



RELATÓRIO GERENCIAL

Maio 2026

DY ANUALIZADO

15,1%

base cota mercado

DISTRIBUIÇÃO/COTA

R\$ 0,10

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

R\$ 883,6 MM

25 UFVs – 103,5 MWp

ÍNDICE

Resumo Executivo	03
Tese de Investimentos	04
Coluna da Energia	05
Carta de Gestor	06
Performance do Portfólio	07
Resumo da Carteira	08
Performance e Resultado	11
Suno Asset	12

Relatório Gerencial SNEL11 — Maio/2026



RESUMO EXECUTIVO

SUNO (A S S E T)

Gestora

Suno Gestora de Recursos LTDA

Administrador

QI Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.

Início do Fundo

Dezembro/2022

Taxa de Performance

20% exceder (IPCA + 7%)

Taxa de Gestão

1,08% a.a.

Taxa de Administração

0,12% a.a.

HIGHLIGHTS DO MÊS

Em maio de 2026, o Fundo incorporou três novos ativos ao portfólio: UFV Várzea (6,1 MWp – Neoenergia PE), UFV Canoa Quebrada (6,1 MWp – Energisa MT) e UFV Poconé (3,45 MWp – Energisa MT), totalizando 15,6 MWp adicionais de capacidade instalada. Com essas incorporações, o portfólio operacional do SNEL11 passa a contar com 25 projetos e 103,5 MWp de capacidade instalada já integralizados.

A ANEEL homologou em 26 de maio o reajuste tarifário da Cemig-D, com vigência a partir de 28 de maio de 2026. A TUSD avançou 9,6% e a TE recuou 2,2%, resultando em alta líquida de 5,2% na tarifa completa — acima do IPCA de 4,39% no período. O resultado é relevante para o SNEL11, cuja maior praça em capacidade instalada é a área de concessão da Cemig-D, representando incremento real na geração de caixa do portfólio.

Dividend Yield (anualizado)

15,07%

Nº de Projetos

40

(Incluindo projetos em aquisição)

Capacidade Instalada

149,4 MWp

(Incluindo projetos em aquisição)

Lucro Acumulado por cota

R\$ 0,001

Patrimônio Líquido

R\$ 883,6 MM

P/VP

1,06

Valor de Mercado

R\$ 940,6 MM

Retorno Total (Mês)

1,30%

Distribuição por cota

R\$ 0,10

Cota de Mercado/Patrimonial

R\$ 8,50/R\$ 7,99

Caixa e Equivalentes

R\$ 37,7 MM

(4,15% dos Ativos)

Número de cotistas

99.294

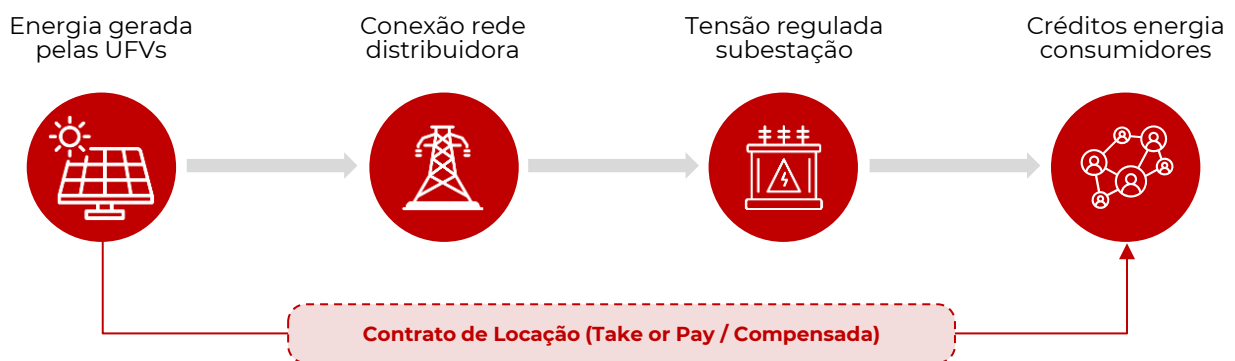
TESE DE INVESTIMENTOS

SUNO (ASSET)

O SNEL11 é um FII focado em **empreendimentos imobiliários atrelados à geração de energia limpa**, com contratos de locação de longo prazo, proporcionando **previsibilidade e estabilidade** na geração de receitas.

Sua atuação vai desde a **análise técnica e avaliação inicial dos projetos**, passando pela diligência jurídica conduzida por escritórios terceiros especializados, até o **monitoramento e a operação contínua** dos ativos.

ESTRUTURA DO PROJETO



PROCESSO DE INVESTIMENTO



VANTAGENS DA TESE



Retorno Real de Dois Dígitos

Locação de projetos para consórcios ou consumidores finais com projeção de um retorno real de dois dígitos



Isenção de IR (FII)

Estrutura de FII com possibilidade de isenção de IR na receita



Especialistas no Setor

Consultores e especialistas no setor de energia diretamente envolvidos na tese.



Transição Energética

Contribuição para a transição energética do país, reduzindo emissões de GEE e aumentando a segurança energética

Quem paga a conta do curtailment?

No último domingo, 7 de junho, o Operador Nacional do Sistema Elétrico acionou, pela primeira vez na história, um plano de emergência para reduzir o excesso de energia na rede brasileira. A combinação de feriado prolongado, baixa demanda industrial e forte geração solar criou um descompasso perigoso entre oferta e consumo, e o ONS precisou cortar as grandes usinas sob seu controle e, na sequência, acionar as distribuidoras para que reduzissem também a geração em suas áreas de concessão. Entre dez da manhã e duas da tarde, cerca de mil megawatts foram retirados do sistema para evitar um desequilíbrio que poderia comprometer a segurança do fornecimento no país.

