



RNT

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE

RELATÓRIO DE GESTÃO

ANO 2025

Índice

1- ENQUADRAMENTO 4

1.1 Panorama Macroeconómico 2025 6
1.2 Tendências Globais do Sector de Energia Eléctrica 8
1.3 Tendência do Sector Eléctrico em Angola 9
1.4 Regulamentações Relevantes 11

2. DESCRIÇÃO DA EMPRESA 12

2.1 Modelo de Governo Modelo de Governo 13
2.2 Conselho de Administração 14
2.3 Estrutura Organizacional 16
2.4 Rede Nacional de Transporte de Electricidade 18

3 GESTÃO E DESENVOLVIMENTO DO CAPITAL HUMANO 19

3.1 Distribuição dos Trabalhadores por Regiões e Grupos Profissionais 19

4. OPERAÇÃO DO MERCADO 23

4.3 Cobrança de Energia Eléctrica 28

5. OPERAÇÃO DO SISTEMA 30

5.1 Gestão da Operação Centralizada do Sistema 30
5.2 Gestão dos Níveis de Reservatórios das Centrais Hidroeléctricas 32
5.3 Pontas Máximas por Sistemas 34
5.4 Qualidade de Serviço 35

6 GESTÃO DA REDE DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE 37

6.1 Exploração e Manutenção da Rede de Transporte de Electricidade 38
6.1.1 Execução do Plano Anual de Manutenção 38
6.1.1.2 Manutenções de Subestações Eléctricas 38
6.1.1.3 Manutenção de Linhas de Transporte de Electricidade 40
6.1.1.4 Sistemas de Protecções Eléctricas 41

7 ACTIVOS E INVESTIMENTOS 45

7.1.1 Plano de Expansão do Sistema Eléctrico 45
7.1.1 Construção de Novas Subestações Eléctricas 45
7.1.2 Evolução da Capacidade Instalada da Rede – MVA 46
7.1.3 Evolução do Comprimento da Rede de Transporte de Electricidade – Km 46
7.2 Investimentos 47
7.2.1 Projectos Realizados com Recursos a Fundos Próprios 47
7.2.2 Programa de Investimentos Públicos 47

8. PLANEAMENTO DO SISTEMA ELÉCTRICO 48

8.1 Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade 49
8.2 Plano Director de Expansão do Sistema Eléctrico 49
8.3 Coordenação de Estudos de Viabilidade Técnica, Económica e Estudos de Impacto Ambiental e Social de Projectos da Rede de Transporte de Electricidade 50

9. DESEMPENHO ECONÓMICO E FINANCEIRO 50

9.1 CAPITAL ESTATUTÁRIO 50
9.2 IMPOSTOS 51
9.3 IMOBILIZAÇÕES CORPÓREAS 51
9.4 DEMONSTRAÇÕES ECONÓMICAS E FINANCEIRAS 52
10. PROPOSTAS DE APLICAÇÃO DOS RESULTADOS 57
11. PERSPECTIVAS DA RNT-EP 58

1- Enquadramento

O presente Relatório tem como objectivo apresentar o desempenho das actividades desenvolvidas pela RNT-EP nos domínios operacional, comercial, económico e financeiro, referentes ao Exercício Económico do Ano 2025.

A RNT-EP está vocacionada ao transporte de energia eléctrica, através da Gestão do Sistema Eléctrico Nacional (Operação do Sistema) e Planeamento do Sistema Eléctrico e da Exploração da Rede Nacional de Transporte (Operação da Rede). No âmbito das suas atribuições, a RNT-EP deve assegurar a fiabilidade e estabilidade do Sistema Eléctrico, mediante a operação em tempo real, de acordo com os critérios de segurança, qualidade e eficiência.

A gestão da RNT-EP baseia-se no respeito à sua declaração de Missão, Visão e Valores fundamentais, que a seguir se discriminam:

Missão

Transportar a energia eléctrica, respeitando os padrões internacionais de qualidade e garantindo a satisfação dos clientes, de acordo com os princípios de sustentabilidade económica, técnica, social e ambiental.

Visão

Gerir e consolidar o Mercado Eléctrico Nacional e tornar a empresa competitiva a nível Regional.

Valores

Valorização dos Clientes: Considerar o cliente a razão principal da nossa existência;

Integridade: Garantir uma cultura ética de acordo com os princípios universais;

Desenvolvimento do Capital Humano: Fomentar o desenvolvimento contínuo do capital humano para estimular a produtividade empresarial e melhorar a qualificação e o desempenho do pessoal;

Responsabilidade Social: Contribuir na elevação dos padrões de qualidade e bem-estar dos colaboradores e das comunidades.

Para dar resposta às estratégias estabelecidas na Política de Segurança Energética Nacional (PSEN) e seguindo as Linhas Estratégicas definidas para o Sector Eléctrico, foram apontados 4 (quatro) grandes Macro Objectivos Estratégicos para a RNT-EP, que se consubstanciam em:

1. Interligar o Sistema de Transporte, Expandir a Rede e Ligar com a SAPP e PEAC;
2. Incrementar a Disponibilidade dos Activos e do Acesso às Redes;
3. Gerir o Sistema Nacional de Forma Integrada e Eficiente;
4. Reduzir as Perdas Técnicas.

1.1 Panorama Macroeconómico 2025

O cenário macroeconómico projectado para 2025 baseou-se numa leitura orçamental excessivamente optimista por parte do Govenro. Tal decorre da estratégia de construção de um orçamento assente numa projecção de receitas e despesas em torno de 34,63 biliões de Kwanzas, fundamentada na suposição de uma produção de 1,098 milhões de barris de petróleo por dia e num preço de USD 70 por barril. Antes mesmo da validação da proposta governamental para o exercício económico em análise, já se anunciavam sinais de volatilidade no preço desta commodity no mercado internacional, em função de vários acontecimentos geopolíticos.

No entanto, o ambiente simultâneo de incerteza e esperança levou o Governo a manter a previsão de receitas e despesas dessa projecção, a qual apontava para um crescimento económico de 4,14%. Contudo, até ao terceiro trimestre, essa estratégia contribuiu para formação de um stock da dívida governamental de 58,12 biliões de kwanzas, representando um crescimento de 6,04% em apenas nove meses.

Este comportamento levou o Estado a acumular um volume total de receitas de 12,04 biliões de kwanzas em seis meses de actividade, valor inferior às despesas realizadas no mesmo período, que atingiram 13,05 biliões de kwanzas. Deste montante, 2,095 biliões de kwanzas foram destinados ao pagamento de juros da dívida, resultando num défice orçamental de 1,005 biliões de kwanzas.

Entretanto, a emissão de dívida interna alcançou os 3,25 biliões de kwanzas, representando um crescimento de 100% em relação ao período homólogo, fixando-se em 15,23 biliões de kwanzas em seis meses. No que respeita à captação de recursos externos, a emissão desses valores atingiu 717,10 milhões de kwanzas, um aumento de 51% face ao período homólogo, contribuindo para uma dívida externa de 41,25 biliões de kwanzas, equivalente a 45,24 mil milhões de dólares. Assim, adívida pública total situou-se em 56,48 biliões de kwanzas, valor que representa um crescimento de 60,20% quando comparado com o montante projectado no Orçamento Geral do Estado do ano em curso.

Fonte:https://www.otelegrama.ao/opiniao/o-retrato-macroeconomico-de-2025-e-as-perspectivas-para-2026

Desafios Sociais e de Desenvolvimento

De acordo com análises e relatórios do Banco Mundial, Angola continua a enfrentar importantes desafios sociais e de desenvolvimento em 2025, apesar de alguns sinais de recuperação económica. Estes desafios estão ligados a factores estruturais da economia, à dinâmica demográfica e às limitações institucionais do país.

Um dos maiores desafios estruturais do desenvolvimento angolano é a forte dependência do sector petrolífero. O petróleo representa cerca de 95% das exportações do país, o sector também tem um peso significativo nas receitas do Estado e no PIB. Esta dependência torna a economia vulnerável: às flutuações do preço do petróleo; à queda da produção petrolífera e choques externos na economia global. Por essa razão, o Banco Mundial defende a diversificação económica, com maior aposta na agricultura, indústria e serviços.

O desenvolvimento humano continua a ser uma prioridade em Angola. Entre os desafios identificados estão: qualidade desigual do sistema educativo; acesso limitado a serviços de saúde em várias regiões e carências em infra-estruturas sociais. Investimentos em educação, saúde e protecção social são considerados fundamentais para o crescimento sustentável.

Outro desafio importante é a restrição orçamental do Estado, resultante do elevado serviço da dívida pública. Em alguns anos, uma parte significativa do orçamento tem sido destinada ao pagamento de dívida, reduzindo os recursos disponíveis para programas sociais e investimentos em desenvolvimento.

Fonte: Banco Mundial – Angola

1.2 Tendências Globais do Sector de Energia Eléctrica

Num contexto em que a electricidade se torna cada vez mais central no sector energético mundial, impulsionada pelo desenvolvimento das fontes renováveis, a energia nuclear conhece um regresso significativo. O setcor da energia enfrenta actualmente um nível de incerteza sem precedentes, numa altura em que as tensões geopolíticas continuam a intensificar-se. Neste contexto, Fatih Birol, Director-Executivo da Agência Internacional da Energia (IEA), identificou um conjunto de tendências que estão a marcar a evolução do sector a nível global.

Um desses aspetos diz respeito ao papel da electricidade. Embora o gás e o petróleo continuem a representar fontes de energia relevantes nos próximos anos, a utilização da electricidade está a crescer a um ritmo duas vezes superior ao da procura energética global, sublinha o responsável da IEA. Em sectores da economia mundial como a inteligência artificial, os centros de dados e o transporte rodoviário, a electricidade torna-se uma fonte incontornável.

Em paralelo do crescimento contínuo das energias renováveis, em especial da energia solar, em países como a Índia, observa-se também um regresso da energia nuclear. Depois de uma série de retrocessos na década de 2010, cerca de 70 GW de capacidade nuclear encontram-se atualmente em construção, um dos valores mais elevados dos últimos 30 anos.

Ao mesmo tempo, os riscos para a segurança energética estão a multiplicar-se. Um exemplo recente é o apagão registado na Península Ibérica em abril de 2025. A China destaca-se como um dos poucos países que detêm uma parte significativa dos minerais estratégicos necessários à produção de eletricidade. Neste contexto, observa-se um aumento da intervenção dos Estados nos mercados da energia, com o comércio de petróleo e gás cada vez mais sujeito a negociações, considerações políticas e as vezes sanções.

Por fim, segundo Fatih Birol, o mercado está a evoluir a favor dos compradores. Enquanto os preços do petróleo já estiveram sob pressão devido a um elevado nível de oferta, prevê-se uma evolução semelhante no mercado do gás natural. Em paralelo, o dirigente sublinha ainda que o centro de gravidade do mercado energético mundial está a deslocar-se para economias emergentes do Sudeste da Ásia, do Médio Oriente, da América Latina e de África, embora sem conseguir replicar as dinâmicas recentes da China.

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA) https://www.industriaeambiente.pt/noticias/iea-analisa-tendencias-atuais-do-mercado-da-energia/

1.3 Tendência do Sector Eléctrico em Angola

O sector eléctrico de Angola está a passar por uma fase de transformação estrutural, impulsionada por políticas públicas, crescimento da procura de energia eléctrica e pela necessidade de diversificação da matriz energética. As principais tendências do sector eléctrico Angolano podem ser resumidas nos seguintes eixos:

a) Expansão do acesso à Electricidade

Uma das principais prioridades do país é aumentar a taxa de electrificação. Angola tem vindo a implementar programas para expandir o acesso à energia eléctrica nas zonas urbanas e rurais.

- A taxa de electrificação era cerca de 42% em 2022, com metas de atingir 50% até 2027.
- A estratégia de longo prazo prevê atingir mais de 70% de electrificação até 2050.

Esta tendência implica:

- Expansão das redes de transporte e distribuição;
- Electrificação de capitais de província, sedes municipais e comunais;
- Desenvolvimento de soluções off-grid para zonas remotas.

b) Forte aposta em energias renováveis

Angola possui grande potencial em energias renováveis, sobretudo hídrica e solar, e está a orientar o sector para uma matriz energética mais limpa.

- Actualmente mais de 60% da energia produzida provém de fontes renováveis, principalmente hídrica.
- O país pretende atingir cerca de 71–72% de energias renováveis até 2027.
- No longo prazo, a participação das renováveis poderá ultrapassar 90% até 2050.

Entre os projectos relevantes destacam-se:

- Grandes barragens hidroeléctricas (como novos aproveitamentos);
- Parques solares fotovoltaicos;
- Projectos de mini-hídricas e biomassa.

c) Aumento da Capacidade de Produção Eléctrica

Para acompanhar o crescimento económico e demográfico, Angola está a aumentar significativamente a sua capacidade instalada.

- A capacidade instalada deverá crescer de cerca de 6 GW para aproximadamente 8 GW até 2027.
- Em cenários de planeamento energético, o sistema poderá atingir cerca de 9,9 GW de potência instalada.

Esse crescimento envolve:

- Novas centrais hidroeléctricas;
- Centrais térmicas a gás para garantir segurança energética;
- Projectos renováveis de médio e grande porte.

d) Desenvolvimento e Integração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade

Outra tendência fundamental é a integração do sistema eléctrico nacional, conectando os sistemas regionais (Norte, Centro e Sul).

O país tem investido em:

- Linhas de transporte de 220 kV e 400 kV;
- Novas subestações;
- Interligações entre regiões.

Este processo é essencial para:

- Melhorar a estabilidade do sistema;
- Reduzir perdas;
- Permitir o transporte de energia eléctrica das grandes barragens para os centros de consumo.

e) Abertura ao Investimento Privado

O sector eléctrico angolano está progressivamente a criar condições para atrair investimento privado e parcerias público-privadas, sobretudo em:

- Produção de energia renovável;
- Mini-redes solares em zonas rurais;
- Financiamento de grandes infra-estruturas energéticas.

Esta tendência está associada à necessidade de mobilizar milhares de milhões de dólares em investimentos para expandir o sistema eléctrico nacional.

Em síntese, as principais tendências do sector eléctrico angolano são:

- Expansão do acesso à energia eléctrica;
- Crescimento das energias renováveis;
- Aumento da capacidade de geração;
- Reforço da rede de transporte de electricidade;
- Maior participação do sector privado;
- Planeamento estratégico de longo prazo.

1.4 Regulamentações Relevantes

A evolução do Sector Eléctrico angolano tem sido pautada pelo disposto no Decreto Presidencial N.º 256/11 de 29 de Setembro, que aprova a Política e a Estratégia de Segurança Energética Nacional. A actividade da RNT-EP é ainda regulada pelo seguinte quadro legal:

- Lei Geral de Electricidade republicada (Lei N.º 27/15 de 14 de Dezembro);
- Regulamento das Actividades de Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização, aprovado pelo Decreto Presidencial N.º 76/21 de 25 de Março;
- Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (Decreto Presidencial N.º 19/11 de 17 Janeiro);
- Regulamento de Fornecimento de Energia Eléctrica (Decreto Presidencial N.º 27/01 de 18 Maio);
- Regulamento de Relações Comerciais (Decreto Presidencial N.º 2/11 de 5 Janeiro)
- Regulamento de Despacho (Decreto Presidencial N.º 3/11 de 5 Janeiro);
- Regulamento Tarifário (Decreto Presidencial N.º 4/11 de 6 Janeiro);
- Regulamento de Qualidade do Serviço (Decreto Presidencial N.º 310/10 de 31 Dezembro);
- Regulamento de Licenciamento de Instalações de Utilização de Energia Eléctrica (Decreto Presidencial N.º 40/04 de 2 Julho);
- Regulamento de Licenciamento de Instalações de Produção, Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica (Decreto Presidencial N.º 41/04 de 2 Julho);
- Regulamento da Informação Regulatória, aprovado pelo Decreto Presidencial N.º 45/21 de 22 de Fevereiro;
- Lei N.º 6/25 de 23 de Julho, que altera a Lei n.º 14-A/96, de 31 de Maio – Lei Geral de Electricidade, e adita o artigo 10.º à referida Lei. – Revoga toda legislação contrária ao disposto na presente Lei e republica a Lei n.º 14-A/96, de 31 de Maio – Lei Geral de Electricidade.

Para além da legislação acima listada, actualmente encontram-se em preparação os seguintes diplomas:

- Regulamento de Sistemas Isolados;
- Regime Sancionatório dos Serviços de Electricidade, de Abastecimento de Águas e Saneamento de Águas Residuais.

A RNT-EP rege-se ainda pela Lei do Sector Empresarial Público, pelos seus Estatutos, pelas normas complementares de execução e, no que não estiver especialmente regulado, pelas normas de Direito Comercial e demais normas de Direito Privado em vigor, salvo quando o fim seja contrário ao interesse público.

2. Descrição da Empresa

A Rede Nacional de Transporte de Electricidade, EP (RNT-EP), foi constituída pelo Decreto Presidencial N.º 305/14 de 20 de Novembro.

A RNT-EP é uma empresa de interesse público, de grande dimensão, dotada de personalidade jurídica e de autonomia de gestão administrativa, financeira e patrimonial e rege-se pelo Estatuto Orgânico aprovado pelo Decreto N.º 29/98 de 4 de Setembro, pelas normas complementares e pela legislação aplicável às empresas públicas.

A empresa tem a sua sede em Luanda, Angola, no Município de Belas, Distrito do Camama, localizada no Gaveto entre a Estrada do Camama e a Via Expresso, e pode por deliberação do Conselho de Administração estabelecer ou encerrar filiais, sucursais, agências, delegações ou qualquer outro tipo de representação no país ou no estrangeiro, bem como descentralizar os seus serviços técnicos e administrativos, de acordo com as necessidades da sua actividade.

A RNT-EP tem por objecto o transporte de energia eléctrica através do Sistema Eléctrico Nacional (Operação do Sistema) e é a entidade responsável pela exploração e gestão da Rede Nacional de Transporte (Operação da Rede) que compreende a rede de Muito Alta Tensão (MAT), a rede de interligação, as instalações do Despacho e os bens e direitos conexos.

Para além das funões acima mencionadas, a RNT-EP tem a responsabilidade de coordenar o planeamento das diferentes entidades participantes no Sistema Eléctrico. Cada uma das empresas do Sector identifica as necessidades de investimentos estruturantes, os projectos não estruturantes e define o planeamento e detalhe dos projectos, em coordenação com a RNT-EP, respeitando os quatro planos estabelecidos para o planeamento a longo, médio e curto prazos, para o desenvolvimento do Sector.

2.1 Modelo de Governo Modelo de Governo

O modelo de governo da RNT-EP tem por base a Nova Lei de Bases do Sector Empresarial Público (Lei nº 9/13 de 03 de Setembro), tendo o Conselho de Administração como órgão máximo de representação e gestão da Empresa, constituído por 5 Administradores Executivos e 3 Não-Executivos:

- Cada Administrador Executivo tem o seu pelouro claramente definido, procedendo à gestão corrente, decisão e monitorização das suas áreas de actuação, de acordo com a delegação de poderes definida;
- Cada Administrador Executivo reporta e leva à decisão do Conselho de Administração todos os assuntos acima dos seus limites de competência;
- Cada Director deve reportar e colocar à decisão do Administrador que exerce o pelouro, todos os assuntos da sua área.

2.2 Conselho de Administração

Administradores	Pelouros
Rui Pereira do Amaral Gourgel (Presidente Conselho de Administração)	○ **Áreas de Assessorias ao Conselho de Administração**
Tárcio Amarildo Cardoso (Administrador Executivo)	○ **Áreas de Planeamento e Gestão de Projectos**
Mauro Hernany Ferreira Martins (Administrador Executivo)	○ **Áreas de Operação do Mercado e Assuntos Regulatórios**
Pedro Manuel Sebastião (Administrador Executivo)	○ **Área de Gestão da Rede de Transporte**
Mário Augusto Alberto dos Santos (Administrador Executivo)	○ **Áreas de Administração e Finanças**
João de Sousa Barradas (Administrador Não-Executivo)	**NA**
Altino Salvador (Administrador Não-Executivo)	**NA**
João Saraiva (Administrador Não-Executivo)	**NA**

*NA/ Não Aplicável

Conselho de Administração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT-EP)

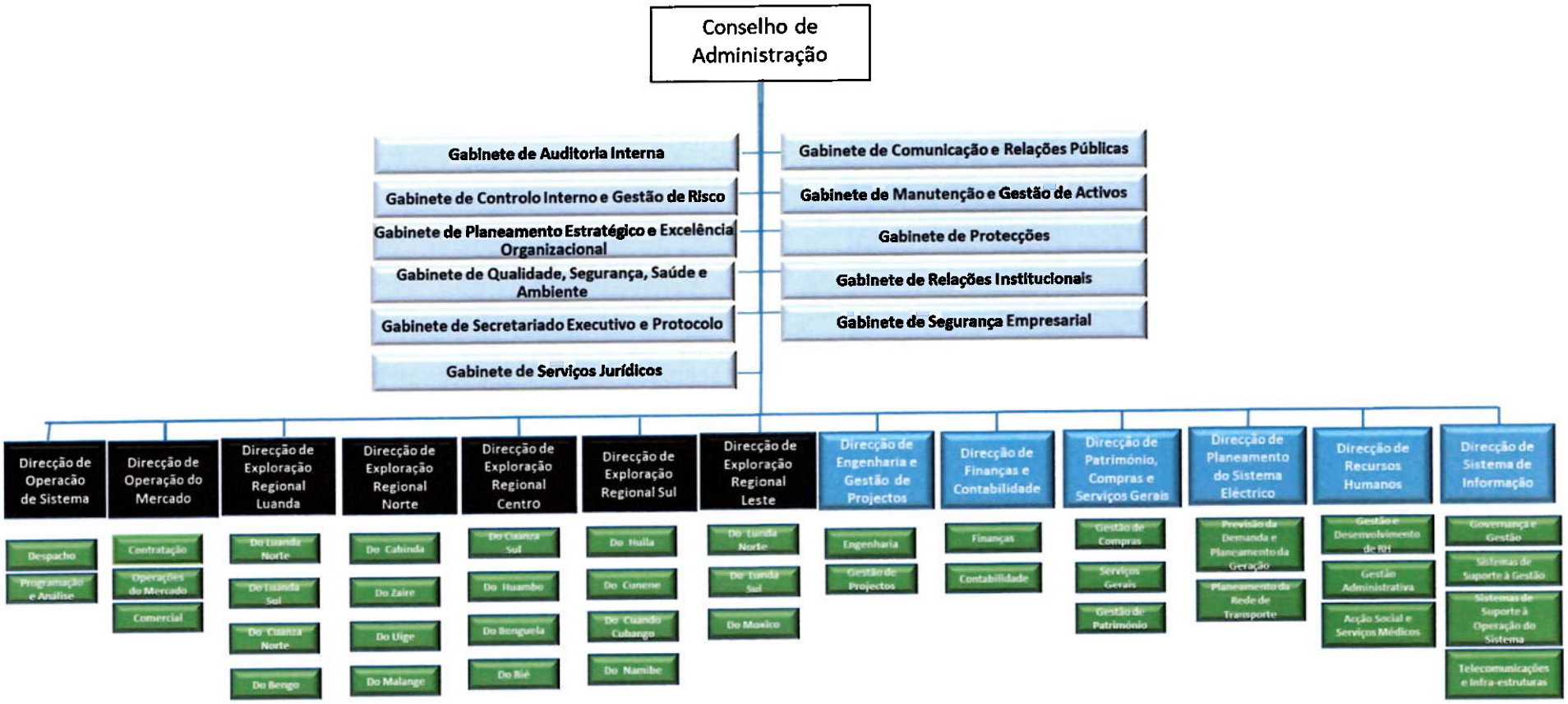


2.3 Estrutura Organizacional

A estrutura organizacional da RNT-EP assenta nas seguintes características:

- Para dar resposta à regulação e aos desafios em termos de gestão, face aos exigentes cenários previstos de crescimento e desenvolvimento do negócio, foram criadas três áreas de negócio com separação funcional e organizativa das actividades, necessárias no novo Modelo de Mercado:
    - Operação do Mercado;
    - Operação do Sistema;
    - Gestão da Rede de Transporte.
- A Gestão da Rede de Transporte de Electricidade está organizada em 5 Regiões de Exploração, que assumem o crescimento futuro da Rede de Transporte de Electricidade. As referidas Regiões exploram e operam a rede e desenvolvem, as funções corporativas da empresa, localmente, tendo a seguinte distribuição geográfica:
    - DERN – Direcção de Exploração Regional Norte (Cabinda, Zaire, Uíge e Malanje);
    - DERL – Direcção de Exploração Regional Luanda (Bengo, Luanda Norte, Luanda Sul, Icolo e Bengo e Cuanza Norte);
    - DERC – Direcção de Exploração Regional Centro (Cuanza Sul, Benguela, Huambo e Bié);
    - DERS – Direcção de Exploração Regional Sul (Huíla, Namibe, Cunene, Cubango e Cuando);
    - DERE – Direcção de Exploração Regional Leste (Lunda Norte, Lunda Sul, Moxico e Moxico Leste).
- O Planeamento do Sistema Eléctrico é desempenhado pela RNT-EP, sendo uma função chave do Sector Eléctrico.
- A Área de Engenharia e Gestão de Projectos que visa assegurar a gestão integral dos projectos de investimentos de infra-estruturas do Sistema de Transporte de Electricidade.
- Existência de quatro áreas corporativas (DRH, DCS, DSI e DFC) para dar suporte às áreas de negócio, desenhadas de acordo com o princípio de simplicidade organizacional.
- Existência de Onze Gabinetes de suporte técnico ao Conselho de Administração.

