

# 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

**Resolução n.º 49/2018**

de 31 de Dezembro

Tornando-se necessário adoptar uma estratégia para acelerar a electrificação e o alcance do acesso universal à electricidade até 2030, nos termos da alínea *f*) do n.º 1 do artigo 204 da Constituição da República, o Conselho de Ministros determina:

Artigo 1. É aprovada a Estratégia Nacional de Electrificação 2018-2030, em anexo, que é parte integrante da presente Resolução.

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

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

Publique-se.

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

## Estratégia Nacional de Electrificação 2018 – 2030

### Definições

- **Acesso:** fornecimento de energia eléctrica a um domicílio para consumo doméstico.
- **Áreas de Expansão Própria:** áreas próximas das linhas existentes onde a Electricidade de Moçambique tem a obrigação de ligar clientes quando a ligação é solicitada usando recursos próprios. Estas áreas são definidas com base na capacidade da infraestrutura de baixa tensão (BT): 100m para cada lado do ramal principal da linha de BT existente.
- **Áreas de Expansão Subsidiada:** São áreas em que a Electricidade de Moçambique recebe subsídios do Governo ou da Conta de Electrificação para expandir a rede eléctrica.
- **Consumidor:** pessoa ou entidade a quem é fornecida energia eléctrica para uso doméstico, industrial ou comercial.
- **Conversão à Rede Eléctrica:** O processo pelo qual redes isoladas (ou mini-redes) são ligadas à Rede principal e pelo qual os domicílios com sistemas de Pré-Rede são convertidos para domicílios ligados à Rede.
- **Custo Eficiente:** O custo de fornecer o serviço de energia, tendo em conta a operação eficiente da rede e uma quantidade limitada de perdas no sistema.
- **Densificação da Rede:** O processo de ligar novos domicílios à Rede Eléctrica existente na área.
- **Domicílio electrificado:** um domicílio com acesso à energia eléctrica.
- **Domicílio fora da rede:** Domicílio abastecido por electricidade vinda de uma fonte que não seja ligada à Rede e que não deverá ser ligada a esta rede.
- **Domicílio Pré-Electrificado:** Domicílio abastecido por uma fonte que não seja a Rede Eléctrica, mas que deverá ser ligada à Rede numa data definida no futuro próximo como parte do resultado do processo de planeamento.
- **Domicílio ligado à Rede:** um domicílio que recebe electricidade fornecida pela Rede Eléctrica Nacional.
- **Energia Social:** Energia entregue em áreas e/ou para clientes onde não haja viabilidade do ponto de vista comercial, considerando o desempenho eficiente da empresa e o nível tarifário existente.
- **Energia Comercial:** energia entregue em áreas (ou a clientes) onde a mesma é viável do ponto de vista comercial, considerando-se o desempenho eficiente da empresa e o nível tarifário existente.
- **Extensão da Rede:** Extensão das linhas que saem da Rede nacional para abastecer novas áreas com electricidade.

- **Fornecimento Equivalente da Rede:** Fornecimento de electricidade (por meio de mini-redes ou soluções isoladas) capaz de abastecer um domicílio com uma qualidade de serviço semelhante à electricidade da Rede.

- **Mini-rede:** Rede de distribuição de baixa tensão (BT) isolada de outras redes e que possui fontes próprias de produção de electricidade.

- **Povoado electrificado:** um povoado onde mais de 50% de seus moradores podem fazer uso do serviço sem a necessidade de utilizar extensões de linhas adicionais.

- **Rede:** refere-se à rede eléctrica nacional que é o conjunto de instalações de serviço público destinadas à produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

- **Reticulação Interna:** refere-se à instalação eléctrica dentro do domicílio

- **Zonas fora da rede:** Trata-se de áreas que não devem ser ligadas à rede a curto e médio prazo e devem ser fornecidas como alternativas fora da rede.

- **Zonas ligadas à rede:** Áreas abastecidas pela rede eléctrica. Dependendo do contexto, isso pode referir-se tanto às áreas actualmente abastecidas pela rede eléctrica, como às áreas que devem ser abastecidas pela rede eléctrica num futuro próximo ou, ainda, às áreas que, durante o processo de planeamento, foram definidas como aquelas a serem abastecidas pela electricidade da rede eléctrica.

- **Zona Rural:** distrito ou área que não faça parte de uma capital provincial ou município. A zona rural é caracterizada por baixa densidade populacional.

### 1. Introdução

A Estratégia Nacional de Electrificação representa um instrumento importante no quadro das acções visando a materialização dos Objectivos de Desenvolvimento Sustentável na sua globalidade e o fornecimento de elementos necessários que permitam que Moçambique alcance o objectivo do acesso universal à electricidade até 2030.

Tradicionalmente, a Electricidade de Moçambique (EDM) assumiu o papel principal nos esforços do Governo de Moçambique (GM) para expandir o acesso à electricidade, complementado pelo Fundo de Energia (FUNAE) na provisão de serviços de electricidade nas zonas rurais e nos centros comunitários. Nos anos mais bem sucedidos, a EDM conseguiu ligar cerca de 140 mil novos clientes por ano, mas esse número diminuiu nos últimos anos, principalmente devido à falta de um modelo comercial adequado.

Para acelerar a electrificação e alcançar o acesso universal em 2030, o Governo de Moçambique desenvolveu uma Estratégia Nacional de Electrificação contemplando um novo modelo de negócios para alcançar o acesso universal em 2030.

