

**SUNO ENERGIAS LIMPAS FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (SNEL11)****Coluna da Energia****CONSIDERAÇÕES SOBRE A FLEXIBILIZAÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL**

A discussão sobre a abertura do mercado livre de energia elétrica envolve uma série de pontos sensíveis que vão além da simples escolha entre liberdade e regulação. Embora a liberdade de escolha do consumidor de energia, a portabilidade da conta de luz e a busca por preços mais baixos sejam objetivos fundamentais, é crucial compreender todas as consequências para garantir uma abertura sustentável do mercado. Este processo representa um passo importante na modernização do setor elétrico, mas exige uma análise cuidadosa dos custos legados e da segurança energética.

O Novo Modelo Setorial elétrico de 2004 baseia-se em três pilares: garantir o abastecimento, promover tarifas mais baixas e promover a inclusão social. No entanto, ao observarmos experiências internacionais de abertura de mercado, como nos EUA, Reino Unido e Espanha, podemos identificar desafios e preocupações que precisam ser considerados.

Nos EUA, embora a abertura do mercado tenha levado a um aumento no número de fornecedores de energia, a adesão dos consumidores residenciais permanece baixa, e muitos estados retrocederam no plano de abertura total do varejo. No Reino Unido, após 20 anos de abertura do mercado, os objetivos não foram alcançados, com a maioria dos consumidores permanecendo no mercado regulado devido à complexidade do mercado e dos preços. Além disso, a troca de fornecedores foi limitada, com a oferta de energia ainda bastante concentrada nas mãos de grandes empresas de energia.

Na Espanha, a abertura do mercado não alterou significativamente a participação dos consumidores, que mantiveram vantagens competitivas devido ao histórico de comportamento. Essas experiências destacam a necessidade de uma análise aprofundada dos custos sistêmicos, da segurança energética e dos subsídios, bem como da proteção do consumidor.

No Brasil, a migração para o mercado livre deve ser cuidadosamente planejada para garantir segurança jurídica e estabilidade regulatória. A preservação da comercialização regulada é fundamental para atender aos consumidores que optam por permanecer no mercado cativo, enquanto as distribuidoras desempenham um papel crucial como Supridores de Última Instância.

A questão dos contratos legados precisa ser avaliada não apenas em termos de risco de sobrecontratação, mas também em relação à segurança energética. A migração para o mercado livre não deve ignorar os atributos das fontes despacháveis, que garantem a estabilidade do abastecimento. É essencial equacionar os custos sistêmicos de forma equânime entre os agentes do setor e os consumidores, evitando subsídios cruzados que aumentam a desigualdade de renda.

Em resumo, a abertura do mercado livre de energia elétrica representa um desafio complexo que requer uma abordagem holística e cuidadosa. É necessário considerar todas as implicações para os consumidores, as distribuidoras e as comercializadoras, a fim de garantir a sustentabilidade econômico-financeira do setor e a equidade para todos os envolvidos.

**Rafael Menezes**

Especialista de Energia FII SNEL

**Palavra do Gestor**

Prezado investidor, nesta carta apresentamos os acontecimentos referentes ao mês de fevereiro, dentre os quais trazemos destaque para: (i) conexão da UFV Amontada 2; (ii) expectativa de conexão das UFVs San Remo I e II. O Fundo apresentou resultado caixa de R\$ 1.951.257,52 (equivalente a R\$ 1,54 por cota, consideradas as 1.265.190 cotas e recibos), acumulando resultado distribuível de R\$ 2.663.735,56 (equivalente a R\$ 2,10 por cotas e recibos). Cotistas do Fundo, em 15 de fevereiro, fizeram jus à distribuição de R\$ 1,55 por cota.

**1. Atualizações sobre os empreendimentos**

Em fevereiro, o fundo celebrou a conexão da UFV Amontada 2 na distribuidora ENEL Ceará, que estava pronta desde agosto de 2023, conforme o cronograma previsto pelo time da 9Energia. O Projeto Amontada 2 é uma Usina Fotovoltaica situada no Estado do Ceará, na cidade de Amontada, desenvolvida em parceria com o grupo 9Energia. Sua potência instalada é de 1,2 MWp, com um investimento inicial previsto de R\$ 5,5 milhões. Espera-se que essa usina gere aproximadamente 2 mil MWh por ano. As projeções indicam uma Taxa Interna de Retorno (TIR) real de 25,5% ao ano. Destaca-se, como pontuado na carta de janeiro, que já foi assinado o contrato de locação da usina, celebrado entre a Suno Asset e o Inquilino, que é do mesmo grupo econômico da 9Energia. O contrato segue o tipo de Energia Compensada e possui duração de 15 anos. Tivemos algumas economias ao longo do projeto, e conseguimos concluir as obras desembolsando aproximadamente R\$ 4,5 milhões. No entanto, dado que a conexão da UFV demorou mais do que o previsto, o impacto negativo na TIR do projeto acabou sendo maior do que o impacto positivo. Dessa forma, considerando o novo fluxo, tanto de desembolso quanto a locação e o prazo para início do recebimento, a TIR do projeto passa a ser de 24,90% a.a.

