APRs (%)



Sobre o Fundo

Organograma Atualizado

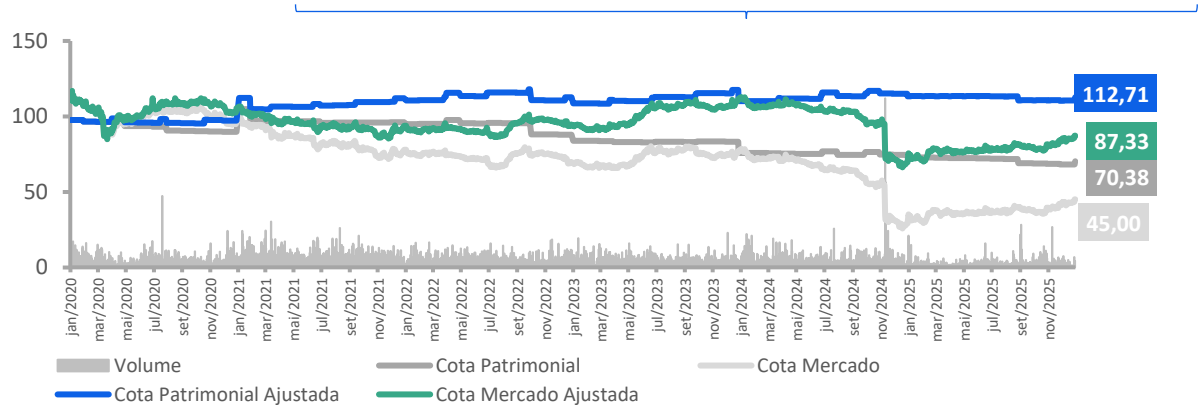


Performance

Distribuições	Rentabilidade desde o Início	Rentabilidade no Ano	Rentabilidade no mês
Desde Início: R$ 42,47 **No Ano:** R$ 1,86	-12,5%	+66,5%	+7,2%

Valores com base na cota ajustada pelos dividendos distribuídos.

Rentabilidade



Cronograma de Distribuição de Resultados

As distribuições do fundo são mensais sendo as datas de anúncio no último dia útil de cada mês e as datas de pagamento no 5º dia útil do mês seguinte.

A gestão realizará a divulgação da distribuição mensal remanescente do ano de 2026, assim como atualizará as expectativas de distribuições anuais de longo prazo (“guidance de longo prazo”) no relatório de janeiro/2026.

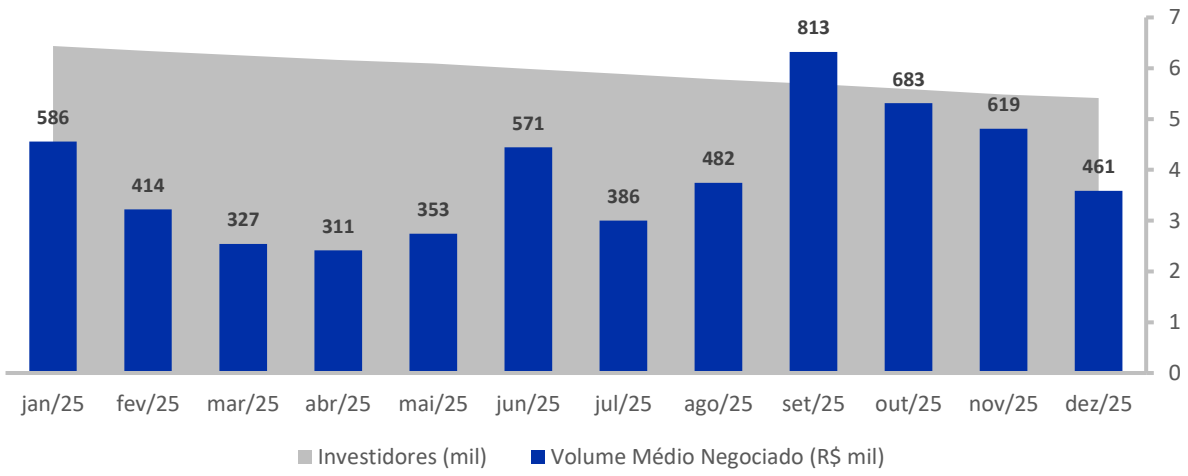
DATA DE ANÚNCIO	DATA DE PAGAMENTO	Projeção de Pagamentos
30/12/2025	08/01/2026	0,24
30/01/2026	06/02/2026	0,24
27/02/2026	06/02/2026	0,24
31/02/2026	06/03/2026	0,25
31/03/2026	08/04/2026	0,25