#### A Estratégia Nacional de Electrificação (ENE)

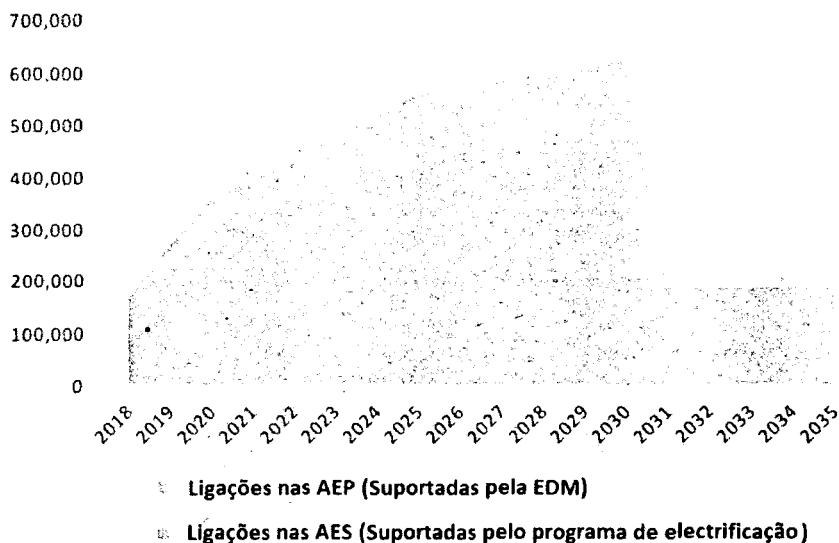
- Prevê um quadro de implementação para acelerar o acesso universal em Moçambique;
- Incide nos aspectos institucionais, técnicos e financeiros, cuja abordagem visa assegurar o alcance do acesso universal até 2030;
- Identifica o quadro regulamentar apropriado para facilitar a sua implementação; e
- Define o papel dos principais intervenientes, nomeadamente, o Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME), como coordenador do programa de electrificação, Autoridade



- As receitas autorizadas da EDM devem ser suficientes para que permita recuperar os custos operacionais (incluindo os custos de financiamento). As tarifas serão periodicamente ajustadas para refletir mudanças nos

custos imprevisíveis. Os custos operacionais da EDM incluem a sua própria produção de energia, compras de energia de produtores independentes, custos de transporte, distribuição e comercialização.

### Projecção do número de ligações de consumidores domésticos por ano



### 3. Financiamento

Actualmente, a EDM não só lidera, como também financia a electrificação em Moçambique facto de as tarifas não reflectirem os custos, dificulta a sustentabilidade dos projectos de electrificação dentro da rede nacional.

Os regulamentos e a configuração institucional devem ser assegurados para permitir à EDM recuperar os custos eficientes da prestação de serviços de electricidade, se fornecer o serviço com qualidade aceitável<sup>1</sup>. A tarifa deve incorporar mecanismos que reflectam os custos, como a passagem automática de custos de combustível relacionados com a produção de energia e ajustes de acordo com as taxas de câmbio e inflação. A remuneração da EDM deve, igualmente, incluir a depreciação de seus activos e o retorno do investimento. Tal visa permitir que a EDM forneça um serviço de qualidade aceitável e financie a substituição de seus activos.

No caso dos activos financiados pelo programa de electrificação (incluindo os financiados pela Conta de Electrificação ou pelos donativos e empréstimos concessionais das IFIs), a propriedade deve ser transferida de forma gratuita para a EDM<sup>2</sup> e a tarifa

deve excluir a remuneração do capital usado para o investimento, tomando em consideração os custos de operação e manutenção e a depreciação (incluindo a depreciação do equipamento de baixa tensão e do contador do cliente).

Foi assumido que o número de ligações na AEP aumente em função do aumento da taxa de acesso à electricidade, da população e da diminuição da dimensão média do agregado familiar. As necessidades de financiamento dessas ligações não foram calculadas no presente relatório.

Foi também assumido que o número de novas ligações de clientes residenciais nas Áreas de Expansão Subsidiada irá aumentar de 135.000 em 2018 para 300.000 em 2020 e 450.000 em 2025, ano em que o número de ligações foi assumido como constante até 2030. O número médio de ligações resultante de clientes residenciais a serem suportados pelo programa de electrificação de 2018 a 2030 equivale a cerca de 373.000 clientes por ano (4.852.000 clientes no total).

A partir de 2031, ano em se assume que o país já terá alcançado o acesso universal à electricidade, assume-se igualmente que novos clientes estarão ligados à AEP e os financiamentos relacionados, investidos pela EDM.

<sup>1</sup> Isto inclui um nível de perdas razoável; normalmente, um programa de redução de perdas é acordado com o regulador, através de um processo contínuo para atingir os objectivos relacionados as perdas.

