

XP research

3 de novembro de 2026

Overview de Crédito

Neoenergia S.A.

Overview e visão de crédito: escala nacional em redes e geração de caixa previsível

Credit Research | Outubro 2026

Lucas Genoso
lucas.genoso@xpi.com.br

Vitor Siqueiras, CFA
vitor.siqueiras@xpi.com.br

Alfredo Montingelli
alfredo.montingelli@xpi.com.br

3 de novembro de 2026

Neoenergia S.A.

Overview da companhia e visão de crédito | Outubro 2026

Data-base: 30/09/2026 (3T26); indicadores operacionais em 12 meses até set/26

Empresa integrada e maior plataforma privada de distribuição do Brasil. A Neoenergia reúne cinco concessões de distribuição (Coelba, Celpe, Cosern, Elektro e CEB – 17,2 milhões de clientes e base de remuneração[2] de R$ 48,2 bilhões), 18 ativos de transmissão[7] com RAP[1] de ~R$ 2,0 bilhões e 4,0 GW de geração, majoritariamente renovável. Redes (distribuição e transmissão) correspondem por 92% do EBITDA.

Visão de crédito construtiva. A previsibilidade do segmento de Redes, receita regulada na distribuição e RAP contratada na transmissão, sustenta a geração de caixa e o rating elevado, de AAA(bra) pela S&P. Perdas e inadimplência acima das referências em Pernambuco e Brasília são os pontos a acompanhar.

Iberdrola como controladora desde maio de 2026. O grupo espanhol (Rating Global de BBB+/Baa1, ante BB do Brasil, por exemplo) é um dos maiores do mundo em Redes; e o Brasil representa 17% da sua base de ativos regulados. Em 2025-26, adquiriu a participação de sua então sócia minoritária Previ e realizou uma OPA (Oferta Pública de Aquisição de Ações) para comprar as ações dos minoritários e fechar capital no Brasil.

Alavancagem momentaneamente mais alta pelo ciclo de investimentos. A relação dívida líquida/EBITDA de 3,44x pelo critério da Companhia, e 4,3x pelo critério XP, reflete maior ciclo de investimento nas distribuidoras. Vemos como natural que a alavancagem suba antes de o CapEx entrar na base de ativos e passe a ser remunerado via tarifa nas revisões de 2027-29.

Lucas Genoso
Head of Credit Research
lucas.genoso@xpi.com.br

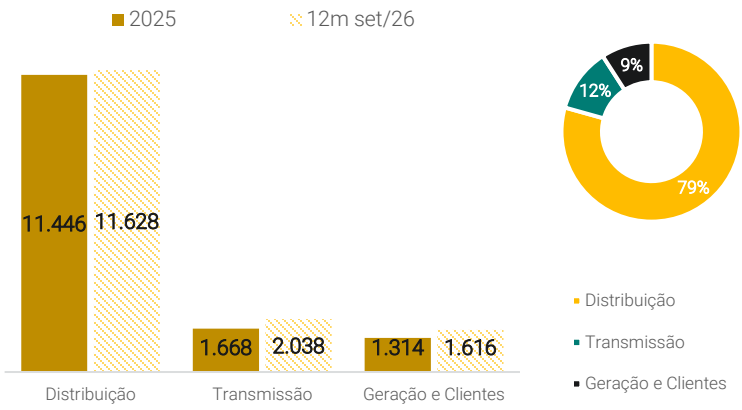
Vitor Siqueiras, CFA
Analyst – Credit Research
vitor.siqueiras@xpi.com.br

Alfredo Montingelli
Analyst – Credit Research
alfredo.montingelli@xpi.com.br

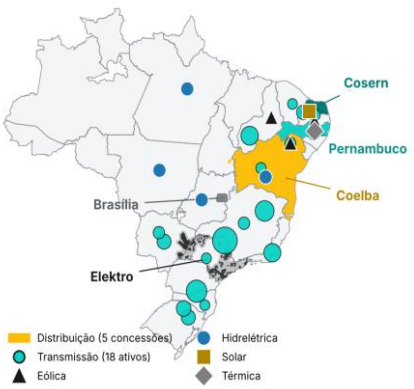
Neoenergia em números (set/26)

Indicador	Valor
Clientes	17,2 mi
BRR[2] líquida (distribuição)	R$ 48,2 bi
RAP[1] transmissão	~R$ 2,0 bi
EBITDA 12 meses	R$ 15,2 bi
Dívida líquida	R$ 52,2 bi
DL[4]/EBITDA (cia. | XP)	3,44x | 4,3x
Caixa / dívida CP[5]	2,3x
Rating S&P	AAA(bra) | BB

Figura 01: EBITDA gerencial por segmento (R$ mi): 2025 e 12m set/26; participação 2025



Onde estão os ativos



Concessão	Vencimento	Próx. RTP[6]
Coelba	ago/2057	abr/28
Pernambuco	mar/2060	abr/29
Cosern	dez/2057	abr/28
Elektro	ago/2058	ago/27
Brasília	jul/2045	out/26 ✓

Nossa visão: crédito defensivo, com caixa de R$ 19,4 bi (2,3x a dívida de curto prazo), 92% do EBITDA em negócios regulados ou contratados e controlador forte; a alavancagem deve ceder com a conversão do CapEx em Parcela B[3] nas revisões tarifárias de 2027-29.
Destaques: DEC e FEC dentro dos limites nas 5 distribuidoras; concessões renovadas até 2057-2060; acesso recorrente ao mercado (R$ 17 bi captados em 2025-26).
Atenção: PECLD acima do parâmetro em 4 de 5 distribuidoras; perdas acima do regulatório em PE e DF; dívida intragrupo de R$ 9,4 bi vence em 2030.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP | Notas: (1) RAP – Receita Anual Permitida das transmissoras; (2) BRR – Base de Remuneração Regulatória (RAB); (3) Parcela B – parcela da tarifa que remunera a distribuidora; (4) DL – dívida líquida; (5) CP – curto prazo; (6) Revisão Tarifária Periódica. (7) Em set/26; não inclui os lotes 1 e 7 do Leilão de Transmissão 4/2026 (contratos previstos para fev/27). Definições no Glossário (p. 15).

Nossa visão do case

Trimestre neutro e visão de crédito positiva: previsibilidade de redes, liquidez reforçada e alavancagem em pico de CapEx

Visão de crédito positiva, apesar do 3T26 neutro

EBITDA ajustado de R$ 3,2 bi no 3T26 (+12% A/A): consumo (+6%) e tarifas em Elektro e Brasília compensaram a Parcela B negativa em Coelba, Pernambuco e Cosern; a transmissão contribuiu com novos ativos em operação. Geração contribuiu negativamente no resultado (eólica -15% A/A, curtailment de 10%) e a PECLD subiu 22%, para R$ 143 mi.

Alavancagem acima do histórico recente pelo ciclo de investimentos das distribuidoras

3,44x pela métrica contratual, abaixo do covenant de 4,0x (4,29x pela métrica utilizando dívida líquida e EBITDA ajustados pelo critério XP). O ciclo de CapEx nas distribuidoras eleva a dívida antes de os ativos serem remunerados via tarifa; a conclusão dos projetos de transmissão reduz desembolsos e amplia a contribuição dos ativos em operação.

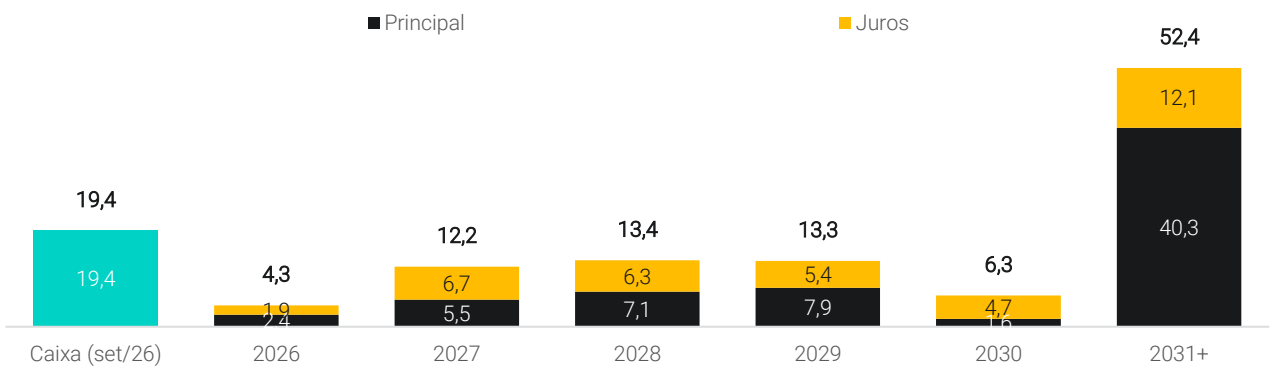
Liquidez e suporte do controlador

A entrada de R$ 1,7 bi da venda de participação nos ativos de transmissão e o mútuo de R$ 9,4 bi entre a Neoenergia e a Iberdrola elevaram o caixa a R$ 19,4 bi (2,3x a dívida de curto prazo), cobrindo os vencimentos de 2026-27.