Negociação do Fundo na B3

Informação da B3	Dezembro/25
Valor de Mercado (R$ mil)	390.360
Número de Cotistas	5.413
Presença diária em Pregões	100%
Volume Diário Médio Negociado (R$ mil)	461,44
Giro (% de cotas negociadas no mês)	2,48%

O Fundo encerrou o mês de dezembro com 5.413 cotistas. O valor de mercado do Fundo é de R$ 366,1 milhões, o que representa um desconto para o valor patrimonial do Fundo de 36,1%. O volume médio diário de negociação foi de aproximadamente R$ 461,4 mil, o que representou um giro equivalente a 2,48% das cotas do Fundo.

O Fundo encerrou o mês de dezembro com 5.484



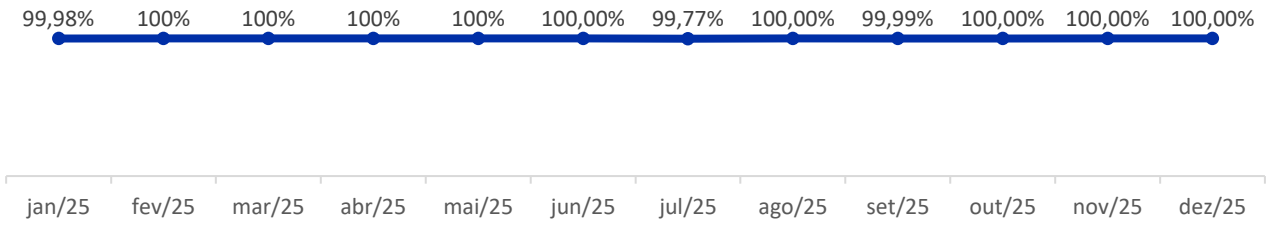
Ativos de Transmissão



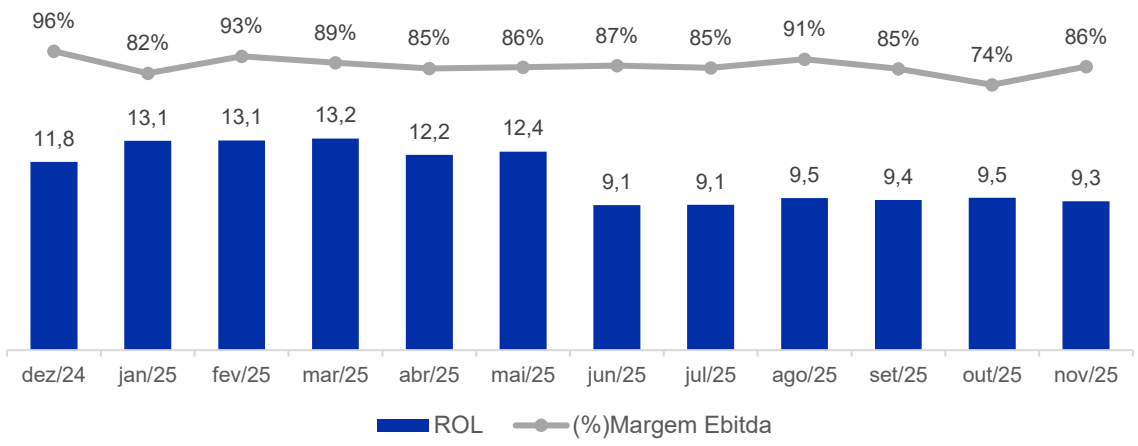



Transmissão	LEST	Arcoverde	TPAE
Extensão	198 km	139 km	12 km
RAP anual ciclo 25-26 (R$ milhões)	67	37	12
Fim da Concessão	2047	2047	2039
Dívida Líquida[1] (R$ milhões)	221	157	28
Participação no EBITDA do Portfólio	29,3%	15,1%	4,7%

