

BOLETIM DA REPÚBLICA

PUBLICAÇÃO OFICIAL DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE

11.º SUPLEMENTO

IMPrensa Nacional de Moçambique, E. P.

AVISO

A matéria a publicar no «Boletim da República» deve ser remetida em cópia devidamente autenticada, uma por cada assunto, donde conste, além das indicações necessárias para esse efeito, o averbamento seguinte, assinado e autenticado: **Para publicação no «Boletim da República».**

SUMÁRIO

Conselho de Ministros:

Resolução n.º 48/2018:

Aprova o Plano Director Integrado de Infra-estruturas de Electricidade 2018- 2043.

Resolução n.º 49/2018:

Aprova a Estratégia Nacional de Electrificação 2018-2030.

Resolução n.º 50/2018:

Aprova o Plano Anual de Contingência 2018-2019.

CONSELHO DE MINISTROS

Resolução n.º 48/2018

de 3 de Dezembro

Tornando-se necessário adoptar um Plano para acelerar o investimento em infra-estruturas eléctricas, que sustente o acesso universal à electricidade até 2043 e o aproveitamento dos recursos energéticos naturais para o desenvolvimento económico de Moçambique, nos termos da alínea f) do n.º 1 do artigo 204 da Constituição da República, o Conselho de Ministros determina:

Artigo 1. É aprovado o Plano Director Integrado de Infra-estruturas de Electricidade 2018- 2043, em anexo, que é parte integrante da presente Resolução.

Art. 2. A presente Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

Aprovada pelo Conselho de Ministros, aos 16 de Outubro de 2018.

Publique-se.

O Primeiro-Ministro, *Carlos Agostinho do Rosário.*

PLANO DIRECTOR INTEGRADO DE INFRA-ESTRUTURAS DE ELECTRICIDADE 2018-2043

1. Introdução

A Estratégia Nacional de Desenvolvimento de Moçambique (ENDE) pressupõe que o desenvolvimento económico e social integrado passa pela transformação estrutural da economia para um estágio competitivo e diversificado, apostando assim na industrialização como principal via para alcançar a visão de prosperidade e competitividade, assentes num modelo de crescimento inclusivo.

O Governo indicou o sector de energia como um dos quatro pilares para o alcance dos objectivos da ENDE.

O grande desafio centra-se em assegurar fiabilidade no acesso à energia de qualidade, facto que requer a elaboração de um Plano Director Integrado de Infraestruturas de Electricidade, para orientar a expansão do parque de produção, transporte e distribuição, assim como a diversificação da matriz de produção de energia, em resposta ao acentuado crescimento da Procura que se perspectiva para os próximos anos.

2. Objectivos do Plano Director Integrado

O Plano visa assegurar o alinhamento institucional na implementação dos diversos projectos de produção, transporte e distribuição, com enfoque para a segurança energética, estabilidade, qualidade e fiabilidade do sistema eléctrico nacional. O Plano Director Integrado de Infraestruturas de Electricidade identifica e caracteriza os investimentos necessários e prioritários para o desenvolvimento da infraestrutura eléctrica, servindo de suporte para a industrialização nacional, aumento do acesso à electricidade através da Rede Eléctrica Nacional, e monetização dos recursos naturais nacionais, com a exportação de energia eléctrica para a região austral.

3. Conteúdo do Plano Director Integrado

O Plano Director Integrado de Infraestruturas de Electricidade contém as seguintes componentes:

- Previsão da Procura;
- Plano de Desenvolvimento da Produção;
- Plano de Desenvolvimento do Transporte;
- Operação do Sistema;
- Plano de Desenvolvimento da Distribuição;
- Análise Económica e Financeira, e

• Considerações Ambientais e Sociais.

O Plano Director Integrado faz uma projecção da procura nacional, doméstica e industrial, prevendo atingir cerca de 8.000 MW em 2043 (10 vezes acima dos níveis actuais), representando uma taxa média anual de crescimento de 8.6%, a segunda maior na região austral, depois da Tanzania. Na exportação de energia para a região, prevê-se atingirem-se níveis acima dos 7.000 MW. Prevê-se que esta procura seja satisfeita nos termos da Estratégia Nacional de Electrificação, pela qual cerca de 70% do acesso em 2030 será providenciado por sistemas da Rede Eléctrica Nacional.

Os projectos de produção de energia totalizam 4.300 MW de produção hídrica, 8.500 MW de produção a gás, 1.350 MW a carvão, 530 MW solar e 150 MW eólica. Prevê-se que em 2043, a produção de energia com base no gás natural represente mais de 50% da energia produzida.

O total de investimentos previstos para a produção ultrapassa os 18 mil milhões de Dólares Americanos (USD). O Plano Director Integrado identifica e prioriza os potenciais produtores garantindo o desenvolvimento da produção baseado na sua viabilidade e rentabilidade económica.

No que se refere à infraestrutura de transporte de energia, prevê-se um investimento de 9.1 mil milhões USD, em linhas a 400 kV AC, que irão concretizar as interligações regionais, e interligar os sistemas Sul e centro - norte. Cerca de 70% destes investimentos devem ser mobilizados até 2025, para permitir a conclusão da Linha de transporte entre Cataxa-Tete e Maputo no âmbito da espinha dorsal, vulgo Sociedade de Transporte de Energia (STE).