Figura 02: Indicadores – critério XP

	3T25	3T26
Receita líquida ajustada	10.386	10.379
EBITDA ajustado	2.780	3.224
Margem EBITDA ajustada	26,8%	31,1%
Lucro líquido	924	1.177
Caixa e equivalentes	6.840	19.447
Dívida bruta ajustada	54.286	71.976
Dívida líquida ajustada	47.446	52.529
Dív. líq. aj./EBITDA aj.	4,3x	4,3x
DL/EBITDA (cia.) | covenant ≤ 4,0x	3,5x	3,4x
EBITDA/desp. fin. (cia.) | covenant ≥ 2,0x	2,3x	2,4x
Caixa / dívida CP	1,1x	2,3x

Figura 03: Cronograma de amortização (R$ bi)



Pontos de acompanhamento: destinação dos R$ 9,4 bi captados junto à Iberdrola; evolução da PECLD e revisão da metodologia de perdas/inadimplência pela ANEEL (NT 252); RTPs de Elektro (ago/27) e Coelba/Cosern (abr/28); curtailment e recurso eólico no Nordeste.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP

Histórico financeiro, transmissão e GIC

EBITDA e margem em alta; conclusão do ciclo de transmissão e reciclagem de capital com o GIC

Figura 04: EBITDA gerencial pós IFRS-16 (desde 2019, R$ mi) e margem ex-receita de construção (%)

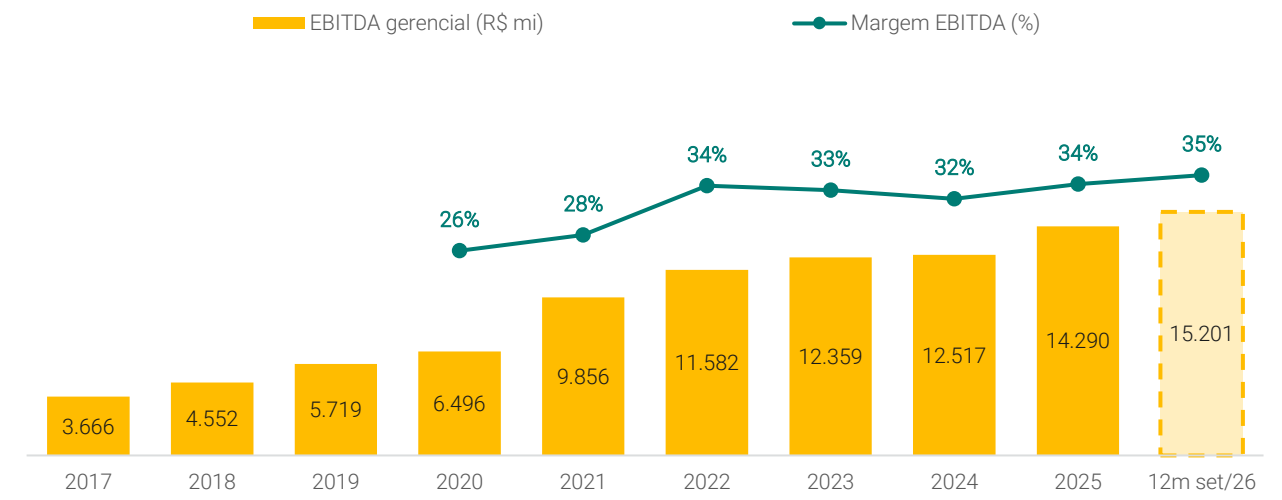
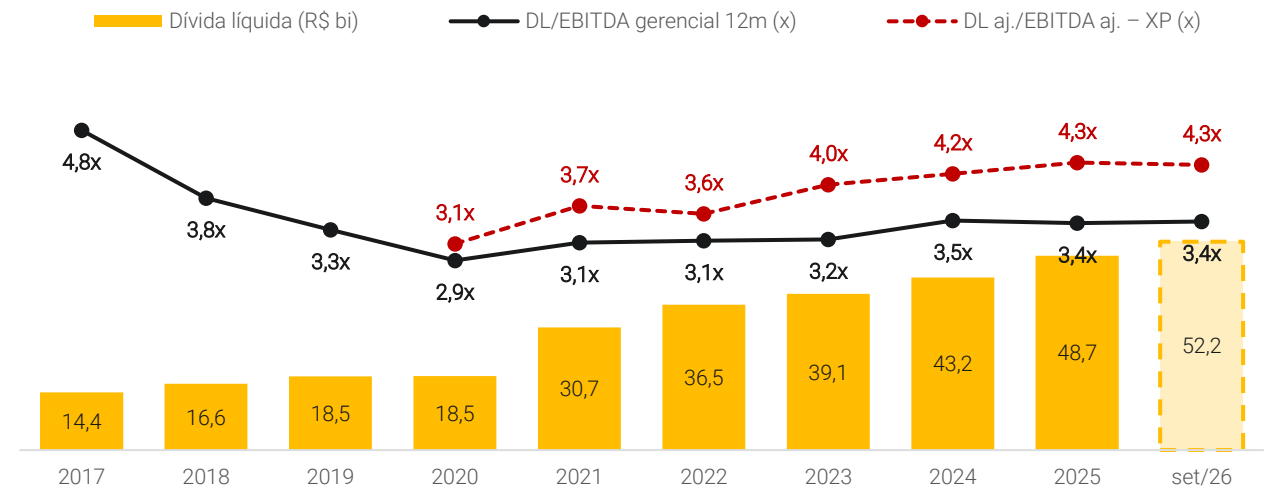


Figura 05: Dívida líquida (R$ bi) e alavancagem pós IFRS-16 (x): gerencial e critério XP



Transmissão: ciclo de investimentos concluído

- Entre 2017 e 2022, a Neoenergia venceu 7 lotes em leilões de transmissão, que somam mais de 8 mil km de linhas e 16 subestações (R$ 19,4 bi de ativo regulatório).
- Com as últimas entradas em operação (Vale do Itajaí, Guanabara, Morro do Chapéu e Alto Paranaíba), a receita anual permitida (RAP) chegou a cerca d'e R$ 2,0 bi no ciclo 2025/26.
- Pendência: Lagoa dos Patos (RS/SC) opera com 64% da RAP liberada; o trecho restante está em discussão judicial.

Parceria com o GIC (fundo soberano de Singapura)

- Abr/23: venda de 50% de 8 transmissoras em operação por R$ 1,2 bi (enterprise value de R$ 2,1 bi, ou 9,1x a RAP), com controle compartilhado. Abr/25: entrada do 9º ativo (Itabapoana).
- Set/26: reorganização – a Neoenergia fica com 51% e o GIC com 49% da Neoenergia Transmissão (16 ativos), com entrada de R$ 1,7 bi no caixa; a Neoenergia segue consolidando os ativos.
- O GIC tem preferência na compra dos ativos em construção, e os sócios avaliam juntos a participação em novos leilões.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP | Nota: o critério XP soma os arrendamentos à dívida, o gerencial não.

Spreads no mercado secundário

Abertura de spreads reflete o mercado, com fundamentos preservados

Figura 06: Spread médio mensal das debêntures IPCA+ no secundário, por emissor (bps s/ NTN-B)

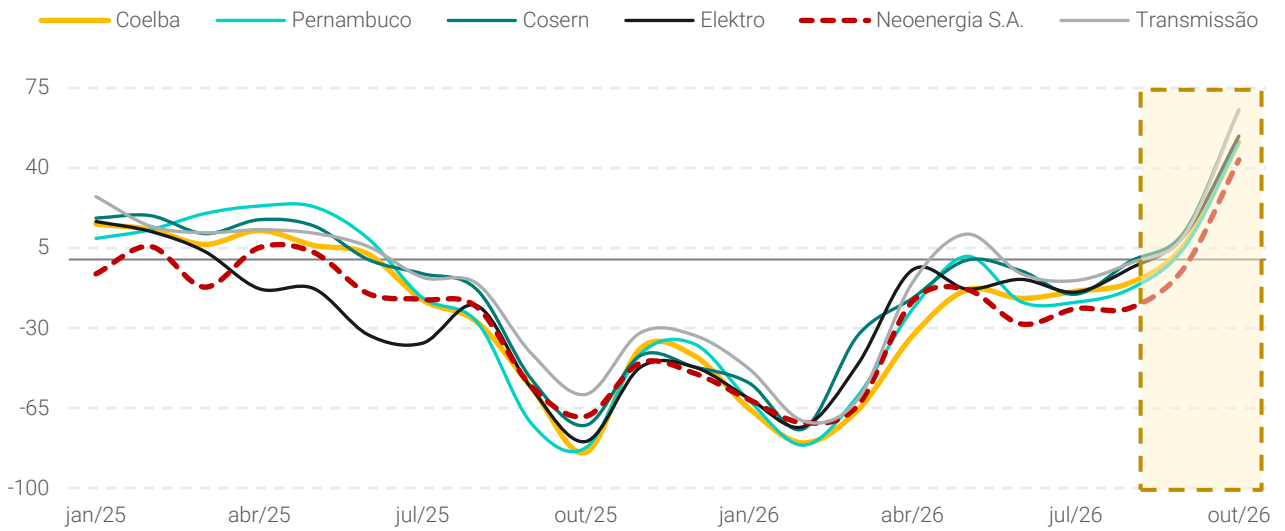
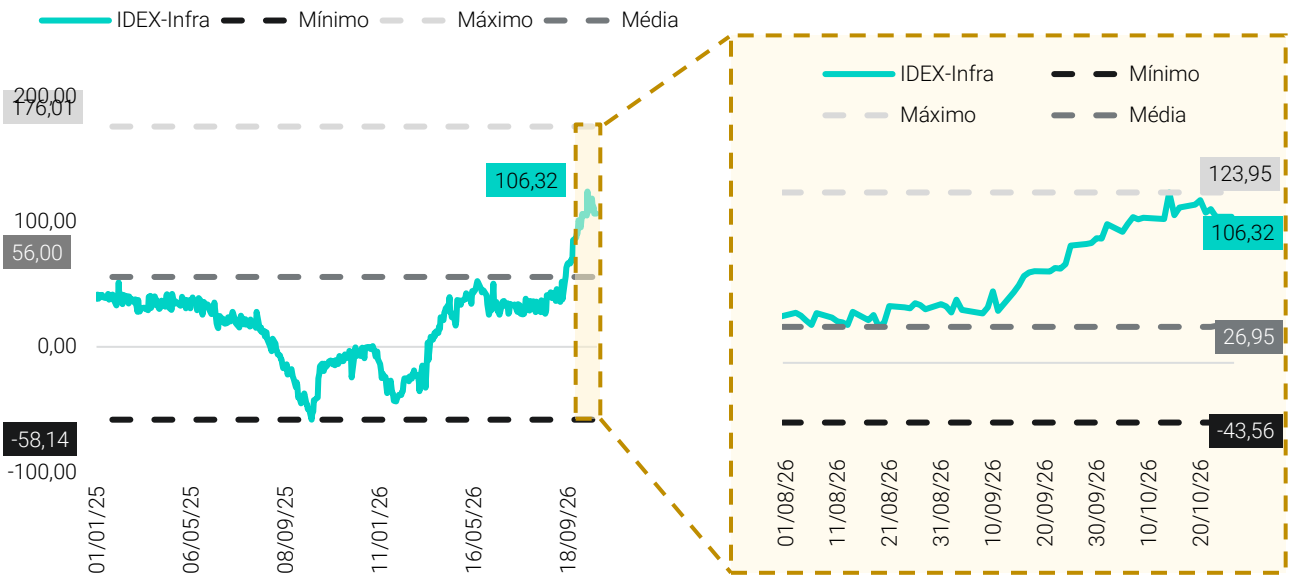


Figura 07: Prêmio de crédito IDEX – Infra¹ (IPCA) – bps / B-ref



Nossa leitura: abertura de spreads reflete o mercado, não piora do crédito da companhia

Os spreads das debêntures da Neoenergia abriram cerca de 60 bps entre agosto e outubro, acompanhando a precificação do mercado de infraestrutura. O IDEX-Infra passou de cerca de 38 bps em meados de setembro para 106 bps em 26/10, enquanto Coelba e Neoenergia S.A. seguem abaixo do índice, com spreads de 51 bps e 44 bps sobre a NTN-B, respectivamente.