Estrutura Organizacional da Rede Nacional de Transporte de Electricidade-EP

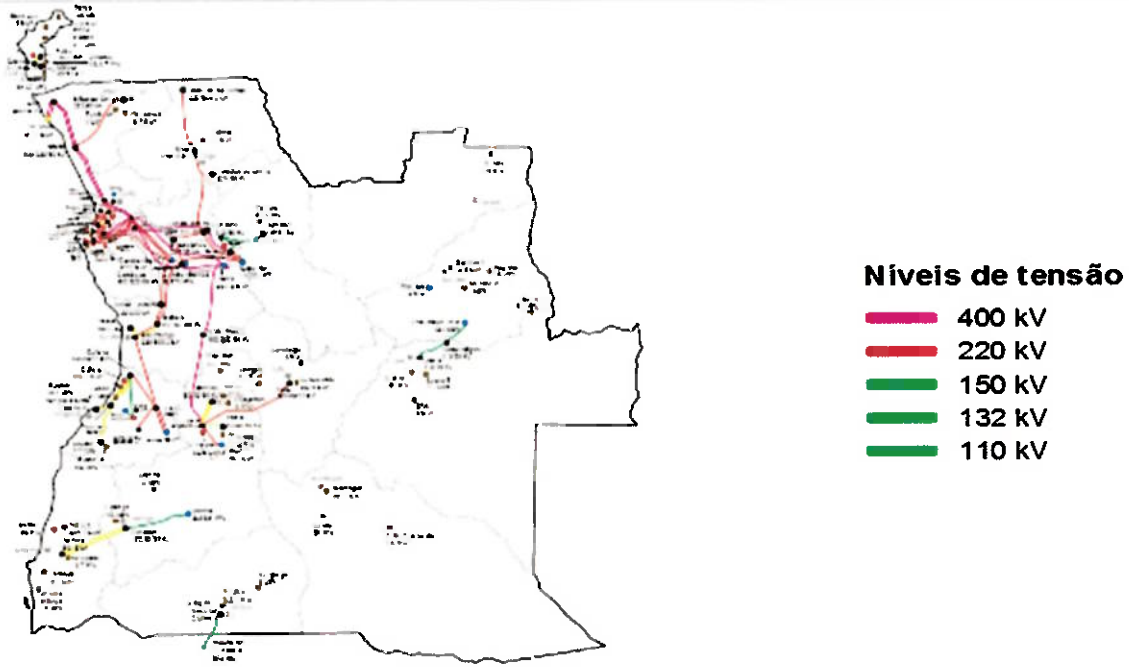


Legenda | Conselho de Administração | Direcções de Negócio | Direcções Corporativas | Gabinetes de Apoio | Departamentos

2.4 Rede Nacional de Transporte de Electricidade

A Rede Nacional de Transporte de Electricidade, ao final do ano 2025 era composta por 4 Sistemas, estando interligados os Sistemas Norte, Centro e Sul, e independente o Sistema Leste, com **76 Linhas de Transporte** com uma extensão de **5 950,7 km**, distribuídas pelos 5 níveis de tensão, nomeadamente 400 kV, 220 kV, 150 kV, 132 kV e 110 kV, e um parque eléctrico formado por **39 Subestações, 2 Postos de Seccionamento** com uma potência instalada de **13 006,3 MVA.**

Extensão de Linhas de Transporte de Electricidade			
Níveis de Tensão	**2024**	**2025**	**Evolução S/2024 (em %)**
110 kV	347 Km	290 Km	-16%
132 kV	57 Km	57 Km	0%
150 kV	190 Km	22,4 Km	-88%
220 kV	2 859,62 Km	3 190,52 Km	12%
400 kV	2 422,68 Km	2 390,74 Km	1%
TOTAL	**5 876,3 Km**	**5 950,7 Km**	**1,3%**



3 Gestão e Desenvolvimento do Capital Humano

A RNT-EP valoriza o capital humano, pois, constitui a base para o alcance das metas e resultados preconizados. Assim sendo, a gestão do pessoal constituiu um dos principais enfoques da gestão da Empresa. Ao final do ano 2025 a força total de trabalho foi de 1 123 (Mil cento e vinte e Três) trabalhadores, distribuídos pelas 5 Regiões de Exploração, 13 Direcções e 10 Gabinetes, como a seguir se discriminam:

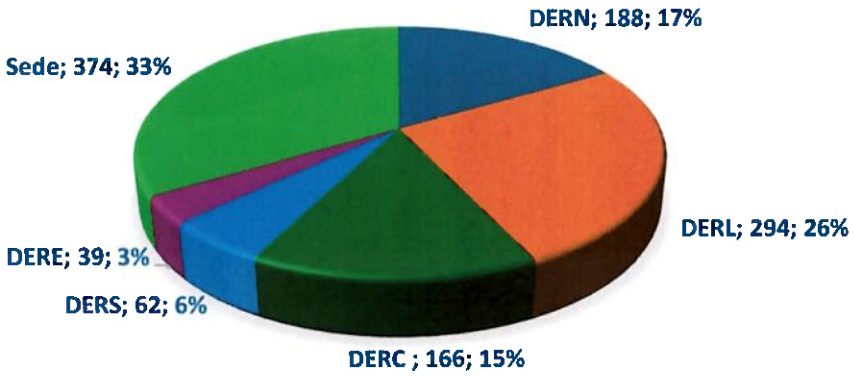
Trabalhadores	Ano 2023	Ano 2024	Ano 2025	Var. S/2024
Efectivos	1 070	1 049	1 123	7%
Quadro Suplementar	48	47	40	-15%
Estagiários	0	1	0	0%
Total	**1 118**	**1 097**	**1 163**	**6%**

Em 2025, a mobilidade de trabalhadores originou variações no seu número. Incluindo os activos e os desvinculados, a diferença comparativa do quadro geral de trabalhadores com o ano transacto registou um aumento de 74 (setenta e quatro) Colaboradores, equivalente a uma variação de 7%.

3.1 Distribuição dos Trabalhadores por Regiões e Grupos Profissionais

A RNT-EP é uma empresa nacional e tem profissionais ao seu serviço no Norte, Centro, Sul e Leste do país. No período em referência, 13 (treze) Trabalhadores da Empresa estiveram alocados no Conselho de Administração, 117 (cento e dezassete) nos Gabinetes de Assessoria, 200 (Duzentos) nas Direcções de Suporte e 793 (setecentos e noventa e três) nas Direcções de Negócios. O gráfico abaixo representa a distribuição do número de trabalhadores por áreas geográficas.

DISTRIBUIÇÃO DO NÚMERO DE TRABALHADORES POR ÁREAS - 2025



Para reforço da força de trabalho, durante o ano de 2025, foram admitidos 59 (Cinquenta e nove) Trabalhadores, mais 30 (Trinta) trabalhadores que no ano anterior, sendo enquadrados 14 (catorze) Técnicos Superiores, 37 (trinta e sete) Técnicos Médios, 7 (sete) Técnicos Gerais e 1(um) Técnico Auxiliar) resultando na distribuição dos trabalhadores por grupos profissionais conforme o quadro abaixo:

Grupos Profissionais	Ano 2023	2024	2025	Var.S/2024
Técnicos Superiores	164	157	164	4%
Técnicos Médios	594	584	615	5%
Técnicos Gerais	202	191	175	-8%
Auxiliares	11	9	7	-22%
Gestores	147	156	162	4%
Total	**1 118**	**1 097**	**1 123**	**2%**

Comparativamente ao período anterior, destacam-se os grupos de Técnicos Superiores e Médios, que tiveram um aumento de 4% e 5%, respectivamente, evidenciando um recrutamento e selecção de técnicos cada vez mais bem qualificados.

3.1 Distribuição dos Trabalhadores por Género



19%

Mulheres



81%

Homens

A força de trabalho da RNT-EP é maioritariamente masculina, constituindo 81% do total de trabalhadores, ao passo que o género feminino representa 19% do total de trabalhadores.

3.2 Desenvolvimento e Capacitação dos Recursos Humanos

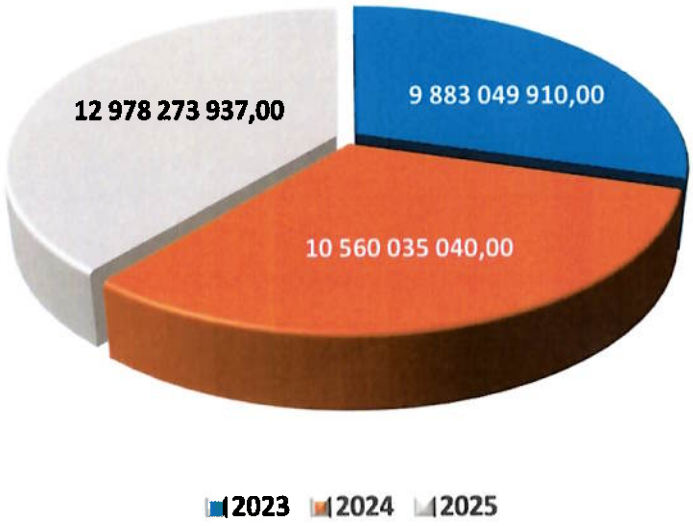
A RNT-EP tem como um dos focos estratégicos o reforço de competências dos colaboradores. Para o efeito, o CA deliberou a alocação de 5% da massa salarial, anualmente, como investimento mínimo no Plano de Formação. Para atingir esse objectivo, foram realizadas 88 (Oitenta e Oito) acções de capacitação, nas modalidades presencial e online, com 1 140 (Mil e cento e quarenta) participações, cuja média de horas de formação foi de 70,01 por cada trabalhador activo, o que representou uma redução de 1,12% e 32,10%, respectivamente, em relação ao ano transacto.

Formação	Ano 2023	Ano 2024	Ano 2025	Var.S/2024
N.º de Acções	87	89	88	-1%
N.º Participantes	2.275	1.679	1.140	-32%
Custo em Kwanzas	568 660 233,54	495 596 475,53	858 017 071,87	73%

Os números acima descrevem claramente a contínua aposta da RNT-EP em formação, tendo em 2025 atingindo todas as categorias de trabalhadores. Para isso, a Empresa realizou um investimento com a formação no valor de Kz 858 017 071,87 (Oitocentos e cinquenta e oito milhões, dezassete mil, setenta e um Kwanzas e oitenta e sete cêntimos), o que representou, comparativamente ao ano transacto, um aumento expressivo, na ordem dos 73%.

3.3 Fundo Salarial

O Fundo Salarial para o ano de 2025, atingiu o montante de Kz 12 978 273 937,00 (Doze mil e novecentos e setenta e oito milhões, duzentos e setenta e três mil e novecentos e trinta e sete Kwanzas), representando um aumento de 23%, comparativamente ao período anterior, como consequência, dentre outros factores, do aumento do número de colaboradores.



3.4 Acidentes de Trabalho e Doenças Profissionais

A Empresa tem elevada preocupação com o dever de mitigação dos riscos associados ao desenvolvimento das tarefas dos seus colaboradores. Não obstante as medidas tomadas, a empresa registou 8 (oito) acidentes de trabalho, conforme espelhado no mapa abaixo.

Ocorrências Registadas	Ano 2023	Ano 2024	Ano 2025	Var. S/2024
Acidentes de Trabalho	9	8	1	87%
N.º de Dias sem Acidentes	263	358	174	-51%

4. OPERAÇÃO DO MERCADO

A RNT-EP desenvolveu actividades orientadas em consonância com o objectivo estratégico que visa a "*satisfação da procura de energia eléctrica*", actuando como "Operador de Mercado" para toda a energia produzida no Sistema Eléctrico Público (SEP), que adquire ao produtor público e aos produtores privados, bem como por via da importação de energia para atender a demanda em regiões não interligadas à Rede de Transporte, no extremo sul do país.

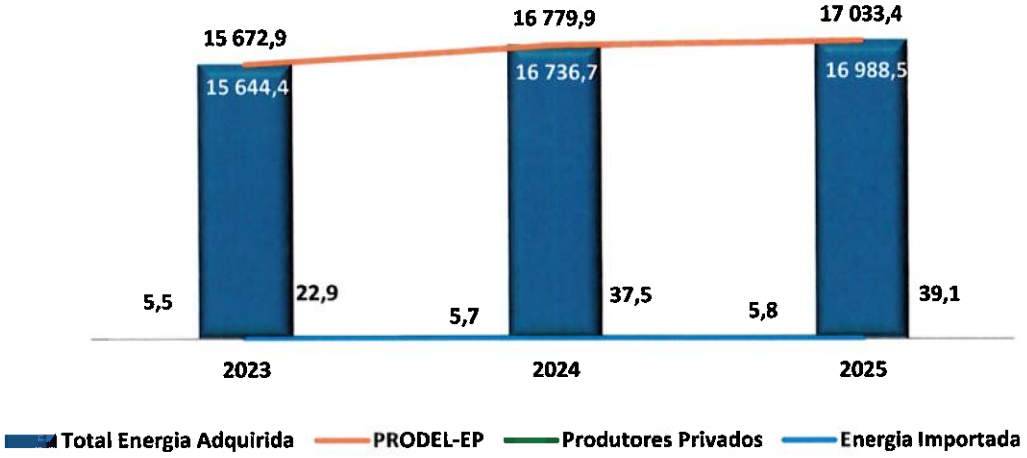
4.1 Compra de Energia Eléctrica

A compra de energia eléctrica é realizada mediante o estabelecimento de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) com os fornecedores da energia eléctrica, que é proveniente do sistema electroprodutor nacional e por outro lado, por via dos Acordos Bilaterais para importação de energia eléctrica para atender a demanda de algumas localidades fronteiriças.

No período em apreço, a RNT-EP adquiriu energia eléctrica no mercado nacional e regional equivalente a **17 033,38 GWh**, mais 2% em relação ao período anterior.

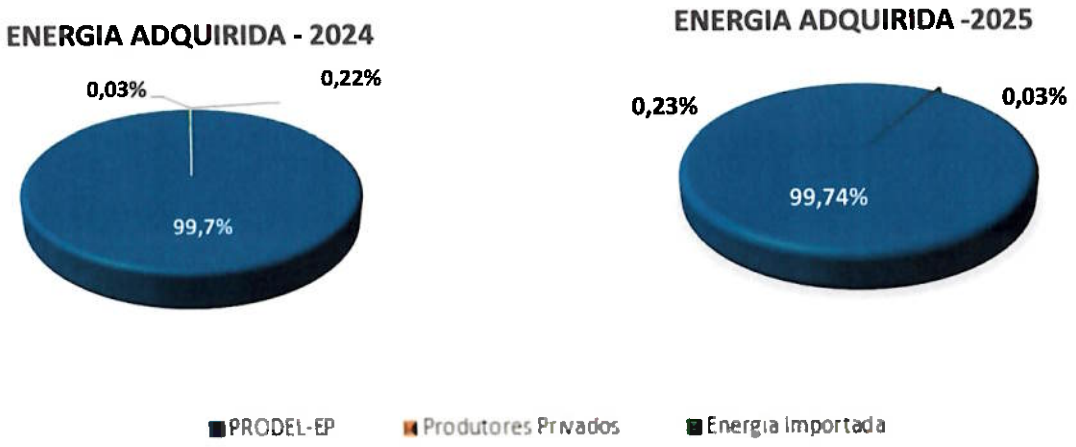
Quanto à aquisição de energia eléctrica aos Produtores Privados locais, a RNT-EP contou apenas com um único Fornecedor, a Empresa SOLENOVA, que forneceu 39,05 GWh, representando 0,23% do total de energia adquirida, um quadro diferente do ano anterior. O ponto de situação da evolução da aquisição de energia eléctrica é representado no gráfico abaixo.

Energia Adquirida (em GWh)-2025



Para o atendimento da demanda de energia no extremo sul do país a empresa manteve o Acordo Bilateral com a empresa NAMPOWER (Namíbia) que forneceu 5,82 GWh, havendo um aumento de aproximadamente 0,09 GWh, isto é 2% do fornecimento, em relação ao período homólogo, devido ao aumento do consumo nas localidades transfronteiriças.

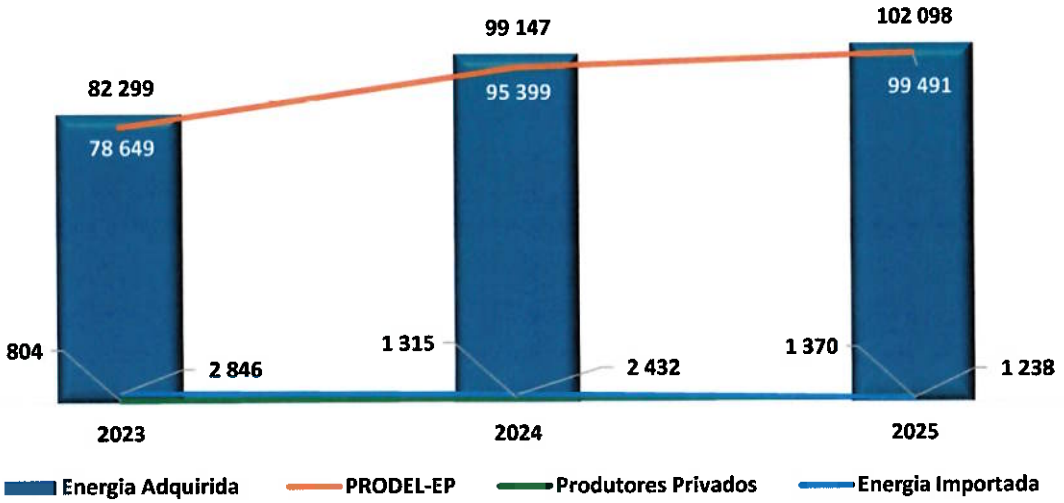
O Produtor Público (PRODEL) forneceu, no período em apreço, cerca de 99,74 %, de toda "Energia Adquirida", o que representou um aumento em 2 pontos percentuais em relação ao período anterior, ao passo que a SOLENOVA contribuiu com 0,23% e a NAMPOWER forneceu cerca de 0,03 % das aquisições, com se observa nos gráficos a seguir.



O custo correspondente à quantidade de energia adquirida aos três fornecedores anteriormente referidos, no período em análise, foi de Kz 102 098 354 422,44 (Cento e dois mil e noventa e oito milhões, trezentos e cinquenta e quatro mil, quatrocentos e vinte e dois Kwanzas e quarenta e quatro cêntimos).

O aumento do custo de aquisição de energia eléctrica resultou, essencialmente, do aumento da demanda. O gráfico abaixo demonstra a evolução do volume monetário da compra de energia eléctrica ao longo dos últimos 3 anos.

Energia Adquirida (em MKz)



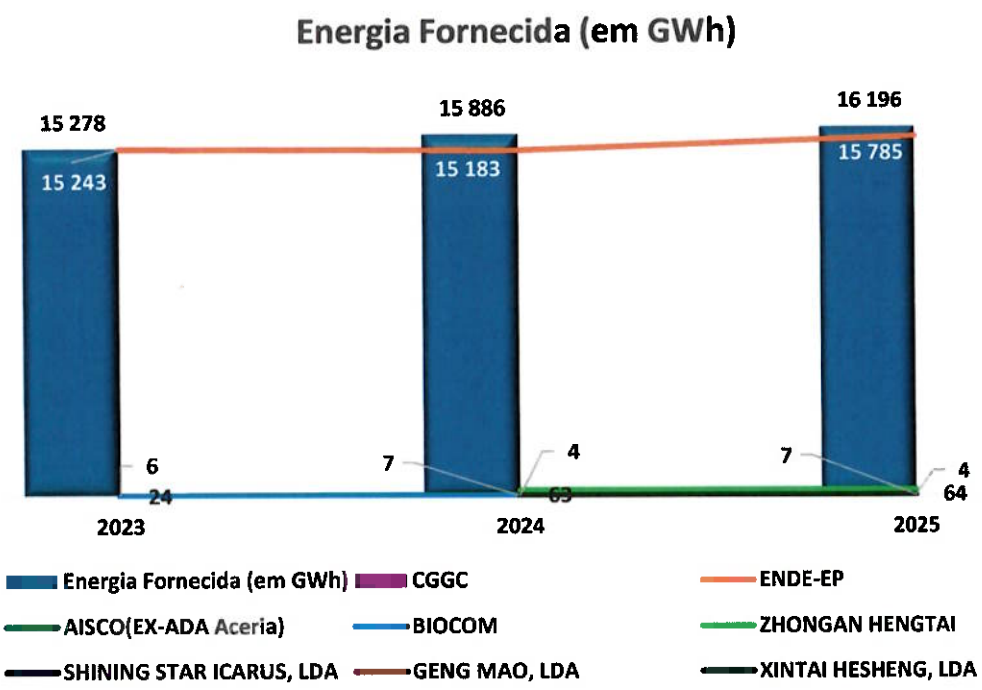
No período em análise, observou-se um aumento de cerca de 1,5% na quantidade de Energia Adquirida (GWh) e esse aumento resultou, consequentemente, num incremento de 2,98% no custo global da aquisição de energia. No entanto, esse incremento foi impactado pelo aumento da capacidade disponível pelos produtores.

É importante ressaltar que o preço da energia importada é consideravelmente alto em comparação com o preço praticado pelo produtor público. Além disso, o facto de o preço estar contratualizado em dólares, tem um impacto significativo nos custos de aquisição de energia, em função da volatilidade da taxa de câmbio, que tem demonstrado uma apreciação das moedas estrangeiras em relação à moeda nacional.

4.2 Venda de Energia Eléctrica

As receitas da RNT-EP são provenientes da venda de energia aos Distribuidores vinculados ao SEP (Sector Eléctrico Público), mediante a celebração de Contratos de Acesso às Redes, estabelecidos com estas entidades. No contexto actual, a RNT-EP conta na sua carteira de clientes com oito clientes, nomeadamente ENDE-EP, AISCO (EX-ADA), BIOCOM, CGGC e ZHONGAN HENGTAI, SHINING STAR ICARUS, LDA, com início do ciclo de facturação no mês de novembro, GENG MAO, LDA e a XINTAI HESHENG, LDA, ambos com início de facturação em Dezembro.

A Energia Fornecida representa a quantidade total de energia vendida aos nossos clientes. No período em apreço, o total de energia fornecida aos nossos clientes foi de 16 196,93 GWh que comparativamente ao período anterior representou um aumento de 2%, conforme demonstra o gráfico a seguir:

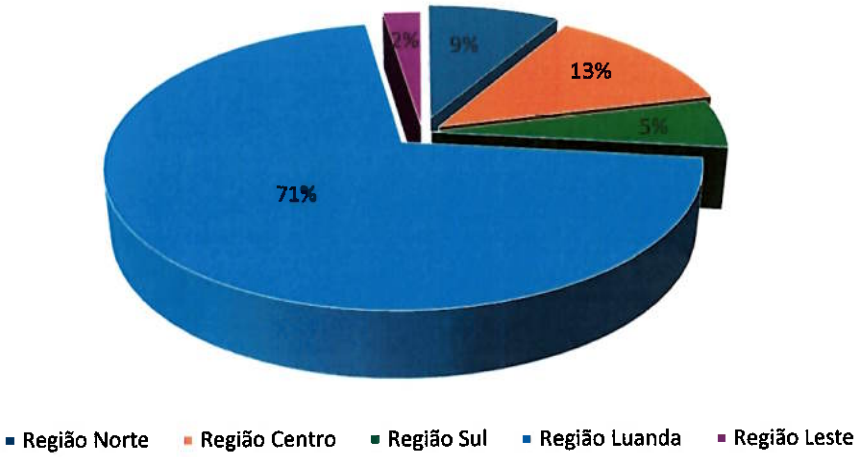


Relativamente à quantidade de energia fornecida aos clientes, ENDE-EP, AISCO (EX-ADA), BIOCOM, CGGC e ZHONGAN HENGTAI, SHINING STAR ICARUS, LDA, GENG MAO, LDA e a XINTAI HESHENG, LDA, que representaram 97,67%, 0,41%, 0,04%, 7,81%, 1,58%,0,02%, 0,03% e 0,16% do total da Energia Fornecida, respectivamente, comparativamente ao período anterior, observou-se um aumento de 2% para a ENDE-EP e AISCO (EX-ADA Aceria) e, em contrapartida, não houve aumento para os outros clientes.

Realça-se que as empresas SHINING STAR ICARUS, LDA e ZHONGAN HENGTAI, integraram a carteira de clientes da RNT-EP em Novembro de 2025, ao passo que a GENG MAO, LDA e a XINTAI HESHENG, LDA passaram a clientes em Dezembro do mesmo período.

A repartição de fornecimento por Regiões de Exploração sofreu ligeiras alterações, comparativamente ao ano transacto. A Região de Exploração Luanda continua a ser o maior centro de consumo, absorvendo cerca de 71% do fornecimento de energia eléctrica, seguida da Região Centro com 13%.

Energia Fornecida (GWh) por Regiões de Exploração

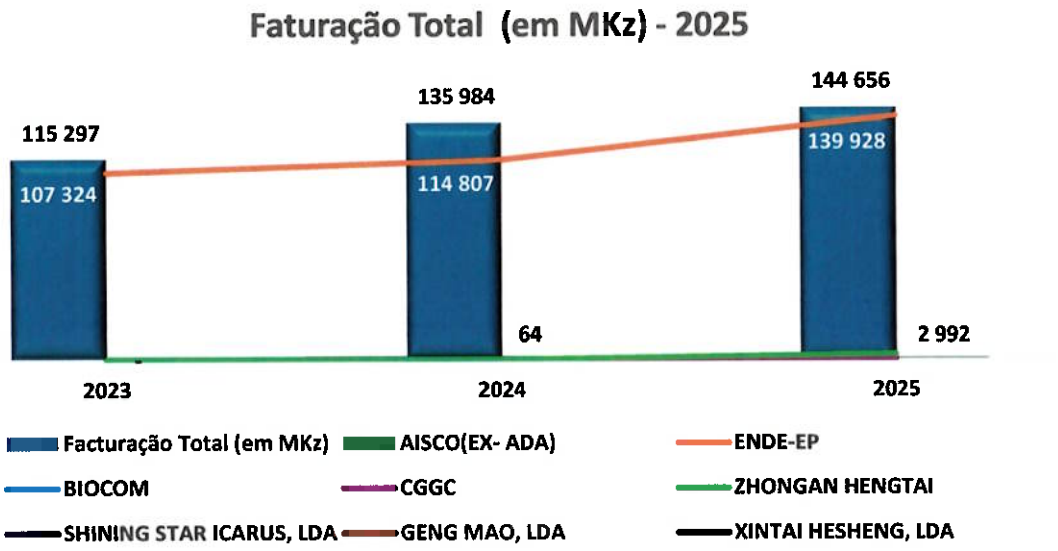


No fornecimento de energia eléctrica aos clientes, verificaram-se perdas de 364,65 GWh, representando 2,36% da Energia Adquirida, conforme quadro abaixo:

Produto	GWh	Variação	
		Δ GWh	%
Energia Adquirida Via Rede de Transporte	15 134,70	**364,65**	**2,36%**
Energia Transportada	14 772,83		

A facturação total emitida pelo sistema comercial corresponde à quantidade de energia fornecida aos nossos clientes, já elencados, pela tarifa e preços de venda aplicados, conforme a natureza do contrato.

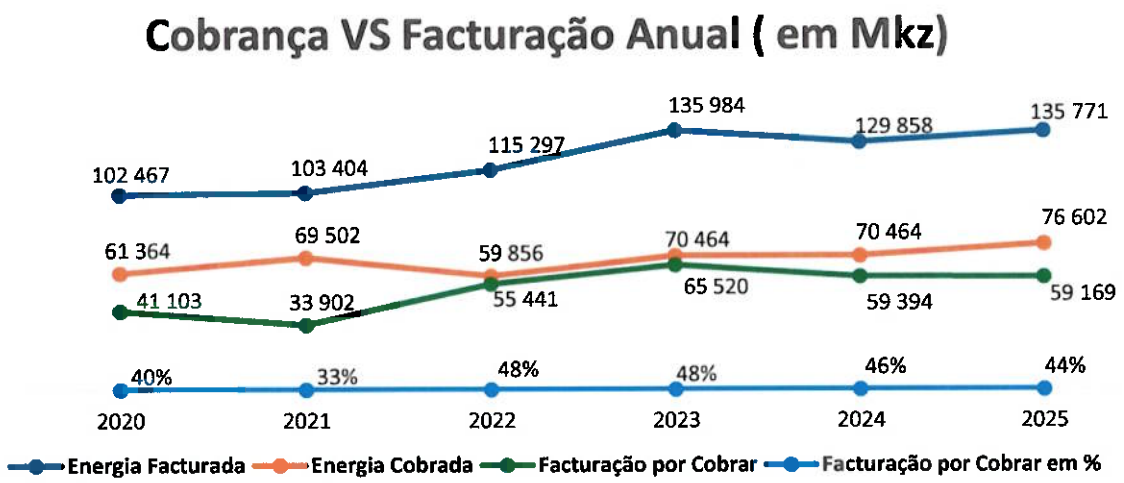
No período em análise, o total das vendas de energia eléctrica cifrou-se em Kz 144 665 580 262,45 (Cento e quarenta e quatro Mil e seiscentos e sessenta e cinco milhões, quinhentos e oitenta mil, duzentos e sessenta e dois Kwanzas e quarenta e cinco cêntimos), considerando o IVA incluído, com um aumento de cerca de 6% em relação ao exercício anterior.



No ano em referência, o preço médio de venda de energia eléctrica esteve na ordem de 8,98 Kz/kWh, tendo a Empresa de Distribuição de Electricidade (ENDE-EP) o maior preço de venda, estabelecendo-se em 8,16 Kz/kWh.