O episódio é exatamente o tipo de situação que o setor vinha tentando evitar desde o Dia dos Pais de 2025, quando a geração solar chegou a atender quase 40% da demanda nacional e o sistema operou com margem mínima de segurança. Para impedir que cenários assim se repetissem, a Aneel aprovou em novembro o Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição, voltado às usinas Tipo III, que ficam fora do controle direto do ONS. Os números mostram a dimensão do problema: entre janeiro e abril deste ano, o volume médio de geração cortada chegou a 2.843 megawatts médios, 17,2% da geração potencial das usinas afetadas, concentrado sobretudo no Nordeste. Em 2025, o Brasil desperdiçou mais de 20% de toda a energia solar e eólica disponível, e a projeção do próprio operador é de que o corte na geração solar centralizada chegue a 23,5% este ano e siga subindo até quase 28% em 2029.

Esse desperdício tem dono: são os geradores eólicos e solares que investiram bilhões projetando receitas com a energia que poderiam vender e se veem impedidos de entregá-la. As perdas já somam algo em torno de seis bilhões de reais só no ano passado, o que levou associações como a Absolar e a Abrage a multiplicar ações judiciais cobrando ressarcimento. Foi para conter essa judicialização que o Congresso enfrentou o tema na reforma do setor elétrico que resultou na Lei 15.269, sancionada em novembro a partir da conversão da Medida Provisória 1.304.

A lei reconhece que geradores eólicos e solares têm direito a compensação pelos cortes sofridos entre setembro de 2023 e a entrada em vigor da norma, mas esse direito não é amplo: vale apenas para cortes por indisponibilidade externa e por exigências de confiabilidade elétrica, não para os motivados por sobreoferta de energia, que é justamente a causa que mais cresce. O Congresso havia aprovado um ressarcimento mais amplo, incluindo a sobreoferta, mas o governo vetou o trecho, alegando risco de elevar a conta de luz em até seis bilhões de reais e de incentivar a expansão desordenada de novas usinas. Para acessar a compensação que sobrou, os geradores precisam assinar termo de compromisso abrindo mão de ações judiciais, condição que advogados do setor avaliam que deve gerar baixa adesão, já que boa parte das perdas decorre justamente da sobreoferta deixada de fora da regra.

É aqui que a pergunta central se impõe: se o governo vetou o ressarcimento mais amplo para não pesar na tarifa, quem paga o que sobrou? A história recente do setor elétrico brasileiro sugere uma resposta. Diante de desequilíbrios que os instrumentos existentes não absorvem, o setor costuma criar soluções de financiamento coletivo que acabam recaindo sobre o consumidor, via tarifa ou via encargos somados à Conta de Desenvolvimento Energético, que saltou de catorze bilhões de reais em 2013 para mais de trinta e cinco bilhões em 2023. Foi assim com a Conta-ACR e com a Conta-Covid, ambas pagas ao longo do tempo pelas faturas de energia. A preocupação de especialistas é que o ressarcimento do curtailment caminhe para o mesmo desfecho, sem que exista ainda um trade-off claro sobre quem deve arcar com o ônus.

Parte da conta, aliás, já está sendo paga silenciosamente. Como a geração distribuída residencial não está sob controle do ONS e segue livre dos cortes, quem absorve boa parte do impacto da sobreoferta são as usinas centralizadas, o que já ajudou a derrubar em 40% os investimentos em novos projetos fotovoltaicos centralizados em 2025. Essa assimetria também levou a Aneel a colocar em consulta pública, em abril, a possibilidade de estender o curtailment à geração distribuída residencial, numa discussão que atinge diretamente milhões de famílias com painéis no telhado e que pode redefinir o payback desses sistemas.

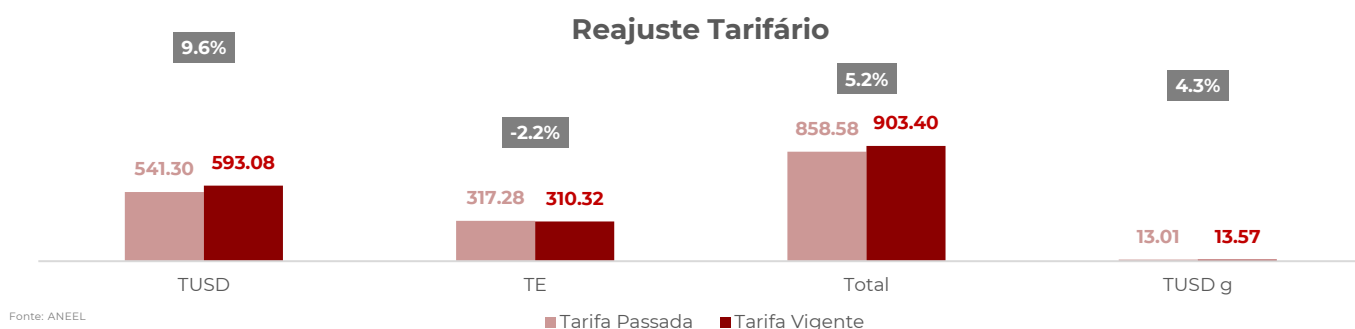
Por ora, o que existe de concreto é uma lei que reconhece parcialmente o problema, uma Aneel que ainda precisa regulamentar pelo menos vinte aspectos da nova legislação, e um setor inteiro sem clareza para provisionar contratos enquanto as regras não saem do papel. O episódio do último domingo mostra que o excesso de energia limpa deixou de ser um aspecto técnico e se tornou uma questão estrutural, que vai continuar gerando disputa enquanto não houver acordo claro sobre como dividir essa conta entre geradores, distribuidoras e consumidores

DESEMPENHO DE MERCADO

Referente ao resultado de maio/26, o Fundo distribuiu o montante de R\$ 0,10 por cota, o que corresponde a um Dividend Yield anualizado de 15,07% considerando o preço de fechamento da cota no mês de referência. Fizeram jus a esse rendimento os cotistas posicionados no Fundo até o dia 15 de junho, data-base (data com) para fins de distribuição. Em relação à liquidez, o fundo negociou R\$ 102.503.351,31 no mês, com média diária de R\$ 4.659.243,24.