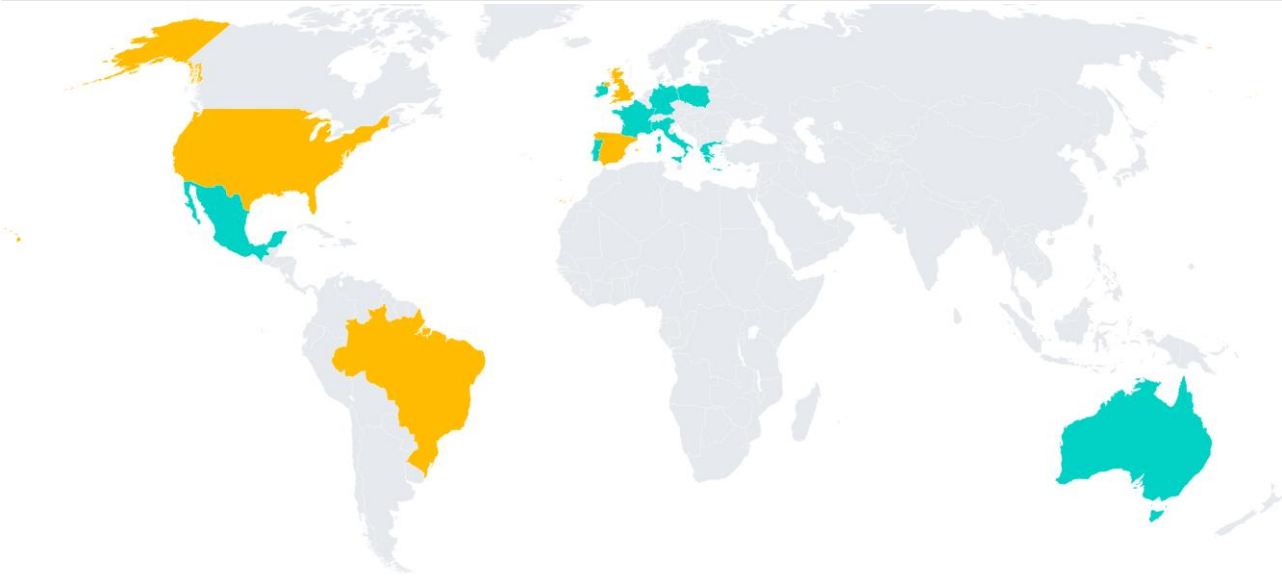
A maior alavancagem acompanha o ciclo de investimentos e, em nossa avaliação, não representa deterioração do crédito, considerando a liquidez e o suporte da Iberdrola. Vemos oportunidade de entrada após a abertura dos spreads, com maior remuneração.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP | Notas: Fig. 06: média mensal das medianas diárias no secundário (base XP), IPCA+ com prazo > 2 anos; data-base 27/10/26. Fig. 07: IDEX Analytics, data-base 26/10/26; (1) ex-distressed companies (Americanas, Aeris, Elfa Medicamentos, Light, Viveo, Raízen, Kora Saúde, CBD e Ligga).

Controlador: Iberdrola

Um dos maiores grupos elétricos do mundo, com foco em redes; o Brasil é 17% da base regulada

Figura 08: Presença geográfica da Iberdrola



Mercados principais (RAB 9M26): EUA 33% | Reino Unido 28% | Espanha 22% | Brasil 17% · Demais: México, Portugal, Alemanha, França, Itália, Grécia, Polônia, Irlanda e Austrália

Atividades e escala

Redes de distribuição e transmissão (Espanha, Reino Unido, EUA, Brasil) e geração e clientes (renováveis, hídrica, nuclear e gás). Redes = 54% do EBITDA ajustado de 9M26.

Ativos de € 161 bi, 58 GW instalados, 45 mil empregados; RAB de ~€ 56 bi (+14% A/A), com meta de >€ 90 bi em 2030. Rating BBB+/Baa1; capital pulverizado (QIA 7%, BlackRock 6%).

Aportes e relação com a Neoenergia

Out/25: compra dos 30,3% da Previ por R$ 12,0 bi. Mai/26: OPA pelos minoritários (€ 1,1 bi) e fechamento de capital – 100% Iberdrola.

Set/26: empréstimo 4.131 de R$ 9,4 bi (4 anos, CDI -0,17%) repassado às distribuidoras. Suporte estratégico e recorrente, mas sem aval ou garantia nas dívidas da Neoenergia.

Figura 09: Iberdrola – principais indicadores (€ milhões)

Indicador	2025	9M26
Receita líquida	45.547	34.405
EBITDA ajustado	15.048	11.891
Lucro líquido	6.285	5.816
Investimentos	14.460	10.087
Ativo total	161.000	>170.000
Dívida líquida ajustada	50.037	54.561
Dív. líq. aj. / EBITDA aj.	3,3x	3,4x
Liquidez	>21.000	23.046

Fontes: Neoenergia RI e Research XP | Notas: (1) Securitização – financiamento lastreado em recebíveis (€ 630 mi em set/26, ~1% da dívida financeira líquida).

Histórico Neoenergia

Trinta anos de consolidação: das privatizações do Nordeste à plataforma integrada 100% Iberdrola

1997 Privatização da Coelba (jul) e da Cosern (dez) pelo consórcio Guaraniana (Iberdrola, Previ e BB).

2000 Aquisição da Celpe (hoje Neoenergia Pernambuco) no leilão de privatização.

2003-05 Entrada em geração: UHE Itapebi (2003) e Termopernambuco (2004); grupo passa a chamar-se Neoenergia (2005).

2017 Incorporação da Elektro (SP/MS): a Iberdrola assume o controle (52,45%), com acordo de acionistas com Previ e BB.

2017-22 Leilões de transmissão (+8 mil km) e complexos eólicos Chafariz e Oitis e solar Luzia.

2019 IPO no Novo Mercado da B3 (jul/19).

2021 Aquisição da CEB Distribuição (DF): Neoenergia Brasília.

2023 Parceria com o GIC (50% de 8 transmissoras) e permuta de ativos de geração com a Eletrobras.

2025 Renovação da concessão de Pernambuco (set); venda de Baixo Iguaçu; Iberdrola compra os 30,3% da Previ (out).

2026 OPA e fechamento de capital (mai); renovação de Coelba, Cosern e Elektro; GIC com 49% da Neoenergia Transmissão e empréstimo mútuo de R$ 9,4 bi da Iberdrola (3T26).



Equipe de distribuição (Pernambuco)


Linha de transmissão no Nordeste


Parque eólico

Como o histórico explica o portfólio atual:

Distribuição como núcleo: três privatizações no Nordeste (1997-2000), a Elektro (2017) e a CEB (2021) formam as cinco concessões; as renovações de 2025-26 estendem o portfólio para 2057-2060 (Brasília: 2045).

A expansão em transmissão ocorreu por leilões, seguida de reciclagem de capital com o GIC.

Em geração, o portfólio foi simplificado com a saída de Baixo Iguaçu e Dardanelos e o controle de Corumbá III, com foco em ativos eólicos e solares em operação.

Controle integral da Iberdrola (2026): a Neoenergia passa a ser emissora apenas de dívida.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP.

Overview do portfólio

Distribuição como principal negócio, complementado por transmissão e geração

Distribuição	Transmissão	Geração e Clientes
80% do EBITDA (R$ 11,4 bi em 2025). 5 concessões, 17,2 mi de clientes, 845 mil km², BRR de R$ 48,2 bi.	**12% do EBITDA (R$ 1,7 bi).** 18 ativos em set/26, +8 mil km e 16 subestações; RAP de ~R$ 2,0 bi corrigida pelo IPCA, concessões até 2039-2052.	**8% do EBITDA (R$ 1,1 bi).** 4,0 GW: eólica 1,55 GW (44 parques), hidro 1,7 GW proporcional, solar 149 MWp, térmica 550 MW.
Coelba é 46% do EBITDA de distribuição; Elektro 24%, Pernambuco 16%, Cosern 11%, Brasília 4%.	**Ciclo de obras concluído:** CapEx de transmissão caiu 83% A/A no 3T26 (R$ 124 mi); EBITDA ajustado 9M26 +114%.	**Curtailment em alta:** 10% da energia eólica/solar no 3T26 (+2 p.p. A/A), com R$ 30 mi de ressarcimentos reconhecidos.
Concessões até 2057-2060 (Brasília 2045); RTPs[1] em 2027-29 convertem o CapEx em Parcela B.	**Ativo em atraso:** Lagoa dos Patos (RS/SC) opera com 64% da RAP liberada; o trecho remanescente segue em discussão judicial.	**Menor recurso eólico:** geração eólica -15% A/A no 3T26 e hidro -13%; EBITDA caixa do segmento -13% A/A.
Por que o CapEx subiu: investir perto das RTPs (2027-29) encurta o intervalo entre o desembolso e a remuneração e leva à revisão uma base de ativos menos depreciada.	**GIC detém 49%** da Neoenergia Transmissão (16 ativos) desde set/26.	**Mitigantes:** 56% da energia no ACR[2] (PPAs[3] até 2036-44); Termope com receita fixa até 2041; comercializadora +135% A/A.