Disponibilidade das Transmissoras (%)



Dados Financeiros (R$ mm)



Fonte: Vinci Partners
(1) Dívida Líquida data-base 31-12-2025

Ativos de Geração Hídrica

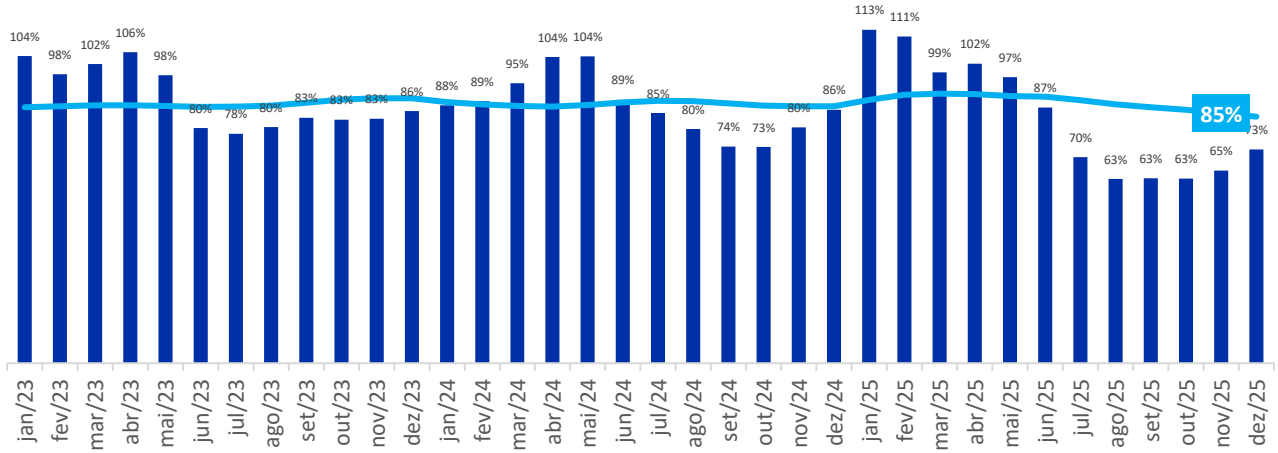




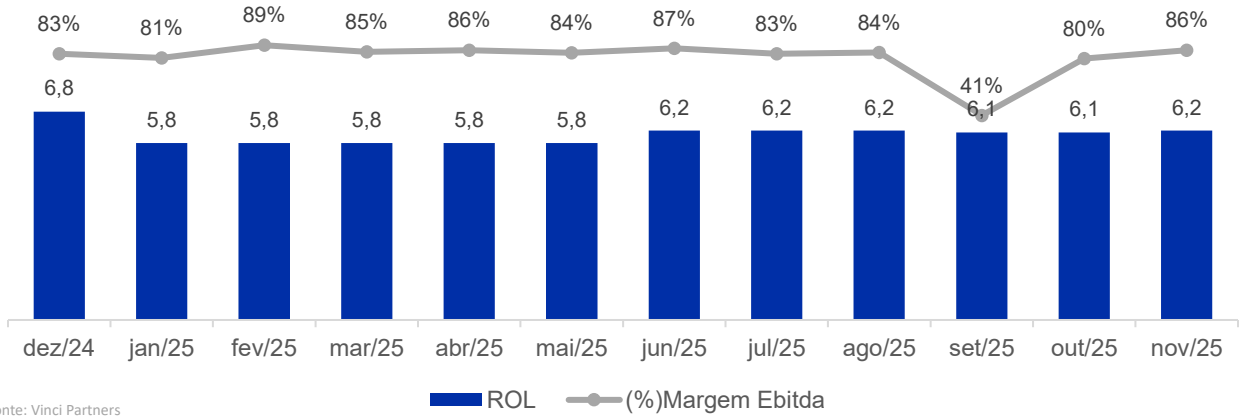


Geração Hídrica		ESPRA	
	Cachoeira da Lixa	Colino 1	Colino 2
Leilão	PROINFA	PROINFA	PROINFA
Capacidade Instalada	14,8 MW	11 MW	16 MW
PPA ciclo 25-26 (R$ / MWh)	472	472	472
Fim PPA	abr/28	ago/28	jun/28
Final da Operação[1]	2063	2063	2063
Dívida Líquida[2] (R$ mm)		-1	
Participação no EBITDA do Portfólio		30,4%	

Dados Operacionais - Geração MRE (GSF)



Dados Financeiros (R$ mm)



Fonte: Vinci Partners
(1) Considerando a renovação da outorga
(2) Dívida Líquida data-base 31-12-2025

Ativos de Geração Eólica

Geração Eólica	Mangue Seco 1	Mangue Seco 3	Mangue Seco 4
Leilão	LER 003/2009	LER 003/2009	LER 003/2009
Capacidade Instalada	26 MW	26 MW	26 MW
PPA[2] ciclo 25-26	R$ 363 / MWh	R$ 363 / MWh	R$ 363 / MWh
Fim PPA	jun/32	jun/32	jun/32
Fim Autorização	2045	2045	2045
Dívida Líquida[1] (R$ mm)	16	-7	14
Participação no EBITDA do Portfólio		16,2%	