COMENTÁRIOS DO GESTOR

Em 26 de maio de 2026, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário Anual da Cemig-D, com vigência a partir de 28 de maio de 2026. A TUSD foi reajustada de R\$ 541,30 para R\$ 593,08/MWh (+9,6%), enquanto a TE recuou de R\$ 317,28 para R\$ 310,21/MWh (-2,2%), resultando em alta líquida de 5,2% na tarifa completa — acima da inflação acumulada nos últimos 12 meses (IPCA: 4,39%). Minas Gerais é a maior praça do Fundo, com 10 projetos e 32 MWp de capacidade instalada (31% do portfólio, considerando os ativos que passaram por “fechamento”).



AQUISIÇÕES EM ANDAMENTO

Em sequência às aquisições anunciadas no [fato relevante](#) publicado em 29/01/26, 3 novos projetos superaram as devidas condições precedentes e concluíram a fase de closing, completando a integração ao portfólio, sendo eles:

Canoa Quebrada

Projeto de 4,5 MW / 6,1 MWp, estruturado em três unidades consumidoras (2,5 MW, 1 MW e 1 MW), localizado em Lucas do Rio Verde/MT na área de concessão da EMT. A geração anual projetada é de 10.918 MWh. O ativo está em operação, porém ainda sem locatário. O projeto conta com RMG de 6 meses a partir do closing, garantindo geração de caixa durante o período de ramp-up comercial. O NOI Yield normalizado projetado é de 15,9%.



Várzea

Projeto de 4,5 MW / 6,1 MWp, estruturado em três unidades consumidoras (2,5 MW, 1 MW e 1 MW), localizado em Recife/PE na área de concessão da Neoenergia. A geração anual projetada é de 11.439 MWh. O ativo está em operação, porém ainda sem locatário. O projeto conta com RMG de 6 meses a partir do closing, garantindo geração de caixa durante o período de ramp-up comercial. O NOI Yield normalizado projetado é de 16,3%.



Poconé

Projeto de 2,5 MW / 3,45 MWp, concentrado em uma única unidade consumidora, localizado em Poconé/MT na área de concessão da EMT. A geração anual projetada é de 5.950 MWh. Diferentemente dos demais ativos, o projeto já se encontra locado até 2036 para a Plin, sob a modalidade take-or-pay. O projeto conta com RMG de 6 meses a partir do closing. O NOI Yield normalizado projetado é de 15,6%.



PERFORMANCE DO PORTFÓLIO

SUNO (ASSET)

9.035

Geração Total (MWh)

Portfólio consolidado



111,7

MWh / MWp

Indicador de Eficiência



-12,5%

Variação de geração (%)