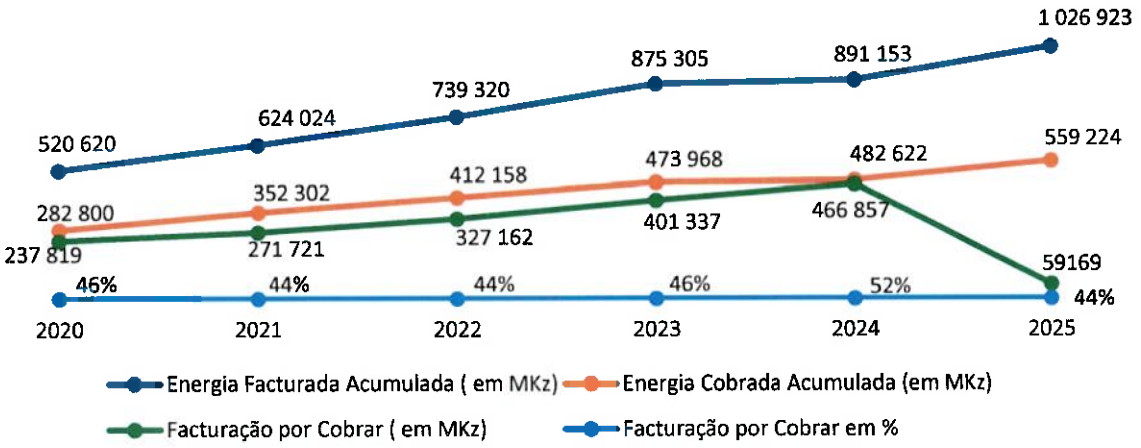
4.3 Cobrança de Energia Eléctrica

O valor total dos recebimentos efectivos pela venda de energia eléctrica cifrou-se em cerca de MKz 76 601,69. O gráfico abaixo ilustra a evolução em 5% do volume de vendas de energia, comparativamente ao período transacto, da cobrança que aumentou 9% e da "Facturação por Cobrar" do período que reduziu em cerca de 0,38%.



A arrecadação das receitas continua a ter o impacto sobre a dinâmica financeira da empresa, sobretudo no que respeita ao cumprimento das obrigações de curto prazo da empresa, bem como a necessidade da realização de investimentos que venham a incrementar a capacidade operacional da RNT-EP. Tendo este aspecto em conta, demonstramos no gráfico abaixo a evolução da facturação acumulada até 2025, bem como o que constituiu a Cobrança acumulada ao longo do ano até 2025.

Cobrança Vs Facturação Acumulada até 2025 (em Mkz)



O gráfico acima demonstra a evolução do volume de negócio de energia até ao ano 2025, ou seja, ao longo de 11 anos de actuação no mercado. A empresa facturou pouco mais de MKz 1 026 923, dos quais arrecadou cerca de MKz 559 224, que representou 54% da Facturação Acumulada ao longo dos anos, até 2025. Isto significa que 54% da Facturação Acumulada ao longo dos 11 anos de actividade não foi cobrada, podendo ser considerado um nível de inadimplência acentuado, o que faz com que o Prazo Médio de Recebimento tenha atingido os 1 255 dias, mais de 3 anos.

5. OPERAÇÃO DO SISTEMA

A actividade de Operação do Sistema visou o asseguramento da fiabilidade e estabilidade do Sistema Eléctrico, mediante a operação em tempo real, de acordo com os critérios de segurança, qualidade e eficiência, garantindo a coordenação e a integração dos novos centros electroprodutores a nível do Sistema Eléctrico Público (SEP).

5.1 Gestão da Operação Centralizada do Sistema

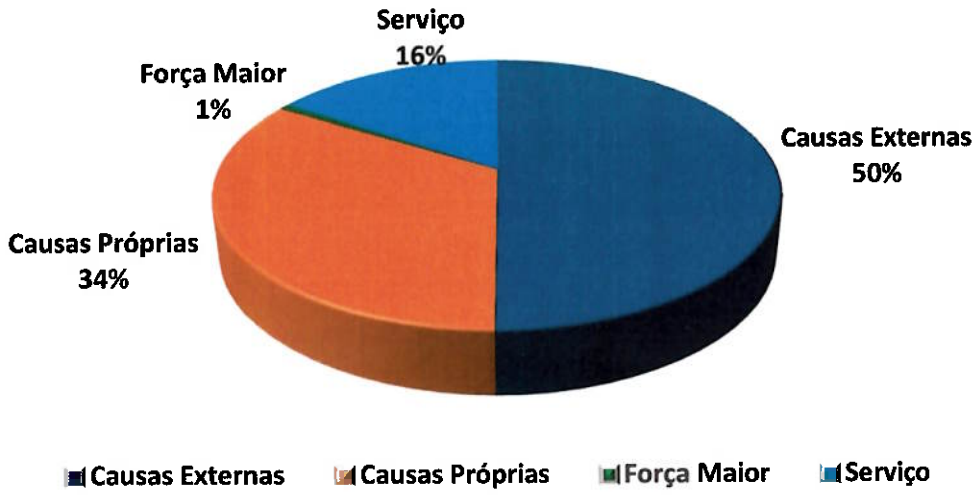
A operação da rede eléctrica foi reforçada no Centro de Operação e Despacho, com foco no planeamento e monitorização em tempo real, visando garantir o abastecimento e a segurança operacional. Foram consideradas recomendações técnicas para a actualização da geração disponível, acompanhamento das albufeiras e previsão da demanda e das vazões para 2025.

Em 2025, registaram-se 781 interrupções na Rede de Transporte de Electricidade, que representam uma redução de 9% face ao ano anterior, das quais 384 originaram-se na própria rede, representando 49% do total. No período em analise ocorreu 1 (um) Blackout no Sistema Interligado Norte – Centro, devido a causas próprias da Rede de Transporte de Electricidade.

Qualidade de Serviço

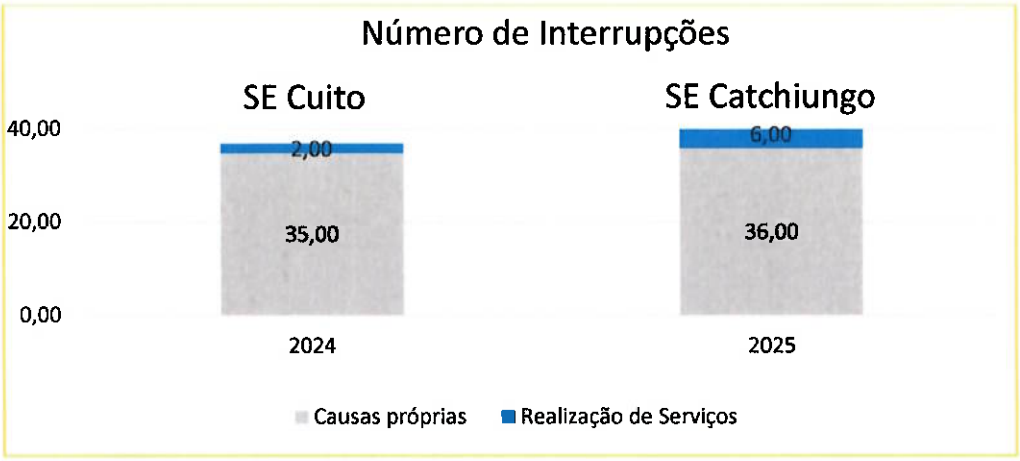
O registo dos indicadores no ano de 2025 para as interrupções nos pontos de entrega, com origem na Rede de Transporte de Electricidade, nomeadamente as interrupções por causas próprias e por realização de serviços, apresenta-se na tabela abaixo ao detalhe.

Controlo das Interrupções nos Pontos de Entrega - 2025

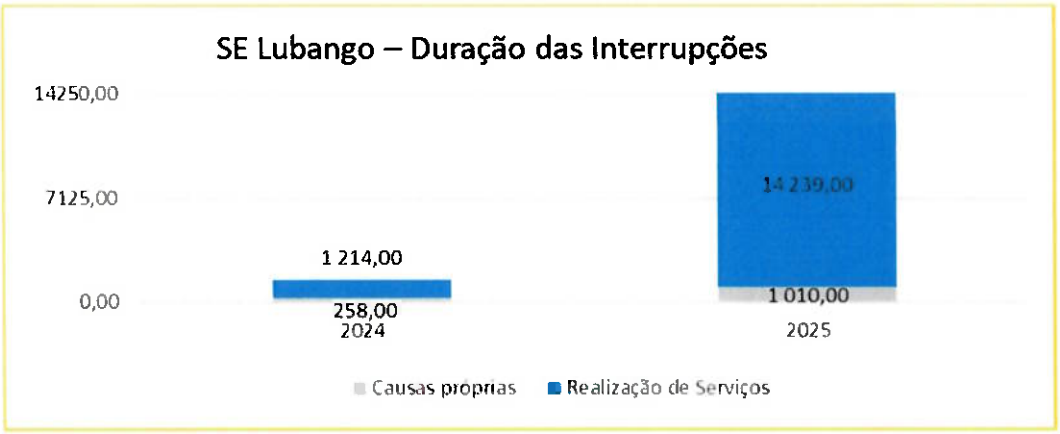


Comparativamente ao ano transacto, as causas externas reduziram em 9 pp (pontos percentuais) ao passo que as causas próprias aumentaram em 3pp. Para causas de "Força Maior", incluem-se as vandalizações de que o Sistema foi alvo, que tiveram na mesma base, ao passo que as causas por realização de trabalhos (Manutenções Preventivas/Correctivas) cresceram 7pp.

Quanto ao número de interrupções com origem na Rede de Transporte, constata-se que o ponto de entrega mais afectado durante o ano de 2025, foi a Subestação Catchiungo. Essa Subestação registou um número maior de interrupções por causas próprias, se comparado com o ponto de entrega com o maior número de interrupções em 2024, a Subestação do Cuito, conforme ilustra no gráfico a seguir. Esse número elevado de interrupções, deveu-se aos frequentes disparos da LT 220 kV Belém – Catchiungo – Cuito, em decorrência de descargas atmosféricas na linha e também em função dos disparos do transformador I (220/30 kV) da Subestação Catchiungo.



No que diz respeito à Duração das Interrupções, o ponto de entrega mais afectado durante o ano de 2025, foi a Subestação do Lubango. Este facto deveu-se aos trabalhos no âmbito do Projecto de Construção e Montagem da LT 220 kV Gove – Matala e Subestações Associadas, bem como a modernização da LT 150 kV Matala – Lubango para o nível de tensão de 220 kV.



5.2 Gestão dos Níveis de Reservatórios das Centrais Hidroelécticas

No que concerne à gestão dos níveis dos reservatórios das Centrais, os Programas de Operação das Centrais Hídricas foram elaborados de acordo as recomendações da Comissão Técnica para Análise e Acompanhamento das Albufeiras.

Os Gráficos a seguir apresentam o registo das vazões afluentes à Central de Capanda no 1º trimestre, em comparação com os anos 2005 (ano mais húmido) e 2021 (ano mais seco); também se apresentam os níveis dos reservatórios das Centrais Hídricas de Capanda e Laúca.

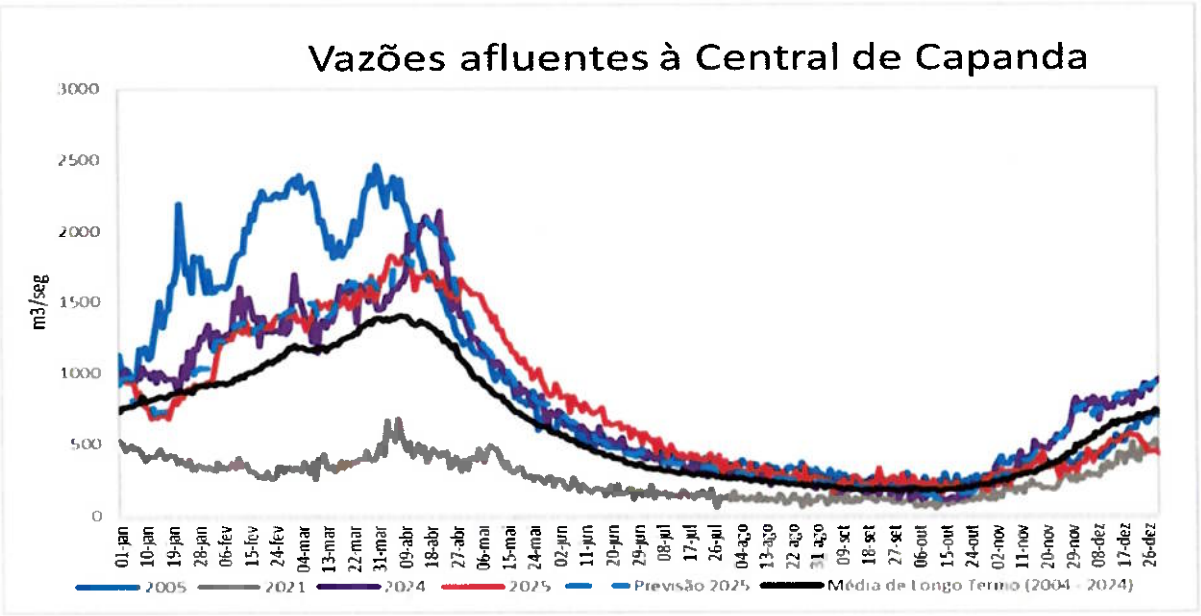


Gráfico: Afluência à Central de Capanda

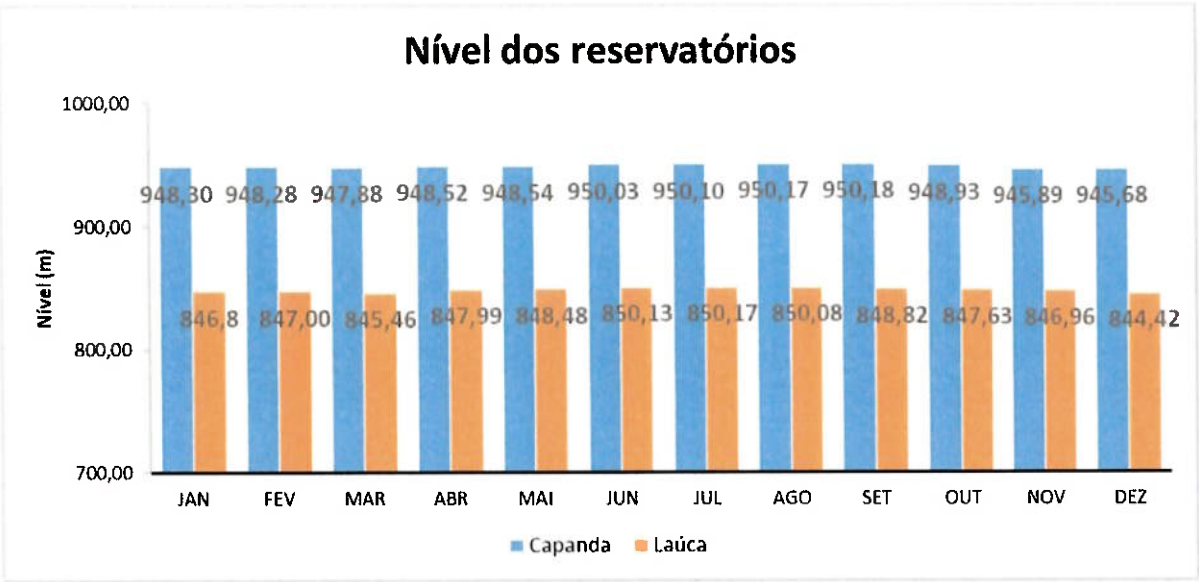
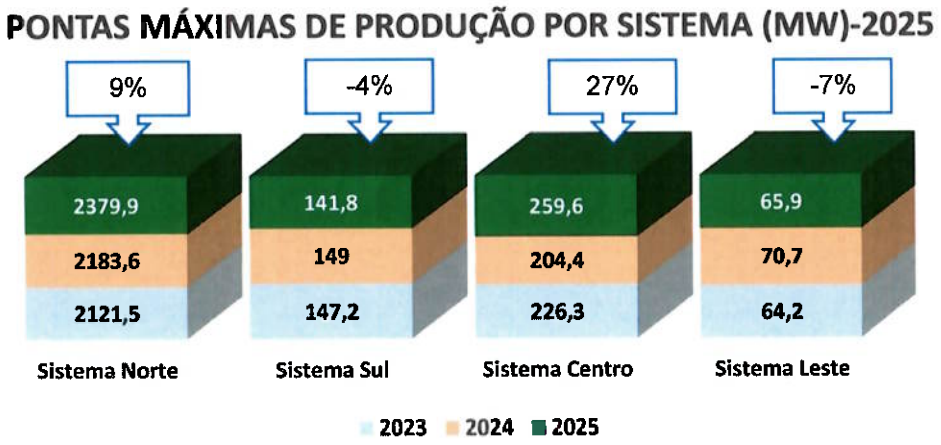


Gráfico: Nível dos reservatórios dos aproveitamentos hidroeléctricos

A análise diária da necessidade térmica no Sistema Interligado e o Controlo dos níveis de combustíveis das centrais térmicas também serviram de base para a elaboração dos programas de operação.

5.3 Pontas Máximas por Sistemas

No período em apreço, observou-se uma evolução positiva das pontas de produção nos Sistemas Norte e Centro e não muito satisfatória o Sistema Sul e Leste. Comparativamente ao período transacto, destaca-se o Sistema Centro, que se observou uma evolução da ponta de 27%, entretanto, mais 18 pp (pontos percentuais) em relação ao ano transacto.



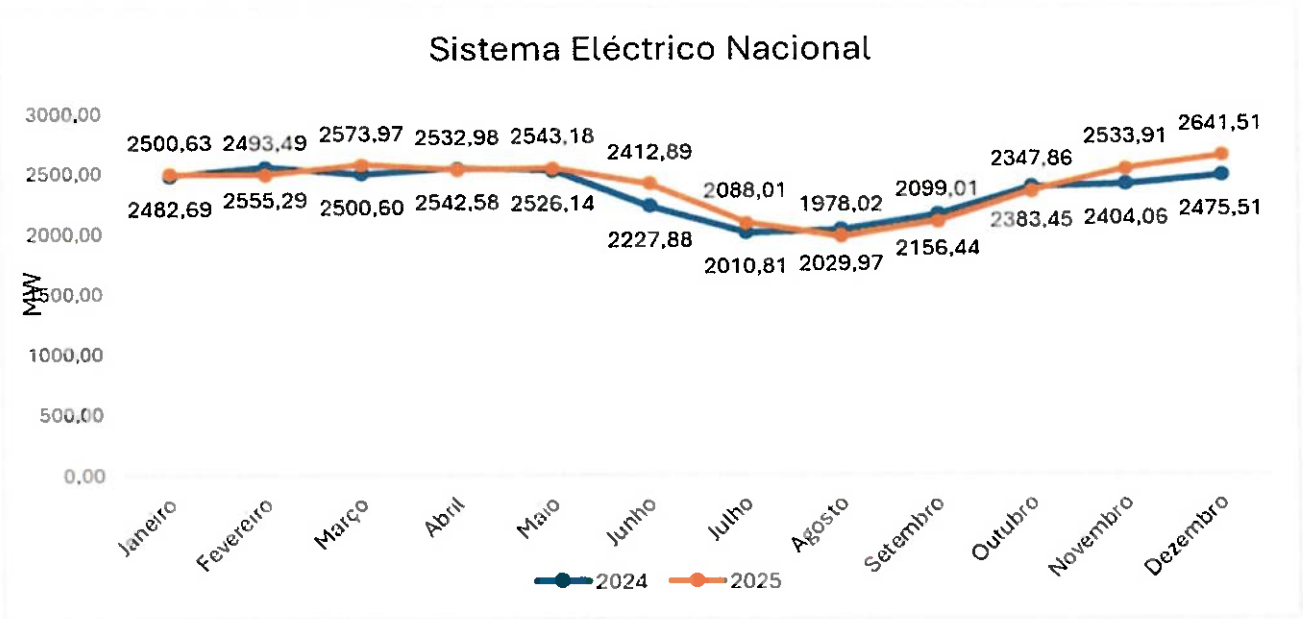
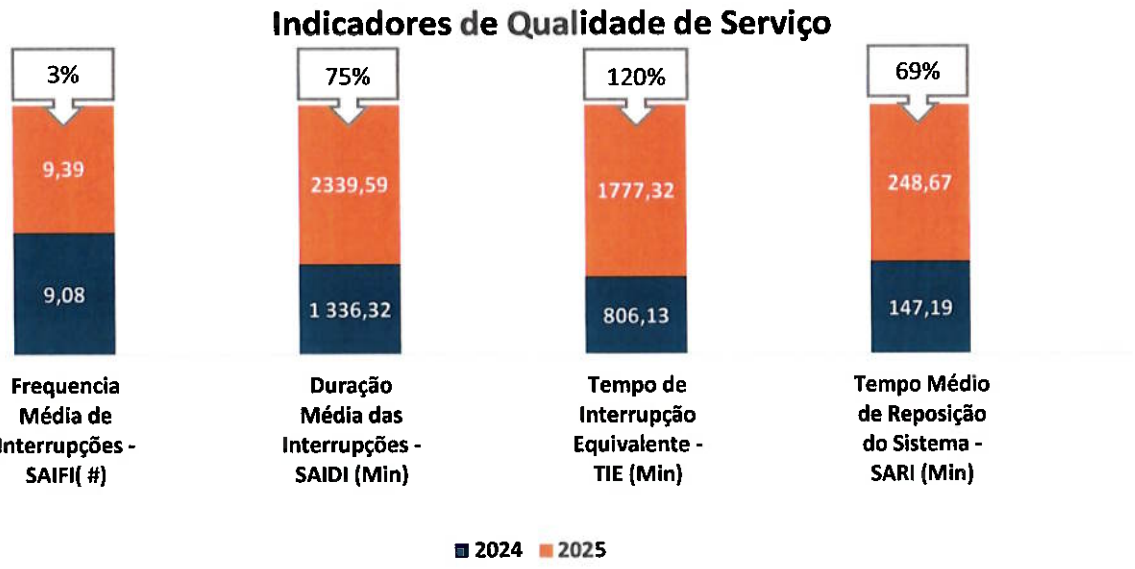


Gráfico: Evolução da Ponta Nacional

5.4 Qualidade de Serviço

Para aferir a qualidade de serviço prestado, são controlados um conjunto de indicadores que reflectem o comportamento da Rede de Transporte de Electricidade, relativamente à fiabilidade do fornecimento de energia eléctrica, medidos pelo número de interrupções e períodos correspondentes. Segue-se no gráfico abaixo a evolução dos referidos indicadores entre o período transacto e o período em análise.



- **SAIFI -Frequência Média de Interrupções (#)**

A Frequência Média de Interrupções foi de 9,39 interrupções por Ponto de Entrega, comparativamente ao período anterior observou-se um aumento do número médio de interrupções por Ponto de Entrega de 3%.

- **SAIDI - Duração Média das Interrupções (Min)**

A Duração Média das Interrupções, no período em apreço, foi de 2 339,59 minutos, comparativamente ao período anterior observou-se um incremento do número médio de interrupções por Ponto de Entrega de 75%.

- **TIE -Tempo de Interrupção Equivalente (Min)**

O Tempo de Interrupção Equivalente foi de 1 777,32 minutos, comparativamente ao período anterior observou-se um incremento do tempo médio de interrupção Equivalente em 120%.

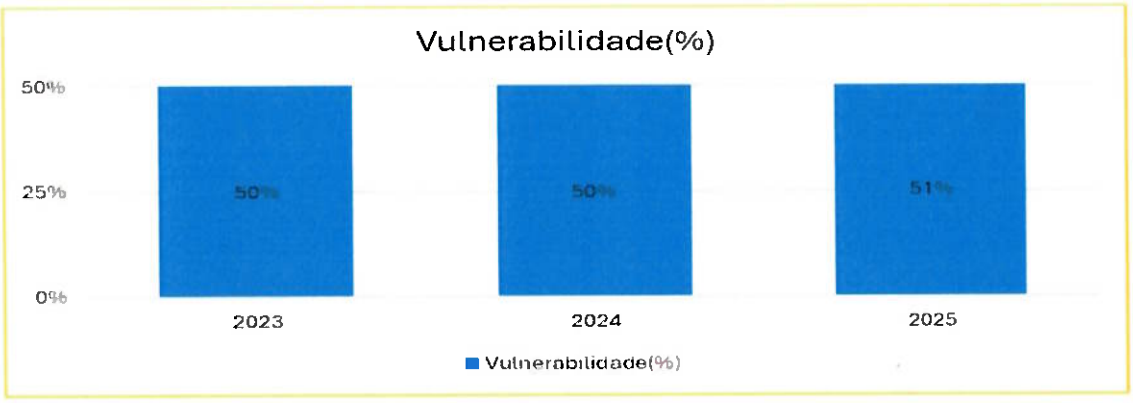
- **SARI -Tempo Médio de Reposição do Serviço (Min)**

No período em análise, observou-se que o Tempo Médio de Reposição foi de 248,67 minutos, comparativamente ao período anterior observou-se um incremento do tempo médio de reposição do serviço na ordem de 69%.

- **Vulnerabilidade (em %)**

Para avaliação do comportamento da Rede de Transporte de Electricidade considerou-se o indicador designado por vulnerabilidade. A vulnerabilidade reflecte a capacidade da Rede de Transporte de Electricidade de não cortar o fornecimento de energia eléctrica aos consumidores na sequência de incidentes, qualquer que seja a sua origem (inclui também os incidentes e interrupções por causas fortuitas ou de força maior). Este indicador consiste no *ratio* entre o número total de interrupções de fornecimento e o número total de incidentes.

Em 2025, Rede de Transporte de Electricidade registou em média 0,51 interrupções no fornecimento de energia por cada incidente. Comparado com os anos 2023 e 2024 o indicador registou um ligeiro incremento.



Em 2025, o desempenho da RNT foi caracterizado pelo aumento dos indicadores **ENF, TIE, SAIDI, SAIFI** e **SARI,** comparado ao ano anterior e também comparado à média dos últimos 4 anos. Isso significa que, em média, os pontos de entrega da Rede de Transporte de Electricidade foram interrompidos mais vezes.

A degradação dos resultados dos indicadores foi influenciada pelo aumento da indisponibilidade por causas próprias devido ao Blackout no Sistema Interligado Norte – Centro e por disparos em

equipamentos da Rede de Transporte (linhas de 400 kV, 220 kV e 110 kV, autotransformadores e transformadores), bem como a realização de serviços no âmbito do Projecto de Construção e Montagem da LT 220 kV Gove – Matala e Subestações Associadas, e manutenções correctivas e preventivas em várias Subestações.

6 GESTÃO DA REDE DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE

Os cenários em que se operam os activos da Rede de Transporte de Electricidade permanecem desafiantes, dadas as limitações na cobertura do país e taxas de

indisponibilidades significativas. Por conseguinte, a sua gestão foi orientada visando alcançar os seguintes objectivos:

- Desenvolvimento de capacidades de planeamento de manutenção e programação, diminuindo os tempos de indisponibilidade dos equipamentos e Linhas de Transporte de Electricidade;
- Gestão e monitorização da execução dos planos e programas, incluindo a inspecção, com objectivos de assegurar o cumprimento dos critérios de fiabilidade, qualidade, segurança e eficácia da empresa.

6.1 Exploração e Manutenção da Rede de Transporte de Electricidade

A Rede de Transporte da RNT-EP, no ano em apreço, integrou **39** Subestações e **02** Postos de Seccionamento, com uma potência instalada de **13 006,3 MVA**, com **5 950,7 km** de Linhas de Transporte, mais 4% em relação ao período transacto.