Na distribuição de energia, prevê-se que se atinja o acesso universal em 2030, com a ligação de mais 7 milhões de famílias, das quais pouco mais de 2 milhões em sistemas isolados, num investimento estimado em 6.6 mil milhões USD, dos quais 25% serão reservados para obras de reabilitação e reforço de redes existentes.

Para a implementação dos Projectos do Plano Director Integrado, requer-se um investimento de 34 mil milhões USD, com a participação do Governo, doadores, instituições de financiamento e sector privado. É necessário que o quadro regulatório e regime tarifário acompanhem estes investimentos, e que o sector tenha uma abordagem integrada no planeamento

da exploração dos recursos energéticos, visando estimular o investimento público e privado, e reduzir as importações de energia eléctrica para o território nacional.

O Plano Director Integrado de Infraestruturas de Electricidade será revisto de dois em dois anos, com vista à actualização das premissas da procura, cronograma de investimentos e demais factores críticos do plano.

4. Previsão da Procura

A procura é dividida em 3 categorias sendo que a primeira refere-se aos "Clientes Gerais", que são agregados familiares e pequenos clientes fornecidos pela BT (Baixa Tensão). Em segundo lugar, o "Médio-Grande (M-L) Cliente", que são grandes clientes fornecidos por BT, MT (Média Tensão) e clientes de Alta tensão (AT); finalmente, "Clientes Especiais", que são clientes cujo contrato é acima de 1MW e alimentados por tensão acima de 66kV.

A procura foi prevista em três níveis, do lado do cliente, na subestação de transporte e na central, levando em conta as perdas de energia na rede de transporte e distribuição.

A previsão da procura nacional, do lado da entrega (do lado do cliente) é mostrada na Tabela 2.1 e para o efeito, a taxa média de crescimento anual (AAGR) do consumo de energia é de 8,58%.

Tabela 1.1 Previsão da Procura Nacional (Consumo de Energia, Potência Máxima)

	2015	2042
Consumo de energia	3,908GWh	35,444GWh
Procura máxima	655MW	5,950MW

Do mesmo modo, a previsão de procura é realizada para 11 províncias onde o PIB / Capita de cada província foi empregado e o factor de coincidência para 11 províncias foi considerado para prever a procura máxima.

As Tabelas 2.2 e 2.3 mostram a previsão da procura provincial ressaltando o facto de que o aumento da procura nas províncias do Norte, como Cabo Delgado, Niassa, Nampula, Zambézia e Sofala, na região centro, é maior do que nas outras províncias.

Tabela 2.2 Previsão da Procura Provincial (Consumo de Energia)

	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Provincia	Maputo Cidade	Total
												(GWh)
2015	99.3	55.7	476.6	148.6	147.1	351.5	375.3	117	267.2	855.3	1049.1	3942.7
2043	2110.9	703.1	4978.7	1864.6	1251	2020	4619.8	1049.8	1718	7458.1	7670.2	35444
AAGR	12.58%	10.11%	9.33%	10.07%	8.31%	6.70%	10.41%	8.49%	7.18%	8.52%	7.67%	

Tabela 2.3 Previsão da Procura Provincial (Potência Máxima)

	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Provincia	Maputo Cidade	Total
												(MW)
2015	21.4	12.5	94.3	33.9	26.6	73	73.9	18	43.3	160.1	164.1	721
2043	408.8	153.5	934	355.3	242.2	411	866.6	180	368.3	1374.5	1374.5	6651
AAGR	11.88%	10.00%	9.08%	9.35%	8.60%	6.62%	10.21%	8.95%	8.33%	8.41%	8.27%	

5. Plano de Desenvolvimento de Produção

O sistema eléctrico em Moçambique em 2018 está dividido em dois sub-sistemas: sub-sistema Sul, sub-sistema Centro-Norte sendo que o sub-sistema Sul está interligado com a rede da África do Sul enquanto que o sub-sistema Centro-Norte, à rede do Zimbabue.

A curto prazo, o plano de desenvolvimento da produção foi avaliado para cada um dos sub-sistemas, esperando-se que os projectos STE (Espinha Dorsal) e Central hidroeléctrica de Mphanda Nkuwa sejam operados em 2028, altura em que os sistemas serão integrados.

A análise do plano de desenvolvimento da produção é feito em 2 estágios sendo o primeiro, estágio 1, abrangendo os dois sub-sistemas Sul e Centro-Norte isolados e o segundo, estágio 2, abrangendo os sistemas integrados.

No estágio 1, o plano de desenvolvimento da produção visa responder à procura doméstica, e no estágio 2 além da procura doméstica, prevê produzir inicialmente 20% do pico da procura doméstica para exportação.

A penetração das energias renováveis com incidência para as solar e eólica será no máximo de 10% do pico da procura doméstica. O resultado do plano de desenvolvimento da produção é mostrado nas Tabelas 3.1 e 3.3.