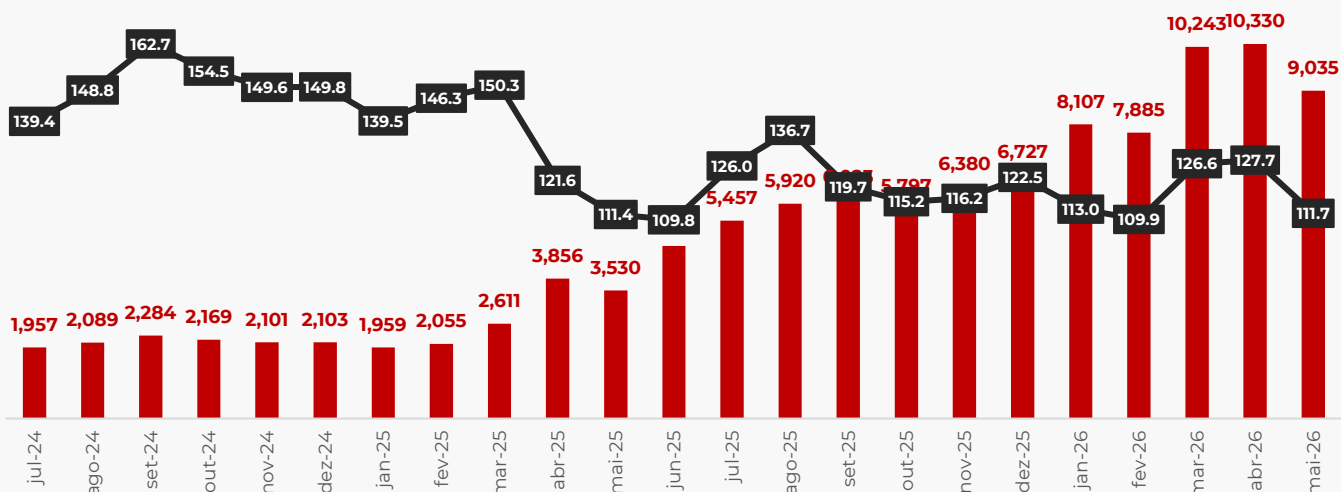
Vs mês anterior



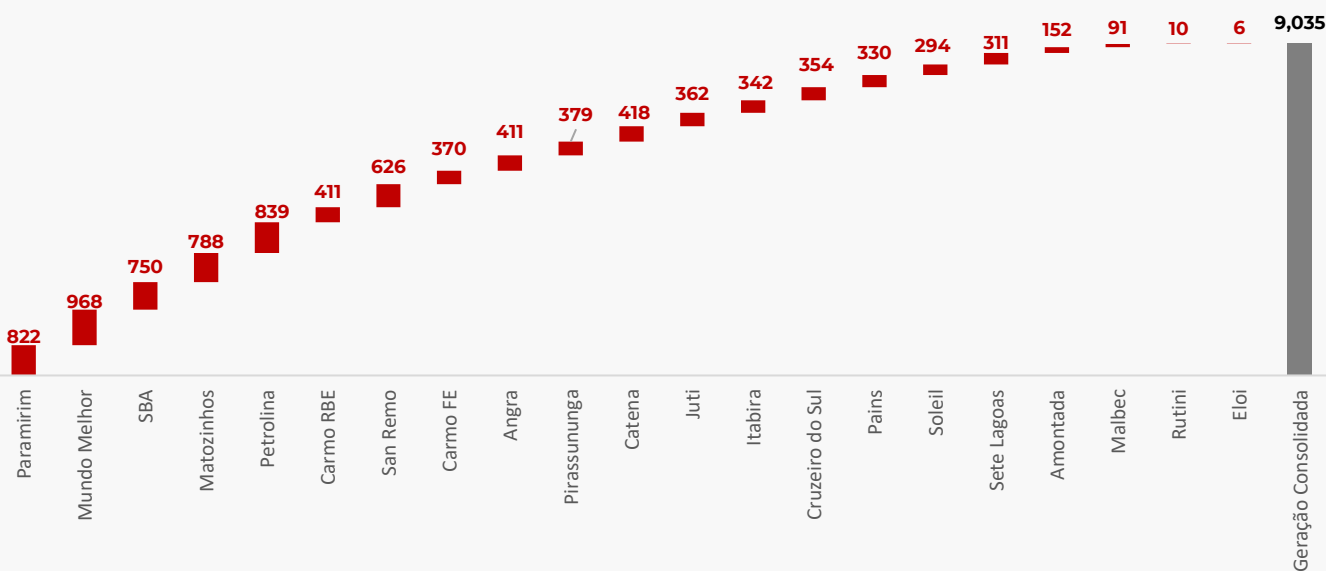
Cap. Instalada **103,5 MWp** | Nº de Projetos: **25** | Operacionais: **93,2%**

Geração Total Portfólio

■ Geração Consolidada — MWh/MWp



Geração por Ativo (MWh)



RESUMO DA CARTEIRA

SUNO (ASSET)

25

Projetos no Portfólio

+ 12 ativos em aquisição

103,5 MWp

Cap. Instalada

+ 45,8 MWp de ativos em aquisição

Mai/2037

Venc. Médio Pond.

dos contratos de locação

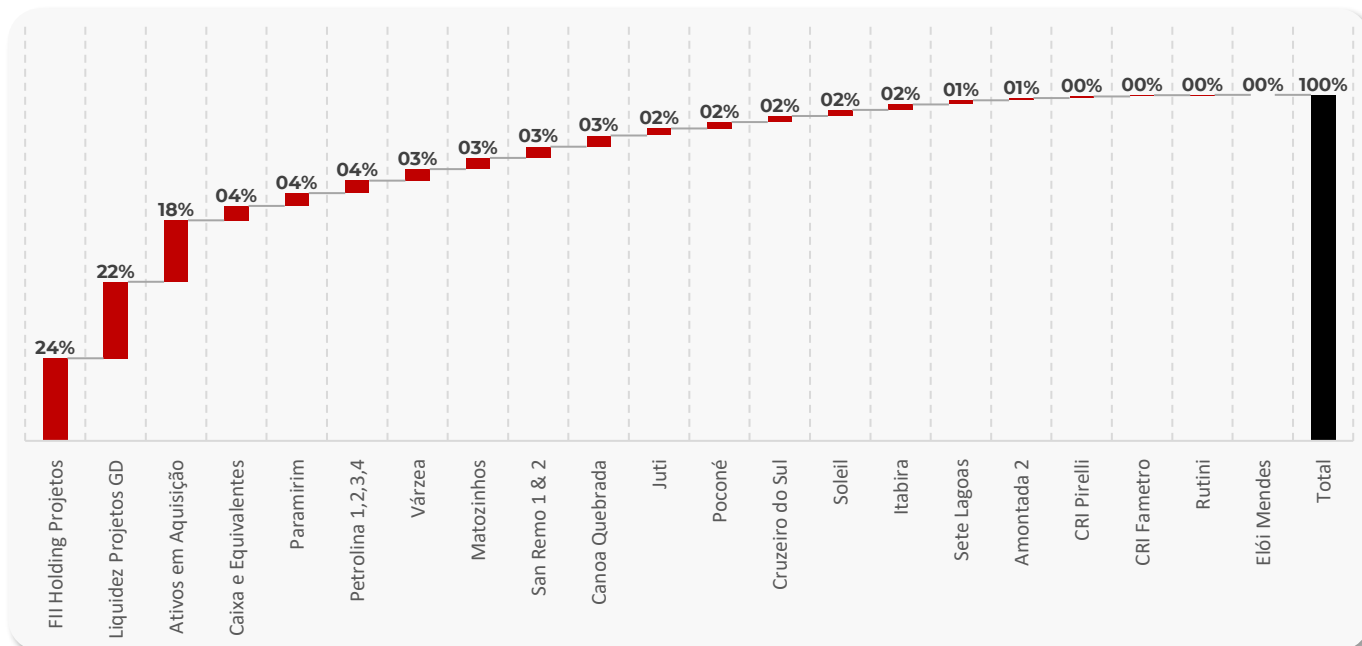
CARTEIRA DE ATIVOS

Identificação	Tipo de Ativo	Participação SNEL	Vol SNEL (R\$ MM)
FII Holding Projetos**	FII GD	100%	R\$ 217,62
Ativos em Aquisição	UFV	100%	R\$ 162,01
Liquidez Projetos GD*	FII Liquidez	100%	R\$ 200,35
Caixa e Equivalentes	Liquidez	-	R\$ 37,78
Paramirim	UFV	100%	R\$ 33,54
Petrolina 1,2,3,4	UFV	100%	R\$ 32,84
Várzea	UFV	100%	R\$ 30,23
Matozinhos	UFV	100%	R\$ 29,51
San Remo 1 & 2	UFV	100%	R\$ 29,44
Canoa Quebrada	UFV	100%	R\$ 28,93
Juti	UFV	100%	R\$ 18,65
Poconé	UFV	100%	R\$ 17,10
Cruzeiro do Sul	UFV	100%	R\$ 16,02
Soleil	UFV	100%	R\$ 15,77
Itabira	UFV	100%	R\$ 14,11
Sete Lagoas	UFV	100%	R\$ 11,62
Amontada 2	UFV	90%	R\$ 5,59
CRI Pirelli	CRI	-	R\$ 3,93
CRI Fametro	CRI	-	R\$ 3,58
Rutini	UFV	100%	R\$ 0,47
Elói Mendes	UFV	100%	R\$ 0,30
Total			R\$ 909,38