Para manter o funcionamento adequado dos equipamentos que compõe os activos da Empresa, bem como garantir o tempo de vida útil e optimizar a disponibilidade dos equipamentos, a Empresa envidou esforços para o cumprimento do Plano Anual de Manutenção.

6.1.1 Execução do Plano Anual de Manutenção

O Plano Anual de Manutenção foi implementado em conformidade com a segmentação por Regiões de Exploração **(Luanda, Norte, Centro, Sul e Leste).** Para a implementação do Plano Anual de Manutenção Preventiva a nível das Direcções de Exploração Regional, para o ano de 2024, foram emitidas **3 332** Ordens de Trabalho, dentre as quais, **2 584** de Carácter Preventivo e **738** de Carácter Correctivo, permitindo desta forma mensurar os graus de Execução, na tabela fixada no anexo.

6.1.1.2 Manutenções de Subestações Eléctricas

Em cumprimento do plano acima referido, durante o ano 2025, **100%** do Plano de Manutenção às Subestações da RNT, foi cumprido, mais 3,32% (pontos percentuais) em

relação ao ano transacto, destacando-se as actividades de manutenção às seguintes Subestações:

- Da planificação de manutenções preventivas para **71** Painéis de 400 kV, foram realizadas **71**;
- Da planificação de manutenções preventivas para **172** Painéis de 220 kV, foram realizadas **172**;
- Da planificação de manutenções preventivas para **7** Painéis de 150 kV, foram realizadas **7**;
- Da planificação de manutenções preventivas para **3** Painéis de 132 kV, foram realizadas **3**;
- Da planificação de manutenções preventivas para **23** Painéis de 110 kV, foram realizadas **23**;
- Da planificação de manutenções preventivas para **143** Painéis de 60 kV, foram realizadas **143**;
- Da planificação de manutenções preventivas para **283** Painéis dos Serviços Auxiliares, foram realizadas **283**.

Manutenções Correctivas em Subestações Eléctricas:

- Painéis de **400 kV - 16;**
- Painéis de **220 kV - 58;**
- Painéis de **60 kV - 77;**
- Painéis dos Serviços Auxiliares – **28.**

Fez-se acréscimo de Gás SF-6 nos DJ´s das SE´s da DERN, sendo:

- DJ 7016 da LT 220 kV Tomboco – M´b Congo (SE – M´b. Congo);
- 152 e 252 TF3, 220/110 kV (SE - CAPE);
- 802 – 2 Meia (SE – Soyo);
- 8042 da LT 400 kV Soyo – Nzeto 2 (SE - Soyo);
- DJ 802-2 Meia (SE – Soyo);
- 804 – 1 Meia (SE - Nzeto).

Realizadas Inspecções Termográficas para identificação de possíveis pontos quentes nas Subestações de Benguela Sul, Cacuaco, Cacuso, Camama, Cambutas, Capanda

Elevadora, Catete, Cazenga, Filda, Futungo de Belas, Kapary, M´Banza Kongo, N´Dalatando, Nova Biópio, N´Zeto, Lucala, Lubango, Quileva, Ramiros, Soyo, Tomboco, Uíge e Viana respectivamte.

- Verificou-se a necessidade da realização de manutenção de carácter especializado nos Autos??? Transformadores I e II (400/220 kV) da Subestação de Capanda Elevadora, Transformador III (220/60 kV – 60 MVA), AutoTransformador I (400/220 kV) da Subestação de Viana, Transformadores I e II (110/15 kV – 10 MVA) da Subestação do Luena, Transformador I (220/60 kV – 60 MVA), da Subestação de Cacuaco e Compartimento do Transformador de Tensão da 60 kV da Subestação do Sambizanga.
- Realizou-se a monitorização de abertura e fecho das Ordens de Trabalho solicitados para a execução dos trabalhos de manutenção preventiva e correctiva das Linhas de Transporte e Subestações.

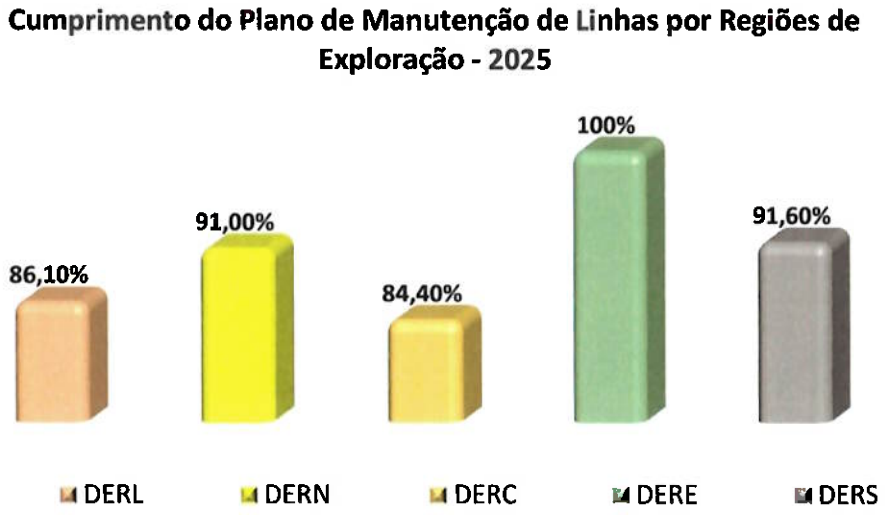


6.1.1.3 Manutenção de Linhas de Transporte de Electricidade

Em 2025, realizaram-se Manutenções das Linhas de Transporte de Electricidade segmentadas por níveis de tensão **(400 kV, 220 kV, 150 kV, 132 kV e 110 kV),** com um grau de cumprimento de **87,7%** das actividades planificadas, menos 1,8 pp, relativamente ao período transacto.

Neste âmbito, destaca-se a realização da seguinte actividade:

- Monitorização de abertura e fecho das Ordens de Trabalho solicitados para a execução dos trabalhos de manutenção preventiva e correctiva das Linhas de Transporte de Electricidade.



6.1.1.4 Sistemas de Protecções Eléctricas

No período em análise, o Sistema de Protecções Eléctricas constituiu um dos grandes enfoques da estabilização do Sistema Eléctrico e para efeito desenvolveram-se actividades ligadas à monitorização do funcionamento dos Sistemas de Protecções da Rede de Transporte, com um grau de cumprimento de 100%, bem como a capacitação dos Técnicos.

Capacitação dos Técnicos de Manutenção de Protecções a Alocar em Oito Departamentos de Exploração (DO – Cuanza Norte, DO – Bengo, DO – Cuanza Sul, DO – Malanje, DO – Zaire, DO – Uíge, DO – Cunene e DO – Moxico).

Foram realizados e concluídos os programas de capacitação dirigidos aos Técnicos de Manutenção de Protecções dos oito Departamentos de Exploração mapeados e, adicionalmente, foram alocados apenas oito técnicos aos respectivos Departamentos.

Coordenação e Realização das Manutenções Especializadas do Sistema de Protecções com Realce para:

- Recuperação dos Backups dos Sistemas de Protecções Luena – Kamanongue
- Recuperação da Protecção de Barras da SE Cacuaco
- Substituição do Relé de Protecção de Retaguarda da LT 220 kV Alto Chingo – PS Biópio

Foram recuperados os Back-ups dos Sistemas de Protecções das Subestações Luena e Kamanongue;

Foi reactivada a Protecção de Barras do sector de 220 kV da Subestação Cacuaco;

Foi realizado a substituição do relé de protecção de retaguarda da LT 220 kV Alto Chingo – PS Biópio, na Subestação Alto Chingo.

Actividades realizadas no âmbito de projectos de novos activos, bem como, na análise de ocorrências na Rede de Transporte de Electricidade.

- Fez-se o levantamento de dados, bem como a análise e elaboração dos relatórios das perturbações do dia 03/01/2025, nas LT´s 60 kV Filda – CFL A e B, e do Blackout do dia 06/01/2025, no sistema interligado Norte Centro;
- Fez-se análise e elaboração do relatório das ocorrências que estiveram na base das perturbações dos dias 01/05/2025, bem como o do dia 09/05/2025 na Subestação Viana;
- Fez-se levantamento de dados, bem como análise e elaboração do relatório das ocorrências dos últimos disparos do Transformador II 220/110 kV da Subestação Capanda Elevadora;
- Fez-se o acompanhamento da integração da nova LT 400 kV Capanda Elevadora – Malanje Nova no painel da protecção de Barras de 400 kV da Subestação Capanda Elevadora, bem como o upgrade da versão dos relés;
- Fez-se os pareceres técnicos aos Estudos de Coordenação e selectividade de Protecções da LT 400 kV Capanda Elevadora – Malanje Nova, LT 220 kV Bita - Fábrica Geng Mao, LT 220 kV Kapary - Fábrica Xintai, LT 110 kV Malanje – Malanje Nova, LT 60 kV Cuito – Catabola, LT 60 kV Catete – Zhong Hengtai, LT 60 kV Zango 3 RNT - Zango 2 ENDE, LT 60 kV Zango - AIAAN, LT 60 kV Maquela do Zombo – Minas de Tetelo, Sambizanga - Porto de Luanda e subestação associadas, Projecto Triangulo do Milho, Gove – Matala e subestações associadas;
- Acompanhou-se o comissionamento e energização dos seguintes projectos: LT 220 kV Gove – Matala, PS Matala, Subestação Lubango Leste, LT 60 kV Lubango Leste – Ferrovia, LT 400 kV Capanda Elevadora – Malanje Nova, LT 220 kV Bita - Fábrica Geng Mao, LT 220 kV Kapary - Fábrica Xintai, LT 110 kV Malanje – Malanje Nova, LT 60 kV Cuito – Catabola, LT 60 kV Catete – Zhong Hengtai, LT 60 kV Zango 3 RNT - Zango 2 ENDE, LT 60 kV Zango - AIAAN, LT 60 kV Maquela do Zombo – Minas de Tetelo.

Indicadores de Performance

A seguir, é apresentado o indicador de desempenho do sistema de protecções da Rede de Transporte, designado grau de selectividade, cujo desempenho de 2025 foi de 98%, conforme os gráficos abaixo:

Grau de Seletividade das Protecções da Rede de Transporte - Ano de 2025

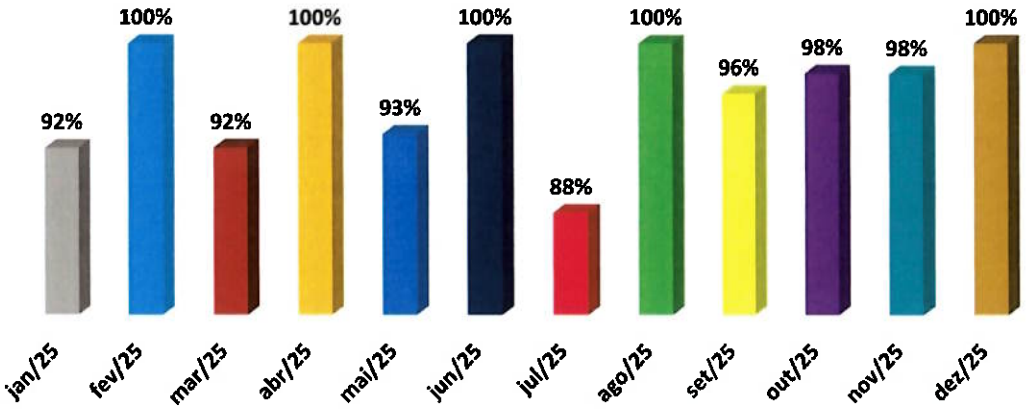


Gráfico 1

Grau de Seletividade das Protecções da Rede de Transporte - I e II Semestres de 2025

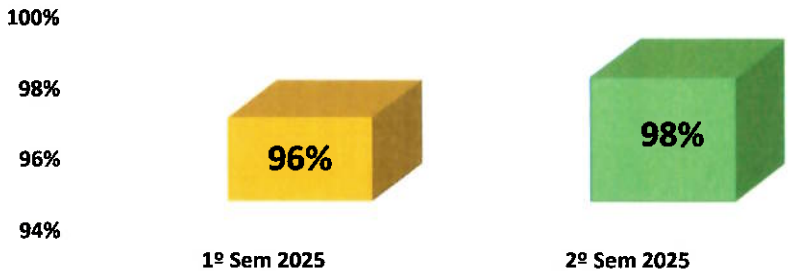


Gráfico 2

Grau de Seletividade das Protecções da Rede de Transporte - Anos 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024 e 2025

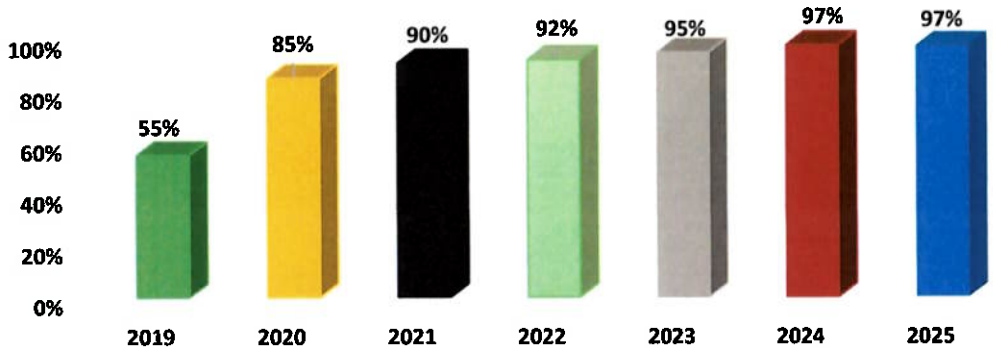


Gráfico 3

7 ACTIVOS E INVESTIMENTOS

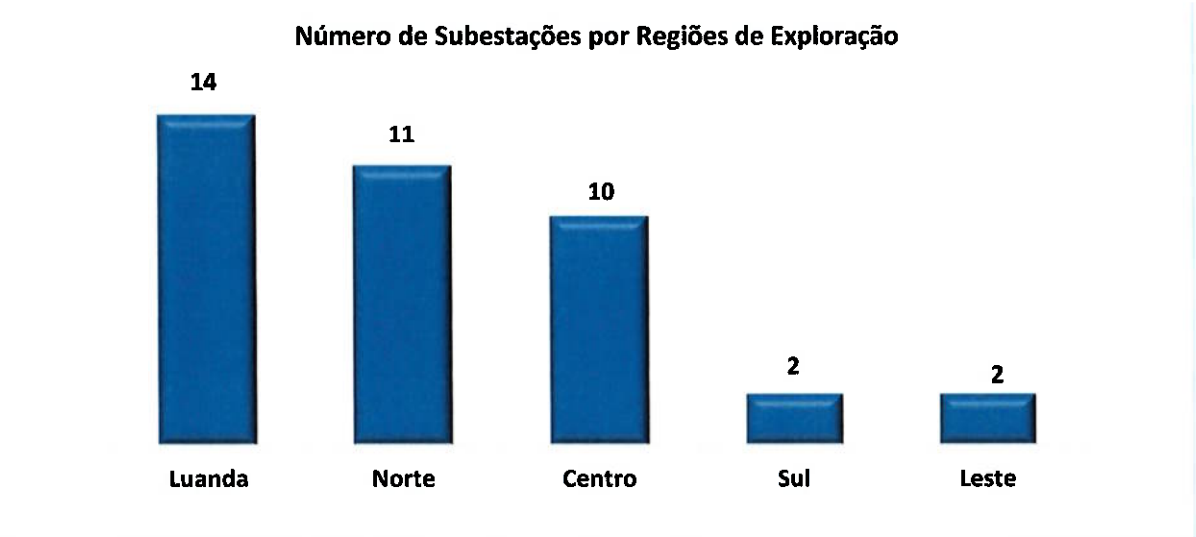
A RNT-EP definiu nos seus objectivos estratégicos a "*Interligação dos Sistemas de Transporte*" e para alcançar esse desiderato, no que se refere ao crescimento dos Activos e Investimentos, a RNT-EP manteve-se alinhada com o cumprimento do Plano de Acção do MINEA para o período em apreço, tendo concebido acções que visaram aumentar, quer a capacidade de transformação quer o aumento do comprimento das Linhas de Transporte de Electricidade.

7.1.1 Plano de Expansão do Sistema Eléctrico

Relativamente ao cumprimento do Plano de Expansão do Sistema, concluíram-se parcialmente as acções planeadas, referentes aos projectos de Linhas e de Subestações. Grande parte destes projectos tem sido financiada com recurso ao fundo PIP (Programa de Investimentos Públicos). Entretanto, a RNT-EP procedeu ao acompanhamento da execução dos mesmos, tendo recepcionado os referidos activos após conclusão dos projectos.

7.1.1 Construção de Novas Subestações Eléctricas

Para o ano em apreço foi perspectivada a conclusão de pelo menos 1 Subestação que integraria a Rede Nacional de Transporte, além de outros projectos que visariam o reforço da capacidade de transformação de Subestações existentes, nomeadamente, registou-se a energização de duas (2) Subestações nomeadamente: Subestação do Lubango Leste 220/60/15 kV e PS MATALA 220 kV, ambos na Provincia da Huíla.

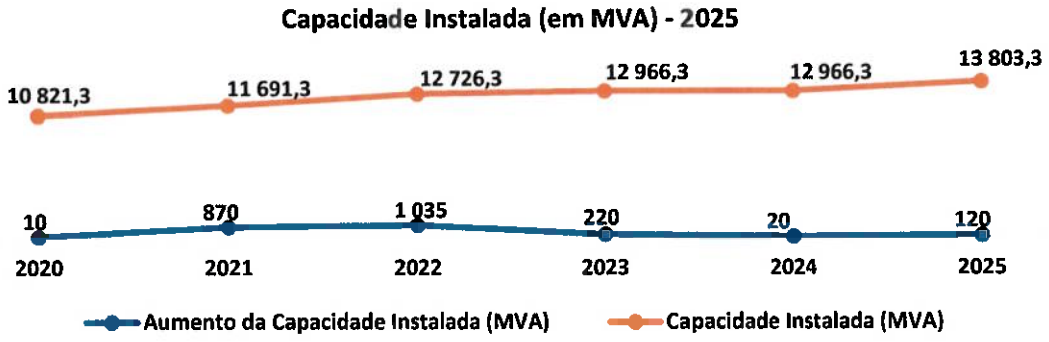


7.1.2 Evolução da Capacidade Instalada da Rede – MVA

A capacidade total instalada esteve na mesma base de **12 883,3 MVA.** no período em apreço, houve apenas uma mudança de carga de 120 MVA da nova Subestação do Lubango Leste, conforme o quadro abaixo.

Instalação	Potência Instalada (MVA)	Níveis de Tensão (kV)	Região de exploração
SE Lubango Leste	1x120	220/60/15 kV	**Sul**

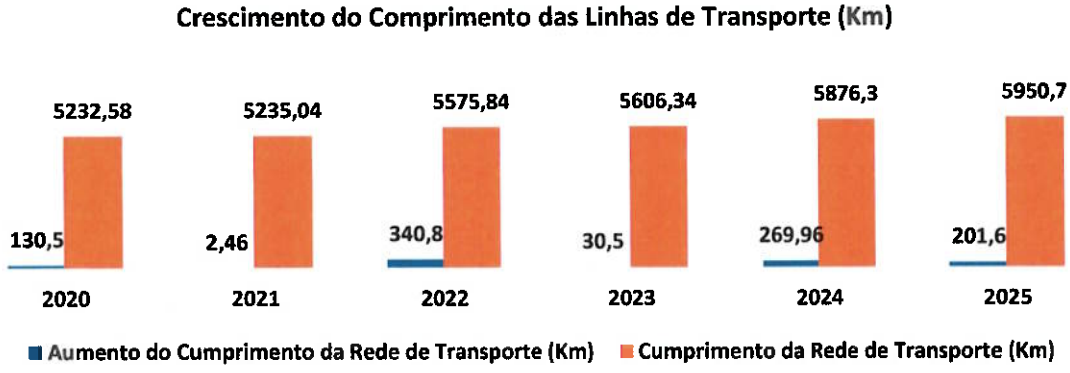
A Capacidade Instalada tem sido crescente ao longo dos anos em direcção ao objectivo de expansão da rede, sendo o crescimento entre 2024 e 2025 de 6%, e manteve-se na mesma base entre 2023 e 2024, conforme se observa no gráfico abaixo.



7.1.3 Evolução do Comprimento da Rede de Transporte de Electricidade – Km

A expansão da rede constitui um dos principais focos da RNT-EP. Para alcançar esse objectivo, a Empresa tem desenhado um portfólio de projectos que inclui a construção de novas Linhas de Transporte de Electricidade.

No período em análise, o comprimento da rede estendeu-se aos **5 950,7 Km** de Linhas, um crescimento de apenas 3,51% e equivalente a 201,6 Km de Linhas de Transporte de Electricidade. O Gráfico a seguir demonstra o crescimento das Linhas de Transporte ao longo dos últimos anos.



7.2 Investimentos

A empresa realizou investimentos com fundos próprios e externos, sendo os últimos concernentes aos projectos financiados pelo Programa de Investimentos Públicos (PIP), com fundos do Orçamento Geral do Estado. Esse esforço financeiro, visou fortalecer a empresa e garantir um fornecimento de energia eléctrica mais eficiente e confiável. Apresentam-se a seguir, as realizações nesse âmbito.

7.2.1 Projectos Realizados com Recursos a Fundos Próprios

Durante o ano de 2025, a empresa tomou medidas para garantir um melhor desempenho operacional e promover o crescimento do negócio. Apesar do cenário financeiro desafiador, foram alocados recursos para investimentos em infraestruturas, veículos e equipamentos que foram incorporados ao parque eléctrico. O montante total investido foi de Kz 12 418 274 469,15 (Doze mil e quatrocentos e dezoito milhões, duzentos e setenta e quatro mil, quatrocentos e sessenta e nove Kwanzas e quinze cêntimos), representando um aumento de 126%, em relação aos investimentos realizados com fundos próprios no período anterior.

Investimentos - Fundos Próprios (Kz)	2023	2024	2025
Reforço da Rede	327 920 450,31	301 683 879,85	0,00
Compras e Serviços Gerais	215 409 285,00	2 286 591 433,44	8 252 328 077,57
Empreitadas de Construção	2 544 712 955,22	2 028 670 023,68	2 809 189 922,64
Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC)	150 577 211,50	378 278 008,09	498 739 397,07
Investimentos com Formação	568 660 233,54	495 596 475,53	858 017 071,87
Total	**3 807 280 135,57**	**5 490 819 820,59**	**12 418 274 469,15**

Para investimentos com fundos próprios, no período em apreço destaca-se o reforço da capacidade de transformação da Subestação Filda 220/60 kV, com um Transformador de 120 MVA, bem como um conjunto de obras, entre as quais a ampliação do Edifício do Despacho e a ampliação do Edifício Sede, além dos edifícios reabilitados nas Sedes das Direcções de Exploração Regionais.

7.2.2 Programa de Investimentos Públicos

Os projectos financiados com recurso ao Programa de Investimentos Públicos (PIP), tiveram um volume financeiro de cerca de **USD 155 270 798,79** (Cento e Cinquenta e Cinco Milhões, Duzentos e Setenta Mil, Setecentos e Noventa e Oito Dólares Americanos e Setenta e Nove Cêntimos), almejando a ampliação e o reforço da Rede de Transporte de Electricidade.

Investimentos - Fundos PIP (USD)	Orçamento	Execução
Reforço da Rede-Subestações	207 297 952,00	72 426 106,71
Linhas de Transporte	320 977 541,00	82 844 692,08
Total	**528 275 493,00**	**155 270 798,79**

8. PLANEAMENTO DO SISTEMA ELÉCTRICO

A função de Planeamento do Sistema Eléctrico é atribuída à RNT-EP e consiste em assegurar, em conjunto com outros agentes do sector, o desenvolvimento coordenado do Sistema Eléctrico Nacional, através de estudos e análises, para que os objectivos de garantia de fornecimento, acesso à população e eficiência do sistema sejam atingidos.

8.1 Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade

Durante o ano em análise, foram levadas a cabo diversas actividades, visando a elaboração do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT), em cumprimento do Artigo 54º do Decreto Presidencial N.º 76/21 de 25 de Março, que regula as actividades de Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica, designadamente:

- Actualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) 2024 - 2033;
- Elaboração da caracterização da RNT-EP;
- Inclusão dos projectos de electrificação de Catchiungo e Triângulo do Milho no mapa de expansão da rede de transporte 2022 – 2027;
- Redefinição dos traçados de linha para alimentação da Jamba, Cuvango, Chipindo, Kassinga e Cuchi no MERT 2022 – 2027;
- Redefinição dos traçados de linha entre Cahama – Nombungo, Nombungo – Lubango Leste e subestações associadas no MERT 2022 – 2027;

8.2 Plano Director de Expansão do Sistema Eléctrico

Durante o ano em análise, foram realizadas diversas iniciativas, visando a elaboração do Plano Director de Expansão do Sistema Eléctrico, em cumprimento do Artigo 54º do Decreto Presidencial N.º 76/21 de 25 de Março acima referido, designadamente:

- Compilação das pontas máximas e mínimas e das energias para preenchimento da Caracterização da Rede Nacional de Transporte;
- Estudos dos projectos de PAK YATARIM – TURKIA, CME – PORTUGAL e SOMAGEC SEGELEC – MARROCOS;

- Elaboração dos estudos da Demanda da Região Centro.

8.3 Coordenação de Estudos de Viabilidade Técnica, Económica e Estudos de Impacto Ambiental e Social de Projectos da Rede de Transporte de Electricidade

Durante o ano em análise, encetadas diversas acções, tendo em vista a Coordenação de Estudos de Viabilidade Técnica, Económica e Estudos de Impacto Ambiental e Social de Projectos da Rede de Transporte de Electricidade, designadamente:

- Escopo do projecto de "proposta para fornecimento de energia eléctrica da Sociedade Mineira do Cuango";
- Parecer técnico com relação ao aumento da capacidade da central e as condições da LT 60 kV Lubango-Namibe;
- Trabalhos de georreferenciação das minas diamantíferas do Leste;
- Reunião entre a RNT-EP e a USAID no âmbito da prestação de consultoria prestadas pelo programa POWER ÁFRICA (USAID);
- Preparação de cenário para integração dos AH CACULO CABAÇA e ZENZO à rede;
- Elaboração da nota conceitual do Projecto de Eletrificação do Triângulo do Milho;
- Plano de Expansão da Região Centro;
- Actualização do ficheiro PSSE (Caso Base);
- Escopo do projecto de proposta para fornecimento de energia elétrica da Sociedade Mineira do Cuango;
- Actualização da Base de Dados das Subestações e "linhas de transporte de Electricidade" existentes da RNT-EP;
- Actualização do PDIRT;
- Modelagem com integração do VUKA e minas associadas;
- Reunião com o Banco Mundial no âmbito do Projecto ANNA.

9. DESEMPENHO ECONÓMICO E FINANCEIRO

9.1 Capital Estatutário

O Capital Estatutário da RNT-EP foi estabelecido, conforme disposto no Decreto Presidencial Nº 305/14, de 20 de Novembro, no valor de **Kz 290 019 620 496,90** (Duzentos e noventa mil e dezanove milhões, seiscentos e vinte mil, quatrocentos e noventa e seis kwanzas e noventa cêntimos).