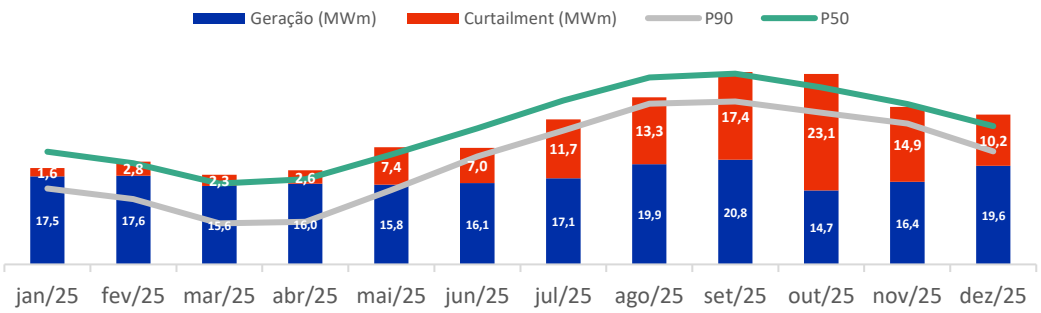




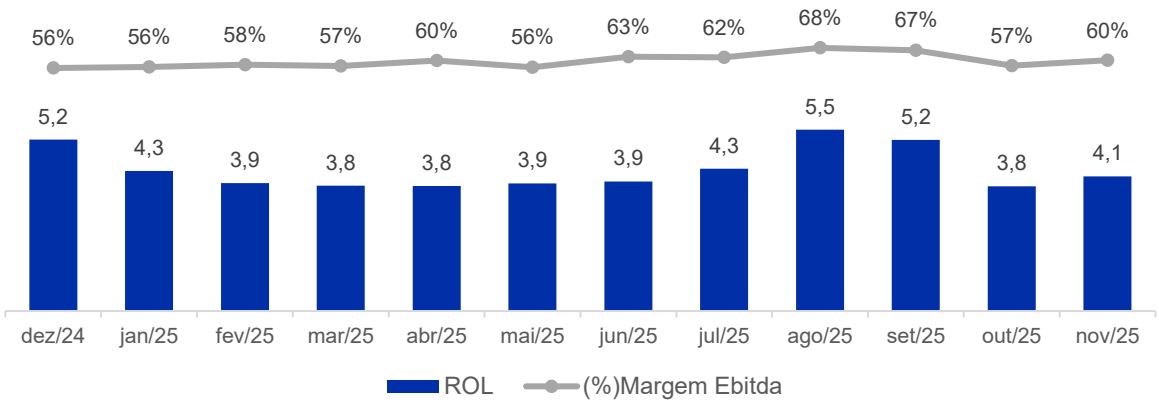


LTM

Dados Operacionais – Geração Eólica







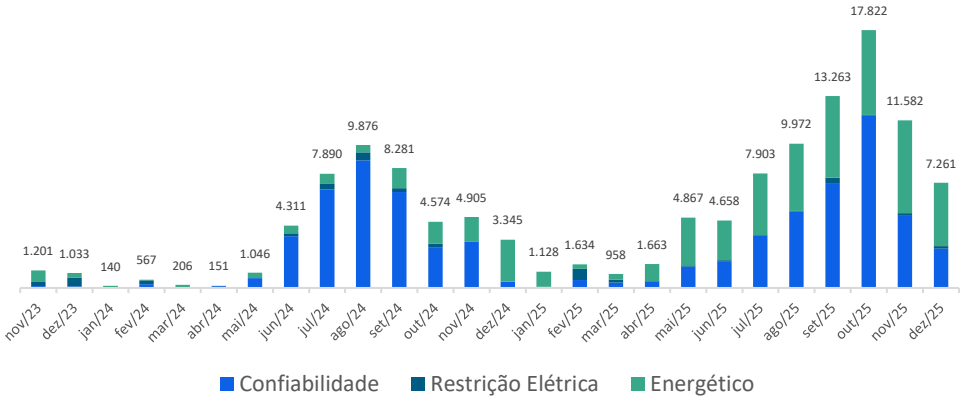


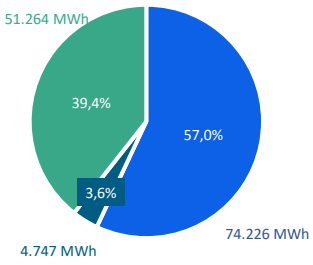
Constrained Off/ Curtailment

O setor elétrico continua discutindo soluções para o problema do curtailment e em novembro de 2025, a MP nº 1304/2025 foi convertida na Lei nº 15.269/2025 que prevê uma solução parcial de ressarcimento pelas frustrações de geração (curtailment) mediante compensação dos cortes por indisponibilidade externa e por razão elétrica e confiabilidade, retroativos a 01/09/2023.

A Lei nº 15.269/2025 ainda depende de regulamentação, mas já existe a previsão de que seja assinado um Termo de Compromisso. Esse Termo deve levar as empresas eólicas a renunciarem a ações judiciais que questionam os cortes, hoje paradas no STJ. Caso essas ações sejam retiradas, as geradoras eólicas de Mangue Seco, terão direito a receber um ressarcimento de cerca de 61% das perdas acumuladas até dezembro de 2025.

Classificação do Curtailment[1] (MWh)





O Ministério de Minas e Energia instaurou a Consulta Pública nº 210/2025 para regulamentação do referido Termo de Compromisso e as contribuições serão recebidas até dia 16/01/2026.