* Fii Tático visando rentabilizar o caixa enquanto os recursos não são utilizados para as aquisições em andamento.

** Fii Estrutural onde foram incorporados os ativos adquiridos na 2ª e 3ª emissão do SNEL, com exceção dos ativos de Micro GD.

EXPOSIÇÃO POR ATIVO



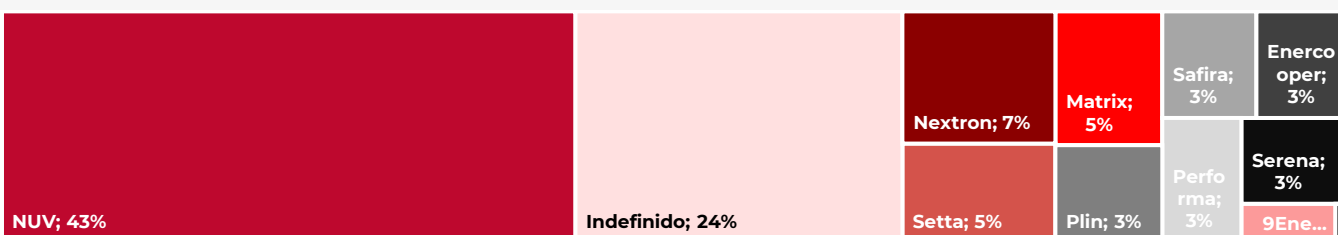
RESUMO DA CARTEIRA

SUNO (ASSET)

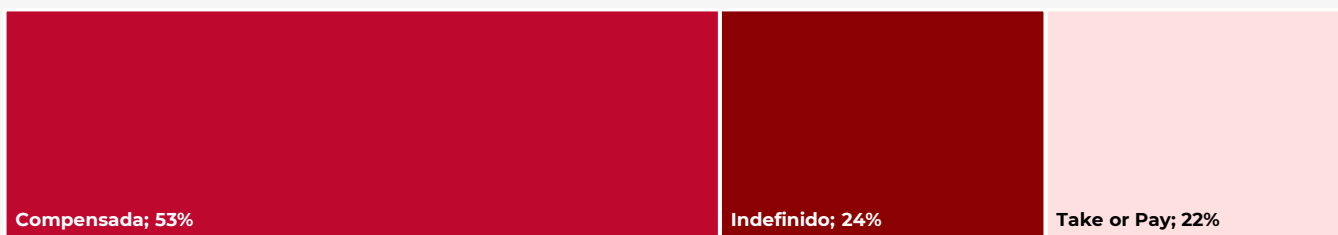
Exposição por Vencimento (% MWp)



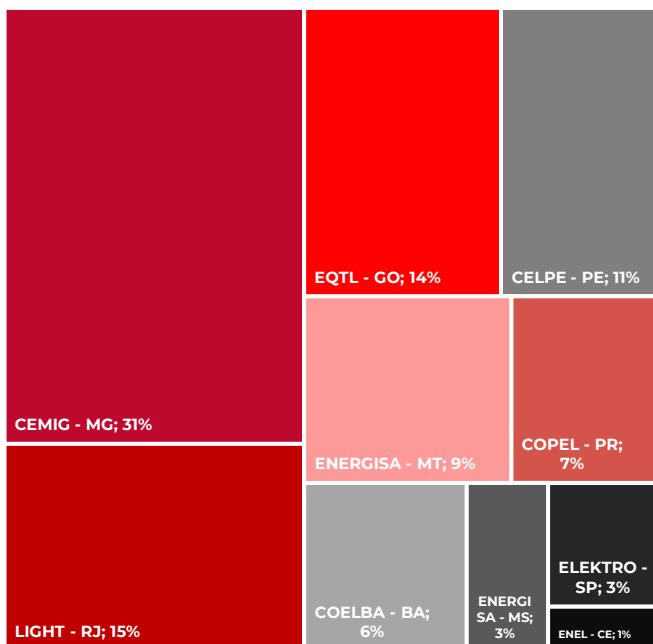
Exposição por Inquilino (% MWp)



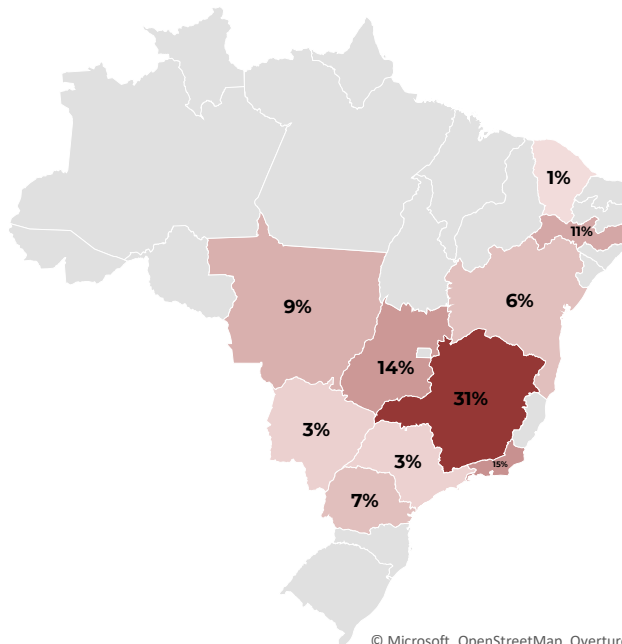
Exposição por Tipo de Locação (% MWp)