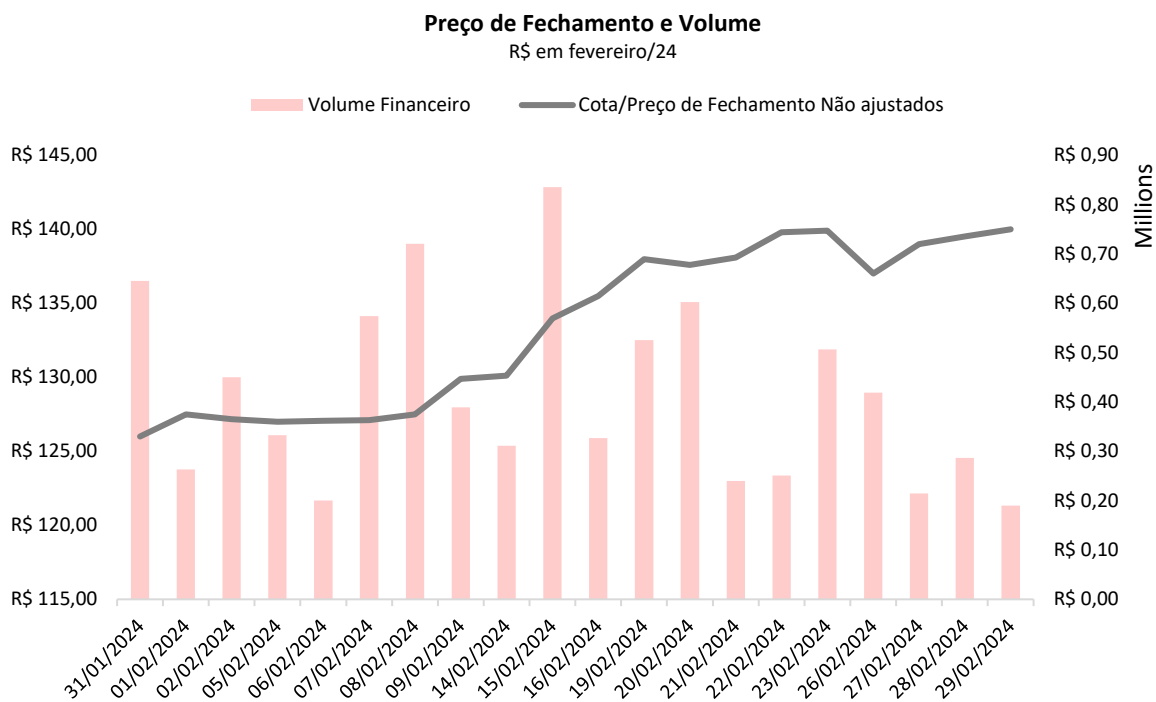
Já as usinas San Remo 1 e 2, que foram concluídas no mês de dezembro, devem ser conectadas durante o mês de março. Os projetos San Remo 1 e 2 consistem em duas UFVs desenvolvidas em colaboração com o grupo Impetus Energy, localizadas na região de João Pinheiro, em Minas Gerais. Juntos, os dois projetos tiveram um investimento inicial de R\$ 19,1 milhões e uma potência instalada de 4,76 MWp (sendo 1,4 MWp para San Remo 1 e 3,36 MWp para San Remo 2). Como mencionado no relatório de janeiro, o contrato de locação da usina foi assinado e firmado com a Matrix, seguindo o modelo *Take or Pay* e possui duração de 15 anos. A previsão é que no início de março a CEMIG faça uma ligação de linha viva na rua do empreendimento e a conexão seja concluída até o fim do mesmo mês, permitindo o início dos faturamentos pelas UFVs. Assim que as usinas forem conectadas, atualizaremos as métricas de TIR do projeto.

As UFVs Petrolina 1, 2, 3 e 4 foram orçadas inicialmente em R\$ 25,2 milhões, possuem 5 MWp de potência instalada prevista, e TIR real projetada de 25,2% ao ano, mas apresentam atraso nas obras. Ao final do mês de fevereiro, a previsão era um avanço de obras 98%, entretanto o projeto apresentou 80% de conclusão. Esse atraso se deve principalmente ao atraso na entrega de algumas peças por parte dos fornecedores do projeto, como trackers, cabines e QGBTs, além de fortes chuvas na região. O time de gestão foi até a obra, acompanhar de perto os acontecimentos e traçar planos de ação para reduzir o atraso. O principal plano de ação é priorizar as partes críticas para conexão das usinas, permitindo a conexão antes mesmo da conclusão total das obras. Apesar do atraso, a conexão das UFVs está prevista para abril. Quanto à locação, o contrato das UFVs está sendo discutido pelos times jurídicos das partes, mas a nossa expectativa é de que no momento da conexão os contratos já estarão assinados.