Atendendo o facto de o Estado não ter concluído o processo de capitalização, o fluxo das suas receitas é manifestamente insuficiente para honrar os compromissos assumidos no exercício normal da sua actividade, resultando num ritmo de crescimento da dívida superior ao de arrecadação de receitas, o que, como é sabido, provém maioritariamente da sua principal fonte, a ENDE-EP.

Daí fazer-se necessária a continuidade das acções para a conclusão do processo de realização do Capital Estatutário da empresa, no montante **de Kz 95 140 610 012,29** (Noventa e cinco mil e cento e quarenta milhões, seiscentos e dez mil, doze kwanzas e vinte e nove cêntimos), com vista a salvaguardar o cumprimento dos objectivos definidos e garantir a sua sustentabilidade.

9.2 Impostos

A empresa, no período em apreço, melhorou a sua situação fiscal perante o Estado, junto da Administração Geral Tributária (AGT), comparativamente ao período anterior.

Pretende-se, doravante, manter regularizada a situação das obrigações fiscais e evitar o acumular de juros compensatórios e reduzir o risco de ocorrência de outras penalidades que possam vir a ser, eventualmente, imputadas à empresa.

9.3 Imobilizações Corpóreas

Em 31 de Dezembro de 2025, o Balanço da RNT - EP inclui imobilizações corpóreas no montante Kz 2 119 692 565 201,00 (Dois biliões, cento e dezanove mil e seiscentos e noventa e dois milhões, quinhentos e sessenta e cinco mil, duzentos e um kwanzas), líquidos de amortizações acumuladas no montantede Kz 54 928 172 183,30 (Cinquenta e quatro mil milhões, novecentos e vinte e oito milhões, cento e setenta e doi mil, cento e oitenta e três kwanzas e trinta cêntimos), assim distribuídas:

Imobilizado Firme	2 032 598 613 738,24
Imobilizado em Curso	142 022 123 645,71

Amortizações Acumuladas	(54 928 172 183,30)
TOTAL	**2 199 692 565 200,65**

Foi elaborado o Relatório Preliminar da Avaliação dos Activos Corpóreos, no qual constam todos os bens, identificados com a sua localização, vida útil e justo valor e espera-se que no final se estabeleçam os mecanismos de controlo para todas as imobilizações corpóreas, nos aspectos considerados mais relevantes, como sejam:

- Referência e descrição do bem e custo de aquisição;
- Localização física e estado de conservação;
- Ano de aquisição ou conclusão;
- Vida útil estimada;
- Início da utilização ou ocupação do bem, dentre outras.

9.4 Demonstrações Económicas e Financeiras

9.4.1 Demonstração de Resultados

A Demonstração de Resultados teve a seguinte execução tendo em conta os proveitos obtidos e custos incorridos no exercício de 2025:

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025

(Por natureza)

Valores expressos em milhares de kwanzas

Designação	Notas	Exercício	
		2025	2024
Vendas	22	127 306 265	119 535 428
Outros prov eitos operacionais	24	5 428 093	6 139 239
Total		132 734 358	125 674 667
Variações nos produtos acabados e			
Custo das mercadorias v endidas e das			
materias primas e subsidiarias consumidas	27	89 980 753	87 438 222
Custos com o pessoal	28	19 620 104	15 569 394
Amortizações	29	6 026 138	5 859 680
Outros custos e perdas operacionais	30	7 819 139	4 750 567
Total		123 446 134	113 617 862
Resultados operacionais:		**9 288 224**	**12 056 805**
Resultados financeiros	31	165 574	5 334 325
Resultados não operacionais	33	(2 051 299)	3 766 294
Resultados antes impostos:		**7 402 499**	**21 157 424**
Imposto sobre o rendimento	35	2 997 505	4 020 105
Resultados líquidos das actividades corrente:		**4 404 994**	**17 137 319**
Resultados extraordinários	34	-	-
Imposto sobre o rendimento	35	-	-
Resultados líquidos do exercício:		**4 404 994**	**17 137 319**

9.4.2 Proveitos Operacionais

Os Proveitos Operacionais no período em análise tiveram um acréscimo de 6% em relação ao período homólogo, devido aos acréscimos ocorridos nas suas principais rubricas de 7% nas Vendas de Energia, motivado pelo aumento do tráfego de energia na rede que deriva de novos pontos de entrega à ENDE, o aumento do preço de venda aos clientes MAT e a entrada de 3 novos clientes. Por outro lado, verificou-se uma redução de 12% dos Outros Proveitos Operacionais.

9.4.3 Custos Operacionais

Os Custos Operacionais do período em análise tiveram um acréscimo no valor de 9% em relação ao ano transacto, devido ao aumento das despesas com a sua principal rubrica, nomeadamente: Custos das Mercadorias Vendidas e das Matérias-primas Consumidas, com aumento de 3%, que inclui os custos relacionados com Aquisição de Electricidade à PRODEL-EP e aos demais Produtores Privados e Custos com o Pessoal.

9.4.4 Resultado Antes de Impostos

O Resultado Antes de Impostos no período em apreço foi positivo, com um valor equivalente a mKz 7 402 498 985,00 (Sete mil milhões, quatrocentos e dois milhões, quatrocentos e noventa e oito mil e novecentos e oitenta e cinco kwanzas), influenciado pelo Resultado Operacional e Resultados Financeiros positivos.

9.4.5 Resultado Líquido do Exercício

O Resultado Líquido foi positivo em mKz 4 404 994 070,12 (Quatro mil milhões, quatrocentos e quatro milhões, nocecentos e noventa e quatro mil e setenta Kwanzas e deze cêntimos).

9.4.2 Balanço

BALANÇO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025

Valores expressos em milhares de kwanzas

Designação	Notas	Exercício	
		2025	2024
ACTIVO			
Activo não corrente			
Imobilizações Corpóreas	4	2 119 692 565	317 314 920
Imobilizações Incorpóreas	5	-	-
Outros Activ os Financeiros	7	18 889 814	-
TOTAL DO ACTIVO NÃO CORRENTE		2 138 582 379	317 314 920
Activo corrente			
Outros Activ os Financeiros	7		-
Existências	8	267 271	293 291
Contas a Receber	9	636 453 688	590 233 444
Disponibilidades	10	27 878 905	31 926 253
Outros Activ os Correntes	11	3 395 708	2 896 576
TOTAL DO ACTIVO CORRENTE		667 995 571	625 349 564
TOTAL DO ACTIVO		**2 806 577 950**	**942 664 484**
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO			
Capital Próprio			
Capital	12	290 019 620	290 019 620
Reserv as	13	1 750 551 584	-
Resultados Transitados	14	28 263 279	(1 173 962)
Resultado Líquido do Exercício		4 404 994	17 137 319
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO		2 073 239 478	305 982 977
Passivo não corrente			
Emprestimo Médio e Longo Prazo	15	6 996 090	2 320 476
Prov isões Para Pensões	17	6 920 759	5 722 786
Prov isões para Outros Riscos	18	16 040 942	16 049 641
Outros Passiv os Não Correntes	19	121 046 038	74 149 729
TOTAL DO PASSIVO NÃO CORRENTE		151 003 828	98 242 632
Passivo corrente			
Parte corrente dos empréstimos a médio e longo prazo	15	1 059 314	1 059 314
Contas a Pagar	19	545 206 542	486 781 369
Outros Passiv os Correntes	21	36 068 788	50 598 191
TOTAL DO PASSIVO CORRENTE		582 334 644	538 438 874
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO		**2 806 577 950**	**942 664 484**

9.4.2.1 Activos Não Correntes

Os Activos Não Correntes no período contribuíram em 76% para o total do Activo, verificando-se um aumento de 574% em relação ao exercício anterior. Salientar que este aumento foi influenciado pelo processo de Inventariação e Reavaliação dos nossos bens corpóreos.

9.4.2.2 Activos Correntes

Os Activos Correntes no período contribuíram em cerca de 24% para o total do Activo, verificando-se um aumento de 7% em relação ao exercício anterior, influenciado, principalmente, pelo aumento da rubrica "Contas a Receber" que observou um acréscimo de 8%.

9.4.2.3 Passivos Não Correntes

Neste período os Passivos Não Correntes representaram 21% do total do Passivo, tendo-se verificado um aumento de 54% em relação ao exercício anterior, influenciados pelos aumentos das rubricas "Outros Passivos não Correntes".

9.4.2.4 Passivos Correntes

Os Passivos Correntes no período aumentaram em 8% em relação ao exercício anterior, correspondendo a 79% do total do Passivo. O aumento esteve essencialmente influenciado pelo crescimento da rubrica "Contas a Pagar" em 12%.

11. PERSPECTIVAS DA RNT-EP

O Conselho de Administração mantem a sua visão, estratégia e engajamento na melhoria do posicionamento da Empresa na Região da Comunidade de Desenvolvimento da África Austral (SADC), na Comunidade Económica dos Estados da África Central (CEEAC), no Continente africano, bem como fora do Continente. Para materializar dessa visão, no período em apreço, dentre as acções a desenvolver, realçam-se as seguintes:

Na sequência da diplomacia actuante da RNT-EP, na qualidade de membro da Pool Energética da África Austral (SAPP) e Presidente da Pool Energética da África Central (PEAC), somos a relatar a nossa participação nas actividades seguintes:

- Organização da 5ª Reunião do Comité Científico da ASEA, de 09 a 14 de Fevereiro;
- Organização da participação da RNT-EP na 64ª Reunião Anual da SAPP, realizada de 10 a 14 de Março;
- Participação da RNT-EP no 4º Seminário de Energia e Clima da CPLP, em São Tomé e Príncipe, nos dias 25 a 28 de Março de 2025;
- Preparação da participação da RNT-EP na 58ª Reunião do Comité Executivo da SAPP, realizada a 10 de Abril de 2025;
- Preparação da participação da RNT na Reunião Extraordinária do Comité de Direcção da PEAC, realizada no dia 02 de Maio, e presidida pelo Presidente da Organização, o PCA da RNT-EP;
- Participação da RNT-EP na Reunião do Comité de Auditoria da ASEA, realizada em Luanda, no dia 16 de Maio de 2025;
- Preparação da participação da RNT-EP na 63ª reunião do Conselho de Administração do Centro de Coordenação da SAPP (CCB);
- Organização da Reunião do Comité Técnico Especializado de Energia da CEEAC, em Luanda de 19 e 20 de Junho (Reunião dos Ministros);
- Organização da participação da RNT-EP na 6ª Reunião do Comité Científico da ASEA, do Mandato 2022-2025, em Túnis-Tunísia, realizada de 24 a 27 de Junho;

- Organização da participação da RNT-EP na Comemoração do 30º aniversário da SAPP, que teve lugar no dia 02 de Julho, em Harare Zimbabué;
- Organização da participação da RNT-EP na Reunião do Grupo de Trabalho de Prevenção de Crimes da SAPP, realizada nos dias 6 e 7 de Agosto de 2025, em Harare, Zimbabué;
- Organização da participação da RNT-EP na Reunião do Grupo de Trabalho de Qualidade de Energia, realizada nos dias 14 e 15 de Agosto de 2025, em Gaberone, Botswana;
- Organização da participação da RNT-EP na Reunião do Grupo de Trabalho de Planeamento da Geração, realizada nos dias 14 e 15 de Agosto de 2025, em Livingstone, Zâmbia;
- Organização da participação da RNT-EP na 65ª Reunião Anual da SAPP, que teve lugar de 1 a 5 de Setembro;
- Organização da participação da RNT-EP no 21º Congresso da ASEA, que teve lugar de 23 de Setembro a 03 de Outubro, na Cidade do Cairo, Egipto;
- Organização da participação da RNT na Reunião do Grupo de Trabalho Legal, que teve lugar na África do Sul, dias 1 e 2 de Outubro;
- Organização, em Luanda, da Reunião do Grupo de Trabalho de Finanças da SAPP, nos dias 8 a 10 de Outubro;
- Formação de Treinamento patrocinado pela Get. Transform sobre Desenvolvimento de Novos Mercados, que teve lugar na África do Sul, Joanesburgo, de 29 a 30 de Outubro;
- Organização da participação da RNT-EP da 65ª Reunião do CCB, no dia 09 de Dezembro;
- Organização da participação da RNT-EP na reunião do Grupo de Trabalho de Telecomunicações da SAPP, nos dias 11 e 12 de Dezembro;
- Organização da participação da RNT-EP na reunião do Grupo de Trabalho de Finanças da SAPP, nos dias 15 e 16 de Dezembro.

As parcerias da RNT-EP em 2025 permitiram aos quadros da empresa melhorar o conhecimento e tecnologias que vão certamente impulsionar o crescimento, quer individualmente, quer na empresa no seu todo, melhorar os seus procedimentos, com as perspectivas de adesão às normas internacionais, como as normas ISO, cujo processo de certificação está em curso na SAPP.

Rede Nacional de Transporte de Electricidade, em Luanda, 05 de Janeiro de 2026.

O Presidente do Conselho de Administração

Rui Pereira do Amaral Gourgel

O Administrador para a Área de Operação do Mercado e Assuntos Regulatórios

Mauro Hernany Ferreira Martins

O Administrador para a Área de Planeamento e Gestão de Projectos

Tárcio Amarildo Cardoso

O Administrador para a Área de Administração e Finanças

Mário Augusto Alberto dos Santos

O Administrador para a Área de Gestão da Rede de Transporte

Pedro Manuel Sebastião

10. ANEXO I: CRESCIMENTO DA REDE DE TRANSPORTE

12.1 Subestações Eléctricas

Subestação	Ano Entrada em Serviço	Região	Níveis de Tensão [kV]	Capacidade de Transformação por Nível de Tensão [MVA]													Potência Instalada [MVA]
				400/ 220 kV	400/ 60 kV	220/ 110 kV	220/ 60 kV	220/ 30 kV	220 60/ 30 kV	220 / 60/ 15 kV	150/ 60 kV	150/ 60/ 15 kV	150/ 30 kV	132/ 30 kV	110/ 30 kV	110/ 15 kV	
Cacuaco	2010	Luanda	220/60	-	-	-	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120
Cacuso	2004	Norte	110/30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	-	37
Camama	2007	Luanda	220/60/15	-	-	-	480	-	-	-	-	-	-	-	-	-	480
Capanda Elevadora	2009	Norte	400/220/110/30	540	-	130	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-	700
Cazenga	1963	Luanda	220/60/15	-	-	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	-	300
Belém	2012/2017	Centro	400/220/60	900	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1140
Filda	2013	Luanda	220/60	-	-	-	360	-	-	-	-	-	-	-	-	-	360
Gabela	1974	Centro	220/60/30	-	-	-	-	-	60	-	-	-	-	-	-	-	60
Kuito	2012	Centro	220/60/30/15	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40

Lucala*	2007/2010	Luanda	220 e 400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Malange	2004	Norte	110/30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	-	69
Maquela do Zombo	2011	Norte	220/60/30	-	-	-	30	10	-	-	-	-	-	-	-	-	40
Ndalatando	1970	Luanda	220/60/30	-	-	-	60	40	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Ondjiva	2012	Sul	132/30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	10
Pambos de Sonhe	2011	Norte	220/30	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Quileva	1973	Centro	220/150/60/30	-	-	-	200	-	-	-	50	-	60	-	-	-	310
Uíge 1	2011	Norte	220/60	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Viana	1974	Luanda	400/220/60/30/15	870	-	-	540	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1410
Alto Chingo	2014	Centro	220/60	-	-	-	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
Cambutas	2016	Luanda	400/220/60	1860	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2100
Kapary	2016	Luanda	400/220/60	900	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1140
Catete	2016	Luanda	400/220/60	900	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1140
Soyo	2016	Norte	400/60	-	360	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	360
Nzeto	2016	Norte	400/220/60	90	-	-	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153

Futungo de Belas	2016	Luanda	220/60	-	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	240
Sambizanga	2017	Luanda	220/60	-	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	240
Luena	2017	Leste	110/15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20
M'Banza Congo	2017	Norte	220/60	-	-	-	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63
Nova Biópio*	2017	Centro	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Ramiros	2017	Luanda	220/60	-	-	-	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120
Benguela Sul	2017	Centro	220/60/30	-	-	-	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120
Ndala Cachibo	2018	Centro	220/30	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Kamanongue	2018	Leste	110/30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	-	6,3
Waku Kungo	2019	Centro	400/220/60	450	-	-	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	510
Tomboco	2019	Norte	220/30	-	-	-	-	63	-	-	-	-	-	-	-	-	63
Calandula	2019	Norte	110/30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	5
Quibala	2020	Centro	220/30	-	-	-	-	-	60	-	-	-	-	-	-	-	60
Bita	2022	Luanda	400/220/15	900	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	900
Zango	2023	Luanda	220/60/30	-	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	240
Catchiungo	2024	Huambo	220/30	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	20

Matala*	2025	Huila	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Lubango Leste	2025	Huila	220/60				120											120
Total				7.410	360	130	3.973	213	120	300	50	0	60	10	117,3	20	13.006,3 MVA	

*Subestação de Seccionamento

12.2 Descrição das Intervenções de Manutenção Planificadas nas Linhas de Transporte

Linhas de Transporte	Nº de Inspecções Planificadas	Nº de Inspecções Realizadas	Percentagem Executada (%)
Região Luanda			
LT 400kV Laúca - Cambutas	12	12	100
LT 400kV Laúca - Catete	8	8	100
LT 400kV Cambutas - Catete	8	8	100
LT 400kV Cambutas - Bita	8	8	100
LT 400kV Lucala - Viana	9	9	100
LT 400kV Catete - Viana	7	3	42,8
LT 400kV Kapari - N'Zeto I e II	8	4	50
LT 400kV Catete - Kapari I e II	8	4	50
LT 400kV Catete - Bita	8	8	100
LT 220kV Bita - Camama I e II	6	6	100
LT 220kV Bita - Zango	8	8	100
LT 220kV Cambambe - Viana	7	7	100
LT 220kV Cambutas - Cambambe I	1	1	100
LT 220kV Cambutas - Cambambe II	1	1	100
LT 220kV Catete - Viana	7	4	57,1
LT 220kV Viana - Camama	7	7	100
LT 220kV Catete - Camama I	6	6	100
LT 220kV Catete - Camama II	7	7	100
LT 220kV Catete - Ramiros	8	8	100
LT 220kV Camama - Futungo de Belas I e II	1	1	100
LT 220kV Viana - Cazenga I	10	10	100
LT 220kV Viana - Cazenga II	11	11	100
LT 220kV Viana - Cazenga III	10	3	30
LT 220kV Viana - Cacuaco I	10	7	70
LT 220kV Viana - Cacuaco II	10	7	70

LT 220kV Viana - Filda I e II	9	4	44,4
LT 220kV Cacuaco - Sambizanga I e II	11	7	63,6
LT 220kV Cacuaco - Kapari I e II	9	7	77,7
LT 220kV Cambambe - Catete I	11	11	100
LT 220kV Cambambe - Catete II	11	11	100
LT 220kV Cambutas - N'Dalatando	12	12	100
LT 220kV Lucala - N'Dalatando	6	5	83,3
LT 220kV Capanda - Cambutas	6	6	100
LT 220kV Cambutas - Gabela	6	6	100
LT 220kV Cambambe - N'Dala Cachibo	8	8	100
LT 220kV Central 2 - Cambutas 5 e 6	1	1	100
LT 220kV Central 2 - Cambutas 7 e 8	1	1	100
Total da Região Luanda	**277**	**237**	**85,5%**
Região Norte			
LT 400kV Laúca - Capanda Elevadora	12	11	91,6
LT 400kV Laúca - Cambutas	12	11	91,6
LT 400kV Laúca - Catete	12	11	91,6
LT 400kV Laúca - Waku Kungo	9	8	88,8
LT 400kV Capanda Elevadora - Lucala	12	12	100
LT 400kV Soyo - Central Ciclo Combinado I e II	10	5	50
LT 400kV Kapari - N'Zeto I e II	12	4	33,3
LT 400kV Soyo - N'Zeto I e II	12	4	33,3
LT 220kV Capanda - Cambutas	12	11	91,6
LT 220kV Capanda Elevadora - Lucala	12	12	100
LT 220kV Lucala - Pambos - Uíge	12	12	100
LT 220kV Uíge - Maquela do Zombo	12	7	58,3
LT 220kV M'Banza Congo - Tomboco	12	6	50
LT 220kV N'Zeto - Tomboco	12	4	33,3
LT 220kV Capanda - Cap Elevadora III e IV	12	12	100

LT 110kV Capanda Elevadora - Cacuso	12	12	100
LT 110kV Cacuso - Malange	12	12	100
LT 110kV Cacuso - Calandula	12	11	91,6
LT 110kV Biocom - Cacuso	11	11	100
Total da Região Norte	**222**	**176**	**79,2%**
Região Centro			
LT 400kV Laúca - Waku Kungo	12	9	75
LT 400kV Waco Kungo - Belém do Dango	12	7	58,3
LT 220kV Gabela - Cambutas	12	10	83,3
LT 220kV N'Dala Cachibo - Cambambe	10	8	80
LT 220kV N'Dala Cachibo - Gabela	11	7	63,6
LT 220kV Gabela - Alto Chingo	12	11	91,6
LT 220kV Alto Chingo - Biópio	10	10	100
LT 220kV Gove - Belém	12	3	25
LT 220kV Belém do Dango - Kuito	4	2	50
LT 220kV Lomaum - Biópio I e II	10	10	100
LT 220kV Biópio - Quileva	12	12	100
LT 220kV Biópio - Benguela Sul	12	12	100
LT 220kV Waku Kungo - Quibala	11	11	100
LT 150kV Biópio - Quileva	11	11	100
LT 150kV CH Biópio - CT Biópio	12	12	100
Total da Região Centro	**163**	**135**	**82,8%**
Região Leste			
LT 110kV Dala - Kamanongue	12	12	100
LT 110kV Kamanongue - Luena	12	12	100
Total da Região Leste	**24**	**24**	**100%**
Região Sul			
LT 220kV Matala - Lubango	12	10	100
LT 132kV Efundja - Ondjiva	12	12	100

Total da Região Sul	24	22	100%
Total	710	596	83,9%

12.3 Linhas de Transporte

Linhas de 400 kV				
Barramento Inicial	Barramento Final	Ano Entrada em Serviço	Comprimento [Km]	
Capanda Elevadora	Lucala	2009	61	2 390,74
Lucala	Viana	2009	220	
Cambutas	Catete	2016	123	
Catete	Viana	2016	36,2	
Catete	Kapary 1	2016	54,4	
Catete	Kapary 2	2016	54,4	
Kapary	Nzeto 1	2016	191	
Kapary	Nzeto 2	2016	191	
Nzeto	Soyo 1	2016	138	
Nzeto	Soyo 2	2016	138	
Laúca	Capanda Elevadora	2017	41	
Laúca	Cambutas	2017	76	
CT Soyo	Soyo 1	2017	4,5	
CT Soyo	Soyo 2	2018	4,5	
Laúca	Catete	2018	190	
Laúca	Waku Kungo	2019	205,3	
Waku Kungo	Belém	2019	197,4	
Cambutas	Bita	2022	172	

Catete	Bita	2022	55	
Laúca	Bita	2024	238	

Linhas de 220 kV

Barramento Inicial	Barramento Final	Ano Entrada em Serviço	Comprimento [Km]
Cambambe	Viana	2007	156
Cambambe	Catete 1	1984/2016	123
Cambambe	Catete 2	2007/2016	123
Catete	Viana	1984/2016	32,99
Catete	Camama 1	2007/2016	52,874
Catete	Camama 2	2017	65
Cambutas	N'Dalatando	1970/2016	73
Cambambe	Ndala Cachibo	1974/2018	82
Ndala Cachibo	Gabela	1974/2018	50
Capanda	Cambutas	2004/2016	120
Capanda	Lucala	2007	70,7
Capanda	Capanda Elevadora	2009	3,6
Alto Chingo	Nova Biópio	2014	156
Gove	Belém	2012	92
Lucala	N'Dalatando	2007	35,7
Lucala	P. de Sonhe/Uíge*	2010	211
Uíge	Maquela do Zombo	2010	200
Viana	Camama	2007/2009	34,5
Viana	Cazenga 1	1963/2009	21,5
Viana	Cazenga 2	1984	18
Viana	Cazenga 3	2007	18

Viana	Cacuaco 1	2010	14,5
Viana	Cacuaco 2	2021	15,464
Viana	Filda	2013	18
Belém	Kuito	2014	153
Cambutas	Cambambe	2016	3,1
Kapary	Cacuaco	2016	26
Kapary	ADA	2016	14
Lomaum	Nova Biópio	2016	87,606
Nova Biópio	Quileva	2016	18
Camama	Futungo de Belas	2016	18
Gabela	Alto Chingo	2014	76
Cacuaco	Sambizanga	2017	19,5
N'Zeto**	Tomboco	2017/2019	83,4
Catete	Ramiros	2017	75
Cambutas	Gabela	2017	131,983
Nova Biópio	Benguela Sul	2017	57,05
Tomboco	M'Banza Congo	2017/2019	106
Waku Kungo	Quibala	2020	116,24
Bita	Camama	2022	21
Biópio[6]	Biópio	2022	1,186
Bita	Zango	2022	27
CH Matala	PS Matala	2025	6,515
PS Matala	Lubango Leste	2025	145,59
CH Gove	PS Matala	2025	210,57
Bita	GENG MAO	2025	0,45
Kapary	XINTAI	2025	6,5

*Linha Seccionada pela Subestação Pambos de Sonhe.
**Com o seccionamento da LT 220 kV N'Zeto - M'Banza Congo pela SE Tomboco a extensão global a
[6]Central Fotovoltaica de Biópio.

Linhas de 150 kV				
Barramento Inicial	Barramento Final	Ano Entrada em Serviço	Comprimento [Km]	
Biópio[7]	Quileva	1973	17,9	22,4
Biópio[7]	Biópio[8]	1973	4,5	

[7]Central Térmica Biópio

[8]Central Hídrica Biópio

Linhas de 132 kV				
Barramento Inicial	Barramento Final	Ano Entrada em Serviço	Comprimento [Km]	
Efundja[9]	Ondjiva	2012	57	57

[9]Importação à Namíbia.