Exposição Por Distribuidora (% MWp)



Exposição Geográfica (% MWp)



Powered by Bing
© Microsoft, OpenStreetMap, Overture Maps Foundation

DETALHAMENTO DOS ATIVOS

SUNO (A S S E T)

Portfólio de Usinas Fotovoltaicas — Maio/2026

Identificação	Distribuidora	Fase	Conexão	MWp	Locação	Inquilino	Venc.
San Remo 1	CEMIG-MG	Operação	06/2024	1,40	Take or Pay	Matrix	02/2039
San Remo 2	CEMIG-MG	Operação	03/2024	3,36	Take or Pay	Matrix	02/2039
Amontada 2	ENEL-CE	Operação	02/2024	1,20	Compensada	9Energia	01/2039
Petrolina 1	CELPE-PE	Operação	06/2024	1,26	Take or Pay	Setta	12/2035
Petrolina 2	CELPE-PE	Operação	06/2024	1,26	Take or Pay	Setta	06/2035
Petrolina 3	CELPE-PE	Operação	06/2024	1,26	Take or Pay	Setta	12/2035
Petrolina 4	CELPE-PE	Operação	06/2024	1,26	Take or Pay	Setta	06/2035
Itabira 1	CEMIG-MG	Operação	09/2023	3,06	Compensada	Serena	08/2030
Liberdade	EQTL-GO	Conexão	-	7,00	Indefinido	Indefinido	Indefinido
Mundo Melhor	EQTL-GO	Operação	04/2025	7,00	Compensada	NUV	05/2030
São Bento Abade	CEMIG-MG	Operação	08/2025	7,00	Compensada	NUV	07/2030
Pirassununga	ELEKTRO-SP	Operação	08/2024	3,34	Take or Pay	Safira	12/2039
Pains	CEMIG-MG	Operação	05/2023	3,67	Compensada	NUV	05/2050
Carmo RBE	LIGHT-RJ	Operação	05/2024	5,33	Compensada	NUV	05/2050
Carmo FE	LIGHT-RJ	Operação	05/2024	5,33	Compensada	NUV	05/2050
Angra	LIGHT-RJ	Operação	04/2023	4,62	Compensada	NUV	05/2050
Catena	CEMIG-MG	Operação	10/2024	3,65	Compensada	NUV	11/2030
Malbec	CEMIG-MG	Operação	10/2024	0,76	Compensada	NUV	11/2030
Rutini	CEMIG-MG	Operação	10/2024	0,11	Compensada	Juntos	04/2028
Elói Mendes	CEMIG-MG	Operação	10/2024	0,06	Compensada	Juntos	04/2029
Paramirim	COELBA-BA	Operação	08/2025	6,72	Compensada	NUV	01/2030
Cruzeiro do Sul	COPEL-PR	Operação	04/2025	3,37	Compensada	Nextron	09/2029
Soleil	COPEL-PR	Operação	10/2024	3,37	Compensada	Nextron	09/2029
Juti	ENERGISA-MS	Operação	09/2025	3,37	Indefinido	Indefinido	Indefinido
Sete Lagoas	CEMIG-MG	Operação	01/2024	2,57	Indefinido	Indefinido	Indefinido
Matozinhos	CEMIG-MG	Operação	01/2025	6,5	Compensada	Performa/ Enercooper	12/2035
Várzea	CELPE-PE	Operação	06/2025	6,1	Indefinido	Indefinido	Indefinido
Canoa Quebrada	ENERGISA-MT	Operação	10/2025	6,1	Indefinido	Indefinido	Indefinido
Poconé	ENERGISA-MT	Operação	10/2025	3,4	Take or Pay	Plin	12/2036
TOTAL				103,5			mai/2037

PERFORMANCE E RESULTADO

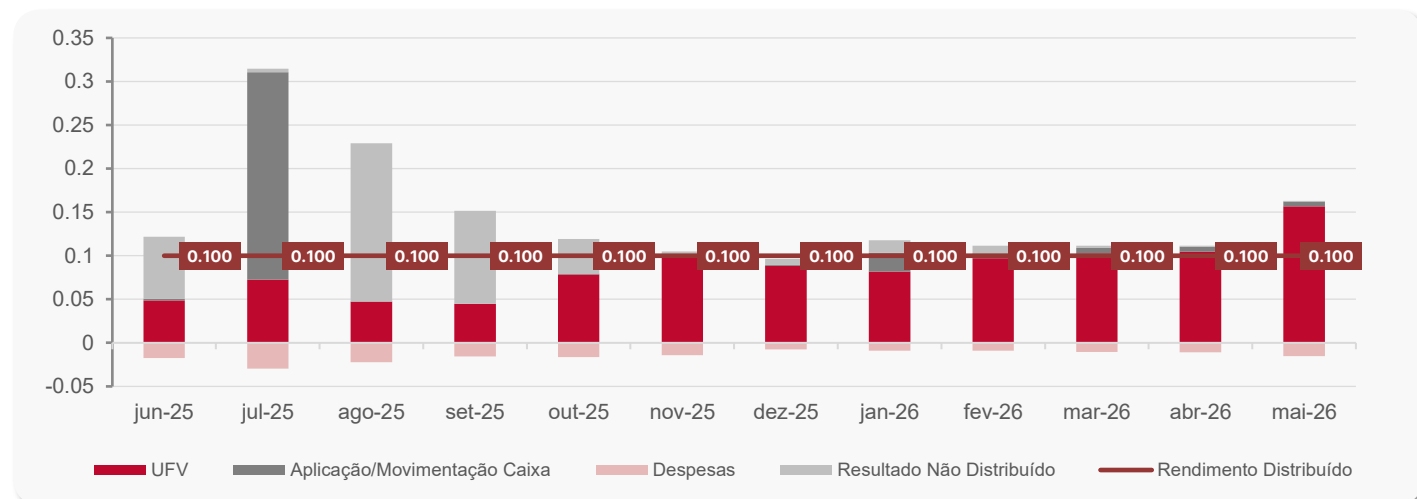
SUNO (ASSET)