Tabela 3.1 Plano de Desenvolvimento da Produção (2018-2028)

Ano	Pico da Demanda [MW]	Capacidade Total Instalada [MW]	Hídrica [MW]	Diesel [MW]	Gás [MW]	Carvão [MW]	Capacidade Adicional Necessária [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]
2018	1,405	2,937			110		300		
2019	1,622	3,132			0		240	40	
2020	1,750	3,412			0		120	40	
2021	1,931	3,572			0		360		
2022	2,118	3,932			400		-290	0	
2023	2,308	4,042			210	650	-550		30
2024	2,503	4,382			100			30	
2025	2,703	4,512	50		1000			30	
2026	3,767	5,592			100	300	-100	30	
2027	3,980	5,922			180			0	30
2028	4,199	6,132			100			30	
Capacidade Desenvolvida (MW)			50	0	2200	950	160	200	60
			3,366						

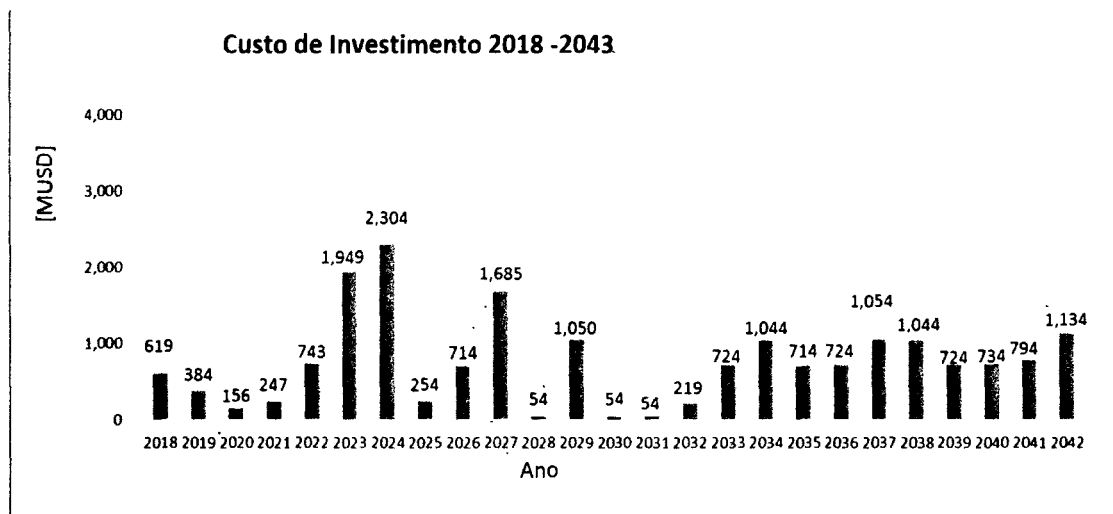
Tabela 3.3 Plano de Desenvolvimento da Produção (Sistema integrado. 2029-2043)

Sistema Integrado de 2029 até 2042 (Com a Mozal)												
Ano	Pico da Demanda (Domestic) [MW]	Pico da Demanda a Exportar [MW]	Capacidade e Total Instalada [MW]	Mphanda Nkuwa	Cahora Bassa	Lupata Boroma	Tete	Hídrica	CCGT	Carvão	Central Solar	Central Eólica
				Hídrica	Hídrica	Hídrica	Carvão	Hídrica	Gás	Carvão	Solar	Eólica
				[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2029	4,283	857	6,132	1,500			300					30
2030	4,499	900	7,962				300	100				30
2031	4,722	944	8,392					100				30
2032	4,953	991	8,522			650						30
2033	5,192	1,038	9,202					100				30
2034	5,439	1,088	9,332		1,245							30
2035	5,695	1,139	10,607					100	1,500			30
2036	5,961	1,192	12,237					100				30
2037	6,237	1,247	12,367					200				30
2038	6,523	1,305	12,597					100	2,000			30
2039	6,821	1,364	14,727						400			30
2040	7,131	1,426	15,157						2,000			30
2041	7,442	1,488	17,187						400			30
2042	7,770	1,554	17,617					50		400		30
2043												
Capacidade Desenvolvida (MW)				1,500	1,245	650	600	850	6,300	400	330	90
				11,965								

O custo de investimento do plano de desenvolvimento da produção de 2018 a 2043 está na Figura 3.1 sendo que

o investimento em 25 anos será na ordem dos 18.5 mil milhões de MUSD.

Figura 3.1 Custo do Investimento de 2018 a 2043



6. Plano de desenvolvimento de transporte

O plano de desenvolvimento de transporte é calculado usando a procura de cada subestação e o cenário de desenvolvimento da produção recomendado (a potência de exportação é 20% do pico da procura e a energia solar e eólica é 10% do pico da procura).

Os sistemas de energia são formulados considerando a introdução dos principais projectos do transporte principal que estão na Tabela 4.1, e para atender ao crescimento da procura e ao critério vulgo N-1¹ ou seja o sistema deve ser desenhado de tal forma que em caso de indisponibilidade de uma das linhas, não haja interrupção no fornecimento de energia aos consumidores.