Linhas de 110 kV				
Barramento Inicial	Barramento Final	Ano Entrada em Serviço	Comprimento [Km]	
Cacuso	Malanje	2004	60	290,081
Capanda Elevadora	Cacuso	2004/2017	66	
Biocom	Cacuso	2014	20	
Chiumbe Dala	Kamanongue	2017/2018	49,5	
Kamanongue	Luena	2017/2018	49,5	
Cacuso	Calandula	2019	45	

BALANÇO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025

Valores expressos em milhares de kwanzas

Designação	Notas	Exercício	
		2025	2024
ACTIVO			
Activo não corrente			
Imobilizações Corpóreas	4	2 119 692 565	317 314 920
Imobilizações Incorpóreas	5	-	-
Outros Activos Financeiros	7	18 889 814	-
TOTAL DO ACTIVO NÃO CORRENTE		2 138 582 379	317 314 920
Activo corrente			
Outros Activos Financeiros	7		-
Existências	8	267 271	293 291
Contas a Receber	9	636 453 688	590 233 444
Disponibilidades	10	27 878 905	31 926 253
Outros Activos Correntes	11	3 395 708	2 896 576
TOTAL DO ACTIVO CORRENTE		667 995 571	625 349 564
TOTAL DO ACTIVO		**2 806 577 950**	**942 664 484**
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO			
Capital Próprio			
Capital	12	290 019 620	290 019 620
Reservas	13	1 750 551 584	-
Resultados Transitados	14	28 263 279	(1 173 962)
Resultado Líquido do Exercício		4 404 994	17 137 319
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO		2 073 239 478	305 982 977
Passivo não corrente			
Emprestimo Médio e Longo Prazo	15	6 996 090	2 320 476
Provisões Para Pensões	17	6 920 759	5 722 786
Provisões para Outros Riscos	18	16 040 942	16 049 641
Outros Passivos Não Correntes	19	121 046 038	74 149 729
TOTAL DO PASSIVO NÃO CORRENTE		151 003 828	98 242 632
Passivo corrente			
Parte corrente dos empréstimos a médio e longo prazo	15	1 059 314	1 059 314
Contas a Pagar	19	545 206 542	486 781 369
Outros Passivos Correntes	21	36 068 788	50 598 191
TOTAL DO PASSIVO CORRENTE		582 334 644	538 438 874
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO		**2 806 577 950**	**942 664 484**

O PCA
Rui Pereira do Amaral Gourgel

A Directora de Finanças e Contabilidade
Delva Cinira Santos F. Venâncio

A Técnica de Contas
Djamila P. M. P. Machado
Cédula 20170222

O Administrador AFI
Mário Augusto Alberto dos Santos

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025

(Por natureza)

Valores expressos em milhares de kwanzas

Designação	Notas	Exercício	
		2025	2024
Vendas	22	127 306 265	119 535 428
Outros proveitos operacionais	24	5 428 093	6 139 239
Total		132 734 358	125 674 667
Variações nos produtos acabados e			
Custo das mercadorias vendidas e das			
materias primas e subsidiarias consumidas	27	89 980 753	87 438 222
Custos com o pessoal	28	19 620 104	15 569 394
Amortizações	29	6 026 138	5 859 680
Outros custos e perdas operacionais	30	7 819 139	4 750 567
Total		123 446 134	113 617 862
Resultados operacionais:		**9 288 224**	**12 056 805**
Resultados financeiros	31	165 574	5 334 325
Resultados não operacionais	33	(2 051 299)	3 766 294
Resultados antes impostos:		**7 402 499**	**21 157 424**
Imposto sobre o rendimento	35	2 997 505	4 020 105
Resultados líquidos das actividades corrente:		**4 404 994**	**17 137 319**
Resultados extraordinários	34	-	-
Imposto sobre o rendimento	35	-	-
Resultados líquidos do exercício:		**4 404 994**	**17 137 319**

O PCA

Rui Pereira do Amaral Gouveia

A Directora de Finanças e Contabilidade

Delva Cinira Santos F.Venâncio

A Técnica de Contas

Djamila P.M.P.Machado
Cédula 20170222

O Administrador AFI

Mário Augusto Alberto dos Santos

Demonstração dos Fluxos de Caixa Para o Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2025

(Método Directo)

Valores expressos em Milhares de Kwanzas

Designação	Notas	Exercícios	
		2025	2024
Fluxo de Caixa das Actividades Operacionais:			
Recebimentos (de caixa) de Clientes		77 685 172	70 913 095
Pagamentos (de caixa) a Fornecedores		(62 564 770)	(63 615 033)
Pagamentos (de caixa) a Empregados		(13 130 628)	(10 556 494)
Caixa gerada pelas operações:		**1 989 774**	**(3 258 431)**
Juros pagos		-	
Impostos Sobre os Lucros pagos		(2 347 863)	(407 615)
Outros Recebimentos		620 404	311 650
Outros Pagamentos		(6 119 054)	(5 517 939)
Fluxos de Caixa Antes da Rúbrica Extraordinária:		**(7 846 513)**	**(5 613 903)**
Caixa Líquida Proveniente das Actividades Operacionais		**(5 856 739)**	**(8 872 335)**
Fluxo de Caixa das Actividades de Investimento:			
Recebimentos provenientes de:			
Alienação de Títulos de Dívida Pública		1 007 262	1 552 100
Investimentos Financeiros		4 637 257	-
Juros e Proveitos Similares		3 892 855	1 723 337
Pagamentos respeitantes de:			
Imobilizações Corpóreas		(9 625 405)	(2 207 535)
Investimentos Financeiros		(6 637 257)	(2 000 000)
Fluxos de Caixa Antes da Rúbrica Extraordinária:		**(6 725 288)**	**(932 097)**
Caixa Líquida Usada nas Actividades de Investimento		**(6 725 288)**	**(932 097)**
Fluxos de caixa das actividades de financiamento:			
Recebimentos provenientes de :			
Realização de Capital		-	-
Empréstimos Obtidos		6 583 610	2 871 658
Subsídios ao investimento		3 540 242	-
Pagamentos respeitantes a:			
Empréstimos Obtidos		(1 907 996)	(65 931)
Juros e Custos Similares Pagos		(1 216 008)	(257 947)
Fluxos de Caixa Antes da Rúbrica Extraordinária:		**6 999 848**	**1 954 397**
Caixa Líquida Usada nas Actividades de Financiamento		**6 999 848**	**1 954 397**
Aumento Líquido de Caixa e seus Equivalentes		**(5 582 179)**	**(7 850 035)**
Caixa e seus Equivalentes no Início do Período	43.47	**27 288 996**	**31 120 754**
Efeitos da actualização cambial não realizada		**(465 169)**	**4 018 277**
Caixa e seus Equivalentes de Caixa no Fim do Período	43.47	**21 241 648**	**27 288 996**

O PCA

Rui Pereira do Amaral Coutgel

A Directora de Finanças e Contabilidade

Delva Cinira Santos F. Venâncio

A Técnica de Contas

Djamila P.M.P. Machado
Cédula 20170222

O Administrador Adj

Mário Augusto Alberto dos Santos

1 - ACTIVIDADE

1.1. Constituição

A Rede Nacional de Transporte de Electricidade, Empresa Pública, abreviadamente RNT-EP, foi criada no âmbito do Programa de Transformação do Sector Eléctrico (PTSE), por força do Decreto Presidencial 305/14 de 20 de Novembro e com base no Decreto Presidencial n.º 256/11 de 29 de Setembro que aprova a Política Estratégica de Segurança Energética Nacional (PESEN).

A RNT-EP tem a sua sede localizada em Luanda, no Gaveto entre a Estrada do Camama e a Via Expresso, na Subestação Eléctrica do Camama.

De acordo com os seus Estatutos, o exercício da actividade de transporte de electricidade é realizada em regime de exclusividade, por via de atribuição de Concessão de Serviço Público, a qual é conferida mediante Contrato de Concessão outorgado pelo titular do Poder Executivo. No entanto, a Empresa encontra-se a desenvolver a sua actividade sem a subscrição do Contrato de Concessão.

Com referência a 31 de Março de 2015, foram apurados os activos realizáveis, passivos exigíveis e capital humano das empresas extintas que passaram para as novas Empresas do sector eléctrico e que constituíram o seu Capital Social e Fundos Próprios.

À data, o Capital Social é conforme se segue abaixo:

- Capital Social subscrito – **Kz 290 019 620 496,90**;
- Capital Realizado – **Kz 194 879 010 484,61**;
- Capital por realizar – **Kz 95 140 610 012,29**.

Esta situação poderá causar alguns constrangimentos como a repressão dos investimentos para a melhoria da rede e da prestação de serviço, caso o accionista não conclua a realização do capital subscrito.

1.2. Objecto

A RNT-EP tem por objecto social o transporte de energia eléctrica através da exploração da Rede Nacional de Transporte, que compreende a Rede de Muita Alta Tensão (MAT), as Redes de Interligação, o Despacho Nacional e os bens e direitos conexos, em paralelo com a

função de Operador do Mercado, nos termos da Concessão, da Lei Geral de Electricidade e seus Regulamentos.

Acessoriamente, pode a Empresa exercer outras actividades industriais ou comerciais, quer de forma directa, quer em associação com terceiros, por decisão do seu Conselho de Administração, desde que os objectivos não prejudiquem o seu objecto social.

1.3. Regime de Venda

A Lei Geral de Electricidade nº 14-A/96 de 31 de Maio, na redacção que lhe é dada pela Lei nº 27/15 de 14 de Dezembro, estabeleceu os princípios gerais do regime jurídico do exercício das actividades de produção, distribuição, comercialização e utilização de energia eléctrica.

No âmbito do SEP (Sistema Eléctrico Público) e nos termos dos n.º 3 do Artigo 52.º do Decreto Presidencial n.º 76/21 de 25 de Março, que aprova o Regulamento das Actividades de Produção, Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica, a Concessão da RNT- EP integra a licença de comercialização de último recurso que, para além da venda à distribuidores a mesma pode fornecer energia à consumidores finais em MAT e AT directamente ligados às suas instalações.

Actualmente, a RNT-EP tem como clientes, a Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade (ENDE- EP), a BIOCOM, a CGGC, a ZHONGAN HENGTAI INDÚSTRIA, a AISCO, a SHINING STAR ICARUS, a GENG MAO INDÚSTRIA e a XINTAI HESHENG.

Os preços de venda de energia eléctrica são fixados pelo IRSEA com base em acordos com as três Empresas Públicas e homologados pelas entidades compententes, ao passo que, os preços para os Clientes em MAT e AT dedicados são estabelecidos com base em negociações de acordo com certos pressupostos.

Desde 2017, com a disponibilidade de Fibra Óptica nas linhas de transporte de electricidade, a RNT-EP iniciou o negócio de aluguer da fibra óptica, tendo como clientes, as s empresas ITA, MSTELCOM, MOVICEL, BCS, ANGOLA TELECOM, VERTICAL, bem como o arrendamento de espaços nas torres de telecomunicações com dois clientes, a AFRICELL e a UNITEL.

2. POLÍTICAS CONTABILÍSTICAS

2.1. Bases de Apresentação das Demonstrações Financeiras

As Demonstrações Financeiras foram preparadas de acordo com os Princípios Contabilísticos Geralmente Aceites e definidos no Plano Geral de Contabilidade – PGC (Decreto n.° 82/01 de 16 de Novembro, actualizado pelo Decreto Presidencial nº 180/19 de 24 de Maio, que regula a implementação do IVA).

As Demonstrações Financeiras são expressas em milhares de Kwanzas (mKz) e foram preparadas de acordo com os pressupostos da continuidade e do regime de acréscimo, no qual os itens são reconhecidos como Activos, Passivos, Capital Próprio, Proveitos e Custos, quando satisfaçam as definições e os critérios de reconhecimento para esses elementos contidos no PGC, em conformidade com as características qualitativas da relevância e fiabilidade (*representação fidedigna, substância económica, neutralidade, prudência e plenitude em todos os aspectos materiais*).

As Demonstrações Financeiras foram ainda preparadas em obediência aos princípios contabilísticos da consistência, materialidade, não compensação de saldos e comparabilidade.

Nas matérias em que o PGC é omisso ou quando resulte em informação financeira mais fiável, são usadas supletivamente as Normas Internacionais de Relato Financeiro(IFRS).

As Notas constantes nas Demonstrações Financeiras foram numeradas de acordo com o PGC. No caso da sua não aplicabilidade, as mesmas foram omissas, dado a sua apresentação não ser relevante para a leitura das Demonstrações Financeiras.

2.2. Base de Valorimetria Adoptada na Preparação das Demonstrações Financeiras

a) Base de Valorimetria Global

As Demonstrações Financeiras foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações, a partir dos livros de registos contabilísticos da Empresa, segundo a convenção do custo histórico.

A preparação das Demonstrações Financeiras, de acordo com o PGC, requer que o Órgão de Gestão formule julgamentos, estimativas e pressupostos que afectem a aplicação das políticas contabilísticas e o valor dos activos, passivos, rendimentos e gastos.

As estimativas e pressupostos associados são baseados na experiência histórica e noutros factores considerados razoáveis de acordo com as circunstâncias, que formam o suporte para os julgamentos sobre os valores dos activos e passivos cuja valorização não é evidente através de outras fontes.
Os resultados reais podem diferir das estimativas. As questões que requerem um maior grau de julgamento ou complexidade, ou para as quais os pressupostos e estimativas são considerados significativos, são apresentados na Nota 2.2.1.10 - Estimativas e Julgamentos Contabilísticos Relevantes.

b) Saldos em Transacções em Moeda Estrangeira

Os Saldos em Transacções em Moeda Estrangeira, relacionados com Investimentos em equipamento técnico específico, estão registados ao câmbio em vigor na data das operações.

Os restantes activos e passivos monetários expressos em moeda estrangeira são convertidos para Kwanzas (Kz) à taxa de câmbio em vigor na data do Balanço.

As cotações de câmbio utilizadas para a conversão dos saldos a receber e a pagar em moeda estrangeira, existentes à data do Balanço, foram as seguintes:

Moeda	31-12-2025	31-12-2024
USD	912,286	912,000
EUR	1 069,522	949,483

As diferenças de câmbio, favoráveis e desfavoráveis, originadas pelas diferenças entre as taxas de câmbio em vigor na data das transacções e as vigentes na data das cobranças dos pagamentos ou à data do Balanço, são registadas como proveitos e/ou custos na Demonstração de Resultados do exercício, na rubrica Diferenças de Câmbio favoráveis/desfavoráveis.

2.2.1 Critérios Contabilísticos e Valorimétricos

2.2.1.1 Imobilizações Corpóreas

O património da RNT-EP, é o resultante da incorporação dos activos do Segmento de Transporte da extinta ENE-EP, bem como dos Activos de Transporte que se encontravam em operação e cuja propriedade era detida pelo GAMEK. No Balanço, os valores são apresentados pelo custo revalorizado, correspondendo o seu valor contabilístico na data de

relato ao seu justo valor na data da última revalorização, deduzido de amortizações acumuladas. Qualquer aumento resultante das revalorizações é efectuado no capital próprio na rubrica "Reservas de reavaliação", excepto se o mesmo reverter um decréscimo previamente reconhecido em resultados. Diminuições resultantes das revalorizações são registadas directamente na rubrica "Reservas de reavaliação" até à concorrência de qualquer saldo credor remanescente do excedente de revalorização do mesmo activo. Qualquer excesso das diminuições relativamente a esse saldo credor remanescente é directamente reconhecido em resultados. Quando o activo revalorizado é desreconhecido, o excedente de revalorização incluído no capital próprio associado ao activo não é reclassificado para resultados.

O método de depreciação utilizado é o das quotas constantes.

As Imobilizações em Curso compreendem, essencialmente, os investimentos em equipamento técnico específico, adquiridos no âmbito do PIP e subsidiados pelo Estado.

As taxas de depreciação utilizadas para os bens, foram as permitidas pela legislação fiscal Decreto Presidencial nº 207/15 de 5 de Novembro, aplicável para cada categoria de bens e consideradas económicamente adequadas. As taxas de depreciação mais utilizadas por categoria de bens foram as seguntes:

Classe de bens	Taxas
Edifícios e outras construções	2% a 25%
Equipamento básico	20% a 25%
Equipamento de carga e transporte	14,28% a 25%
Equipamento administrativo	10% a 50%
Equipamento Técnico especifico	5% a 25%

2.2.1.2 Outros Activos Financeiros

Os outros activos financeiros constantes nas demonstrações financeiras, correspondem à Obrigações de Tesouro que são valorizados ao custo amortizado líquido das correspondentes provisões destinadas a garantir que o valor de custo não excede o seu valor de realização.

2.2.1.3 Existências

As Existências em armazém estão valorizadas ao custo de aquisição e respectivos encargos adicionais, sendo as saídas valorizadas ao custo médio.

2.2.1.4 Contas a Receber

As Contas a Receber incluem os saldos a receber de clientes de electricidade, fibra óptica e outros devedores, sendo o principal cliente da Empresa, a ENDE - EP.

As Contas a Receber são valorizadas ao custo histórico, sendo apresentadas em Balanço, deduzidas das provisões para cobranças duvidosas que lhe estejam associadas. Especificamente, sobre os saldos a receber de entidades / empresas públicas, nomeadamente o saldo a receber da ENDE-EP, o Conselho de Administração da Empresa entende que a existência de antiguidade do saldo não se traduz num risco efectivo de crédito para a Empresa, razão pela qual não foram constituídas quaisquer provisões para cobrança duvidosa sobre o saldo a receber desta entidade.

Sobre os saldos a receber de entidades / empresas privadas, nomeadamente o saldo a receber da Movicel, foram constituídas provisões por haver alguma incerteza quanto ao cumprimento das sua obrigações com a RNT-EP.

2.2.1.5 Disponibilidades

As disponibilidades compreendem os saldos nas contas de Depósitos à Prazo, Depósitos à Ordem e Caixa, imediatamente mobilizáveis.

2.2.1.6 Outros Activos Correntes

a) Especialização do Exercício

Os Proveitos são registados em conformidade com o princípio do acréscimo, sendo reconhecidos quando são gerados, independentemente de quando são recebidos. As diferenças entre os valores recebidos e os correspondentes proveitos são registadas em contas específicas de acréscimos em Outros Activos Correntes (Nota 11).

2.2.1.7 Provisões para Outros Riscos e Encargos

As provisões são registadas quando a Empresa tem uma obrigação presente (legal ou implícita) resultante de um acontecimento passado, e é provável que para a liquidação dessa obrigação ocorra uma saída de recursos e o montante da obrigação possa ser

razoavelmente estimado. O montante das provisões registadas consiste na melhor estimativa, na data das demonstrações financeiras, dos recursos necessários para liquidar a obrigação. Tal estimativa é determinada tendo em consideração os riscos e incertezas associados a cada obrigação.

2.2.1.8 Outros Passivos Correntes

a) Contas a Pagar

As Contas a Pagar são valorizadas ao custo histórico das transacções, tendo sido corrigido o valor do registo inicial para reflectir as diferenças de câmbio não realizadas, determinadas pela aplicação da taxa de câmbio à data do fecho, para as quantias denominadas em Moeda Estrangeira em dívida na data de relato.

b) Especialização do Exercício

Os Custos são registados em conformidade com o princípio do acréscimo, sendo reconhecidos quando são gerados, independentemente de quando são pagos. As diferenças entre os valores pagos e os correspondentes custos são registadas em contas específicas de acréscimos e diferimentos em Outros Passivos Correntes (Nota 21).

2.2.1.9 Vendas

Os proveitos decorrentes directamente da actividade normal da Empresa (vendas de electricidade) são contabilizados no exercício a que dizem respeito, independentemente da data do seu recebimento.

2.2.1.10 Subsídios

A Empresa beneficia de Subsídio ao Investimento em equipamento técnico específico (Linhas e Subestações), que é representado pelas dotações do Estado no âmbito do PIP.

A Empresa reconhece anualmente, na rubrica de "Outros Proveitos Operacionais" (Nota 24), Subsídios ao Investimento, em igual montante das amortizações do exercício, dos bens corpóreos denominados "Equipamento Técnico Específico".

2.2.1.11 Juros

O rédito que diz respeito aos Juros, foi reconhecido através de operações financeiras, relacionadas com a aplicação de valores e de Obrigações de Tesouro.

2.2.1.12 Impostos sobre os Lucros

A empresa está cadastrada na Repartição Fiscal dos Grandes Contribuintes, tendo aderido ao Regime Geral.

a) Imposto Industrial – Regulado pela Lei n. º 26/20 de 20 de Julho que altera o Código do Imposto Industrial. O montante do Imposto é determinado tendo como base o lucro contabilístico ajustado nos termos do referido imposto à taxa de 25%. O Imposto apurado refere-se em exclusivo ao nível do imposto corrente. Não são calculados nem registados quaisquer impostos deferidos, quer activos quer passivos, por não ser uma política contabilística aceite em Angola.

2.2.1.13 Outros Impostos e Contribuições

A Empresa encontra-se sujeita aos seguintes impostos e contribuições numa base recorrente:

- Segurança Social – Contribuição de 11%, sendo que 8% é responsabilidade da entidade patronal e 3% é responsabilidade dos empregados;

- Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRT) – Lei n.º 28/20 de 22 de Julho que altera o código do Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho. O Imposto retido pela Empresa é por dedução nos ordenados dos empregados, calculado com base nas remunerações destes, em função de uma tabela progressiva de taxa de imposto;

- Imposto Predial – A Lei nº 20/20 de 09 de Julho que aprova o código do Imposto Predial, aonde existe:

  - ✓ Tributação sobre a detenção e sobre a renda do património imobiliário; estabelece que o pagamento de imposto predial sobre rendimentos de imóveis opera por retenção na fonte à taxa de 15%. Adicionalmente, os rendimentos com a actividade de arrendamento deixaram de ser tributados em sede de Imposto industrial, estando agora abrangidos por esta Lei, sendo

o imposto calculado com base no proveito com rendas a uma taxa de 15%, e;

- ✓ Tributação sobre as transmissões gratuitas ou onerosas do património imobiliário, a taxa do imposto predial à transmissão de bem imóvel é de 2%.

- Imposto sobre o Valor Acrescentado-IVA, regulado pela Lei nº. 7/19 de 24 de Abril.
- A empresa está cadastrada na Repartição Fiscal dos Grandes Contribuintes, tendo aderido ao Regime Geral e passado ao Regime de IVA de Caixa desde 1 de Janeiro de 2022. A taxa actual em sede deste imposto é de 14%.

De acordo com a legislação em vigor em Angola, as declarações fiscais estão sujeitas à revisão e correcção por parte das autoridades fiscais, durante um período de 5 anos. Deste modo, as declarações fiscais da Empresa referentes aos anos de 2021 à 2025 poderão ainda estar sujeitas a revisão e ajuste.

O Conselho de Administração entende que as correcções resultantes de revisões/inspecções por parte das autoridades fiscais àquelas declarações de impostos, não terão um efeito significativo nas Demonstrações Financeiras para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2025.

2.2.1.14 Estimativas e Julgamentos Contabilísticos Relevantes

A preparação das Demonstrações Financeiras exige que o Conselho de Administração da Empresa efectue julgamentos e estimativas que afectam os montantes de Proveitos, Custos, Activos, Passivos e divulgações à data do Balanço. Estes julgamentos e estimativas são realizados com base na melhor informação e conhecimento dos eventos presentes, bem como das acções que a Empresa considera poder vir a desenvolver no futuro. No entanto, à data do desfecho das operações, os resultados obtidos podem ser diferentes das estimativas.

As estimativas efectuadas são determinadas pelos julgamentos da gestão, sendo baseados:
• Na melhor informação e conhecimento de eventos presentes, disponível à data, complementada em alguns casos, por relatos de peritos independentes;
• Nas acções que a Empresa considera poder vir a desenvolver no futuro relativamente às situações objecto da estimativa.

As principais estimativas e julgamentos utilizados na aplicação dos princípios contabilísticos são: (i) provisão para pensões; (ii) provisão para outros riscos e encargos; e (iii) vidas úteis das imobilizações corpóreas.

O Conselho de Administração considera que as estimativas efectuadas são apropriadas e que as Demonstrações Financeiras apresentam de forma adequada a posição financeira da Empresa e o resultado das suas operações em todos os aspectos materialmente relevantes.

2.2.1.15 Responsabilidade com Pensões

A RNT-EP ficou com a responsabilidade, em conjunto com o Banco Económico, da gestão do Fundo de Pensões complementares de reforma dos trabalhadores que transitaram da extinta ENE para a RNT-EP e que são beneficiários activos desta regalia social. Em Maio de 2019, com a realização da Assembléia Geral do Órgão de Administração do Fundo de Pensões dos Trabalhadores da extinta ENE-EP e a consequente eleição dos novos Órgãos Sociais, a RNT-EP deixou de fazer parte da Gestão do Fundo, tendo apenas um papel de patrocinadora.

Trata-se de um fundo de pensões privado financiado pelos patrocinadores (RNT-EP, PRODEL-EP e ENDE-EP) e pelos ex-colaboradores da extinta ENE sob regime de fundiamento antecipado. O plano de pensões prevê a atribuição aos referidos colaboradores, dos seguintes benefícios:

(i) Pensão de reforma por velhice, que será devida aos colaboradores que completem 60 anos de idade, desde que os mesmos contem com pelo menos 10 anos de serviço contínuo e 10 anos de contribuições efectivas, e é paga sob forma de renda vitalícia em 12 prestações mensais por ano.

(ii) Pensão de reforma antecipada que será devida aos colaboradores que completem 53 anos de idade, desde que os mesmos tenham completado o mínimo de 35 anos de serviço contínuo e será paga sob forma de renda vitalícia em 12 prestações mensais por ano.

Desta forma, é obrigação da Empresa proporcionar benefícios sob a forma de "pensão de reforma" determinados com referência a uma fórmula baseada na remuneração dos empregados e anos de serviço. A Empresa quantifica o valor presente dos benefícios de reforma prometidos recorrendo a um estudo actuarial realizado por peritos independentes.

Dado que o Plano Geral de contabilidade não prevê a contabilização e relato dos Planos de Benefícios de reforma, a Empresa seguiu as disposições da Norma Internacional de Contabilidade Nº 19. Sendo assim, foi reconhecido um passivo para fazer face aos benefícios concedidos, sendo o mesmo reconhecido pelo montante dos benefícios expectáveis de

serem pagos. Os ganhos e perdas actuariais resultantes: (i) das diferenças entre os pressupostos actuariais e financeiros utilizados e os valores efectivamente verificados; e (ii) das alterações de pressupostos actuariais, são reconhecidos em Capital Próprio. A Empresa reconhece em Resultados Operacionais, na sua Demonstração de Resultados, os custos com serviço corrente, com serviços passados e o juro líquido sobre o passivo.

3. ALTERAÇÕES NAS POLÍTICAS CONTABILÍSTICAS

Não ocorreram, no exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, alterações nas políticas contabilísticas adoptadas pela Empresa.

4. IMOBILIZAÇÕES CORPÓREAS

4.1 COMPOSIÇÃO

Em 31 de Dezembro de 2025, a composição da rubrica de "Imobilizações corpóreas" era conforme segue:

Rubrica	Valor Bruto	Amortizações acumulados	Valor Líquido
Terrenos e recursos naturais	2 968 133	0	2 968 133
Edifícios e outras construções	26 924 551	461 540	26 463 011
Equipamento básico	385 760	198 720	187 040
Equipamento de Carga e transporte	9 726 428	4 814 841	4 911 587
Equipamento administrativo	1 241 114	960 809	280 305
Imobilizado Técnico Especifico	1 991 352 395	48 492 030	1 942 860 365
Outras imobilizações corpóreas	232	232	-
Imobilizado em curso	142 022 124	-	142 022 124
Total	**2 174 620 738**	**54 928 172**	**2 119 692 565**

4.3 MOVIMENTOS OCORRIDOS, DURANTE O EXERCÍCIO, NO VALOR BRUTO

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, o movimento ocorrido no valor bruto das imobilizações corpóreas foi o seguinte:

Rubrica	Saldo inicial	Aumento	Reavaliações	Abates /Transferência	Saldo Final
Terrenos e recursos naturais	153 758	-	2 814 375	-	2 968 133
Edifícios e outras construções	1 123 277	13 088	25 765 083	23 102	26 924 551
Equipamento básico	315 611	23 450	-	46 699	385 760
Equipamento de Carga e transporte	7 181 665	812 494	2 725 715	(993 445)	9 726 428
Equipamento administrativo	1 471 093	53 805	(248 602)	(35 181)	1 241 114
Imobilizado Técnico Especifico	91 069 783	-	1 719 495 013	180 787 599	1 991 352 395
Outras imobilizações corpóreas	232	-	-	-	232
Imobilizado em curso	266 251 895	56 095 764	-	(180 325 535)	142 022 124
Total	**367 567 314**	**56 998 601**	**1 750 551 584**	**(496 761)**	**2 174 620 738**

As adições do exercício, correspondem essencialmente à Construção, Fornecimento, Montagem, Comissionamento e colocação em serviço da Linha de Transporte de Energia Eléctrica à 220 Kv Gove – Matala.