Figura 10: Dívida por ano de emissão e empresa (R$ bi, set/26)

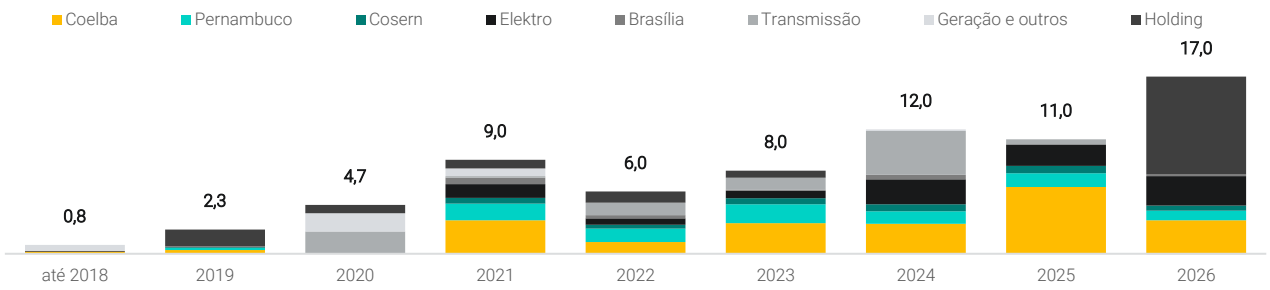
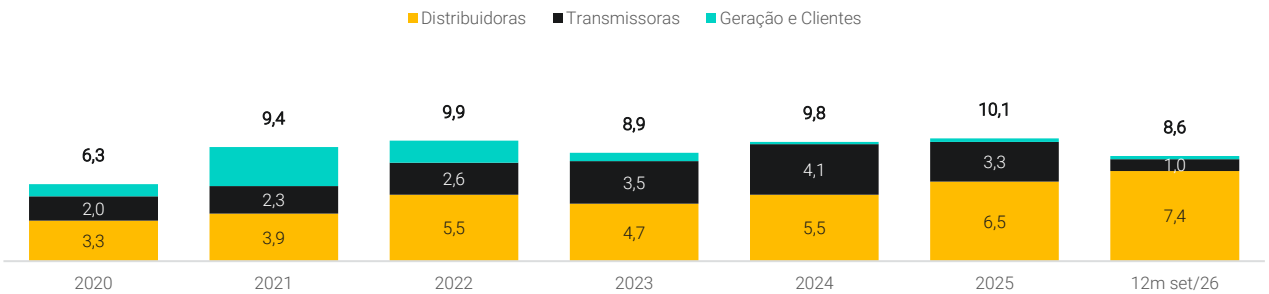


Figura 11: CapEx gerencial por segmento (R$ bi)



Leitura: quase 90% da dívida atual foi emitida a partir de 2021, acompanhando o ciclo de investimentos. Em 2026, destaca-se o empréstimo de R$ 9,4 bi da Iberdrola na holding. O CapEx das distribuidoras mais que dobrou desde 2020 (de R$ 3,3 bi para R$ 7,4 bi em 12 meses). Esses investimentos devem ser incorporados à base de remuneração nas próximas revisões tarifárias, passando a ser remunerados pela tarifa.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP | Notas: Fig. 10: ITR 3T26 (saldo por instrumento, ex-intragrupo); Fig. 11: Planilha Unificada RI (CapEx gerencial, competência). (1) RTP: Revisão Tarifária Periódica; (2) ACR: Ambiente de Contratação Regulada; (3) PPA: contrato de energia de longo prazo. Ver Glossário (p. 15).

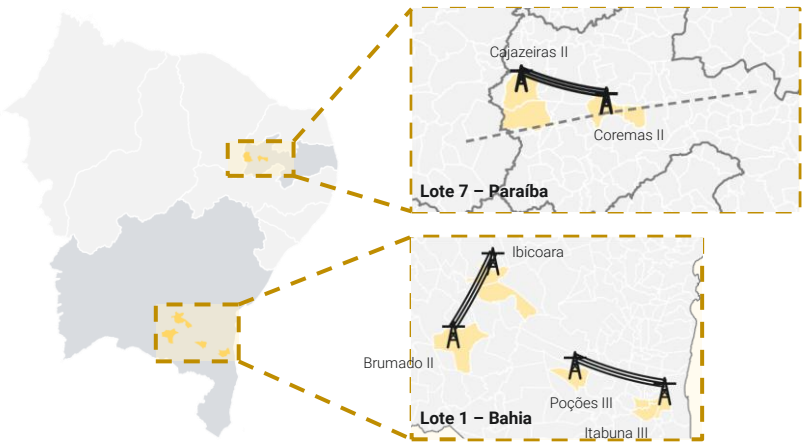
Transmissão: novos lotes no Leilão 4/2026

Bahia e Paraíba: R$ 1,2 bi de investimento e R$ 128 mi de RAP total; novas instalações em 2030–31

Figura 12: Lotes arrematados pela Neoenergia no Leilão de Transmissão nº 4/2026 (30/10/26)

	Lote 1 – Bahia	Lote 7 – Paraíba	Total
Localização	Sul e centro-sul da BA (Ibicoara, Brumado, Poções, Itabuna e outros)	Sertão da PB (Coremas, Cajazeiras, Emas e São José de Piranhas)	BA e PB
Obras novas	238 km de LTs (Poções III–Itabuna III e 2º circuito Ibicoara–Brumado II) e 3º transformador em Brumado II (+100 MVA)	SEs Coremas II (500/230 kV) e Cajazeiras II (230/69 kV), com 2.100 MVA, e 113 km de LTs e seccionamentos	351 km
Ativos existentes	Operação de 483 km de LTs e SEs da Afluente T (concessão do grupo em fim de prazo)	–	483 km
Investimento ANEEL (R$ mi)	493	665	1.158
RAP teto (R$ mi/ano)	122,7	110,7	233,4
RAP ofertada (R$ mi/ano)	59,9	68,0	**127,9**
Deságio (média do leilão: 50,1%)	51,2%	38,6% (menor do leilão)	**45,2%**
RAP ofertada / investimento	12,1%	10,2%	11,0%
Disputa	5 concorrentes; +150 lances no viva-voz	5 concorrentes; viva-voz com a Celeo	–
Prazo | operação prevista	48 meses | 1º sem. 2031	42 meses | 2º sem. 2030	–

Figura 13: Localização dos lotes – subestações e novas linhas



Lote 7 – Paraíba

RAP de R$ 68,0 mi/ano; investimento de R$ 665 mi; operação prevista no 2º sem. 2030.

Reforça o atendimento ao sertão paraibano, seccionando linhas de 500 kV e 230 kV já existentes (tracejado).

Lote 1 – Bahia

RAP de R$ 59,9 mi/ano; investimento de R$ 493 mi; operação prevista no 1º sem. 2031.

Renova ativos que o grupo já opera (Afluente-T) e amplia a rede do sul e centro-sul da Bahia.

Nossa leitura:

Por que faz sentido: a transmissão tem receita fixa por 30 anos, corrigida pela inflação e sem risco de demanda, o segmento de negócio mais previsível do grupo. A Neoenergia volta aos leilões depois de entregar o ciclo de 2017-22 (7 lotes e mais de 8 mil km), com exceção de Lagoa dos Patos, ainda com trecho em discussão judicial. A presença nas regiões dos projetos pode favorecer a execução das obras e a operação dos ativos.

Retorno apertado: o deságio conjunto de 45% ficou abaixo da média do leilão, de 50%, mas não assegura maior rentabilidade. Na Paraíba, a RAP equivale a aproximadamente 10% do investimento de referência da ANEEL, antes de custos e tributos. Nesse contexto, controle do capex, cronograma das entregas e custo de financiamento serão determinantes para o retorno.

Financiamento: o capex equivale a cerca de 0,1x o EBITDA consolidado dos últimos 12 meses, o que sugere impacto limitado na alavancagem. Ainda assim, os desembolsos antecedem a receita das novas instalações, previstas para 2030–31. Vamos acompanhar o custo e o prazo das captações e a necessidade de aportes durante a implantação.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP | Notas: Leilão de Transmissão 4/2026 (ANEEL/B3, 30/10/26); investimento estimado pela ANEEL (o comunicado da companhia cita ~R$ 1,4 bi). Prazos a partir da assinatura dos contratos (prevista para fev/27); resultado sujeito a habilitação e homologação

Neoenergia Coelba

Maior distribuidora do grupo: qualidade e perdas dentro do regulatório; alavancagem sobe com o ciclo de CapEx

Bahia (415 municípios + 2) | 98,98% Neoenergia | concessão até ago/2057 | próxima RTP: abr/2028 | 567 mil km²

7,0 mi clientes (set/26)

R$ 23,3 bi BRR líquida (set/26)

25,5 TWh energia distribuída 2025 (incl. GD)

R$ 4,6 bi EBITDA caixa 12m (ex-VNR)

4,4x dív. líq. / EBITDA caixa

ago/2057 vencimento da concessão



Figura 14: Dívida líquida (R$ bi) e alavancagem reportada x ajustada (EBITDA pós IFRS-16)

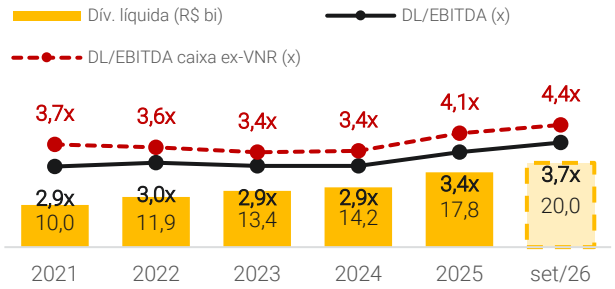


Figura 15: EBITDA gerencial pós IFRS-16 (R$ mi) e margem ex-receita de construção