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO (R\$)

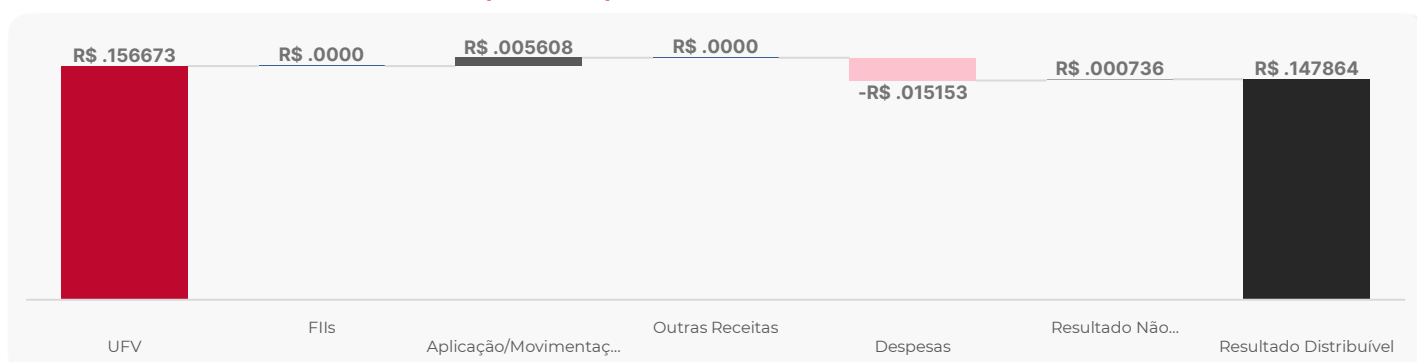
	mar/26	abr/26	mai/26	LTM	2026
1. Receitas	12.073.740	12.220.800	17.958.021	101.088.899	65.044.330
1.a. Receita de Locação (UFVs)	11.381.752	11.575.060	17.337.443	86.694.901	60.082.106
1.b. Aplicação/Movimentação caixa	691.988	645.740	620.578	14.393.998	4.962.224
2. Despesas	-1.171.122	-1.189.471	-1.676.812	-11.566.214	-6.029.016
2.a. Despesas do Fundo	-1.104.633	-1.155.737	-1.276.369	-10.363.113	-5.382.690
2.b. Despesas não recorrentes	-66.488	-33.734	-400.443	-1.203.101	-646.325
3. Resultado Exercício (1+2)	10.902.618	11.031.329	16.281.209	89.522.684	59.015.314
4. Resultado Distribuível	11.182.095	11.147.416	16.362.618	92.243.406	60.630.158
4.a. Resultado Exercício (3)	10.902.618	11.031.329	16.281.209	89.522.684	59.015.314
4.b. Resultado Não Distribuído*	279.477	116.088	81.409	2.720.722	1.614.844
5. Rendimento Distribuído	11.066.007	11.066.007	11.066.007	86.946.795	55.333.547
5.a. Distribuição – SNEL11	11.066.007	11.066.007	11.066.007	82.167.488	55.333.547
5.b. Distribuição – Recibos	0	0	0	4.779.307	0
5.c. Distribuição R\$/cota – SNEL11	0,10	0,10	0,10	1,20	0,50

Fonte: QI Tech

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO (R\$ / Cota)



RESULTADO MENSAL DETALHADO (R\$ / Cota)



PERFORMANCE E RESULTADO

SUNO (A S S E T)