4.4 MOVIMENTOS OCORRIDOS, DURANTE O EXERCÍCIO, NAS AMORTIZAÇÕES ACUMULADAS

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, o movimento ocorrido nas amortizações acumuladas foi o seguinte:

Rubrica	Saldo Inicial	Reforço (Nota 29)	Abates e Regularizaçõe s	Saldo final
Terrenos e recursos naturais	32 074	0	(32 074)	-
Edifícios e outras construções	827 346	103 033	(468 839)	461 540
Equipamento básico	130 662	67 476	132	198 270
Equipamento de transporte	4 337 988	1 045 435	(568 582)	4 814 841
Equipamento administrativ o	806 123	165 580	(10 894)	960 809
Equipamento Técnico Especifico	44 117 970	4 644 615	(270 555)	48 492 030
Outras imobilizações corpóreas	232	-	0	232
Total	**50 252 395**	**6 026 138**	**(1 350 811)**	**54 928 172**

7. OUTROS INVESTIMENTOS FINANCEIROS

7.1 COMPOSIÇÃO

A composição da rubrica de "Outros activos financeiros", em 31 de Dezembro de 2025, era conforme segue:

Descrição	Entidade	Data de aquisição	Data de Vencimento	Taxa de juro	Quantidade	31.12.2025
AOUGDOHN24F9	SAFIRA	15/11/2024	15/11/2028	16,50%	4 389 814	4 389 814
AOUGDOHN24F9	HCP	15/11/2024	15/11/2028	16,50%	14 500 000	14 500 000
TOTAL						**18 889 814**

7.2 MOVIMENTOS OCORRIDOS, DURANTE O EXERCÍCIO

O movimento ocorrido na rubrica de "Outros activos financeiros", em 30 de Setembro de 2025, era conforme segue:

Rubricas	Entidade	Saldo Inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo Final
Títulos de divida pública	SAFIRA	-	7 500 000	3 110 186	4 389 814
Títulos de divida pública	HCP	-	14 500 000	-	14 500 000
Total		**-**	**22 000 000**	**3 110 186**	**18 889 814**

Os aumentos correspondem ao registo das obrigações do tesouro Angolano, recebidas do accionista Estado para a realização do capital social da RNT no âmbito do estabelecido no Decreto Executivo 391/25 de 17 de Abril do Ministério das Finanças. As diminuições correspondem à alienação de obrigações de tesouro.

8. EXISTÊNCIAS

Em 31 de Dezembro de 2025, o detalhe da rubrica de "Existências" era conforme segue:

Rubricas	Valor bruto	Provisões acumuladas	Valor líquido
Matérias-primas, subsidiarias e de consumo	267 271		267 271
Produtos e trabalhos em curso			
Produtos acabados e intermédios			
Subprodutos, desperdício, resíduos e refugos			
Mercadorias			
Matérias-primas, mercadorias e materiais em trânsito			
Total	**267 271**		**267 271**

As Existências respeitam essencialmente à equipamentos de manutenção/reparação de linhas de transmissão.

9. OUTROS ACTIVOS NÃO CORRENTES E CONTAS A RECEBER

Em 31 de Dezembro de 2025, a rubrica "Contas a receber", e Outros activos não correntes, apresentava a seguinte composição:

Rubricas	Corrente	Não corrente		
		Vencível até 5 anos	Vencível a mais de 5 anos	Total
Clientes - Correntes	534 750 548	-		-
Clientes de cobranças duvidosas	434 583			-
Fornecedores - saldos devedores	6 949 523	-		-
Participantes e participadas	95 140 610	-		-
Pessoal	440 035	-		-
Devedores - vendas de imobilizado	81 293	-		-
Outros devedores	1 533 639	-		-
Provisões para cobranças duvidosa	(2 876 545)	-		-
Total	**636 453 688**	-		-

A rubrica " Outros activos não correntes e contas a receber" inclui , essencialmente, os valores em dívida a receber da ENDE-EP referente a venda de electricidade, no montante de mKz 532 060 066,00, e do accionista Estado no montante de mKz 95 140 610,00 relacionado com o montante dos Fundos próprios subscrito pelo accionista que se encontra por se realizar até a presente data.

Não ocorreram movimentos na rubrica de provisões para cobranças duvidosas no exercício findo em 31 de Dezembro de 2025.

10. DISPONIBILIDADES

Em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica apresentava a seguinte composição:

Rubrica	2025	2024
Depósitos à Prazo	6 637 257	2 637 257
Depósitos à Ordem	21 095 714	21 337 609
Caixa	27 048	32 830
Conta Transitória	118 886	107 905
Total	**27 878 905**	**24 115 601**

Nos valores constantes em Depósitos à Ordem, mais propriamente em moeda estrangeira, damos nota que existem montantes que não estão disponíveis para a sua utilização imediata, conforme mapa abaixo:

Designação	Montante
Valores cativos para Importação	96 665
Projecto de Ampliação da Subestação de 220/60/30 Kv de Cacuaco	14 898 849
TOTAL	**14 995 514**

11. OUTROS ACTIVOS CORRENTES

Em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica detalhava-se conforme segue:

Rubrica	2025	2024
Acréscimos de Proveitos	**3 337 851**	**2 868 192**
Vendas	3 263 714	2 794 220
Juros	74 137	73 973
Encargos a repartir por exercícios futuros	**57 857**	**28 384**
Desconto de Emissão de Obrigações	-	-
Seguros	27 758	21 068
Quotizações	4 311	6 000
Pagamentos Antecipados	25 787	1 316
Total	**3 395 708**	**2 896 576**

A rubrica "Acréscimos de Proveitos – Vendas" corresponde essencialmente a parte das vendas de electricidade, ocorrida em Dezembro de 2025 cuja facturação apenas acontecerá em Janeiro de 2026.

12. CAPITAL

Em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica detalhava-se conforme segue:

Rubrica	2024	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Capital	290 019 620	-	-	290 019 620
Total	**290 019 620**	-	-	**290 019 620**

Rubrica	2025	2024
Estado Angolano	290 019 620	290 019 620
Total	**290 019 620**	**290 019 620**

13. RESERVAS

No decurso do exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, o movimento ocorrido na rubrica de "Reservas" foi conforme segue:

Rubrica	Saldo inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Reserva de avaliação	-	1 750 551 584	-	1 750 551 584
Total	**-**	**1 750 551 584**	**-**	**1 750 551 584**

O aumento verificado na rubrica "Reservas de Reavaliação" decorre da avaliação dos activos da Empresa elaborada por um perito independente no exercício findo em 31 de Dezembro de 2025. Em resultado da avaliação efectuada a rubrica "Reservas de Reavaliação" foi aumentada no montante de mKz 1 750 551 584,00 (Nota 4.3). As reservas de reavaliação só podem ser usadas para aumentar o capital ou cobrir os prejuizos acumulados, desde que se encontrem realizados ou pela venda dos bens revalorizados ou pela sua completa amortização.

14. RESULTADOS TRANSITADOS

No decurso do exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, o movimento ocorrido na rubrica de "Resultados transitados" foi conforme segue:

Rubrica	Saldo inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Transferência dos resultados do exercícios anterior	(1 173 692)	-	-	(1 173 692)
Movimentos no exercício				
a) Aplicações de resultados	-	17 137 319	-	17 137 319
b) Erros fundamentais	-	12 307 538	-	12 307 538
Total	(1 173 692)	**29 444 857**	**-**	**28 263 279**

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, registou-se um aumento na rubrica "Resultados Transitados" fruto da aplicação do Resultado Líquido do Exercício de 2024 de mKz 17 137 319,00 conforme deliberado pelo Conselho de Administração no dia 13 de Maio de 2026.

Os aumentos registados na rubrica "Erros fundamentais" resultam do desreconhecimento de acréscimos de custos que se vieram a revelar excessivos, no âmbito do processo de reconciliação de saldos com terceiros.

15. EMPRÉSTIMOS CORRENTES E NÃO CORRENTES

15.1 COMPOSIÇÃO

Em 31 de Dezembro de 2025, esta rubrica detalhava-se conforme segue:

Rubricas	Corrente	Não corrente		
		Vencível até 5 anos	Vencível a mais de 5 anos	Total
Empréstimo bancários (BCA)	659 314	784 748	-	784 748
Empréstimo bancários (BIR)	400 000	6 211 342	-	6 211 342
Total	**1 059 314**	**6 996 090**	**-**	**6 996 090**

15.2 MOVIMENTOS OCORRIDOS, DURANTE O EXERCÍCIO

Rubricas	Saldo inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Empréstimo bancários (BCA)	1 379 790	1 083 610	(1 019 338)	1 444 062
Empréstimo bancários (BIR)	2 000 000	5 500 000	(888 658)	6 611 342
Total	**3 379 790**	**6 583 610**	**(1 907 996)**	**8 055 404**

O empréstimo bancário contraído junto do Banco Comercial Angolano no valor global de mKz 3 720 866, se destina à construção de um Centro de Supervisão e Operação da Rede (NOC), a Reabilitação do Centro Nacional de Despacho e a construção de um novo edifício sede para Empresa, dos quais foram recepcionados pela RNT mKz 3 562 257,00 até ao momento pagos mKz 2 118 195,00, ficando por reembolsar mKz 1 444 062,00.

Este Empréstimo será reembolsado no prazo de 48 meses e vence juros à taxa de 22 % ao ano. A Empresa deu como garantia, depósitos a prazo no montante de mKz 2 637 256.

O empréstimo bancário contraído junto do Banco BIR no valor global de mKz 7 500 000,00, se destina a aquisição de um imóvel, dos quais foram recepcionados pela RNT mKz 7 500 000,00 até momento, pagos mKz 888 658,00, ficando por reembolsar o montante de mKz 6 611 342,00.

Este Empréstimo será reembolsado no prazo de 60 meses e vence juros à taxa de 21 % ao ano. A Empresa deu como garantia um edifício e depósitos a prazo no montante de mKz 2 000 000,00.

17. PROVISÕES PARA PENSÕES

No decurso do exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, o movimento ocorrido na rubrica de "Provisões para pensões" foi conforme segue:

Rubrica	Saldo inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Provisões para Pensões	5 722 786	1 197 972	-	6 920 759
Total	**5 722 786**	**1 197 972**	**-**	**6 920 759**

A rubrica "Provisões para pensões" apresenta um saldo de mKz 6 922 786,00, o qual respeita à responsabilidade futura relacionada ao rendimento vitalício, pago em 12 prestações mensais, que os ex-colaboradores da extinta ENE alocados à RNT no momento da sua extinção têm direito no momento da sua reforma.

Este plano de pensões é classificado como sendo de benefício definido. A determinação das responsabilidades por este tipo de benefícios aos empregados requer a utilização de pressuposto e estimativas, projecções actuariais, taxas de desconto e de crescimento das pensões e salários, e outros factores que podem ter impacto nos custos e nas responsabilidades dos planos de pensões.

As provisões para benefícios pós-emprego, à data de reporte, representam a melhor estimativa do valor presente da obrigação para a Administração.

Os principais pressupostos actuariais e financeiros utilizados na preparação do Estudo Actuarial que serve de suporte à estimativa das provisões para pensões, são as seguintes:

Pressupostos	2024
Taxa de mortalidade	PF 6064
Taxa de crescimento salarial	1%
Taxa de crescimento das pensões	1% aa
Idade normal de reforma	60 anos
Idade de reforma antecipada	53 anos

Os resultados da avaliação actuarial dos benefícios da população abrangida no fundo, de acordo, com os pressupostos acima referidos, são os seguintes:

	2025
REFORMA POR VELHICE	
a) Custo das Responsabilidades por Serviços Passados (RSP)	1 476 462
REFORMA ANTECIPADA	
a) Custo das Responsabilidades por Serviços Passados (RSP)	2 423 249
REFORMADOS	
e) Custos das Responsabilidades com as Pensões em Pagamento	3 021 048
Total de Responsabilidades	**6 920 759**
Total do Fundo pertencente à RNT	**234 836**

18. PROVISÕES PARA OUTROS RISCOS E ENCARGOS

No decurso do exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, o movimento ocorrido na rubrica de "Provisões para outros riscos e encargos" foi conforme segue:

Rubrica	Saldo inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Provisões para processos judiciais em curso	16 049 641	-	(8 699)	16 040 942
Para contingências fiscais	-	-	-	-
Total	**16 049 641**	**-**	**(8 699)**	**16 040 942**

Em 31 de Dezembro de 2025, a rubrica "Provisões para processos judiciais em curso " correspondem à melhor estimativa de exfluxo financeiro que a Empresa espera ter de efectuar para fazer face a riscos relacionadas com um processo arbitral concluído em exercícios anteriores.

19. OUTROS PASSIVOS NÃO CORRENTES E CONTAS A PAGAR

Em 31 de Dezembro de 2025 estas rubricas detalham-se conforme segue:

Rubricas	Corrente	Não corrente		
		Vencível até 5 anos	Vencível a mais de 5 anos	Total
Fornecedores - Correntes	480 881 296	-	-	-
Clientes - Saldos credores	218 851			-
Proveitos a Repartir por Períodos Futuros				-
Subsídio ao Investimento	4 522 065	121 046 038	-	121 046 038
Estado	17 338 043	-	-	-
Participantes e participadas	38 452 716	-	-	-
Pessoal	19 454	-	-	-
Credores - Compra de imobilizado	1 587 885	-	-	-
Outros Credores	2 186 232	-	-	-
Total	**545 206 542**	**121 046 038**	**-**	**121 046 038**

A rubrica " Outros passivos não correntes e contas a pagar" inclui, saldos no montante de mKz 344 956 924,00 junto da PRODEL-EP referente à aquisição de electricidade.

Em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, a rubrica de "Estado" detalhava-se conforme segue:

Rubrica	2025	2024
Impostos sobre os lucros		
Adiantamentos	(7 244)	(7 615)
Retenções na fonte	-	-
Encargos do ano (2025)	2 997 505	-
Encargos do ano (2024)	1 679 486	4 020 105
Encargos do ano (2023)	-	-
Encargos do ano (2022)	-	-
Encargos do ano (2021)	-	-
Encargos do ano (2020)	-	-
Encargos do ano (2019)	-	-
Encargos do ano (2018)	(34 654)	(34 654)
Imposto de redimento de trabalho	267 996	205 253
Contribuição para segurança social	-	122 633
Imposto sobre o Valor Acrescentado	12 314 917	10 161 130
Outros impostos	120 036	14 275
Total	**17 338 043**	**14 481 128**

21. OUTROS PASSIVOS CORRENTES

Em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica apresentava a seguinte composição:

Rubrica	2025	2024
Encargos a pagar:		
Remunerações a liquidar	1 212 017	1 212 017
Juros de Financiamentos	5 911 429	8 809 426
Aquisição de electricidade	3 628 704	3 414 199
Penalidades contratuais	24 135 463	33 545 003
Outros	1 181 175	3 617 545
Total	**36 068 788**	**50 598 191**

A rubrica "Remunerações a liquidar" corresponde a responsabilidade da Empresa com o gozo de férias dos colaboradores que ocorrerá no decurso do exercício seguinte.

A rubrica "Aquisição de Electricidade" corresponde à especialização de compra de electricidade, ocorrida em Dezembro de 2025 cuja facturação será recepcionada apenas em Janeiro de 2026.

As rubricas "Juros de Mora Contratuais", "Penalidades contratuais" e "Outros" correspondem a especialização de responsabilidades identificadas no processo de confirmação de saldos.

22. VENDAS

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica detalhava-se como segue:

Rubrica	2025	2024
Mercado interno Vendas de Electricidade	127 306 265	119 535 428
Total	**127 306 265**	**119 535 428**

Ocorreu um incremento dos valores das vendas de electricidade no montante de mKz 7 770 837,00 em relação ao período anterior, motivado pelo aumento do trâfego de energia na rede em função do consumo, pela entrada de mais 3 (três) clientes e o aumento do preço de venda aos clientes MAT.

24. OUTROS PROVEITOS OPERACIONAIS

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica apresentava a seguinte composição:

Rubrica	2025	2024
Serviços suplementares	749	-
Subsídio ao Investimento	4 522 065	4 522 065
Telecomunicações	735 237	737 996
Outros proveitos e ganhos operacionais	170 042	879 177
Total	**5 428 093**	**6 139 239**

A rubrica de Subsídio ao Investimentos reflecte as dotações do Estado no âmbito do PIP, a fundo perdido, para subsidiar o investimento em Equipamento Técnico Específico, de acordo com os pressupostos do Decreto nº 82/01 de 16 de Novembro.

A rubrica Telecomunicações contempla os proveitos com o arrendamento de Fibra Óptica e de espaço em torres de telecomunicações.

27. CUSTO DAS MERCADORIAS VENDIDAS E DAS MATERIAS PRIMAS E SUBSIDIARIAS CONSUMIDAS

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, esta rubrica apresentava a seguinte composição:

Rubrica	Existências iniciais	Compras	Existências finais	Custo do ano
Matérias-primas, subsídiarias e de consumo	293 291	89 954 734	267 271	89 980 753
Total	293 291	**89 954 734**	267 271	**89 980 753**

Esta rubrica contempla os custos com a compra de electricidade para venda, essencialmente à PRODEL-E.P, cujo valor registou um aumento em relação ao período homólogo, motivado pelo aumento da quantidade de energia adquirida aos produtores e aumento do preço do produtor público.

28. CUSTOS COM O PESSOAL

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica detalhava-se como segue:

Rubrica	2025	2024
Remunerações dos Órgãos Sociais	1 238 570	807 944
Remunerações do Pessoal	13 712 413	11 205 655
Encargos Sobre Remunerações	1 154 221	923 686
Seguros	26 371	66 151
Formação	805 006	367 796
Outras remunerações	2 683 522	2 198 162
Total	**19 620 104**	**15 569 394**
Número de empregados ao serviço da empresa	1 123	1 097

A variação na rubrica de custo com o pessoal no montante de mKz 4 050 710,00 é resultado essencialmente da actualização salarial ocorrida no mês de Janeiro e a entrada de novos colaboradores.

29. AMORTIZAÇÕES

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica detalhava-se como segue:

Rubrica	2025	2024
Imobilizações corpóreas (Nota 4)	6 026 138	5 859 680
Imobilizações incorpóreas	-	-
Total	**6 026 138**	**5 859 680**

30. OUTROS CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica detalhava-se como segue:

Rubrica	2025	2024
Fornecimentos e serviços de terceiros	**6 653 871**	**3 965 983**
Água	6 630	5 693
Electricidade	915	418
Combustíveis e outros Fluídos	155 561	95 275
Material de Conservação e Reparação	1 056 347	725 046
Mat. de Protecção,Segurança e Conforto	265 220	32 323
Ferram. e Utens. De desgaste rápido	757	1 258
Material de escriório	173 021	55 626
Livros e documentação técnica	8 092	9 549
Outros fornecimentos	35 037	22 346
Comunicação	59 687	30 296
Rendas e alugueres	146 904	85 848
Seguros	41 584	9 446
Deslocações e estadas	1 001 505	504 785
Despesas de Representação	52	115
Conservação e Reparação	829 102	591 966
Vigilância e Segurança	810 100	616 463
Limpeza, Higiene e Conforto	476 444	464 285
Publicidade e Propaganda	118 844	180 572
Contecioso e Notariado	96 463	8 818
Assistência técnica	830 407	234 318
Trabalhos Executados no Exterior	102 699	98 097
Honorários e avenças	208 166	83 178
Transitários e Despachantes	10	-
Trabalhos especializados	-	-
Impressão de Revistas	31	-
Outros Serviços	19 557	24 012
Limpeza da Faixa de Servidão	210 737	86 253
Impostos	**497 081**	**261 781**
Quotizações	**668 186**	**517 425**
Outros Custos e Perdas Operacionais	**-**	**5 378**
Total	**7 819 139**	**4 750 567**

31. RESULTADOS FINANCEIROS

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica detalhava-se como segue:

Rubricas	Exercício	
	2025	2024
Proveitos e ganhos financeiros	**3 924 338**	**6 476 223**
Juros		
Investimentos financeiros	-	-
Juros Obtidos	3 880 691	1 682 241
Diferenças de câmbios favoráveis		
Realizadas	-	32 320
Não realizadas	37 791	4 761 661
Ganhos na alienação de aplicações financeiras	5 856	-
Custos e perdas financeiras	**3 758 764**	**1 141 898**
Investimentos financeiros	-	-
Juros	-	-
Diferenças de câmbios desfavoráveis		
Realizadas	57 719	56 293
Não realizadas	3 446 313	835 631
Perdas na alienação de aplicações financeiras	102 615	-
Outros	152 116	249 974
Resultado Financeiro	**165 574**	**5 334 325**

Os Resultados Financeiros apresentam um saldo positivo no montante de mKz 165 574,00 resultante essencialmente do reconhecimento de proveitos com os juros obtidos das OT´s e Depósitos a Prazo.

33. RESULTADOS NÃO OPERACIONAIS

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica detalhava-se como segue:

Rubricas	Exercício	
	2025	2024
Proveitos e ganhos não operacionais	**1 574 112**	**20 682 657**
Reposição de provisões	8 699	17 307 550
Ganhos em Imobilizações	-	232 203
Ganhos em Existências	-	-
Cobranças Duvidosas	-	-
Benefícios de penalidades	-	-
Correcções relativas a exercícios anteriores	558 626	3 132 629
Outros proveitos e ganhos não operacionais	1 006 788	10 275
Custos e perdas não operacionais	**3 625 412**	**16 916 364**
Provisões do exercícios (Nota 18)	1 197 972	2 449 641
Cobranças duvidosas	-	-
Outros Saldos a Receber	-	-
Perdas em existências	-	-
Multas e penalidades contratuais	1 624 397	12 208 169
Correcções relativas a exercícios anteriores	305 537	853 147
Outros custos e perdas não operacionais	497 505	1 405 407
Resultados Não Operacionais	**(2 051 299)**	**3 766 294**

Os Resultados não Operacionais apresentam um saldo negativo no montante de mKz 2 051 299,00 impactado principalmente pelo reconhecimento de multas fiscais.

35. IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, esta rubrica detalhava-se como segue:

Rubricas	Exercício	
	2025	2024
Resultado contabilístico	**7 402 499**	**21 157 424**
Correcções para efeito fiscais		
A somar:		
Estimativa de imposto sobre os lucros	-	
Variações patrimoniais positivas		-
Custo e perdas não aceites p/ efeito fiscais		
Provisões do Exercício	1 197 972	2 449 641
Cobranças duvidosas	-	-
Outros Saldos a Receber		-
Multas fiscais (Artigo 18º) CIl	1 624 397	12 208 169
Correcções de exercícios anteriores (Artigo18º CIl)	305 537	853 147
Impostos sobre a aplicação de capitais	58 041	79 617
Diferenças cambiais não realizadas desfavoráveis	3 446 313	835 631
Outros Custos e Perdas Operacionais	-	5 378
IVA- Não Dedutível	8 958	19 023
IVA- Não Aceite	118 503	48 401
IVA- Não Documentadas	37 859	36 869
Ajudas de Custo	1 219 617	733 167
Outros acréscimos	497 505	1 405 407
A Deduzir:		
Proveitos e ganhos não tributáveis		
Proveitos Sujeitos a IAC (Artigo 47º) CIl	(3 880 691)	(1 682 241)
Diferenças cambiais não realizadas favoráveis	(37 791)	(4 761 661)
Reversão das provisões	(8 699)	(17 307 550)
Lucro tributável(prejuízo fiscal)	11 990 020	16 080 420
Taxa nominal de impostos	25%	25%
Impostos sobre os lucros	**2 997 505**	**4 020 105**
Taxa efectiva de impostos	40%	19%

38. EVENTOS SUBSEQUENTES

Não ocorreram factos ou eventos subsequentes à data de balanço que devessem ser registados ou divulgados nas Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2025.

40. SALDOS COM ENTIDADES RELACIONADAS

Em 31 de Dezembro de 2025, os saldos mantidos com as entidades relacionadas eram os seguintes:

Designação	Clientes - correntes (Nota 9)	Fornecedores -correntes (Nota 19)	Participantes e Participadas (Nota 9)
Ministério de Energia e Águas	-	-	95 140 610
ENDE - EP	532 060 066	-	-
PRODEL - EP	-	(344 656 924)	-
TOTAL	**532 060 066**	**(344 656 924)**	**95 140 610**

42. OUTRAS INFORMAÇÕES

Em 31 de Dezembro de 2025, a Empresa registou contas a receber das seguintes entidades: (i) "Outros fundos próprios" a receber do Estado, no montante de mKz 95 140 610,00, resultante do Programa de Transformação do Sector Eléctrico (PTSE), conforme estipulado no Decreto Presidencial nº 305/14, de 20 de novembro; e (ii) contas a receber da "Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade – ENDE, E-P.", num total de mKz 532 030 066,00 (Nota 9). Estas contas a receber têm sido regularizadas através de operações de emissão de Obrigações do Tesouro. Consequentemente, a realização daqueles activos depende da continuidade do apoio do Estado mediante a concretização das referidas operações de emissão de divida e/ou capitalização ou outras medidas adequadas às circunstâncias.

43. POLÍTICAS ADOPTADAS

Para a determinação dos componentes de Caixa e seus equivalentes no final do exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, foi adoptado o método directo, através da identificação dos itens de liquidez em todas as operações de caixa, mediante o qual foi possível espelhar os principais componentes dos recebimentos e pagamentos, permitindo compreender o modo como a empresa gerou e utilizou os seus fundos.

47. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Em 31 de Dezembro de 2025 e 2024, o detalhe dos caixas e equivalentes de caixa era conforme segue:

Rubrica	2025	2024
Caixa		
Numerário	27 048	44 040
Saldos em bancos imediatamente mobilizáv eis	21 214 600	27 244 956
Caixa e equivalentes de caixa (excluindo diferenças de câmbio)	21 241 648	27 288 996
Diferença de câmbio de caixa e equiv alentes de caixa	-	-
Caixa e equivalentes de caixa (actualizados cambialmente)	21 241 648	27 288 996
Outras disponibilidades		
Depósitos a prazo	6 637 257	4 637 257
Disponibilidade constantes do Balanço	**27 878 905**	**31 926 253**

SIGLAS

RNT-EP – Rede Nacional de Transporte de Electricidade,EP

PRODEL-EP – Empresa Pública de Produção de Electricidade, EP

ENDE-EP – Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade,EP

ENE-EP – Empresa Nacional de Electricidade

PGC – Plano Geral de Contabilidade, Decreto Presidencial nº 82/01 de 16 de Novembro, actualizado pelo Decreto Presidencial nº 180/19, de 24 de Maio, que regula a implementação do IVA

PTSE – Programa de Transformação do Sector Eléctrico

SEP – Sistema Eléctrico Público

MAT – Muita Alta Tensão

CAR – Contrato de Acesso à Rede

mKz – Milhares de Kwanzas

IFRS – Tradução em Português, Normas Internacionais de Relato Financeiro

PIP – Programa de Investimento Público

IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado, Decreto Presidencial nº 18/19 de 24 de Maio

Deloitte Auditores, Lda.
Inscrição na OCPCA n.º E20170011
CMC N.º 003/SAE/DSEA/CMC/04-2016
Condominio da Cidade Financeira
Via S8, Bloco 4 - 5º, Talatona
Luanda
República de Angola

Tel: +(244) 923 168 100
www.deloitte.com/africa-lusofona

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE

Ao Conselho de Administração
da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, E.P.

(Montantes expressos em milhares de Kwanzas - mKz)

RELATO SOBRE A AUDITORIA DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Opinião com reservas

Auditámos as demonstrações financeiras anexas da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, E.P. ("Empresa"), que compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2025 (que evidencia um total de 2.806.577.950 mKz e um capital próprio de 2.703.293.478 mKz, incluindo um resultado líquido de 4.404.994 mKz), a Demonstração dos Resultados por Naturezas e a Demonstração dos Fluxos de Caixa relativas ao ano findo naquela data e as notas anexas às demonstrações financeiras que incluem um resumo das políticas contabilísticas significativas.