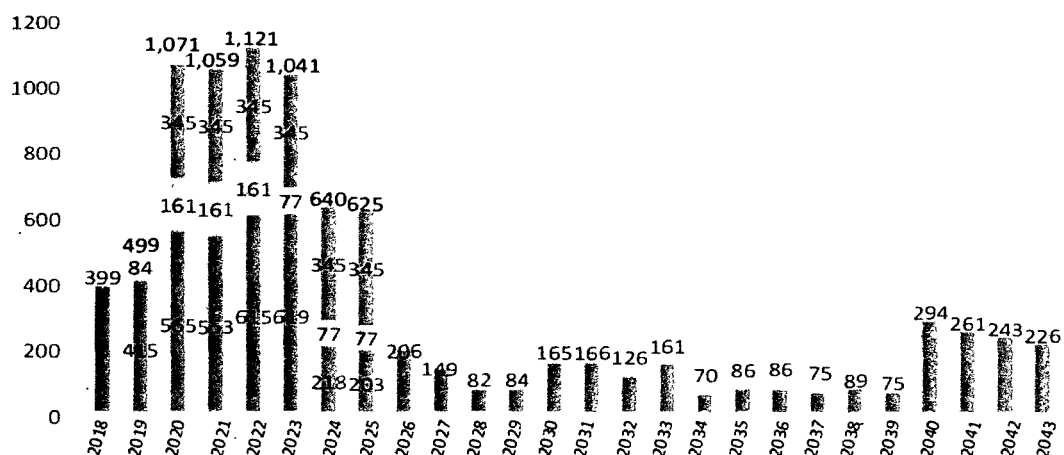
Tabela 4.1 Projecto Principal de Transporte

Projecto	Previsão de Comissionamento
400kV STE Fase 1-1 AC ² (Vilanculos-Maputo)	2022
400kV Interligação com Malawi	2021
400kV Interligação com Zâmbia	2022
400kV Caia-Nacala	2022
400kV STE Fase 1-2 AC (Songo-Vilanculos)	2026
500kV STE Fase 1&2 DC ³ (Cataxa-Maputo)	2026
400kV Projecto MoZiSa	2025
400kV Interligação com Tanzânia	2026
400kV Palma-Metoro	2026

O investimento total para as infra-estruturas de transporte de energia é estimado em 9.1 mil milhões de USD por 25 anos e mostrado na Figura 4.1. O custo do investimento até 2024

é de 6.5 mil milhões de USD, o que representa cerca de 70% do custo total do investimento até 2043.

Figura 4.1 Custo do investimento para o sistema de transporte de energia



¹ Configuração da rede de transporte que permite que em caso de indisponibilidade de uma linha transporte não haja interrupção de energia aos consumidores,

² Sistemas de transporte de energia em corrente alternada

³ Sistemas de transporte de energia em corrente contínua

7. Operação do Sistema

Actualmente em Moçambique, o sub-sistema do Sul está ligado ao da RSA e os outros sistemas (Centro, Centro-Norte e Norte) estão separados e ligados à rede do Zimbabwe. Para atender à integração do sistema, especialmente à interligação entre todos os sub-sistemas dispersos, as funcionalidades modernizadas de controlo e despacho do sistema devem ser estabelecidas.

Algumas funcionalidades importantes do sistema eléctrico moçambicano é feito na África do Sul e/ou no Zimbabwe, tornando o País dependente e vulnerável aos outros Países. A título

de exemplo, o controlo da subestação de Maputo e da MOZAL é feito na África do Sul, enquanto a regulação da frequência da rede é feita pela África do Sul e pelo Zimbabwe.

Para a sua instituição, os problemas actuais devem ser resolvidos de maneira razoável, o que é compatível com o projecto básico (conceito) para a operação do sistema, para o que o presente estudo propõe soluções.

Dada a importância da funcionalidade de um Centro Nacional de Despacho para a segurança e fiabilidade do sistema eléctrico, há necessidade de acelerar o investimento no Plano Director Integrado de Infraestruturas eléctricas.

Tabela 5.1 Desafios de Curto Prazo relacionados à Operação do Sistema.

1	Nenhuma capacidade de manutenção do NCC SCADA
2	Nenhuma directriz de operação do sistema aprovada
3	Programa de desenvolvimento de RH pouco claro relacionado com a operação do sistema

Conceitos básicos a serem determinados são também propostos como abordagens contra os desafios de médio a longo prazo apresentados na tabela abaixo.