Por fim, a UFV Itabira 1 está em operação. O desempenho em fevereiro foi um pouco abaixo do esperado, 364,5 MWh vs 403,3 MWh esperados, devido a algumas paradas inesperadas. Para março foram agendadas uma visita do time de gestão assim como reuniões com o operador da usina para entender a situação e traçar planos de ação. Ressaltamos que foram pagos ao vendedor, até o momento, 90% do valor negociado pela usina sendo os 10% restantes condicionados a performance da UFV. Essa condição foi desenhada pelo time de gestão e garante o alinhamento entre as partes na melhor performance do empreendimento.

## 2. Performance no mercado secundário

As cotas do fundo apresentaram *total return* de +12,41% em fevereiro, encerrando o mês cotadas a R\$140,00. No período, o retorno foi equivalente a 1.543% do CDI (0,80% no mesmo período). A distribuição foi de R\$ 1,55 por cota (1.11% a.m.) e o volume negociado no mês foi de R\$ 7.639.204 (ADTV de R\$ 402.063 por dia). Considerando que é o segundo mês cheio de negociação do Fundo, os resultados apresentados foram muito positivos para os cotistas.



## 3. 2ª Emissão de Cotas

A oferta ainda não havia sido encerrada ao final do mês de fevereiro. No entanto, o time de gestão trabalhou arduamente na definição dos projetos que deverão ser alocados com os recursos da emissão. Dos projetos apresentados no prospecto da emissão, estamos priorizando os 5 projetos da tabela abaixo. Possível reparar que o *capex* médio ponderado segue similar ao apresentado no prospecto da oferta e que o *capex* total é superior ao volume integralizado – isso ocorre porque ainda é possível que projetos não avancem para a fase final de assinatura dos documentos definitivos dado que estão passando por fase de negociação e diligência. Para os projetos apresentados, a expectativa é que os primeiros desembolsos ocorram a partir de abril, as obras devem ser concluídas até outubro e as conexões finalizadas até fevereiro de 2025. Abaixo, um quadro resumo dos projetos e principais características. Ressaltamos que essas informações são expectativas do time de gestão e não devem ser interpretadas como promessas.

UFV	Estado	Estágio	Data de Conexão	Capacidade Instalada	Capex
Projeto 1	BA	Brownfield	jul/24	6,82 MWp	39.575.000
Projeto 2	GO	Greenfield	out/24	7,00 MWp	22.850.000
Projeto 3	GO	Greenfield	out/24	7,00 MWp	23.100.000
Projeto 4	CE	Greenfield	jul/24	2,40 MWp	7.800.000
Projeto 5	MG	Greenfield	set/24	7,00 MWp	24.212.000
<b>Total</b>				<b>36,72 MWp</b>	<b>138.662.000</b>
				<b>Média Ponderada</b>	<b>3.776.507</b>

#### 4. Conclusão

No mês de fevereiro, o SNEL teve avanços relevantes no portfólio. A equipe de gestão está concentrando os esforços necessários na (i) conclusão das pendências do projeto das UFVs Petrolina; e (ii) alocação dos recursos captados na 2ª emissão.

UFV	Distribuidora	Fase	Data de Conexão	Capacidade Instalada	Capex	Tipo Locação	Vencimento Locação	Inquilino	O&M	EPC
San Remo 1	CEMIG - MG	Conexão	abr/24	1,40 MWp	5.792.329	Take or Pay	fev/39	Matrix	Impetus	Impetus
San Remo 2	CEMIG - MG	Operação	mar/24	3,36 MWp	13.901.589	Take or Pay	fev/39	Matrix	Impetus	Impetus
Amontada 2	ENEL - CE	Operação	jan/24	1,20 MWp	5.500.000	Compensada	jan/39	9Energia	9Energia	9Energia
Petrolina 1	CELPE - PE	Obras	abr/24	1,25 MWp	6.318.346	-	-	-	-	Voltxs
Petrolina 2	CELPE - PE	Obras	abr/24	1,25 MWp	6.318.346	-	-	-	-	Voltxs
Petrolina 3	CELPE - PE	Obras	abr/24	1,25 MWp	6.318.346	-	-	-	-	Voltxs
Petrolina 4	CELPE - PE	Obras	abr/24	1,25 MWp	6.318.346	-	-	-	-	Voltxs
Itabira 1	CEMIG - MG	Operação	set/23	3,06 MWp	16.207.400	Take or Pay	jun/33	CMU	Enerside	Enerside

Equipe de gestão, **SUNO ASSET**.