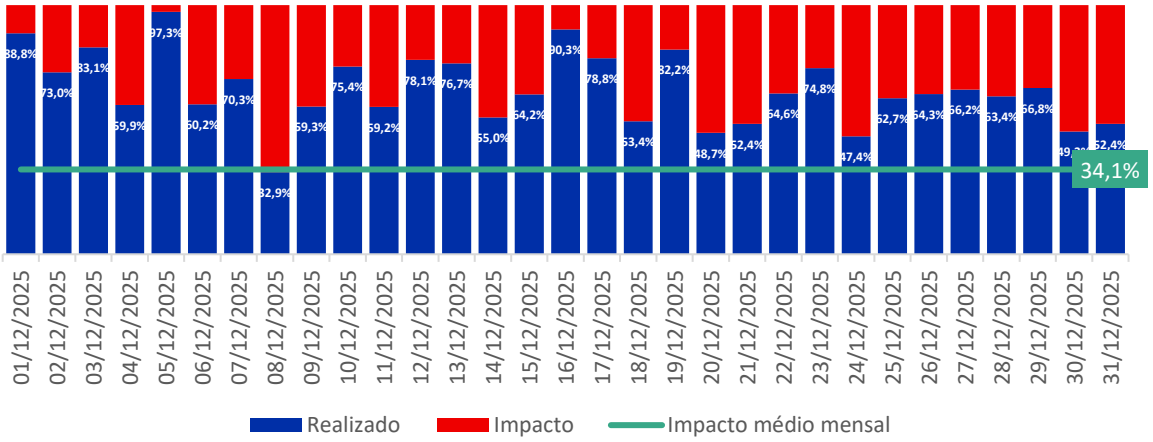
Paralelamente, em 30/12/2025, através do comunicado 971, a CCEE suspendeu todas as cobranças dos ressarcimentos de usinas eólicas até que seja publicada a regulamentação da Lei nº 15.269/2025.

Além da promulgação da Lei nº 15.269/2025, foi concluída a 3ª etapa da Consulta Pública 45/2019 da Aneel onde foi proposto a criação novos critérios para o curtailment.

As principais alterações, que ainda precisam ser aprovadas pela diretoria da agência, se baseiam na criação de uma ordem de prioridade para os cortes organizada em blocos e na implementação de um mecanismo de rateio na etapa de pós-operação.

A expectativa é que fontes que apresentam flexibilidade e custos mais elevados para o consumidor ou com capacidade de armazenamento sejam cortadas antes das fontes renováveis.

(1) Dados retirados da ONS



O *curtailment* representou cerca de 34,1% da geração potencial no mês de dezembro. A geração efetiva no mês de dezembro foi 19,6 MWm, enquanto os cortes de geração alcançaram 10,2 MWm no período. Em dezembro, os cortes foram distribuídos da seguinte forma: 37,3% por motivos de confiabilidade, 2,7% por restrições elétricas e 60,0% por razões energéticas.

Principais Premissas Adotadas no Laudo – Avaliação Cota Patrimonial

Projeções Macroeconômicas:

Foram utilizadas as projeções macroeconômicas de longo prazo publicadas pelo Itaú BBA para a valoração realizada.

	2026	2027	2028	2029+
IPCA	4,3%	4,0%	3,5%	3,5%
IGPM	3,4%	4,0%	3,5%	3,5%
CDI	13,4%	11,7%	10,4%	10,4%

Premissas de Receita

Receita Anual Permitida conforme os respectivos contratos de concessão ANEEL:

	LEST	TPAE	Arcoverde
Indexador da RAP	IPCA	IPCA	IPCA
Mês de Reajuste	7	7	7
RAP (R$ mil/ ano) - (data base: jun/25)	67.416	12.076	36.609

Revisão Tarifária, conforme o respectivo contrato de concessão ANEEL, as premissas utilizadas para o cálculo da revisão tarifária de 2028, juntamente às premissas macroeconômicas apresentadas neste documento, são apresentadas na tabela abaixo:

	2ª Revisão	3ª Revisão
LEST	3,99% (2028)	0,48% (2033)
TPAE	n.a.	n.a.
Arcoverde	3,73% (2028)	0,45% (2033)

Capacidade e Energia Vendida apresentam as seguintes premissas de geração eólica:

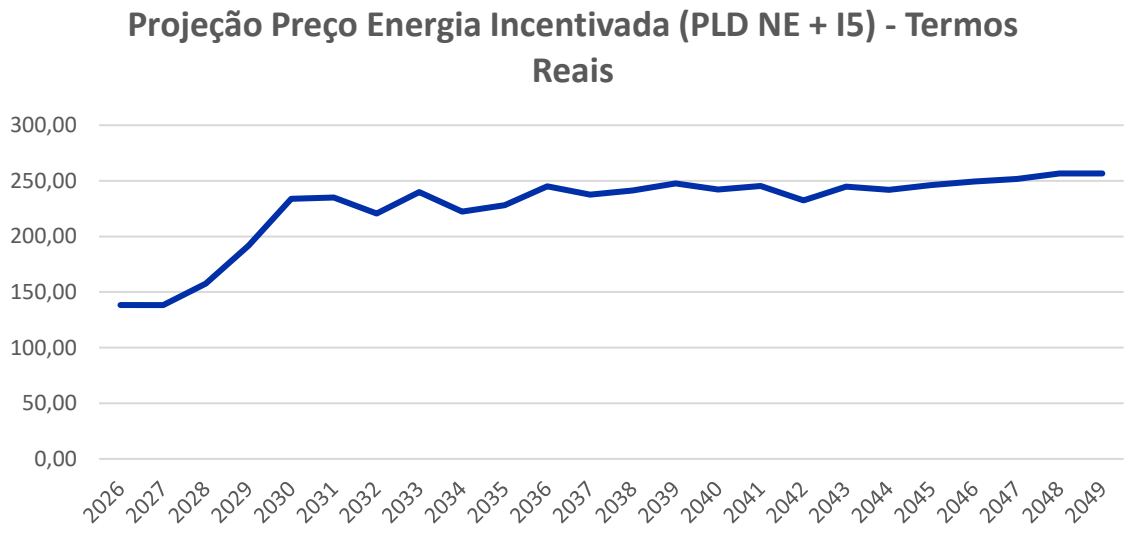
Eólicas	Mangue Seco
Capacidade Instalada (MW)	78
Geração Esperada P50 (MW med.)	27,2
Energia Contratada (MW med.)	26,5

PCHs	ESPRA
Capacidade Instalada (MW)	41,8
Garantia Física MRE (MW med.)	18,8
Geração Projetada (MW med.)	13,5
Energia Contratada - PROINFA (MW med.)	Até jun/2028[1]: 18,8

1 - Importante destacar que, apesar de homologada a lei que prevê a extensão do Proinfa, a renovação do contrato para a ESPRA não foi considerada nesta última avaliação, uma vez que a companhia aguarda a formalização do aditivo contratual.

Preço da Energia e sua Projeção:

Após o término dos contratos de energia das geradoras (eólica em 2032 e hídricas em 2028), projetou-se que a energia será comercializada no mercado livre utilizando o PLD NE como referência, seguindo as mesmas projeções de consultoria especializada, com os preços sendo ajustados pelo IPCA. Essas tarifas refletem a transição para o mercado livre e a volatilidade esperada dos preços no longo prazo.



Margem EBITDA (transmissão, eólica e hídrica)

Para as transmissoras, na média ao longo do período projetado, adotou-se uma margem EBITDA de aproximadamente 82,6%, 80,3% e 84,9%, respectivamente, para as transmissoras LEST, TPAE e Arcoverde.

No caso das usinas eólicas Mangue Seco 1, Mangue Seco 3 e Mangue Seco 4 chegou-se aos valores médios de margem EBITDA de aproximadamente 70,1%, 65,2% e 67,3%, concomitantemente.

Para as PCHs o valor de margem EBITDA média de aproximadamente 77,1% até o ano de 2042, quando termina a vigência da autorização inicial, e de aproximadamente 52,5% para o restante da projeção.