Tabela 5.2 Desafios de médio a longo prazo relacionados à operação do sistema

Desafio de Médio a Longo Prazo		Abordagem Directa relacionada com a Solução
A	Estabelecimento de diretrizes de operação do sistema de acordo com a operação da instalação	<ul style="list-style-type: none"> • Selecção de dispositivo de controlo automático e sofisticação do método de operação de facilidade • Introdução da facilidade no local que reduz a carga de operação
B	Familiaridade com o controlo da oferta e da procura em consonância com o aprimoramento do sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Formulação do método de configuração do controlo automático da produção (AGC) • Finalização da área de controlo • Análise cuidadosa do processo de negócios interno da EDM
C	Introdução da função de controlo de oferta e procura e sistema SCADA, que reduz a carga no operador do sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Decisão do Centro Nacional de Despacho e Centro de Controlo de <i>backup</i> • Construção da rede de comunicação
D	Desenvolvimento do sistema de gestão de negócios chave que incorpora a informação da operação do sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Formulação do modelo de negócio • Prestação de novos serviços

8. Plano de desenvolvimento da distribuição

O plano de desenvolvimento da distribuição é estudado na perspectiva de redução de perdas de distribuição e aumento de acesso à energia eléctrica.

A EDM tem orçamento interno e orçamento externo apoiado pelos doadores, que foi reduzido entre 2012 e 2016. No entanto, a EDM deve garantir orçamento suficiente, uma vez que as instalações ampliadas e reabilitadas aumentarão. A Tabela

6.1 mostra o valor total do investimento de distribuição, para o período de 2018 a 2043, totalizando 6.6 mil milhões de USD, o equivalente a 263 MUSD por ano.

As perdas de distribuição em 2015 foram de 18% e deve ser reduzida, pelo que se terá o mesmo efeito de aumentar a capacidade de fornecimento através da construção de novas centrais. Consequentemente, os projectos de redução de perdas de distribuição reduzirão o custo de construção e o custo de operação (incluindo o custo de combustível) das centrais.

Tabela 6.1 Custo de investimento da distribuição de 2018 a 2043 em [MUSD]

Reabilitação	EDM	176
	Doadores	1461
Electrificação (EDM, governo, doadores)		4950
Total		6587

Devido à limitação de recursos na fase de implementação dos programas de electrificação, foram construídas linhas longas de média tensão. Constata-se que as perdas técnicas são grandes, devido ao comprimento das linhas com incidência nas de média tensão, pelo que este cenário deve ser revertido.

Propõe-se a introdução do sistema multi-transformador, que vai permitir a redução drástica das perdas. Com esta medida, as perdas de distribuição reduzir-se-ão aos níveis de 206 GWh por ano que é equivalente a uma central com capacidade de 24MW, equivalente ao actual consumo de energia da província de Cabo Delgado.

Refira-se que o efeito da redução de perdas pelo sistema multi-transformador representará uma poupança de cerca de 461 milhões de USD por 25 anos que é o tempo de vigência do presente Plano Director.

Importa mencionar que o custo do projecto para a introdução do sistema multi-transformador é de 317 milhões de USD, ou seja, evitar-se-ia a construção de centrais com custos acima dos da sua operação (incluindo o custo do combustível) e a respectiva manutenção.

9. Programa de Electrificação

A meta é alcançar o acesso universal até 2030 ou seja o acesso de energia a toda a população de Moçambique em 2030 partindo de uma base de 28% que é a actual taxa de acesso de electricidade do País.

Neste aspecto, existe uma grande assimetria e, a título de exemplo, na cidade de Maputo, o acesso é de cerca de 92%, mas em Cabo Delgado, Niassa e Zambézia, o acesso está abaixo dos 20% o que mostra a grande disparidade entre as grandes cidades e as áreas rurais.

No projecto de electrificação com base na rede convencional, se for dada prioridade à melhoria da relação de electrificação com o baixo custo, a melhoria da relação de electrificação nos locais já electrificados é mais custo-efectivo (Densificação). Por outro lado, se for dada prioridade à melhoria do número de novas ligações em locais sem rede, o custo de electrificação aumentará devido à extensão da linha de distribuição para novos locais, pelo que se deve encontrar uma forma equilibrada de abordagem durante a sua implementação.

A Tabela 7.1 mostra as condições e pressupostos de electrificação na rede enquanto que a Tabela 7.2 indica o custo de electrificação em 2043.

O valor total do custo de electrificação é de 5 mil milhões de USD ou seja 198 MUSD por ano sendo fundamental para o alcance do acesso universal, a participação activa do Governo bem como o apoio dos doadores para o projecto de electrificação quer para os projectos ligados à rede, quer aos projectos fora da rede.

Tabela 7.1 Condições para a estimativa do custo de electrificação na rede

O alvo da relação de electrificação	95% Até 2030 serão atingidos e continuados
População (a partir de 2016)	27,000,000
Pessoa em casa (a partir de 2016)	5
O número de casas (a partir de 2016)	5,400,000
Crescimento populacional	2%
O número de domicílios electrificados por ano pelo sistema EDM on-grid	110,000
Relação do número de casa (a partir de 2017)	Na rede: 80% Fora da rede: 20%
Custo de electrificação na rede por domicílio conectado	1.500USD
Mudança do sistema <i>off-grid</i> (fora da rede) para o sistema EDM <i>on-grid</i> (na rede)	20% clientes fora da rede