81,56 %



Retorno Acum. SNEL11

Desde a Listagem SNEL11

33,42 %



Retorno Acum. IPCA+7%

Desde a Listagem SNEL11

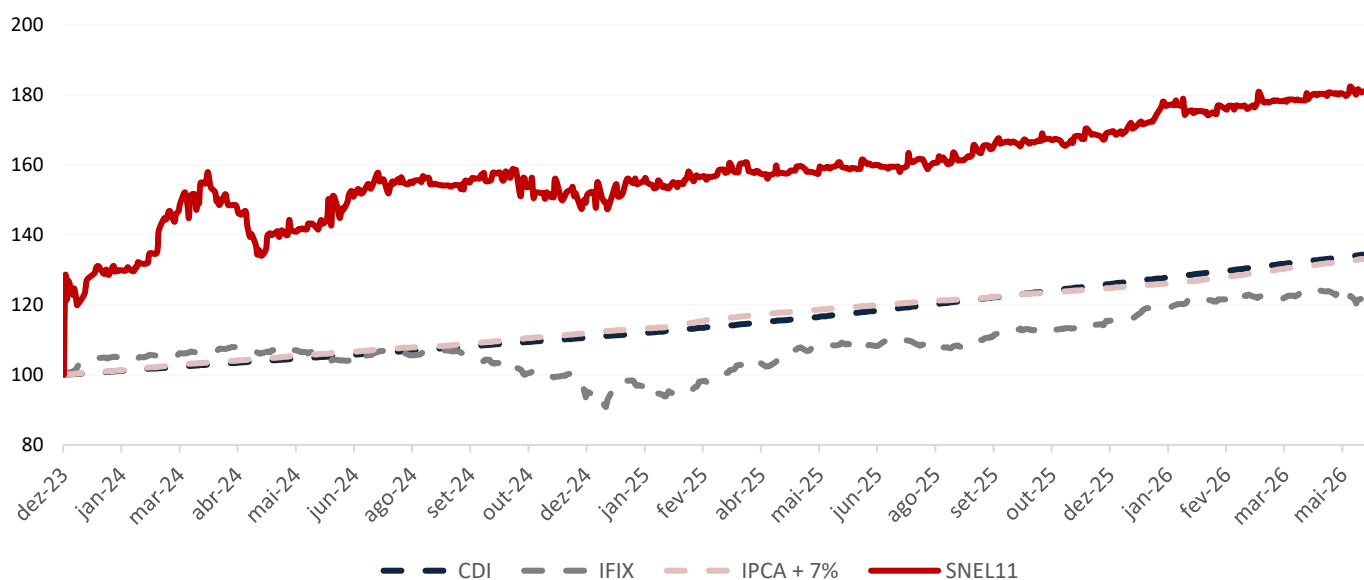
22,33%



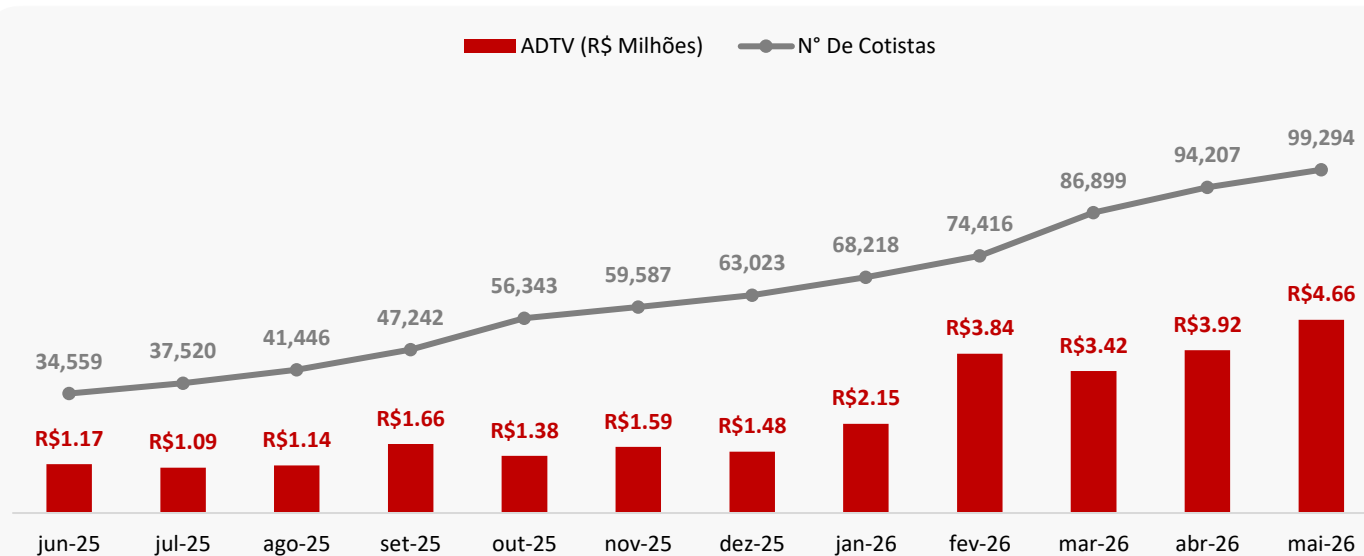
Retorno Acum. IFIX

Desde a Listagem SNEL11

RETORNO ACUMULADO SNEL x INDICADORES DESDE A LISTAGEM (Base 100)



VOLUME MÉDIO DIÁRIO NEGOCIADO x N° DE COTISTAS





SAIBA MAIS

 [IG SUNO ASSET](#)

 [YT SUNO ASSET](#)

 [SNEL11 - SITE SUNO ASSET](#)



FAQ

O que é o SNEL11?

FII da Suno Asset focado no desenvolvimento e aquisição de usinas fotovoltaicas (UFVs) na modalidade de geração distribuída, gerando energia limpa e renda recorrente.

Como o fundo ganha dinheiro?

Através de contratos de locação das UFVs nas modalidades Take or Pay ou “compensada” (aluguel variável atrelado ao benefício do inquilino).

Há tributação sobre os rendimentos?

Para pessoa física, os rendimentos distribuídos são isentos de IR, conforme a legislação dos FIIs. O fundo possui estrutura de FII com possibilidade de isenção na receita dos projetos.

Qual é a estratégia atual do fundo?

O fundo evoluiu do desenvolvimento (greenfield) para a aquisição de UFVs operacionais, priorizando estabilidade de resultados e previsibilidade de rendimentos.

Onde acessar relatórios e informações oficiais?

No site da Suno Asset → suno.com.br/asset/fundos/snel11

Onde o fundo investe?

Em usinas fotovoltaicas (UFVs) de geração distribuída, com 25 projetos e 103,5 MWp de capacidade instalada em 10 estados brasileiros (MG, RJ, GO, PR, PE, BA, SP, CE, MS, MT).

As cotas têm liquidez?

Sim. Negociadas diariamente na B3 (código: SNEL11), com volume médio acima de R\$ 3,5 milhões/dia e mais de 90 mil cotistas.

Como funciona a distribuição de rendimentos?

Pagamentos mensais. Em abr/26, a distribuição foi de R\$ 0,10/cota, com DY anualizado de 14,96%. Guidance para os próximos 3 meses: R\$ 0,10 a R\$ 0,11/cota.

O que significa P/VP?

Relação entre preço de mercado e valor patrimonial da cota. Hoje, o fundo negocia a 1,06x, com ~6% de prêmio sobre o valor patrimonial.

O que é geração distribuída (GD)?

Sistema onde usinas conectadas à rede local geram créditos de energia para consumidores, que pagam aluguel ao fundo.