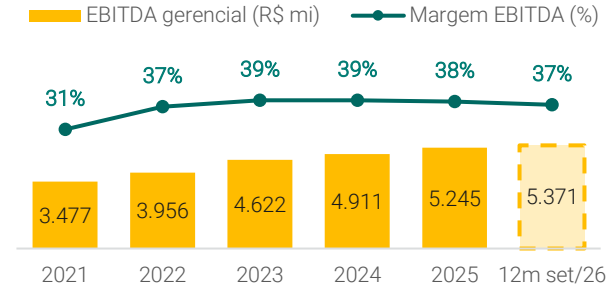


Figura 16: DEC (h) x limite ANEEL

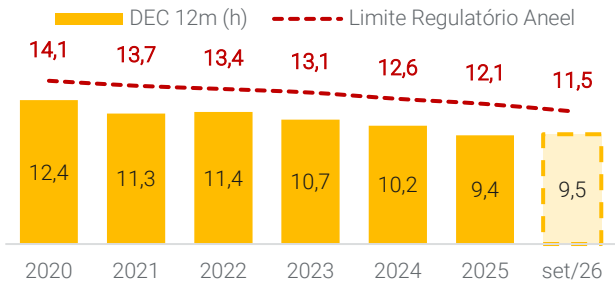


Figura 17: FEC (vezes) x limite ANEEL

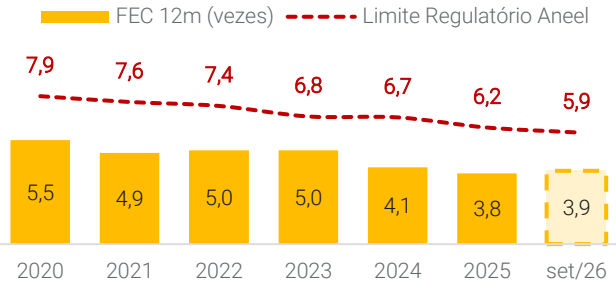


Figura 18: Perdas totais x perdas regulatórias (%)

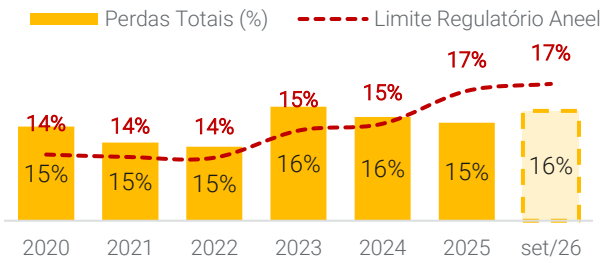


Figura 19: PECLD/ROB x parâmetro tarifário (%)

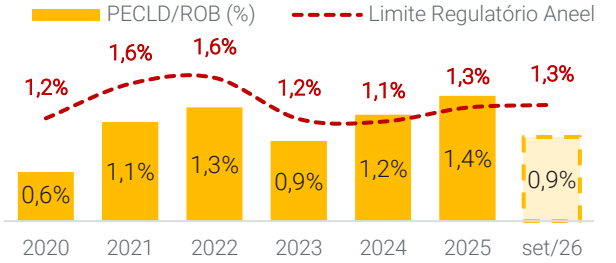
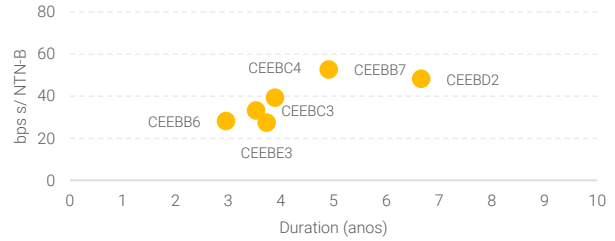


Figura 20: Spread x duration



Nossa leitura:

A Coelba é a maior e mais sólida distribuidora do grupo: gera quase metade do caixa da distribuição, cumpre com folga as metas de qualidade do serviço (duração e frequência das faltas de energia) e voltou a ter perdas abaixo do limite aceito pela ANEEL. O maior endividamento está de acordo com o ciclo de investimentos que antecede a revisão tarifária de abr/28, quando se espera o reconhecimento desses investimentos, com reflexos positivos sobre a geração de caixa.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP.

Neoenergia Pernambuco

Margem de 24,8%, abaixo da média do grupo (31,3%); redução das perdas (18,8% vs. 17,7% regulatório) pode melhorar a rentabilidade

Pernambuco (184 municípios + 1) | 100% Neoenergia | concessão até mar/2060 | próxima RTP: abr/2029 | 98,5 mil km²

4,3 mi
clientes (set/26)

R$ 9,4 bi
BRR líquida (set/26)

16,3 TWh
energia distribuída 2025 (incl. GD)

R$ 1,9 bi
EBITDA caixa 12m (ex-VNR)

4,1x
dív. líq. / EBITDA caixa

mar/2060
vencimento da concessão



Figura 21: Dívida líquida (R$ bi) e alavancagem reportada x ajustada (EBITDA pós IFRS-16)

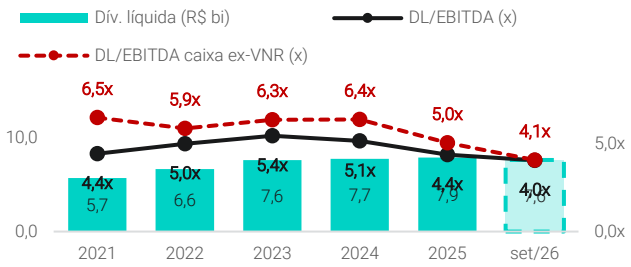


Figura 22: EBITDA gerencial pós IFRS-16 (R$ mi) e margem ex-receita de construção

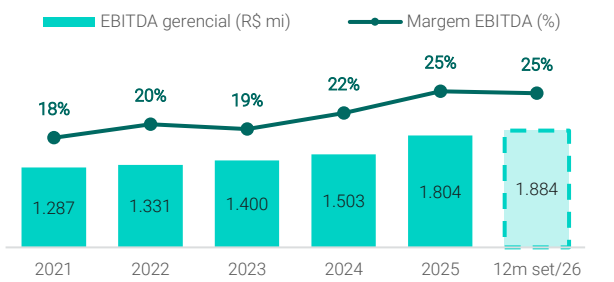


Figura 23: DEC (h) x limite ANEEL

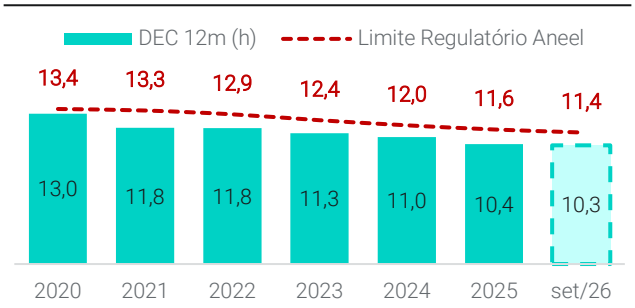


Figura 24: FEC (vezes) x limite ANEEL

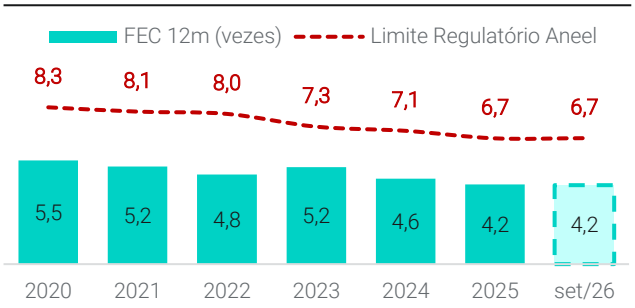


Figura 25: Perdas totais x perdas regulatórias (%)

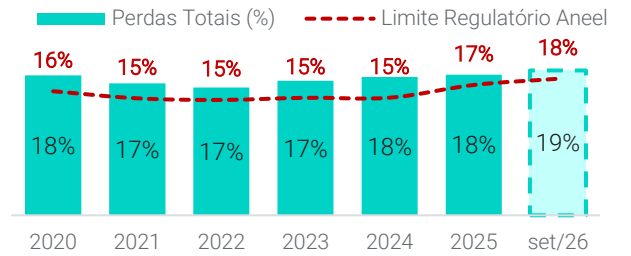


Figura 26: PECLD/ROB x parâmetro tarifário (%)

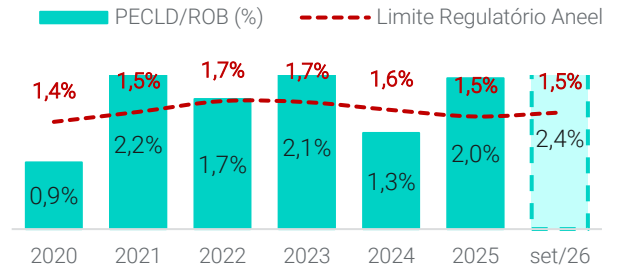
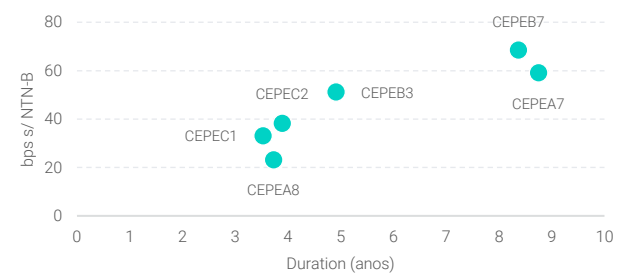


Figura 27: Spread x duration



Nossa leitura

A revisão tarifária de 2025 aumentou a receita da distribuidora e o limite de perdas aceito na tarifa. Ainda assim, as perdas de energia, em boa parte por furtos e fraudes, permanecem acima desse limite. Com a maior inadimplência do grupo, a distribuidora tem a menor margem entre as concessões.. A alavancagem está estável e a qualidade do serviço, dentro das metas. A revisão em discussão na ANEEL (NT 252) pode ampliar o reconhecimento das perdas de energia na tarifa, o que pode beneficiar a Celpe que possui uma área de concessão mais exposta à tal questão.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP.