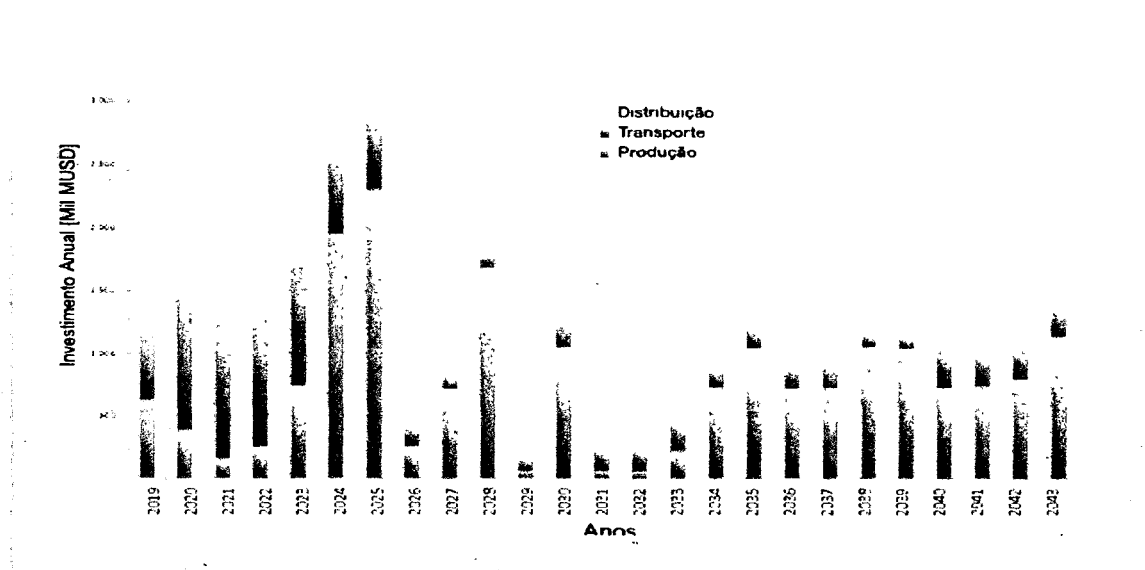
Tabela 7.2 Custo de electrificação na rede

Ano	2017	2043
O número de casas electrificadas [milhões de casas]	1.3	4.6
Custo de electrificação na rede [MUSD]		4 950

10. Análise Económica e Financeira

10.1. Plano de investimento

O investimento total necessário para o Plano Director durante os 25 anos (2018 – 2043) é de 34 mil milhões de dólares.



Os valores anuais de investimento para a produção, o transporte e a distribuição são mostrados na Tabela 8.1 ressaltando o facto de em 2024, ser necessário um esforço financeiro excepcional, pois será a altura em que serão implementados os projectos da STE e da Central de Mphanda Nkuwa e Lupata com valores anuais na ordem dos 3 mil milhões de dólares.

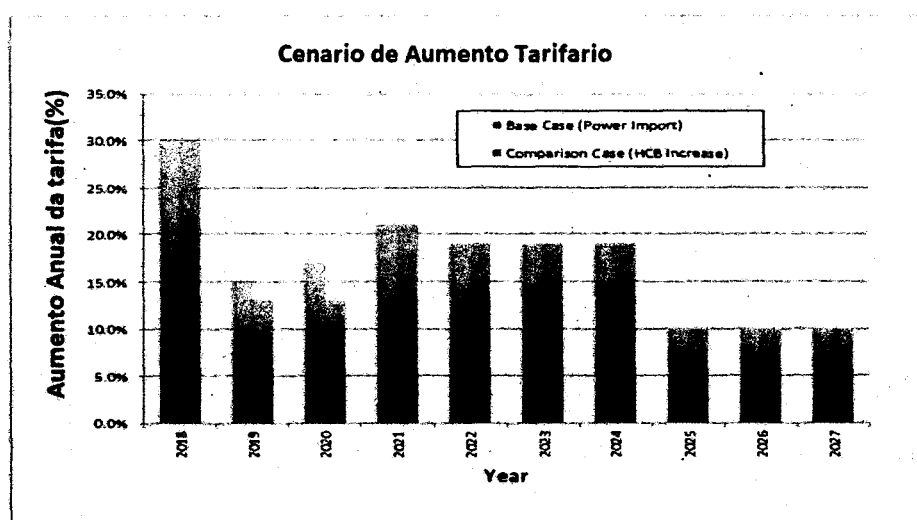
10.2. Análise financeira

A análise financeira conduziu a dois casos: (i) caso base (importação de energia da África do Sul de 2018 a 2022) e (ii) caso de comparação (compra de energia adicional da HCB de

2018 a 2022). O resultado da análise do caso base concluiu que as tarifas de energia devem atingir níveis de 12,5 US\$/kWh para que assumam a recuperação total de custos de fornecimento de energia em cada ano.

10.3. Tarifa de energia

Espera-se que a receita de vendas de energia recupere os custos de investimento, operação e manutenção de instalações de energia. O cronograma esperado de ajuste de tarifas de energia é mostrado abaixo e, para a sua concretização, os aumentos seriam na ordem dos 30% e 15% para os anos de 2018 e 2019, respectivamente.