Em nossa opinião, excepto quanto aos possíveis efeitos das matérias referidas nas alíneas i.) e ii.) e excepto quanto ao efeito da matéria referida na alínea iii.) da secção "Bases para a Opinião com Reservas" e as demonstrações financeiras anexas apresentam de forma apropriada, em todos os aspectos materiais, a posição financeira da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, E.P. em 31 de Dezembro de 2025 e o seu desempenho financeiro e fluxos de caixa relativos ao ano findo naquela data de acordo com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Angola.

"Deloitte", "nós" e "nossos" refere-se a uma ou mais firmas-membro e entidades relacionadas da Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"). A DTTL (também referida como "Deloitte Global") e cada uma das firmas-membro e entidades relacionadas são entidades legais separadas e independentes entre si e, consequentemente, para todos e quaisquer efeitos, não obrigam ou vinculam as demais. A DTTL e cada firma-membro da DTTL e respetivas entidades relacionadas são exclusivamente responsáveis pelos seus próprios atos e omissões não podendo ser responsabilizadas pelos atos e omissões das outras. A DTTL não presta serviços a clientes. Para mais informação, aceda a www.deloitte.com/pt/about.

A Deloitte é líder global na prestação de serviços de Audit & Assurance, Tax & Legal, Consulting | Technology & Transformation e Advisory | Strategy, Risk & Transactions a quase 90% da Fortune Global 500® entre milhares de empresas privadas. Os nossos profissionais apresentam resultados duradouros e mensuráveis, o que reforça a confiança pública nos mercados de capital, permitindo o sucesso dos nossos clientes e direcionando a uma economia mais forte, a uma sociedade mais equitativa e a um mundo mais sustentável. Com 180 anos de história, a Deloitte está presente em mais de 150 países e territórios. Saiba como as 460.000 pessoas da Deloitte criam um impacto relevante no mundo em www.deloitte.com.

Tipo: Sociedade por quotas | NIF: 5401022670 | Matrícula CRC de Luanda: 106/1997 | Capital social: KZ 1.000.000.000,00
Sede: Condomínio Cidade Financeira, Via S8, Bloco 4 - 5º, Talatona, Luanda

© 2026. Para informações, contacte Deloitte Auditores, Lda.

Bases para a opinião com reservas

i.) No decurso da nossa análise do saldo da rubrica "Imobilizações corpóreas", cujo montante em 31 de Dezembro de 2025, líquido de amortizações acumuladas, ascende a 2.119.692.565 mKz (317.314.920 mKz em 31 de Dezembro de 2024), identificámos as seguintes situações:

a. conforme referido na nota 2.2.1.1, as imobilizações corpóreas da Empresa resultam, essencialmente, da incorporação de bens do segmento de transporte da extinta Empresa Nacional de Electricidade, E.P. (adiante "ENE") e do Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza (adiante "GAMEK"). No decurso do exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, a Empresa concluiu o processo de inventariação e valorização dos seus activos imobilizados, tendo por base um cadastro patrimonial preparado na sequência desse exercício e reconhecido uma reserva de reavaliação no montante de 1.750.551.584 (Nota 13). No entanto, não nos foi disponibilizada até à data do presente relatório, uma reconciliação adequada, activo a activo, entre a base contabilística do imobilizado corpóreo e o cadastro físico valorizado resultante da inventariação e avaliação efectuada. Em particular, não nos foi possível obter evidência suficiente e apropriada que permitisse relacionar, de forma inequívoca, os activos constantes dos registos contabilísticos com os activos fisicamente inventariados e valorizados, incluindo quanto à respectiva identificação, localização, descrição, data de aquisição, custo histórico, depreciação acumulada, valor líquido contabilístico, valor revalorizado e vida útil remanescente. Adicionalmente, constatamos que uma quota-parte dos bens acima referidos apresentam a natureza jurídica de bens do domínio público do Estado, encontrando-se afectos à Empresa por via de atribuição prevista nos seus Estatutos. No âmbito da sua valorização, foram considerados no cálculo do custo de reposição depreciado e/ou método comparativo de mercado determinados pressupostos relacionados com a titularidade e os ónus associados a estes bens, relativamente aos quais não nos foi possível obter evidência de auditoria apropriada e suficiente que nos permitisse concluir quanto à sua razoabilidade. Consequentemente, não nos foi possível concluir sobre a existência, plenitude, exactidão, valorização e adequada depreciação dos activos imobilizados corpóreos registados nas demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2025, nem sobre a adequação dos ajustamentos de revalorização contabilizados no exercício, incluindo os respectivos impactos em reservas de reavaliação, resultado do exercício e amortizações.

b. não obtivemos, até à data do presente relatório, informação suficiente e apropriada que nos permitisse concluir quanto à natureza, data estimada de conclusão e estado de conservação dos investimentos registados como imobilizados em curso no montante de 142.022.124 mKz (266.251.895 mKz em 31 de Dezembro de 2024), pelo que não nos é possível concluir quanto ao momento e valor de realização dos mesmos em 31 de Dezembro de 2025;

c. as rubricas de "Outros passivos não correntes" e "Contas a pagar" incluem os montante de 121.046.038 mKz e 4.522.065 mKz, respectivamente (74.149.729 mKz e 4.522.065 mkz em 31 de Dezembro de 2024, respectivamente), relativos a subsídios ao investimento para os quais não obtivemos informação de suporte dos subsídios atribuídos e bem como um detalhe dos bens subsidiados devidamente reconciliado com o cadastro dos activos imobilizados corpóreos entretanto revalorizados, pelo que, não nos é possível concluir quantos aos efeitos, se algum, dos eventuais ajustamentos que poderiam ter sido identificados, caso tivéssemos obtido estas informações.

Em face das limitações descritas na obtenção de evidência de auditoria suficiente e apropriada, não nos foi possível obter segurança razoável quanto à existência, valorização e mensuração das rubricas de imobilizações corpóreas, imobilizações em curso e subsídios ao investimento, nem quanto aos correspondentes impactos nas demonstrações financeiras. Consequentemente, não nos foi possível determinar os efeitos, se algum, de eventuais ajustamentos que poderiam revelar-se necessários às

demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2025, caso dispuséssemos de informação adequada. Salienta-se que o nosso relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2024, datado de 15 de Abril de 2025, inclui uma reserva similar aos assuntos acima referidos.

ii.) Não obtivemos, até à data do presente relatório, resposta de determinadas entidades aos nossos pedidos de confirmações de saldos e de outras informações, os quais, de acordo com os registos contabilísticos da Empresa em 31 de Dezembro de 2025 eram conforme segue (Débito/(Crédito)):

Contas a pagar – Fornecedores – correntes	(43.463.542)
Outros passivos correntes	(30.992.361)

Acresce referir que, até à data do presente relatório, não obtivemos reconciliação para as respostas obtidas de determinadas entidades, as quais apresentavam saldos discordantes em 31 de Dezembro de 2025 com os registos contabilísticos da Empresa, conforme segue (Débito/(Crédito)):

	Saldo por Livros	Saldo por Resposta	Diferença
Contas a pagar - Fornecedores - correntes	(78 143 586)	(38 122 446)	(40 021 140)
Contas a pagar - Outros credores	(67 211)	(1 125 121)	1 057 910

Adicionalmente, no decurso da nossa análise aos saldos das rubricas de “Contas a receber” e “Contas a pagar” em 31 de Dezembro de 2025, identificámos as seguintes situações: (i) constatámos que os procedimentos de controlo interno vigentes na Empresa não permitem assegurar a correcta especialização entre os exercícios e a adequada actualização cambial dos passivos denominados em moeda diferente da moeda funcional da Empresa ("Kwanza"), pelo que, não nos é possível concluir acerca dos efeitos, se alguns, deste assunto nas demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2025, nem quanto à plenitude e correcta especialização entre exercícios das regularizações contabilizadas nas rubricas “Resultados Transitados – Erros fundamentais”, “ Resultados não operacionais – Correções relativas a exercícios anteriores” nos montantes de 12.307.538 mKz (13.881.218 mKz em 31 de Dezembro de 2024), 305.537 mKz (853.147 mKz em 31 de Dezembro de 2024), respectivamente; (ii) não obtivemos informação que nos permita concluir quanto à natureza e exigibilidade de saldos nos montantes de 38.452.716 mKz registados nas rubrica “Contas a pagar – Participantes e participadas” (38.378.441 mKz em 31 de Dezembro de 2024).

Consequentemente, atendendo a informação disponível a esta data, não obtivemos suficiente informação que nos permita concluir quanto aos efeitos, se alguns, nas demostrações financeiras em 31 de Dezembro de 2025, dos eventuais ajustamentos ou responsabilidades que poderiam ter sido identificadas, caso tivéssemos obtido as confirmações de saldos e outras informações anteriormente referidas. Salienta-se que o nosso relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2024, datado de 15 de Abril de 2025, inclui uma reserva similar aos assuntos acima referidos.

iii.) No decurso dos nossos trabalhos constatámos que a estimativa de imposto industrial relativa ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2024 se encontra subavaliada no montante de, aproximadamente, 440.000.000 mKz. Consequentemente, em 31 de Dezembro de 2025, o passivo encontra-se subavaliado e o resultado líquido do exercício findo naquela data encontra-se sobreavaliado no montante de, aproximadamente, 440.000.000 mKz.

A nossa auditoria foi efectuada de acordo com as Normas Internacionais de Auditoria (ISA) e demais normas e orientações técnicas e éticas da Ordem dos Contabilistas e Peritos Contabilistas de Angola. As nossas responsabilidades nos termos dessas normas estão descritas na secção “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras” abaixo. Somos independentes da Empresa nos termos da lei e

cumprimos os demais requisitos éticos nos termos do código de ética da Ordem dos Contabilistas e Peritos Contabilistas de Angola.

Estamos convictos de que a prova de auditoria que obtivemos é suficiente e apropriada para proporcionar uma base para a nossa opinião com reservas.

Ênfase

Conforme descrito na Nota 42 das notas anexas às contas, em 31 de Dezembro de 2025, a Empresa registou contas a receber das seguintes entidades: (i) "Outros fundos próprios" a receber do Estado, no montante de 95.140.610 mKz (Nota 9), resultante do Programa de Transformação do Sector Eléctrico (PTSE), conforme estipulado no Decreto Presidencial nº 305/14, de 20 de Novembro; e (ii) contas a receber da "Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade – ENDE, E.P.", num total de 532.060.066 mKz (Nota 9). Estas contas a receber têm sido regularizadas através de operações de emissão de Obrigações do Tesouro, tendo o Ministério das Finanças aprovado e concretizado durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2025, uma nova operação de emissão no montante de 22.000.000 mKz, pelo que, conforme referido na referida nota, o Conselho de Administração entende que dispõe dos recursos necessários para prosseguir as suas actividades, considerando o facto da Empresa ser considerada de interesse estratégico e fundamental para o Sistema Eléctrico Público. Face ao exposto, a continuidade das operações da Empresa e, consequentemente, o valor de realização dos seus activos e o montante e prazo de liquidação dos seus passivos dependem da atempada concretização pelo Accionista Estado do suporte financeiro adequado, do sucesso das suas operações nos próximos exercícios e da realização das contas a receber acima identificadas mediante a concretização das referidas operações de emissão de dívida e/ou capitalização ou outras medidas adequadas às circunstâncias. A nossa opinião não é modificada com respeito a esta matéria.

Responsabilidades do órgão de gestão e do órgão de fiscalização pelas demonstrações financeiras

O órgão de gestão é responsável pela:

- preparação de demonstrações financeiras que apresentem de forma apropriada a posição financeira, o desempenho financeiro e os fluxos de caixa da Empresa de acordo com princípios contabilísticos geralmente aceites em Angola;
- criação e manutenção de um sistema de controlo interno apropriado para permitir a preparação de demonstrações financeiras isentas de distorção material devido a fraude ou erro;
- adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados nas circunstâncias; e
- avaliação da capacidade da Empresa de se manter em continuidade, divulgando, quando aplicável, as matérias que possam suscitar dúvidas significativas sobre a continuidade das actividades.

O órgão de fiscalização é responsável pela supervisão do processo de preparação e divulgação da informação financeira da Empresa.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

A nossa responsabilidade consiste em obter segurança razoável sobre se as demonstrações financeiras como um todo estão isentas de distorções materiais devido a fraude ou a erro, e emitir um relatório onde conste a nossa opinião. Segurança razoável é um nível elevado de segurança, mas não é uma garantia de que uma auditoria executada de acordo com as ISA detectará sempre uma distorção material quando exista. As

distorções podem ter origem em fraude ou em erro e são consideradas materiais se, isoladas ou conjuntamente, se possa razoavelmente esperar que influenciem decisões económicas dos utilizadores tomadas com base nessas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria de acordo com as ISA, fazemos julgamentos profissionais e mantemos cepticismo profissional durante a auditoria e também:

- identificamos e avaliamos os riscos de distorção material das demonstrações financeiras, devido a fraude ou a erro, concebemos e executamos procedimentos de auditoria que respondam a esses riscos, e obtemos prova de auditoria que seja suficiente e apropriada para proporcionar uma base para a nossa opinião. O risco de não detectar uma distorção material devido a fraude é maior do que o risco de não detectar uma distorção material devido a erro, dado que a fraude pode envolver conluio, falsificação, omissões intencionais, falsas declarações ou sobreposição ao controlo interno;

- obtemos uma compreensão do controlo interno relevante para a auditoria com o objectivo de conceber procedimentos de auditoria que sejam apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia do controlo interno da Empresa;

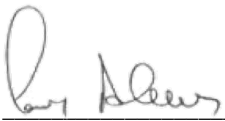
- avaliamos a adequação das políticas contabilísticas usadas e a razoabilidade das estimativas contabilísticas e respectivas divulgações feitas pelo órgão de gestão;

- concluímos sobre a apropriação do uso, pelo órgão de gestão, do pressuposto da continuidade e, com base na prova de auditoria obtida, se existe qualquer incerteza material relacionada com acontecimentos ou condições que possam suscitar dúvidas significativas sobre a capacidade da Empresa para dar continuidade às suas actividades. Se concluirmos que existe uma incerteza material, devemos chamar a atenção no nosso relatório para as divulgações relacionadas incluídas nas demonstrações financeiras ou, caso essas divulgações não sejam adequadas, modificar a nossa opinião. As nossas conclusões são baseadas na prova de auditoria obtida até à data do nosso relatório. Porém, acontecimentos ou condições futuras podem levar a que a Empresa descontinue as suas actividades;

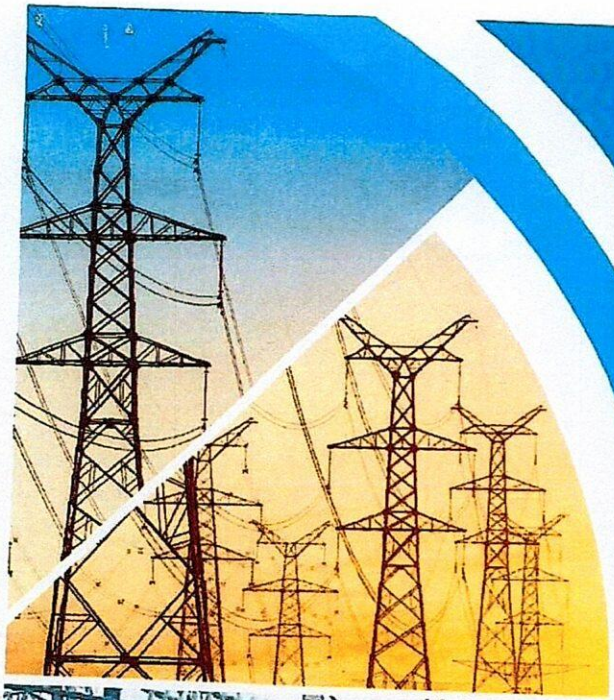
- avaliamos a apresentação, estrutura e conteúdo global das demonstrações financeiras, incluindo as divulgações, e se essas demonstrações financeiras representam as transacções e acontecimentos subjacentes de forma a atingir uma apresentação apropriada;

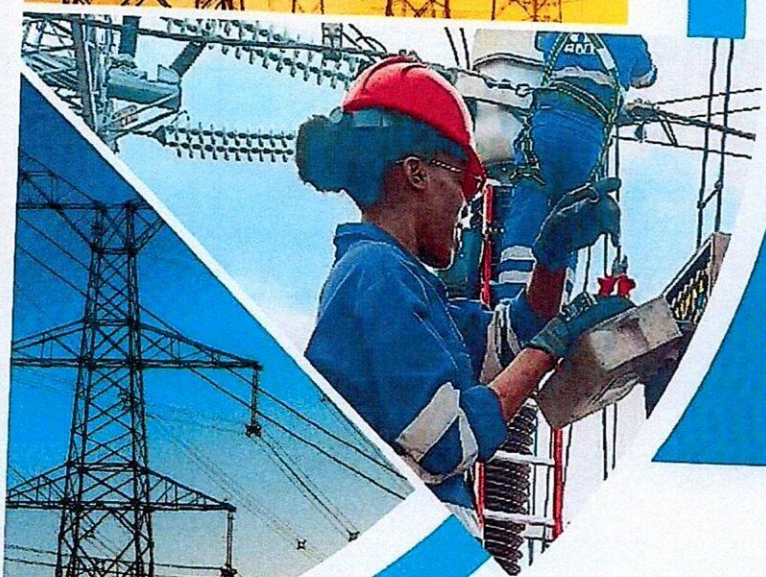
- comunicamos com os encarregados de governação, incluindo o órgão de fiscalização, entre outros assuntos, o âmbito e o calendário planeado da auditoria, e as conclusões significativas da auditoria incluindo qualquer deficiência significativa de controlo interno identificado durante a auditoria.

Luanda, 19 de Maio de 2026



Deloitte Auditores, Limitada
Representada por Luis Alves (MP 20140026)





RNT

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE

PARCER DO CONSELHO FISCAL AO RELATÓRIO & CONTAS DE 2025

PARECER DO CONSELHO FISCAL AO RELATÓRIO E CONTAS DE 2025

No cumprimento das atribuições legais e estatutárias do Conselho Fiscal da RNT – EP, e em continuidade ao parecer emitido relativamente ao Relatório & Contas do III Trimestre de 2025, elaborado segundo o Plano Geral de Contabilidade (PGC) actualizado pelo Decreto Presidencial n.º 180/19 e normas complementares, incluindo IFRS quando aplicável.

O acompanhamento realizado consistiu na leitura e análise da documentação contabilística disponibilizada, bem como em reuniões e diligências junto da Administração e Direcção Financeira. O documento apresenta as Demonstrações Financeiras, políticas contabilísticas, notas explicativas e balancete, permitindo aferir a evolução da situação económico-financeira da empresa até 31 de dezembro de 2025.

As informações e esclarecimentos, adicionais, solicitados foram disponibilizados por parte da Empresa, através da Administração, Direcção e Departamento, correspondentes à área de Finanças e Contabilidade da RNT – E.P., em reuniões (*in situ*), *e-mails* e outras diligências.

O Conselho Fiscal (CF) da RNT desenvolveu, no período em análise, uma actuação abrangente no acompanhamento da gestão, privilegiando a observância dos normativos legais e regulamentares, a avaliação de desempenho e a articulação com os órgãos de controlo interno e externo. Apesar das limitações iniciais na composição do órgão, foram realizadas reuniões ordinárias e definidos mecanismos internos para a divisão de tarefas e melhoria da coordenação, tendo-se reforçado a presença semanal do CF nas instalações da empresa. Contudo, não houve participação efectiva em reuniões do Conselho de Administração (CA) ou nas Direcções Regionais (DERs), embora se reconheça a relevância da colaboração com a nova área de Controlo Interno e com o Gabinete de Auditoria Interna (GAI), que estruturou um plano de acção para colmatar fragilidades identificadas.

No acompanhamento do desempenho estratégico, verificou-se que a RNT alcançou 87% das metas estabelecidas, destacando-se resultados confortáveis nas áreas de optimização de custos operacionais, redução de perdas na rede de transporte, desenvolvimento de competências e promoção de padrões de qualidade e segurança. Ainda assim, alguns âmbitos registaram desempenho regular, de alerta ou crítico, como a maximização da disponibilidade da rede e a geração de novas fontes de receita. O CF sublinha a necessidade de redimensionar metas e implementar medidas para corrigir fragilidades, mantendo o bom desempenho nos indicadores positivos.

Em matéria de conformidade estatutária e laboral, foram analisados processos disciplinares, absentismo e visitas inspectivas, constatando-se aplicação das medidas legais, mas também a necessidade de reforçar acções formativas e de sensibilização sobre normas internas. A análise da estrutura financeira evidenciou variações positivas na liquidez geral, mas baixa disponibilidade imediata. Persistem desafios significativos na cobrança de dívidas, com impacto directo na capacidade de pagamento, exigindo medidas de melhoria alinhadas entre gestão e áreas de controlo.

No campo fiscal, O CF valorizou os avanços na cooperação com o GAI e na implementação de práticas de autoauditoria, mas destacou que o sucesso destas iniciativas dependerá da consolidação de processos, da maior integração das áreas de controlo na execução de ordens de serviço e da mitigação de riscos críticos para garantir maior transparência, eficiência e sustentabilidade na gestão da RNT.

Em matérias de interesse para a tutela, destacou-se a negociação e regularização de dívida fiscal relativa ao Imposto Industrial de 2024, no montante de AKZ 5,02 mil milhões, mediante plano de pagamento em prestações aprovado pela AGT. Esta solução preserva a liquidez da empresa, mantém a sua habilitação fiscal e reforça a credibilidade institucional. Adicionalmente, verificou-se a conformidade dos processos de compra com as directrizes tutelares, a execução de investimentos estratégicos alinhados com o Plano Estratégico e com o Programa de Investimentos Públicos, e a observância dos critérios legais de adjudicação.

Por fim, o relatório aponta que as recomendações da Inspecção e do próprio Conselho Fiscal têm sido acolhidas, sobretudo em matérias laborais e de segurança no trabalho.

Quanto às despesas de representação, donativos e patrocínios, verificou-se que, no exercício de 2025, não ocorreram movimentações relativas a despesas de representação nem a patrocínios. Em contrapartida, registaram-se donativos no montante global de Kz 2.907.623,25, devidamente contabilizados na conta 7811 – Outros Custos e Perdas Não Operacionais, em conformidade com a Lei do Mecenato e o Decreto Presidencial n.º 195/15.

As tarifas e preços praticados mantiveram-se conformes com os legalmente aprovados.

O conjunto das acções avaliadas revela uma evolução positiva na consolidação de práticas de gestão responsáveis, contribuindo para o reforço da transparência, da disciplina contabilística e do alinhamento da RNT com os princípios da boa governação e da conformidade regulatória.

Do acompanhamento efectuado, conclui-se que:

- As solicitações do Conselho Fiscal, em matéria de documentação e informação, têm merecido adequado acolhimento por parte do Conselho de Administração, recomendando-se que a mesma postura se consolide ao nível das Direcções, de modo a reforçar a fluidez e a eficiência dos trabalhos.
- Relativamente às visitas inspectivas, conclui-se que subsiste trabalho a desenvolver ao nível das DER's, com vista ao reforço da conformidade da Empresa face às exigências da Lei Geral do Trabalho.
- As áreas de Controlo Interno e Auditoria Interna deverão reforçar a coordenação das suas acções, com vista ao robustecimento do sistema de controlo interno da Empresa. Atendendo à relevância dos projectos em curso, o Conselho Fiscal recomenda que estas áreas acompanhem, de forma sistemática, o respectivo cumprimento e se pronunciem, quando solicitadas, sobre constrangimentos susceptíveis de comprometer a sua execução.
- O Gabinete de Auditoria Interna não reportou ao Conselho Fiscal evidências de situações críticas adicionais no período em análise.
- Relativamente ao cumprimento das disposições estatutárias e das orientações Oficiais de gestão, verificou-se que, a RNT é uma empresa que comunica bem, na medida em que periodicamente, promove a divulgação não só de regras/normas internas reguladoras e tendentes ao funcionamento e organização, mas também das normas legais que regem tanto a empresa como o próprio sector de energia, conforme a sua publicação e alterações.

- Quanto ao cumprimento das disposições estatutárias e das orientações oficiais de gestão, verificou-se que a RNT evidencia capacidade de comunicação institucional, promovendo periodicamente a divulgação de regras, normas internas e diplomas legais relevantes para o funcionamento da Empresa e do sector da energia.

- As infracções que determinaram a instauração de processos disciplinares poderão indiciar insuficiente conhecimento, por parte de alguns trabalhadores, das normas, regras e princípios que regem a Empresa, razão pela qual se recomenda a continuidade das acções de divulgação e sensibilização, em especial junto dos trabalhadores de base. Por outro lado, tais ocorrências evidenciam a capacidade do Conselho de Administração para detectar irregularidades e aplicar as medidas legalmente cabíveis.

- Não obstante o cumprimento global das obrigações tributárias e fiscais perante o Estado, subsistem matérias críticas que justificam intervenção imediata do Conselho de Administração.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal procedeu, no decurso do exercício económico de 2025, a uma análise abrangente das práticas contabilísticas e da conformidade legal da RNT-EP, com incidência na revisão das demonstrações financeiras, verificação do cumprimento das obrigações fiscais e regulatórias, bem como na apreciação dos relatórios de auditoria interna e externa. O trabalho desenvolvido envolveu contactos regulares com as diferentes Direcções da empresa e a análise de processos e documentos relevantes, permitindo aferir o grau de aderência às normas contabilísticas, aos normativos legais aplicáveis ao sector energético e aos princípios de boa governação.

No âmbito da verificação contabilística, constatou-se que os critérios valorimétricos adoptados obedecem, em termos gerais, ao Plano Geral de Contabilidade. Todavia, foram identificadas irregularidades que merecem atenção, designadamente fragilidades na classificação e evidenciação de operações de abate e alienação de activos, utilização inadequada de contas transitórias, incorrecções na classificação de recebimentos de clientes e insuficiente divulgação de determinadas operações nas notas às demonstrações financeiras. Acresce a identificação de fluxos de caixa operacionais negativos, apesar da existência de resultado líquido positivo, situação que exige acompanhamento rigoroso da gestão de tesouraria e reforço das políticas de cobrança.

No plano do controlo interno, o Conselho Fiscal verificou progressos relevantes, destacando-se a criação da unidade de Controlo Interno e o reforço da articulação com o Gabinete de Auditoria Interna, o que tem contribuído para maior maturidade do sistema de controlo da empresa. Não

obstante, persistem algumas lacunas relacionadas com a segregação de funções, o conhecimento dos termos contratuais pelas equipas de fiscalização e a institucionalização de uma intervenção autónoma das áreas de controlo sobre projectos e equipas constituídas por Despachos e Ordens de Serviço.

Em síntese, o CF regista de forma globalmente positiva a evolução observada, recomendando, contudo, a continuidade das medidas de reforço do controlo interno e da conformidade contabilística, em alinhamento com os princípios da transparência, legalidade e boa governação corporativa.

Nestes termos, o Conselho Fiscal emite parecer favorável à aprovação do Relatório e Contas do exercício de 2025.

CONSELHO FISCAL DA RNT – E.P. em Luanda, aos de Maio de 2026.

O CONSELHO FISCAL

Marta Gomes

Presidente

Nelson Ngone

Vogal

Fátima Martins
(Membro da OCPCA)

Vogal