Neoenergia Cosern

Melhores indicadores do grupo: perdas e DEC bem abaixo dos limites regulatórios e menor alavancagem (2,8x)

Rio Grande do Norte (167 municípios) | 100% Neoenergia | concessão até dez/2057 | próxima RTP: abr/2028 | 53 mil km²

1,7 mi clientes (set/26)

R$ 4,7 bi BRR líquida (set/26)

7,1 TWh energia distribuída 2025 (incl. GD)

R$ 1,1 bi EBITDA caixa 12m (ex-VNR)

2,8x dív. líq. / EBITDA caixa

dez/2057 vencimento da concessão



Figura 28: Dívida líquida (R$ bi) e alavancagem reportada x ajustada (EBITDA pós IFRS-16)

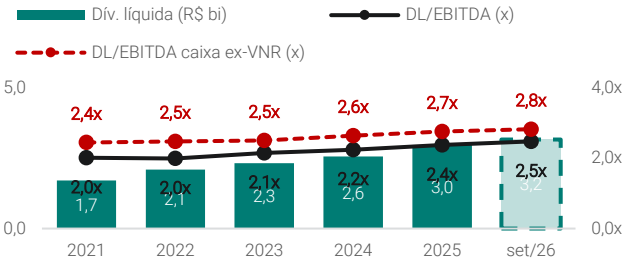


Figura 29: EBITDA gerencial pós IFRS-16 (R$ mi) e margem ex-receita de construção

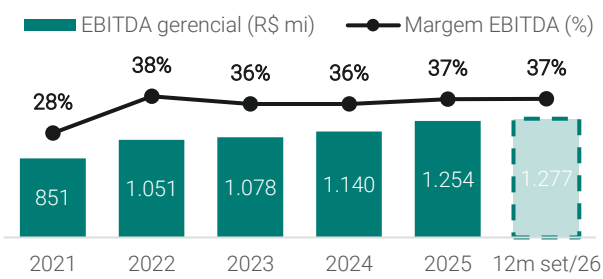


Figura 30: DEC (h) x limite ANEEL

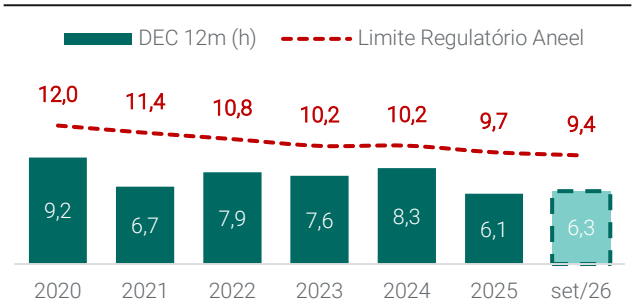


Figura 31: FEC (vezes) x limite ANEEL

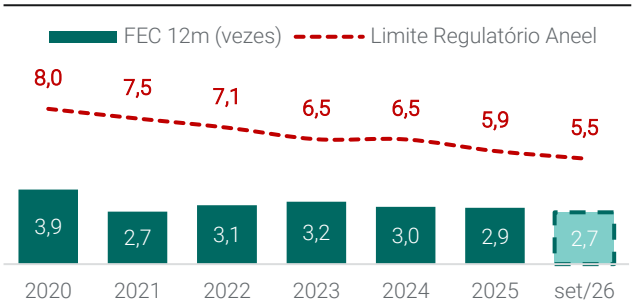


Figura 32: Perdas totais x perdas regulatórias (%)

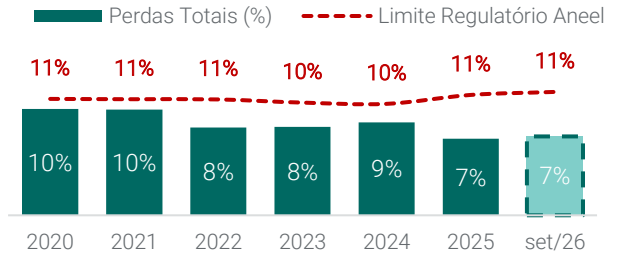


Figura 33: PECLD/ROB x parâmetro tarifário (%)

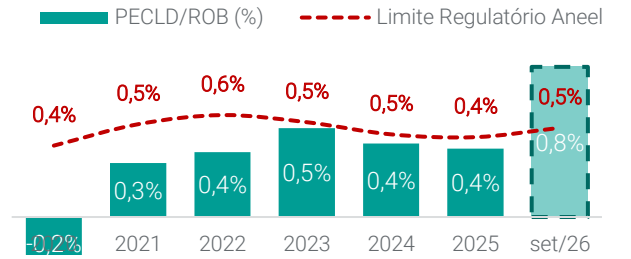
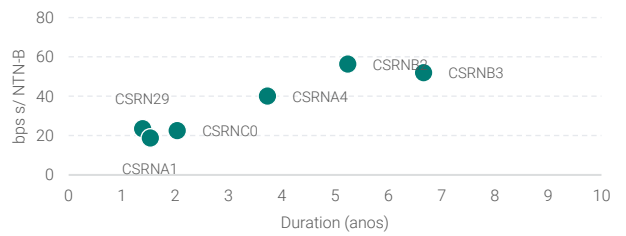


Figura 34: Spread x duration



Nossa leitura

Concessão mais eficiente e menos alavancada: margem de 37%, ganho regulatório de 4 p.p. em perdas e qualidade com folga. Riscos são de porte e de mercado (GD e ACL reduzem o cativo); PECLD cruzou o parâmetro em 2024, ainda em valores pequenos.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP.

Neoenergia Elektro

Área de maior renda e menores perdas do grupo (6,4%); alavancagem em 3,6x antes da RTP de ago/27

SP (223 municípios) e MS (5) | 99,68% Neoenergia | concessão até ago/2058 | próxima RTP: ago/2027 | 121 mil km²

3,1 mi clientes (set/26)

R$ 8,8 bi BRR líquida (set/26)

21,0 TWh energia distribuída 2025 (incl. GD)

R$ 2,4 bi EBITDA caixa 12m (ex-VNR)

3,6x dív. líq. / EBITDA caixa

ago/2058 vencimento da concessão



Figura 35: Dívida líquida (R$ bi) e alavancagem reportada x ajustada (EBITDA pós IFRS-16)

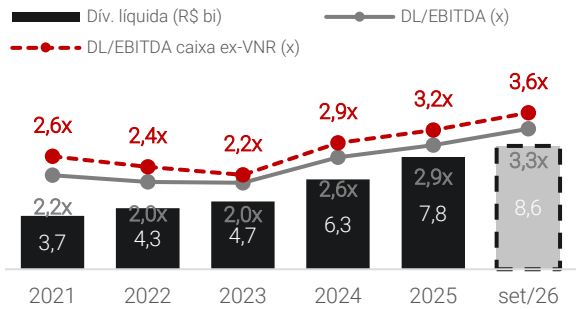


Figura 36: EBITDA gerencial pós IFRS-16 (R$ mi) e margem ex-receita de construção

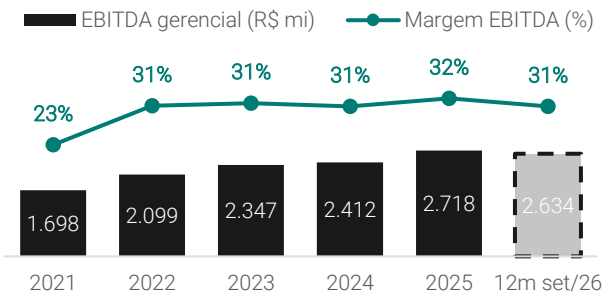


Figura 37: DEC (h) x limite ANEEL

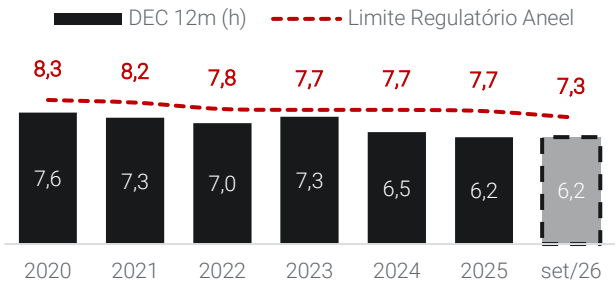


Figura 38: FEC (vezes) x limite ANEEL

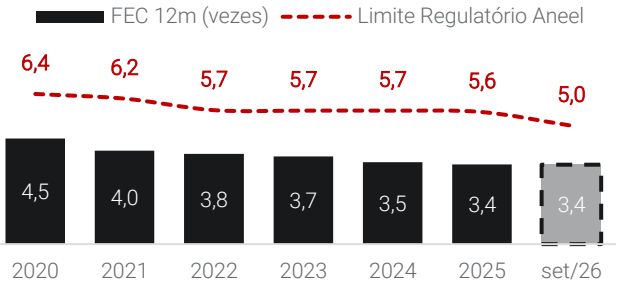


Figura 39: Perdas totais x perdas regulatórias (%)

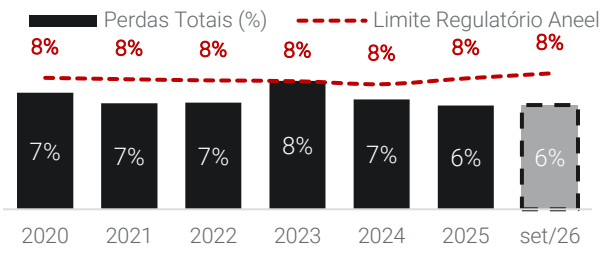


Figura 40: PECLD/ROB x parâmetro tarifário (%)

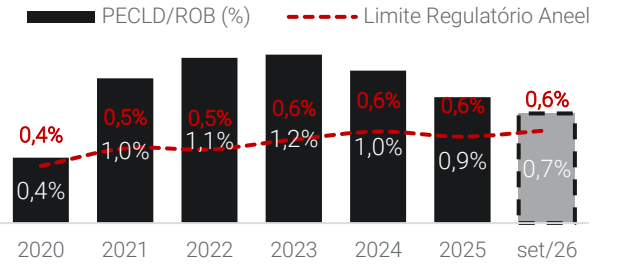
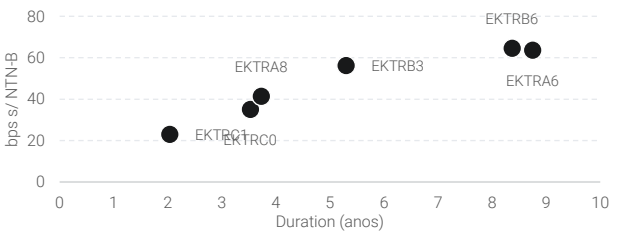


Figura 41: Spread x duration



Nossa leitura

A Elektro atende o mercado de maior renda do grupo, com presença industrial e perdas de 6,4%, abaixo do limite regulatório de 8,4%. A dívida líquida cresceu 37% desde dez/23 para financiar CapEx e dividendos, elevando a alavancagem. A revisão tarifária de ago/27 deve incorporar os investimentos à base de remuneração. A PECLD permanece acima do parâmetro regulatório, mas vem se aproximando do limite estabelecido pelo regulador.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP.