11. Aspectos Ambientais e Sociais

11.1. Avaliação do impacto ambiental

O processo de Avaliação do Impacto Ambiental (EIA) é regulado em "Regulamentos para Avaliação do Impacto Ambiental (Decreto n.º 54/2015)". Os proponentes dos projectos de desenvolvimento precisam das licenças ambientais do Ministério da Terra, Meio Ambiente e Desenvolvimento Rural (MITADER) como órgão regulador do EIA. Os Regulamentos do EIA classificam os projectos de desenvolvimento nas quatro categorias seguintes:

- **Categoria A +:** Os projectos são complexos e de impactos irreversíveis para o meio ambiente. Projectos como desenvolvimento mineral, de energia nuclear e desenvolvimento de gás natural estão listados nesta categoria, sendo o EIA obrigatório.
- **Categoria A:** Projectos têm significância para o meio ambiente. Projectos de produção eléctrica como centrais hidroeléctrica, centrais térmicas, centrais geotérmica e energia solar fotovoltaica, e de construção de linha de transporte acima de 66kV são listados nesta categoria, sendo o EIA obrigatório.
- **Categoria B:** Os projectos têm potencial menos adverso para o meio ambiente, do que os projectos da Categoria A. A construção da linha de transporte inferior a 66kV no sector eléctrico está listada nesta categoria, bem como construção da estação transformadora. Para esta categoria, é necessária a Avaliação Ambiental Simplificada (EAS).

- **Categoria C:** Os projectos têm um impacto mínimo ou pequeno para o meio ambiente. A construção da linha de transporte de 33kV no sector eléctrico está listada nesta categoria. A categoria C não requer EIA nem SEA.

11.2. Emissões de CO2 do cenário de desenvolvimento seleccionado

O volume de emissões de CO2 de 2018 a 2023 é gradualmente aumentado devido à introdução de várias centrais térmicas. O volume após 2024 é diminuído devido à operação de unidades hidroeléctricas de grande porte. O factor médio de emissão de CO2 de 2018 a 2023 é aumentado gradualmente. Após 2024, o factor é diminuído e o baixo nível continuará no futuro.

12. Considerações Finais

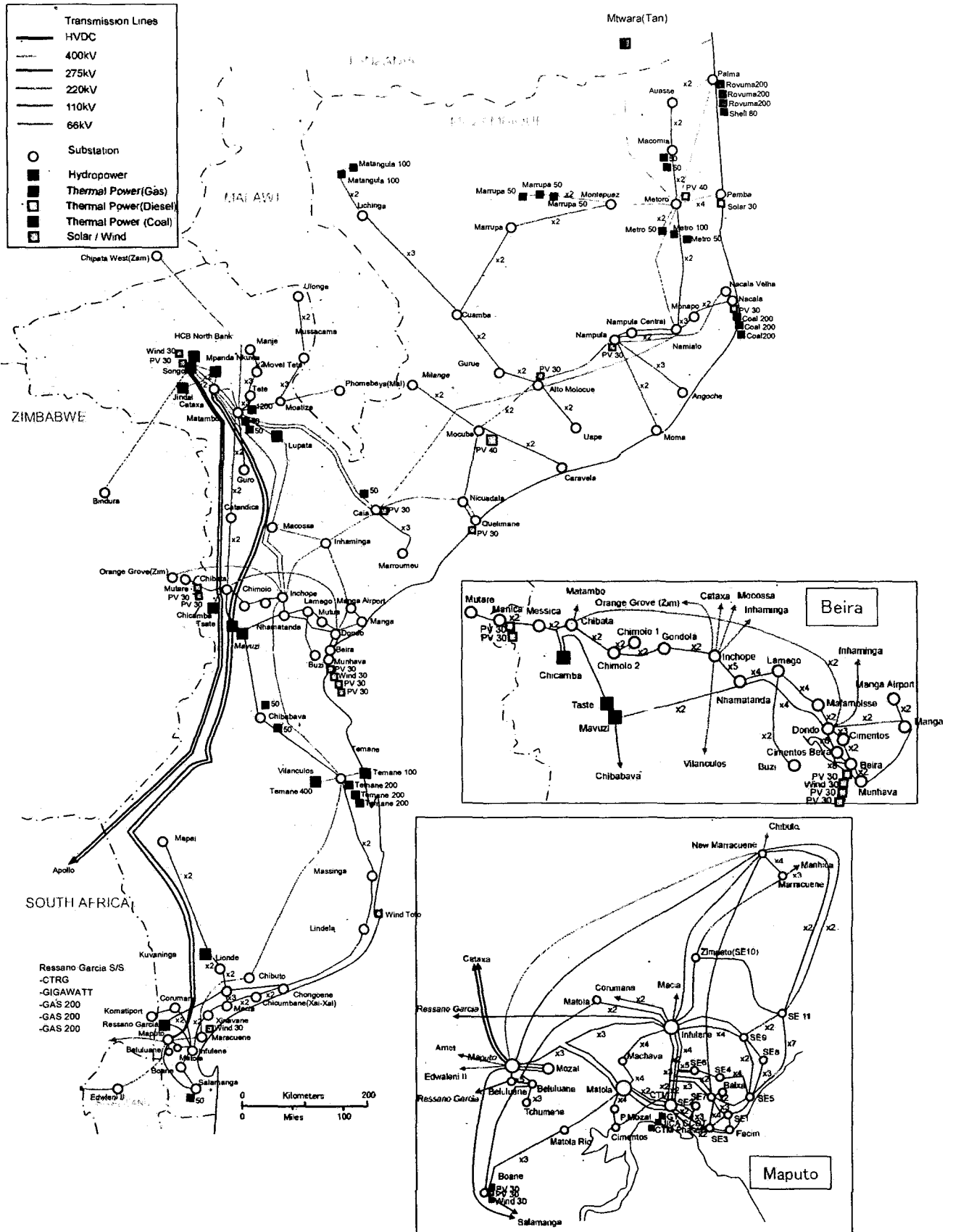
A produção de energia com base no gás natural deverá representar mais de 50% na matriz energética do País, pelo que é importante aprimorar os critérios de alocação de gás natural com preços preferenciais para a produção de energia, assegurando desta forma uma energia com preços competitivos principalmente para o mercado doméstico.