<sup>2</sup> Livre de qualquer imposto

### Projeção de acesso à electricidade

|   | 2017 | 2020       | 2030       | 2040       |
|---|------|------------|------------|------------|
| População   |      | 28,644,358 | 33,713,497 | 37,859,444 |
| Taxa de crescimento populacional por ano (%)                          | 2.5% | 1.9%       | 1.4%       | 1.0%       |
| Dimensão média das famílias   | 5.0  | 4.9        | 4.4        | 4.0        |
| Diminuição do tamanho médio das famílias (%)                          | -1%  | -1%        | -1%        | -1%        |
| Acesso à electricidade no fim do ano (%)                              | 26%  | 38%        | 100%       | 100%       |
| No. de consumidores residenciais no fim do ano                        |      | 2,240,413  | 7,606,967  | 9,445,610  |
| No. de ligações (acumulado de 2018)                                   | -    | 785,206    | 6,151,760  | 7,990,403  |
| No. de ligações nas Áreas de Expansão Própria (acumulado de 2018)     | -    | 132,706    | 1,299,812  | 3,138,455  |
| No. de ligações nas Áreas de Expansão Subsidiadas (acumulado de 2018) | -    | 652,500    | 4,851,948  | 4,851,948  |

### Financiamento de ligações e serviços nas Áreas de Expansão Subsidiada

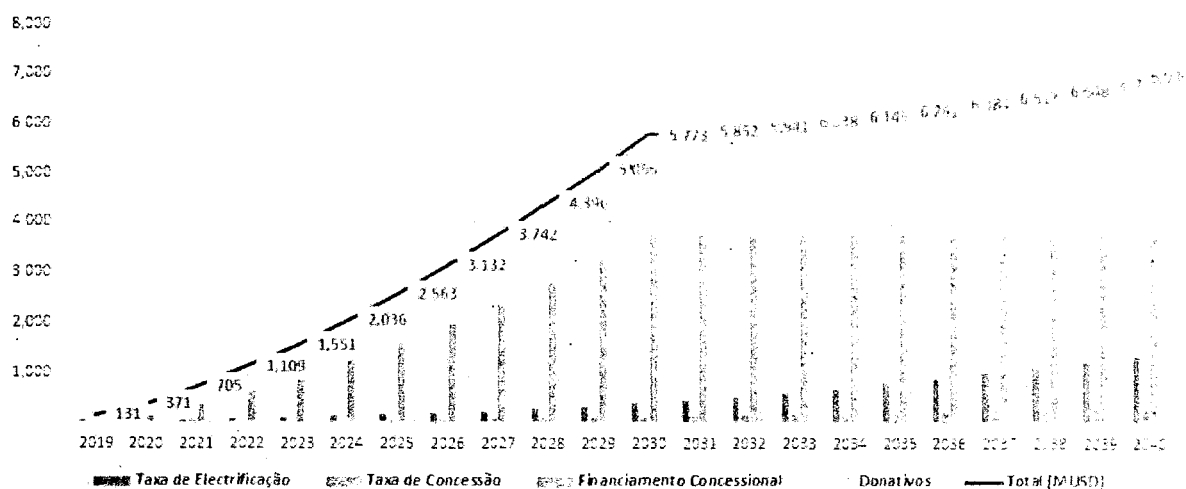
Alcançar o acesso universal até 2030 exige que cerca de 5,77 mil milhões de dólares sejam fornecidos pelas IFIs e pelo GM para financiar as ligações em Áreas de Expansão Subsidiada. Os empréstimos estimados das IFIs totalizam cerca de 4,7 mil

milhões de dólares, as doações estimadas de IFIs totalizam cerca de 1,6 mil milhões de dólares e os empréstimos do GM totalizam cerca de 295 milhões de dólares Americanos.

As Taxa de concessão provenientes das novas concessões de produção de energia bem como a Taxa de electrificação para o financiamento da Conta de Electrificação deverão ser reguladas.

### Projeções das necessidades de financiamento acumuladas para AES das IFIs e do GM, a partir de 2018 (milhões de USD)

#### Fontes de financiamento [MUSD]



|                            | 2019       | 2020       | 2021       | 2022         | 2023         | 2024         | 2025         | 2026         | 2027         | 2028         | 2029         | 2030         | 2031         | 2032         | 2033         | 2034         | 2035         | 2036         | 2037         | 2038         | 2039         | 2040         |       |
|----------------------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------|
| Taxa de Electrificação     | 11         | 25         | 42         | 62           | 85           | 112          | 142          | 177          | 216          | 261          | 311          | 368          | 433          | 505          | 586          | 675          | 774          | 877          | 986          | 1.100        | 1.220        | 1.345        |       |
| Taxa de Concessão          | 5          | 11         | 17         | 23           | 31           | 39           | 47           | 57           | 68           | 80           | 93           | 107          | 122          | 138          | 154          | 171          | 190          | 209          | 229          | 250          | 272          | 295          |       |
| Financiamento Concessional |            | 132        | 344        | 613          | 909          | 1.232        | 1.582        | 1.962        | 2.372        | 2.808        | 3.259        | 3.727        | 3.727        | 3.727        | 3.727        | 3.727        | 3.727        | 3.727        | 3.727        | 3.727        | 3.727        | 3.727        | 3.727 |
| Doações                    | 115        | 204        | 303        | 411          | 527          | 654          | 791          | 936          | 1.086        | 1.242        | 1.404        | 1.571        | 1.571        | 1.571        | 1.571        | 1.571        | 1.571        | 1.571        | 1.571        | 1.571        | 1.571        | 1.571        | 1.571 |
| <b>Total [MUSD]</b>        | <b>131</b> | <b>371</b> | <b>705</b> | <b>1.109</b> | <b>1.551</b> | <b>2.036</b> | <b>2.563</b> | <b>3.132</b> | <b>3.742</b> | <b>4.390</b> | <b>5.066</b> | <b>5.773</b> | <b>5.852</b> | <b>5.941</b> | <b>6.038</b> | <b>6.145</b> | <b>6.261</b> | <b>6.384</b> | <b>6.513</b> | <b>6.648</b> | <b>6.790</b> | <b>6.939</b> |       |

A taxa de Electrificação é um valor aproximado de 3% da receita mensal de cada consumidor. Esta taxa é depositada na Conta de Electrificação, pela EDM, para financiar futuros investimentos de electrificação. Estima-se que em 2040, as receitas obtidas a partir da taxa de electrificação sejam suficientemente altas para cobrirem integralmente os custos de financiamento, pelo que se espera que não haja mais necessidade de recursos do GM. Consequentemente, a taxa de electrificação poderá ser reduzida abaixo de 3%, uma vez que se prevê que as receitas obtidas pelos consumidores de electricidade excederão os custos totais do programa.