Neoenergia Brasília

Concessão em fase de maturação: perdas de 13,9% (12,2% regulatório); RTP de out/26 elevou a Parcela B em 14,4%

Distrito Federal | 100% Neoenergia | concessão até jul/2045 (não renovada) | RTP out/26 | 5,8 mil km²

1,2 mi clientes (set/26)

R$ 2,1 bi BRR líquida (set/26)

7,3 TWh energia distribuída 2025 (incl. GD)

R$ 0,4 bi EBITDA caixa 12m (ex-VNR)

3,5x dív. líq. / EBITDA caixa

jul/2045 vencimento da concessão



Figura 42: Dívida líquida (R$ bi) e alavancagem reportada x ajustada (EBITDA pós IFRS-16)

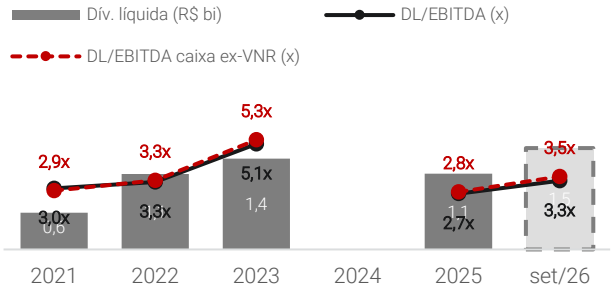


Figura 43: EBITDA gerencial pós IFRS-16 (R$ mi) e margem ex-receita de construção

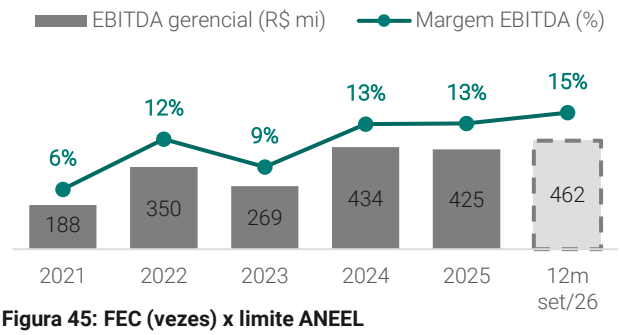


Figura 44: DEC (h) x limite ANEEL

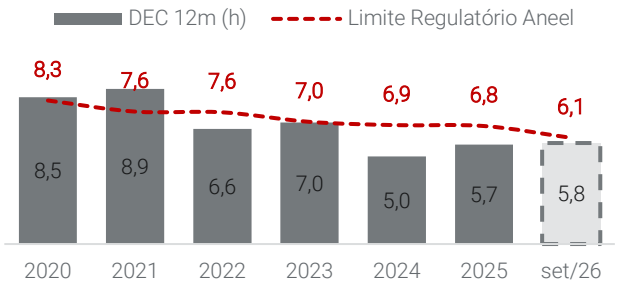


Figura 45: FEC (vezes) x limite ANEEL

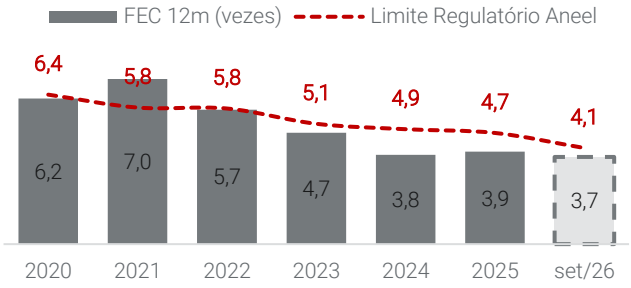


Figura 46: Perdas totais x perdas regulatórias (%)

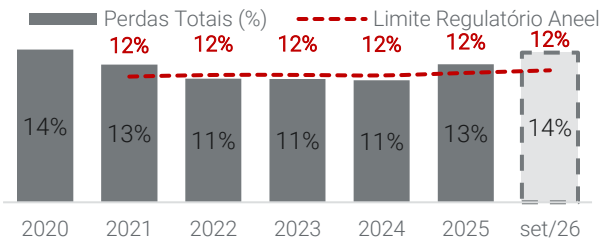
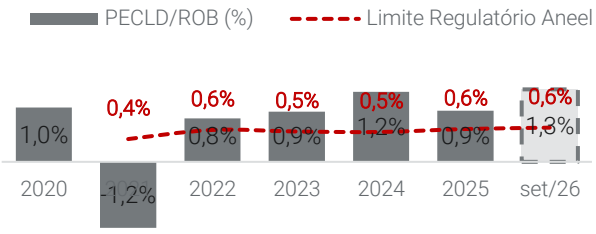


Figura 47: PECLD/ROB x parâmetro tarifário (%)



Nossa leitura

Ativo em um estágio inicial de amadurecimento: margem de 14,5%, prejuízo em 2025 e perdas em deterioração (11,1% em 2023 → 13,9%), acima do regulatório desde 2025. A RTP de out/26 (BRR R$ 2,2 bi; Parcela B +14,4%) é um alívio relevante; concessão vence em 2045 sem renovação. Peso pequeno no consolidado (4% do EBITDA de distribuição).

Fontes: Neoenergia RI e Research XP.

Glossário

Termos financeiros e do setor elétrico usados nesta apresentação

Termos financeiros

12 meses (LTM)	Soma dos últimos quatro trimestres. Base de todos os indicadores de alavancagem e cobertura da apresentação.
EBITDA gerencial	EBITDA divulgado pela companhia. Inclui a atualização do VNR e a equivalência patrimonial, que não geram caixa no período.
EBITDA caixa (ex-VNR)	EBITDA gerencial sem o VNR. Usamos na alavancagem "ajustada" de cada distribuidora.
EBITDA ajustado (critério XP)	EBITDA ex-VNR, ex-equivalência e operações corporativas, com a transmissão pela receita regulatória (RAP) em vez do resultado IFRS.
Dívida bruta ajustada	Empréstimos, financiamentos e debêntures (líquidos de derivativos), somados aos arrendamentos (IFRS 16) e ao risco sacado.
Dívida líquida	Dívida bruta menos caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.
Alavancagem (DL/EBITDA)	Quantos anos de EBITDA seriam necessários para quitar a dívida líquida. É a principal métrica de crédito.
Cobertura de juros	EBITDA dividido pelo resultado financeiro líquido: quantas vezes a geração operacional cobre o custo da dívida.
Covenant financeiro	Limite contratual de um indicador (na Neoenergia: DL/EBITDA ≤ 4,0x e EBITDA/res. financeiro ≥ 2,0x). Se for rompido, a dívida pode vencer antecipadamente.
Aval e fiança	Instrumento que prevê que o avalista (em títulos, como debêntures) ou o fiador (em contratos) responde pela dívida se o devedor não pagar.
Dívida quirografária	Dívida sem garantia real nem de terceiros. O credor depende só da capacidade de pagamento da emissora.
Risco sacado	Antecipação, via agentes financeiros, de pagamentos devidos a fornecedores. Tratamos como dívida.
Debênture e *spread*	Título de dívida do mercado local. O spread é o prêmio pago sobre a referência (DI ou NTN-B) e reflete o risco de crédito percebido.
Fomento	Financiamentos de bancos de desenvolvimento (BNDES, BNB e multilaterais), em geral longos e com aval da holding.
Empréstimo 4.131	Empréstimo captado no exterior sob a Lei 4.131/62. Na Neoenergia, os R$ 9,4 bi concedidos pela Iberdrola no 3T26.
Rating nacional x global	A escala nacional (ex.: AAA(bra)) compara emissores brasileiros entre si. A escala global incorpora o risco-soberano do Brasil.
OPA e fechamento de capital	Oferta pública pelas ações em circulação. Após a OPA de mai/26, a Neoenergia passou a ser emissora apenas de dívida.

Termos setoriais

ANEEL e ONS	A ANEEL regula tarifas, qualidade e concessões. O ONS (Operador Nacional do Sistema) coordena a operação da rede e o despacho das usinas.
Concessão de distribuição	Direito de distribuir energia numa área por prazo definido. As renovações de 2025-26 seguem o Decreto 12.068/2024, com metas de qualidade e saúde financeira.
Parcela A e Parcela B	A tarifa repassa custos não gerenciáveis (Parcela A: energia, transmissão, encargos) e remunera a distribuidora (Parcela B: custos operacionais, depreciação e retorno sobre a BRR).
RTP e reajuste anual	A Revisão Tarifária Periódica recalcula a Parcela B a cada 4 ou 5 anos. Entre revisões, o reajuste anual corrige pela inflação menos o Fator X.
BRR ou RAB (base de remuneração)	Base de Remuneração Regulatória (Regulatory Asset Base): investimentos reconhecidos pela ANEEL, sobre os quais a distribuidora recebe retorno e depreciação. O CapEx só entra na tarifa na RTP seguinte.
VNR	Valor Novo de Reposição: os ativos não depreciados ao fim da concessão, a serem indenizados. A atualização anual entra no EBITDA contábil sem gerar caixa.
Perdas técnicas e não técnicas	As técnicas são inerentes ao transporte da energia. As não técnicas vêm de furto, fraude e erro de medição. Acima do limite regulatório, viram custo da empresa.
DEC e FEC	Duração (horas) e frequência (vezes) médias de interrupção por consumidor em 12 meses. Acima dos limites da ANEEL, geram compensações e pesam na concessão.
PECLD e parâmetro regulatório	Provisão para perdas com contas a receber. A tarifa cobre um nível regulatório de inadimplência; o que passar disso é custo da empresa.
Mercado cativo, ACL e ACR	O cativo compra energia da distribuidora. No mercado livre (ACL), o consumidor escolhe o fornecedor e paga só o uso da rede. O ACR reúne os contratos regulados de leilão.
GD (geração distribuída)	Geração própria, como solar em telhados, compensada na conta de luz. Reduz a energia faturada; a Lei 14.300/2022 introduz aos poucos a cobrança pelo uso da rede.
RAP	Receita Anual Permitida: receita fixa da transmissora, corrigida pela inflação e paga pela disponibilidade das linhas. "RAP liberada" é a parcela já em operação.
Leilão de transmissão	Licitação da ANEEL em que vence o maior deságio sobre a RAP-teto. Dá direito a uma concessão de 30 anos.
Receita de construção (IFRS)	Na contabilidade, o CapEx de concessão gera receita e margem de construção. No critério regulatório, que usamos na transmissão, vale a RAP efetivamente recebida.
Curtailment	Corte de geração eólica ou solar determinado pelo ONS por restrição de rede ou excesso de oferta. Nem sempre é ressarcido. **(é sobreoferta de energia, não falta de energia)**
PPA	Contrato de longo prazo de compra e venda de energia, no mercado regulado ou no livre. Dá previsibilidade de receita à geração.