Adicionalmente, será necessário estruturar o MIREME e as Instituições relevantes para assegurar a correcta implementação e revisão em tempo útil do Plano Director de infra-estruturas de Electricidade.

Outras considerações para o desenvolvimento do sector eléctrico são resumidas a seguir:

Org.	Categoria	PERIODO		
		Corto prazo (2018-2022)	Médio prazo (2023-2030)	Longo prazo (2031-2042)
EDM	Tarifa de energia	<ul style="list-style-type: none"> • Processar os reajustes tarifários para 2018 e 2019. O aumento de 30% e 15% em 2018 e 2019 é particularmente crítico para o desenvolvimento futuro. 	<ul style="list-style-type: none"> • M o n i t o r a r periodicamente as posições financeiras e reflectir nos reajustes tarifários, uma vez que este período concentra as necessidades de investimento e, conseqüentemente, os requisitos tarifários de energia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Prestar muita atenção aos dados de receita e custo para revisar os níveis tarifários.
	Implementação do Plano de Desenvolvimento	<ul style="list-style-type: none"> • Estabelecer as estratégias de desenvolvimento de subprojectos de produção, transporte e distribuição. Em particular, sobre a mobilização de fundos e estratégia financeira. 	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar os projectos de EDM, como importantes projectos estratégicos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Trocar pontos de vista e informações sobre subprojectos com as organizações e empresas envolvidas e formular os planos de implementação.
	Coordenação com organizações relacionadas	<ul style="list-style-type: none"> • Decidir a estrutura de implementação para investimentos privados e projetos conjuntos com a HCB / Motraco. Em particular, o contrato de compra de energia e a estrutura legal para implementação conjunta. 	<ul style="list-style-type: none"> • A c o m p a n h a r o andamento de projectos privados e projectos conjuntos HCB / MOTRACO para fornecer aconselhamento e assistência. 	<ul style="list-style-type: none"> • Prever as futuras posições financeiras do sector eléctrico.

Org.	Categoria	PERIODO		
		Curto prazo (2018-2022)	Médio prazo (2023-2030)	Longo prazo (2031-2042)
MIREM/ MEF	Tarifa de energia	<ul style="list-style-type: none"> • Para discutir no Conselho de Ministros os ajustes de energia para 2018 e 2019. 	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecer a função e capacidade do órgão regulador do sector eléctrico. Isso inclui a tarifa de energia, o investimento privado e outras questões regulatórias do sector. 	<ul style="list-style-type: none"> • Examinar a política e implementação para exportar energia para outros países.
	Sector de Regulação	<ul style="list-style-type: none"> • Estudar as medidas para facilitar a participação do sector privado e melhorar /criar as legislações. Em particular, os contractos de compra de energia e questões legais e financeiras. 	<ul style="list-style-type: none"> • Acompanhar o impacto dos projectos de investimento nas situações macroeconómicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estudar o fortalecimento da política de desenvolvimento de poder com o desenvolvimento da energia primária e sua sinergia.
HCB	Implementação do Plano de Desenvolvimento	<ul style="list-style-type: none"> • Estabelecer a estratégia de desenvolvimento de grandes projectos hidroeléctricos, estabelecendo e fortalecendo as equipas de projecto para projectos que serão iniciados dentro de 5 ou 6 anos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar grandes projectos hidroeléctricos. Trocar continuamente e fornecer informações sobre o progresso e as situações do projecto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rever a estratégia de desenvolvimento de negócios para projectos de energia e estudar novas colaborações com a EDM.
Motraco	Implementação do Plano de Desenvolvimento	<ul style="list-style-type: none"> • Estudar os planos de implementação de projectos de linhas de transporte em larga escala com EDM. Estabelecer e fortalecer as equipas de projecto para projectos que serão iniciados dentro de 5 ou 6 anos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar projectos de linhas de transporte em larga escala. Trocar continuamente e fornecer informações sobre o progresso e as situações do projecto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estudar novas colaborações com a EDM.



Mapa com os projectos das Linhas de Transporte