- A electrificação será realizada baseando-se num "serviço equivalente à rede", excepto nos casos em que o custo de ligação do consumidor à rede exceda 2.000 US\$/kVA. Neste caso, as alternativas de electrificação fora da rede devem ser consideradas.

- Esta estratégia está focada no desenvolvimento da electrificação no país (acesso ao serviço de electricidade), independentemente da localização geográfica dos clientes (rural, urbano ou peri-urbano) e do tipo de clientes (comercial ou social), de forma a atingir a meta desejada.

- Áreas de Expansão Própria e Áreas de Expansão Subsidiada. Este é um novo conceito que foi definido para se atingirem as metas das políticas, passando claramente a responsabilidade

para a EDM, o FUNAE e o GM, além de garantir que a concessionária receba receitas suficientes para realizar uma operação eficiente. Área de Expansão Própria é definida como a área adjacente às linhas principais de BT até um raio de 100 metros. Dentro desta área, a EDM é obrigada a ligar qualquer cliente que solicite tal serviço. O custo de ligação é o da ligação uniforme definido no regulamento (ou por esta estratégia) e pode ser pago pelo cliente em parcelas. O custo para ligar e abastecer esses consumidores é incluído na tarifa de energia cobrada pela EDM. Dentro desta área, as receitas provenientes das tarifas cobrem os custos de fornecimento, caso haja uma operação eficiente da EDM (energia comercial).

Inicialmente, definiu-se a curta distância de 100 metros para minimizar o ónus ou obrigações (do ponto de vista financeiro) da EDM. Esta distância pode ser estabelecida por meio de uma regulamentação e poderá ser modificada pela mesma, no futuro. De qualquer forma, se a distância for aumentada, os custos excedentes da EDM serão incluídos na tarifa e serão pagos pelos clientes, possivelmente com custos mais altos em caso de a EDM não conseguir empréstimos com juros abaixo do mercado (como os empréstimos das Instituições Financeiras Internacionais [IFIs]) para expandir o acesso.

- **Áreas de Expansão Subsidiada:** representa o resto do território que não seja considerado Área de Expansão Própria. Nesta área, embora a EDM não tenha nenhuma obrigação de atender aos pedidos de ligação, poderá executar projectos que se considerem viáveis. A Conta de Electrificação pagará o CAPEX de qualquer ligação feita dentro desta área, sem a obrigação de a EDM reembolsar tal valor. No entanto, a EDM tem a obrigação de operar esses activos. Os consumidores ligados à rede são clientes da EDM e os custos operacionais correspondentes a esses activos devem ser incluídos na tarifa. Dentro desta área, as receitas de tarifas não cobrem necessariamente os custos, mesmo com uma operação eficiente da concessionária (energia social).

A fim de alcançar as metas das políticas do GM de forma económica, eficiente e em tempo útil, torna-se necessário estabelecer princípios e mecanismos para monitorar a sua implementação. Tal deve também incluir o processo de revisão posterior para acomodar as mudanças resultantes do progresso alcançado.

#### **4. Intervenientes da Estratégia Nacional de Electrificação Electricidade de Moçambique, EP**

Para a implementação bem sucedida da nova Estratégia Nacional de Electrificação, é necessário que a EDM adote um novo Modelo de Negócios que reconheça e diferencie duas dimensões-chave do fornecimento de electricidade: energia comercial e energia social. Sob este modelo, a EDM é a principal responsável pela electrificação ligada à rede, nas **Áreas de Expansão Própria** e pela distribuição de energia social dentro da estrutura das **Áreas de Expansão Subsidiada**. Neste contexto, a electrificação será realizada dentro dos seguintes princípios:

- A EDM é obrigada a ligar todos os clientes que o solicitarem em sua área de expansão própria.
- O custo para essas ligações, bem como o do abastecimento aos clientes, serão inclusos na tarifa;
- Fora da área de expansão própria, as novas ligações e extensões da rede, quando necessárias, não serão pagas pela EDM. Serão pagas integralmente com recurso a fundos do GM (incluindo o IFI) e/ou pela Conta de Electrificação;

- A EDM não se obriga a reembolsar qualquer fundo necessário para as ligações fora da área de expansão própria. Essas ligações serão financiadas pelo GM, pelas IFIs e pela Conta de Electrificação;

- A EDM irá operar as novas redes comercialmente, ou seja, o custo de sua operação será integrado na tarifa;

- A EDM participará no processo de planeamento, como entidade interessada e importante, liderando, inicialmente, o processo de planeamento até que o MIREME desenvolva conhecimentos e capacidade suficiente, bem como adquira os recursos humanos e os meios necessários para o efeito;

- A EDM receberá, do processo de planeamento, um conjunto de projectos e metas, desenvolverá projectos em pormenor, realizará os estudos de viabilidade e fará a priorização provisória de projectos;