Premissas de Investimento

Para as transmissoras, foram considerados valores de CAPEX de manutenção que, estão contemplados nas projeções de custos de O&M da Administração até 2028. Dessa forma, a partir do ano de 2028, foi considerado reinvestimentos equivalentes a 1,0% da RAP para a manutenção do ativo.

Para as eólicas:

CAPEX/ano (R$ mil) - Data base out/25	Mangue Seco 1	Mangue Seco 3	Mangue Seco 4
2032	15.511	15.511	15.511
2033	15.511	15.511	15.511
2034	15.318	15.318	15.318

Para as PCHs:

CAPEX/ano (R$ mil) - Data base out/25	ESPRA
2026	2.520
2027	2.132
2028	280

Encargos e Tributos

Na data-base do trabalho todos os ativos estavam operando sob regime de lucro presumido. Ao longo da projeção somente o ativo LEST extrapola o limite do lucro presumido, passando a operar sob regime de lucro real e com benefício Sudene que prevê uma redução de 75% da alíquota de IRPJ por 10 anos. Sendo assim, consideramos uma taxa de imposto marginal média condizente com a realidade do ativo ao longo de sua operação.

Lucro Presumido	
PIS/COFINS	3,65% da receita Bruta
IR - Base de Presunção	8% do lucro
CS - Base de Presunção	12% do lucro
IR - Alíquota da base de presunção	25% do lucro
CS - Alíquota da base de presunção	9% do lucro

Curtailment Energético[1] projetado para as eólicas Mangue Seco:

Ano	Curtailment Projetado
2026	15%
2027	15%
2028	10%
2029	10%
2030	10%
2031	0%

PROINFA

Importante destacar que, apesar de homologada a lei que prevê a extensão do Proinfa, a renovação do contrato para a ESPRA não foi considerada nesta última avaliação, uma vez que a companhia aguarda a formalização do aditivo contratual.

(1) Conforme Lei 15.269/2025, as projeções de curtailmemt, para fins de marcação da eólicas de Mangue Seco, consideraram o ressarcimento dos curtailments de: confiabilidade e elétrico. Dessa forma apenas os curtailment de classificação energética estão sendo projetados.

Contato RI

www.vincifundoslistados.com

ri@vincifundoslistados.com

+55 (21) 2159-6222

PARA SE CADASTRAR NO MAILING, CLIQUE **AQUI**.

Este material foi elaborado pela Vinci Real Estate Gestora de Recursos Ltda. ("Vinci RE"), tendo caráter meramente informativo e não foi objeto de auditoria específica. Este material foi preparado com base em informações pertencentes à Vinci RE e outras informações disponíveis ao público. As informações contidas neste documento são materialmente precisas até a data a que o documento se refere. A Vinci RE usa informações de fontes conhecidas por sua confiabilidade e boa-fé, mas isto não representa nem endossa a precisão ou confiabilidade de nenhuma dessas informações e a Vinci não se responsabiliza pelo teor dessas informações. A Vinci RE não garante as estimativas ou projeções quanto a eventos que possam ocorrer no futuro (incluindo projeções de receita, despesa, lucro líquido e desempenho de ações) contidas neste material. Os resultados reais podem variar das projeções e tais variações podem ser significativas. Nada aqui contido é, ou deve ser entendido como, uma promessa ou representação do passado ou do futuro. A rentabilidade obtida no passado não representa garantia de rentabilidade futura. A Vinci RE se exonera, expressamente, de toda e qualquer responsabilidade relacionada ou resultante da utilização deste material. Este material foi preparado exclusivamente para fins informativos e não deve ser interpretado como uma solicitação ou oferta de compra ou venda de quaisquer valores mobiliários ou instrumentos financeiros relacionados. A Vinci RE não interpreta o conteúdo deste material como consultoria jurídica, contábil, fiscal ou de investimento ou como recomendação. Este material não pretende ser exaustivo ou conter todas as informações que a Vinci RE possa exigir ou ser exigida. Nenhum investimento, desinvestimento ou outras ações ou decisões financeiras devem se basear apenas nas informações contidas neste material.