Fontes: Neoenergia RI e Research XP | Notas: definições simplificadas, para referência; os indicadores pelo critério XP estão na página "Nossa visão do case" (Figura 02).

Disclaimer

1. Este relatório de análise foi elaborado pela XP Investimentos CCTVM S.A. ("XP Investimentos ou XP") de acordo com todas as exigências previstas na Resolução CVM 20/2021, tem como objetivo fornecer informações que possam auxiliar o investidor a tomar sua própria decisão de investimento, não constituindo qualquer tipo de oferta ou solicitação de compra e/ou venda de qualquer produto. As informações contidas neste relatório são consideradas válidas na data de sua divulgação e foram obtidas de fontes públicas. A XP Investimentos não se responsabiliza por qualquer decisão tomada pelo cliente com base no presente relatório.
2. Este relatório foi elaborado considerando a classificação de risco dos produtos de modo a gerar resultados de alocação para cada perfil de investidor.
3. O(s) signatário(s) deste relatório declara(m) que as recomendações refletem única e exclusivamente suas análises e opiniões pessoais, que foram produzidas de forma independente, inclusive em relação à XP Investimentos e que estão sujeitas a modificações sem aviso prévio em decorrência de alterações nas condições de mercado, e que sua(s) remuneração(es) é(são) indiretamente influenciada por receitas provenientes dos negócios e operações financeiras realizadas pela XP Investimentos.
4. O analista responsável pelo conteúdo deste relatório e pelo cumprimento da Resolução CVM nº 20/2021 está indicado acima, sendo que, caso constem a indicação de mais um analista no relatório, o responsável será o primeiro analista credenciado a ser mencionado no relatório.
5. Os analistas da XP Investimentos estão obrigados ao cumprimento de todas as regras previstas no Código de Conduta da APIMEC Brasil para o Analista de Valores Mobiliários e na Política de Conduta dos Analistas de Valores Mobiliários da XP Investimentos.
6. O atendimento de nossos clientes é realizado por empregados da XP Investimentos ou por assessores de investimento que desempenham suas atividades por meio da XP, em conformidade com a Resolução CVM nº 178/2023, os quais encontram-se registrados na Associação Nacional das Corretoras e Distribuidoras de Títulos e Valores Mobiliários – ANCORD. O assessor de investimento não pode realizar consultoria, administração ou gestão de patrimônio de clientes, devendo atuar como intermediário e solicitar autorização prévia do cliente para a realização de qualquer operação no mercado de capitais.
7. Para fins de verificação da adequação do perfil do investidor aos serviços e produtos de investimento oferecidos pela XP Investimentos, utilizamos a metodologia de adequação dos produtos por portfólio, nos termos das Regras e Procedimentos ANBIMA de Suitability nº 01 e do Código ANBIMA de Distribuição de Produtos de Investimento. Essa metodologia consiste em atribuir uma pontuação máxima de risco para cada perfil de investidor (conservador, moderado e agressivo), bem como uma pontuação de risco para cada um dos produtos oferecidos pela XP Investimentos, de modo que todos os clientes possam ter acesso a todos os produtos, desde que dentro das quantidades e limites da pontuação de risco definidas para o seu perfil. Antes de aplicar nos produtos e/ou contratar os serviços objeto deste material, é importante que você verifique se a sua pontuação de risco atual comporta a aplicação nos produtos e/ou a contratação dos serviços em questão, bem como se há limitações de volume, concentração e/ou quantidade para a aplicação desejada. Você pode consultar essas informações diretamente no momento da transmissão da sua ordem ou, ainda, consultando o risco geral da sua carteira na tela de carteira (Visão Risco). Caso a sua pontuação de risco atual não comporte a aplicação/contratação pretendida, ou caso existam limitações em relação à quantidade e/ou volume financeiro para a referida aplicação/contratação, isto significa que, com base na composição atual da sua carteira, esta aplicação/contratação não está adequada ao seu perfil. Em caso de dúvidas sobre o processo de adequação dos produtos oferecidos pela XP Investimentos ao seu perfil de investidor, consulte o FAQ. As condições de mercado, mudanças climáticas e o cenário macroeconômico podem afetar o desempenho do investimento.
8. A rentabilidade de produtos financeiros pode apresentar variações e seu preço ou valor pode aumentar ou diminuir num curto espaço de tempo. Os desempenhos anteriores não são necessariamente indicativos de resultados futuros. A rentabilidade divulgada não é líquida de impostos. As informações presentes neste material são baseadas em simulações e os resultados reais poderão ser significativamente diferentes.
9. Este relatório é destinado à circulação exclusiva para a rede de relacionamento da XP Investimentos, incluindo assessores de investimentos da XP e clientes da XP, podendo também ser divulgado no site da XP. Fica proibida sua reprodução ou redistribuição para qualquer pessoa, no todo ou em parte, qualquer que seja o propósito, sem o prévio consentimento expresso da XP Investimentos.
10. SAC. 0800 77 20202. A Ouvidoria da XP Investimentos tem a missão de servir de canal de contato sempre que os clientes que não se sentirem satisfeitos com as soluções dadas pela empresa aos seus problemas. O contato pode ser realizado por meio do telefone: 0800 722 3710.
11. O custo da operação e a política de cobrança estão definidos nas tabelas de custos operacionais disponibilizadas no site da XP Investimentos: www.xpi.com.br.
12. A XP Investimentos se exime de qualquer responsabilidade por quaisquer prejuízos, diretos ou indiretos, que venham a decorrer da utilização deste relatório ou seu conteúdo.
13. A Avaliação Técnica e a Avaliação de Fundamentos seguem diferentes metodologias de análise. A Análise Técnica é executada seguindo conceitos como tendência, suporte, resistência, candles, volumes, médias móveis entre outros. Já a Análise Fundamentalista utiliza como informação os resultados divulgados pelas companhias emissoras e suas projeções. Desta forma, as opiniões dos Analistas Fundamentalistas, que buscam os melhores retornos dadas as condições de mercado, o cenário macroeconômico e os eventos específicos da empresa e do setor, podem divergir das opiniões dos Analistas Técnicos, que visam identificar os movimentos mais prováveis dos preços dos ativos, com utilização de "stops" para limitar as possíveis perdas.
14. Ação é uma fração do capital de uma empresa que é negociada no mercado. É um título de renda variável, ou seja, um investimento no qual a rentabilidade não é preestabelecida, varia conforme as cotações de mercado. O investimento em ações é um investimento de alto risco e os desempenhos anteriores não são necessariamente indicativos de resultados futuros e nenhuma declaração ou garantia, de forma expressa ou implícita, é feita neste material em relação a desempenhos. As condições de mercado, o cenário macroeconômico, os eventos específicos da empresa e do setor podem afetar o desempenho do investimento, podendo resultar até mesmo em significativas perdas patrimoniais. A duração recomendada para o investimento é de médio-longo prazo. Não há quaisquer garantias sobre o patrimônio do cliente neste tipo de produto.
15. O investimento em opções é preferencialmente indicado para investidores de perfil agressivo, de acordo com a política de suitability praticada pela XP Investimentos. No mercado de opções, são negociados direitos de compra ou venda de um bem por preço fixado em data futura, devendo o adquirente do direito negociado pagar um prêmio ao vendedor tal como num acordo seguro. As operações com esses derivativos são consideradas de risco muito alto por apresentarem altas relações de risco e retorno e algumas posições apresentarem a possibilidade de perdas superiores ao capital investido. A duração recomendada para o investimento é de curto prazo e o patrimônio do cliente não está garantido neste tipo de produto.
16. O investimento em termos são contratos para compra ou a venda de uma determinada quantidade de ações, a um preço fixado, para liquidação em prazo determinado. O prazo do contrato a Termo é livremente escolhido pelos investidores, obedecendo o prazo mínimo de 16 dias e máximo de 999 dias corridos. O preço será o valor da ação adicionado de uma parcela correspondente aos juros – que são fixados livremente em mercado, em função do prazo do contrato. Toda transação a termo requer um depósito de garantia. Essas garantias são prestadas em duas formas: cobertura ou margem.
17. O investimento em Mercados Futuros embute riscos de perdas patrimoniais significativos. Commodity é um objeto ou determinante de preço de um contrato futuro ou outro instrumento derivativo, podendo consubstanciar um índice, uma taxa, um valor mobiliário ou produto físico. É um investimento de risco muito alto, que contempla a possibilidade de oscilação de preço devido à utilização de alavancagem financeira. A duração recomendada para o investimento é de curto prazo e o patrimônio do cliente não está garantido neste tipo de produto. As condições de mercado, mudanças climáticas e o cenário macroeconômico podem afetar o desempenho do investimento.
18. ESTA INSTITUIÇÃO É ADERENTE AO CÓDIGO ANBIMA DE DISTRIBUIÇÃO DE PRODUTOS DE INVESTIMENTO.



banco
de atacado