- O pedido de financiamento será feito à Conta de Electrificação, que reverá a definição de projectos e os estudos de viabilidade, e decidirá sobre o financiamento de acordo com o plano, com a disponibilidade dos fundos e com as directrizes do GM/MIREME. Os projectos podem ser financiados inicialmente com os fundos dos programas do GM/IFIs acordados com o GM, mas, no fim, esse financiamento será devolvido pela Conta de Electrificação;

- Quando a Conta de Electrificação decidir sobre o procedimento de financiamento e informar a EDM, tornando, assim, essa decisão pública, a EDM passará a implementar os projectos aprovados;

- Os fundos que financiam as despesas de capital dos projectos (CAPEX) serão desembolsados de acordo com etapas de construção pré-definidas (pari passu com a construção);

- Na cobrança da tarifa, a EDM deverá transferir a taxa correspondente (3%) para a Conta de Electrificação;

- A EDM será obrigada a se ligar aos consumidores dentro da sua área de expansão.

#### **Fundo de Energia (FUNAE)**

O FUNAE será principalmente responsável pela construção de infraestruturas para electrificação em zonas fora da rede, focadas nas comunidades remotas e nas actividades de energia para fins sociais. Essa electrificação será realizada dentro dos seguintes princípios:

- O CAPEX necessário para o desenvolvimento de electrificação fora da rede será fornecido pela Conta de Electrificação e pelo GM (incluindo os IFIs);

- O FUNAE não se obriga a reembolsar os fundos necessários para sistemas não ligados à rede, sendo tais ligações financiadas pelo GM, pelos IFIs, pela Conta de Electrificação, devendo o investimento ser finalmente pago pela Conta de Electrificação;

- O FUNAE não irá operar esses activos; uma vez concluído o projecto, o FUNAE o entregará à EDM que o irá operar ou terceirizar para uma operadora qualificada (nomeada por meio de um processo competitivo);

- O FUNAE participará do processo de planeamento, sendo uma das instituições interessadas;

- O FUNAE receberá do processo de planeamento um conjunto de projectos e metas. O FUNAE desenvolverá os projectos, realizará os estudos de viabilidade e fará a priorização provisória;

- O FUNAE solicitará financiamento à Conta de Electrificação que analisará a elegibilidade, a definição de projectos e estudos de viabilidade, além de decidir sobre o financiamento de acordo com o plano, a disponibilidade de fundos e as directrizes do GM/

/MIREME. Os projectos poderão ser financiados, inicialmente, com os fundos dos programas do GM/IFIs acordados com o GM. No fim do processo, os fundos serão devolvidos pela Conta de Electrificação;

- Quando a Conta de Electrificação decidir sobre o procedimento de financiamento e informar o FUNAE, tornando, assim, essas decisões públicas, o FUNAE procederá à implementação dos projectos aprovados;

- Em todos os casos, os fundos que financiam o CAPEX dos projectos serão libertados de acordo com etapas predefinidas de construção (pari passu com a construção); e

Os projectos de electrificação com capacidade superior a 1 MW terão um tratamento especial do FUNAE, levando em

consideração que: *i)* os padrões de construção devem prever uma possível ligação à rede no futuro; *ii)* a coordenação com a EDM deve considerar o projecto como sendo um plano de "pré-electrificação".

### **5. Aspectos institucionais**

Do ponto de vista institucional, o processo de electrificação proposto pode ser resumido na figura a seguir. Esta representação refere-se exclusivamente ao envolvimento ideal de cada instituição no tocante à estratégia de electrificação, não tendo o intuito de mostrar todas as actividades que cada instituição desempenha ou pelas quais seja responsável.

Papéis e responsabilidades institucionais propostos

|  | GM  | Min de Economia e Finanças        | MIREME   | EDM  | FUNAE                                      | ARENE                                  | Conta de Electrificação | Sector Privado |
|--|---|-----------------------------------|--|--|--|--|-------------------------|----------------|
| <b>Definição dos objectivos gerais das políticas</b> | Define a política nacional e a política do sector de energia<br>● |                                   | Traduz a política do GM e define metas, define objectivos intermediários para atingir os objectivos da política energética |  |  |  |                         |                |
| <b>Planeamento</b>                                   |   | Participa                         | Lidera o processo de planeamento<br>●  | Participa                                    | Participa                                  | Participa<br>●                         | Participa               | Participa      |
| <b>Aprovação do Plano</b>                            | Aprova<br>●   | Recomenda aprovação (ou não)<br>● |  |  |  |  |                         |                |
| <b>Definição dos padrões de construção</b>           |   |                                   |  | Define padrões para o sistema integrado<br>● | Define padrões para as áreas isoladas<br>● | Assina os padrões<br>●                 |                         |                |
| <b>Definição da qualidade do serviço</b>             |   |                                   |  |  |  | Define os objectivos de qualidade<br>● |                         |                |
| <b>Definição das tarifas</b>                         |   |                                   |  | Faz um pedido de revisão tarifária           |  | Propõe e aprova tarifas<br>●           |                         |                |

|  |   |  |  |  |  |  |  |
|--|---|--|--|--|--|--|--|
| <p><b>Financiamento de projectos</b></p> | <p>Fornecer garantias aos fundos emprestados pelas IFIs, reembolsar empréstimos das IFIs e fornecer financiamento adicional</p> | <p>Operacionalizar os fundos recebidos das IFIs e o financiamento adicional decidido pelo GM</p> |  |  |  |  | <p>Financiar projectos do plano e reembolsar empréstimos (das IFIs e do GM) por meio da administração de colheita de taxas</p> |
| <p><b>Implementação do plano</b></p>     |   |  |  | <p>Constrói infraestrutura correspondente ao sistema ligado à rede ou fora da rede</p> | <p>Constrói infraestrutura correspondente aos sistemas fora da rede e transfere para a EDM uma vez instalada</p> |  | <p>Participa como um contratante que constrói activos</p>  |
| <p><b>Operação de activos</b></p>        |   |  |  | <p>Opera e mantém os activos</p>   |  |  | <p>Opera activos terceirizados pela EDM (basicamente fora da rede) e IPPs ligados à rede)</p>                                  |



Indica que a instituição pode realizar a actividade com os recursos actuais e a sua experiência, pelo menos nos estágios iniciais

Indica que a instituição pode realizar a actividade com os recursos actuais e qual sua experiência, mesmo com algum grau de dificuldade. No entanto, precisa melhorar sua capacidade técnica e/ou seu número de funcionários para a execução da actividade.

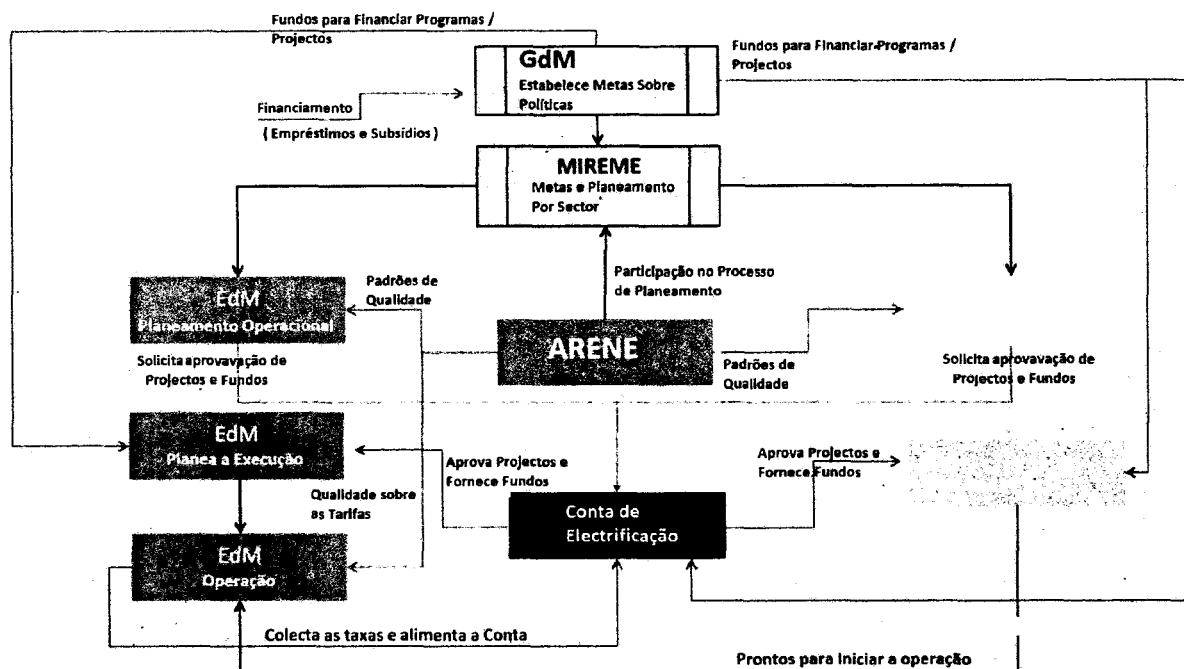


Indica que a instituição não pode realizar a actividade com os recursos humanos existentes e que precisa desenvolver seriamente a capacidade de seus recursos e mobilizar quadros adicionais.

Na figura a seguir, as cores indicam: *i*) setas vermelhas, fluxos de dinheiro, *ii*) setas azuis, regulações, *iii*) setas verdes, pedidos

para financiamento de projectos, *iv*) outros. Isso não representa a hierarquia institucional, mas sim as relações institucionais.

Figura: Papéis e responsabilidades institucionais propostos

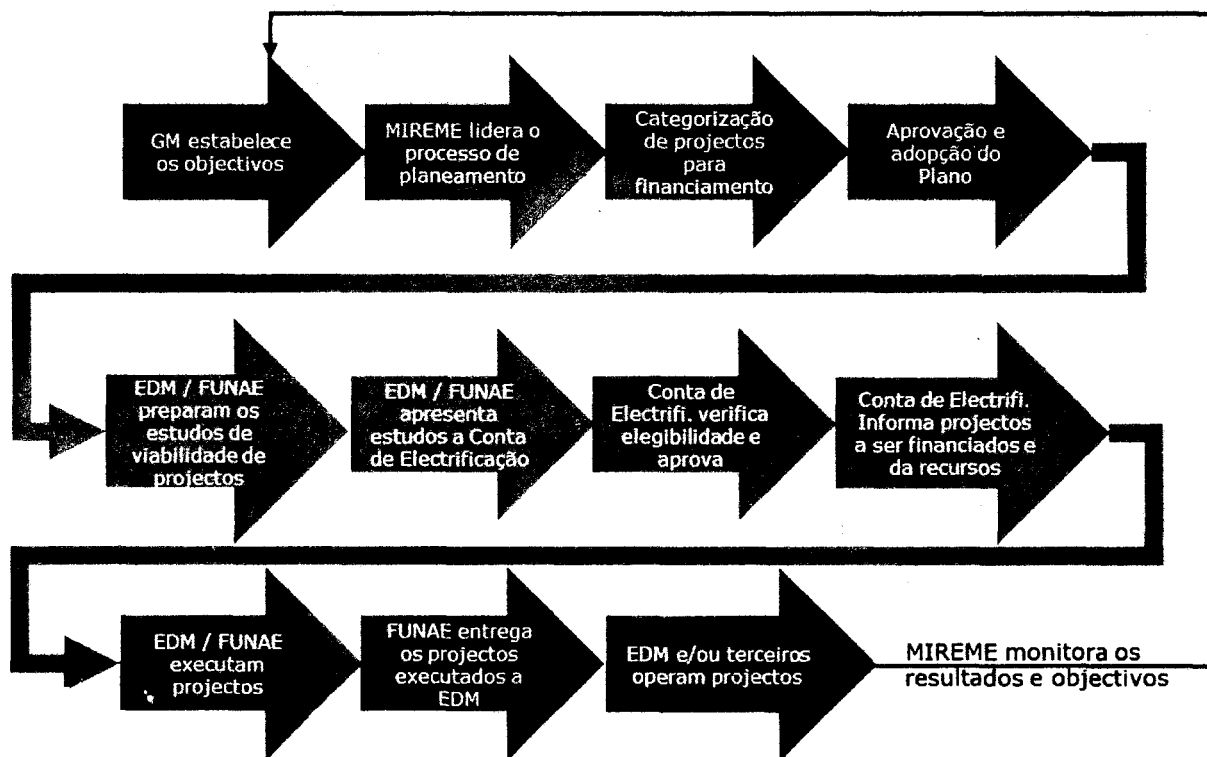


Tradução figura: Órgãos - no meio, à esquerda e à direita: GM (estabelece metas sobre políticas), MIREME (Metas e Planeamento por sector), CNELEC, Conta de Electrificação; IFIs e Parceiros de Desenvolvimento), EDM (Planeamento Operante) EDM (Planeia a Execução) EDM (Operação), FUNAE (Planeamento Operante), FUNAE (Planeia a Execução); Funções à esquerda de cima para baixo: Fundos para financiar programas/projectos; Financiamento (empréstimos subsídios), Padrões de qualidade, Exige a aprovação de projectos e fundos; Aprova a projecto e fornece os fundos, Qualidade sobre as tarifas; Colheita as taxas e alimenta a Conta, Funções à direita de cima para baixo: Fundos para financiar programas/projectos, Padrões de Qualidade; Exige a aprovação de projectos e fundos, Aprova a projecto e fornece os fundos, Pronto para iniciar a operação

**O processo de planeamento, tomada de decisões, financiamento e implementação de projectos**

Do ponto de vista do processo da electrificação (decisão sobre projectos e implementação dos mesmos), o processo pode ser representado da seguinte forma:

Figura: O processo de electrificação do ponto de vista da participação das instituições



## 6. Aspectos Financeiros

A Estratégia prevê a criação de uma **Conta de Electrificação** para financiar projectos específicos, com o objectivo de aumentar o acesso à electricidade o mais rápido possível, com as seguintes características:

- É uma conta-garantia "destinada a fins específicos" administrada pelo Comité de Coordenação, com o objectivo exclusivo de financiar o CAPEX para a electrificação em Áreas de Expansão Subsidiada;
- Recebe recursos:
  - Do Governo de Moçambique;
  - Das taxas cobradas sobre a electricidade vendida (inicialmente calculada como 3% da factura, antes dos impostos, para clientes não considerados de tarifa social).

- Das receitas das concessões de produção de energia;

- Das contribuições dos grandes consumidores.

- Recebe os pedidos e os projectos de financiamento da EDM e do FUNAE. Esses pedidos recebem apoio de uma análise de investimento para cada projecto;
- Avalia os pedidos, verifica a elegibilidade de cada projecto, prioriza projectos e os financia de acordo com a disponibilidade de fundos, considerando as metas do GM, o planeamento aprovado pelo MIREME e a categorização inicial dos projectos; e
- Torna público, regularmente, os projectos financiados pelo fundo, de forma que as movimentações da conta sejam feitas de forma transparente.

Valor da contribuição acumulada à **Conta de Electrificação por cada fonte de recurso previsto na ENE:**

| Acumulada                  | 2019 | 2020 | 2021 | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  | 2036   | 2037   | 2038   | 2039   | 2040   |
|----------------------------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Taxa de Electrificação     | 11   | 25   | 42   | 62    | 85    | 112   | 142   | 177   | 216   | 261   | 311   | 368   | 433   | 505   | 586   | 675   | 774   | 877    | 986    | 1,100  | 1,220  | 1,345  |
| Taxa de Concessão          | 5    | 11   | 17   | 23    | 31    | 39    | 47    | 57    | 68    | 80    | 93    | 107   | 122   | 138   | 154   | 171   | 190   | 209    | 229    | 250    | 272    | 295    |
| Financiamento Concessional | 132  | 344  | 613  | 909   | 1,232 | 1,582 | 1,962 | 2,372 | 2,808 | 3,259 | 3,727 | 3,727 | 3,727 | 3,727 | 3,727 | 3,727 | 3,727 | 3,727  | 3,727  | 3,727  | 3,727  | 3,727  |
| Donativos                  | 115  | 204  | 303  | 411   | 527   | 654   | 791   | 936   | 1,086 | 1,242 | 1,404 | 1,571 | 1,571 | 1,571 | 1,571 | 1,571 | 1,571 | 1,571  | 1,571  | 1,571  | 1,571  | 1,571  |
| Total (MIUSD)              | 131  | 371  | 705  | 1,109 | 1,551 | 2,036 | 2,563 | 3,132 | 3,742 | 4,390 | 5,066 | 5,773 | 6,552 | 7,341 | 8,145 | 8,961 | 9,791 | 10,634 | 11,491 | 12,362 | 13,248 | 14,149 |

Contribuição anual da EDM e do GoM na Conta de Electrificação:

| Annual                         | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Taxa de Electrificação / anual | 11   | 13   | 17   | 20   | 23   | 27   | 31   | 35   | 39   | 44   | 50   | 57   | 65   | 73   | 81   | 89   | 99   | 103  | 109  | 114  | 120  | 126  |
| Taxa de Concessão / anual      | 5    | 6    | 6    | 7    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   |

## Comité de Coordenação

Para a gestão da CE será criado um comité de coordenação (CC) integrando representantes do Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME) – Coordenador, do Ministério da Economia e Finanças (MEF), da EDM, do FUNAE e dos Parceiros de Cooperação do sector de Energia (ESWG).

### Composição

O CC será composto pelas instituições acima indicadas, sendo representadas ao nível de participação abaixo indicado:

| Instituição | Nível de participação                   |
|-------------|---|
| MIREME      | Director Nacional de Energia            |
| MEF         | Director Nacional do Tesouro            |
| EDM         | Presidente do Conselho de Administração |
| FUNAE       | Presidente do Conselho de Administração |
| ESWG        | Coordenador do ESGW                     |

Em caso de impossibilidade pontual, o representante de cada instituição poderá indicar seu substituto temporário.

## 7. Aspectos técnicos

O acesso universal aos serviços de electricidade trará profundos impactos ao sistema eléctrico nacional. A incorporação de uma grande quantidade de novos clientes, em curtos períodos de tempo, representa um desafio não só na distribuição e na comercialização, mas também no transporte e na produção.

Multiplicar o número de consumidores por cinco pode causar grandes impactos nos serviços. Dessa forma, para lidar com cinco vezes mais clientes do que a quantidade histórica, será necessária

uma completa "reestruturação" interna dos serviços relacionados com a melhoria da gestão, das operações, da logística, do quadro técnico, dos sistemas, etc.

A estratégia foca apenas na ligação do cliente, nas necessidades do sistema até à tensão de 33kV (média tensão) e nas soluções fora da rede convencional, embora reconheçamos que esforços adicionais possam ser requeridos na produção e no transporte como mencionado anteriormente.

A partir de uma perspectiva estratégica, os aspectos técnicos considerados lidam com as seguintes questões:

- Racionalização das normas que impactam:
  - Na confiabilidade de sistemas para os critérios de contingência em projectos de redes (além das normas já propostas: N-1, para locais urbanos, e N-0, para locais rurais);
  - Na possibilidade de revisão das normas para a implementação dos projectos para procurar formas de agilizar e de simplificar normas num contexto de electrificação em massa.
- Selecção sistemática de tecnologias;
- Definição de diretrizes para a selecção e para a priorização de projectos baseadas num planeamento contínuo com foco no baixo custo, nos tipos de consumidores e nos parâmetros de disponibilidade da rede;
- Estratégias propostas para o suprimento que ajudarão no cumprimento das metas por meio de:
  - Padronização dos projectos e dos critérios de projectos;
  - Compras, em volume elevado, de componentes básicos de sistemas.

- Capacidade de organização, incluindo:
  - Comentários sobre questões relacionadas com recursos humanos e outros recursos necessários para o cumprimento das metas ligadas ao planeamento do projecto, às aquisições para construção e aos níveis operacionais.

As normas de distribuição devem ser revistas pela EDM, com os seguintes objectivos:

- Maximizar o nível de padronização; eliminar interpretações divergentes por parte dos empreiteiros;
- Assegurar que as empresas sejam familiarizadas no uso das especificações.

Esses objectivos irão, por sua vez, requerer que a EDM:

- Forneça, ou procure externamente, equipas qualificadas para desenvolver os desenhos detalhados de acordo com os requisitos, e faça a revisão do Manual de Projectos de Redes de Distribuição;
- Liste os fornecedores de materiais e de equipamentos mais apropriados e assine contratos plurianuais de fornecimento;
- Forneça, ou procure externamente, equipas de projectos de redes que detalharão os aspectos do projecto actualmente deixados a cargo dos empreiteiros.
- Treine as equipas locais de trabalho para que se tornem capazes de tomar decisões, diminuindo a gestão dos empreiteiros de construção no que diz respeito aos estudos de linhas, de seleção de estruturas, de seleção dos tipos de fundação, de resistência eléctrica do solo, projectos de aterramentos do local entre outros;

#### Revisão das normas actuais

Há necessidade de redução do número de opções para estruturas em 11kV e 33kV, uma vez que dez tipos de estruturas, para cada nível de tensão, são actualmente especificados. Ainda que aplicadas em pequena escala em Moçambique, recomenda-se que os níveis de tensão 22/24kV sejam descontinuados como tensão de distribuição, devido à existência de uma extensa infraestrutura em 11kV e 33kV.

Se as estruturas estiverem bem detalhadas, isso permitirá à EDM:

- Padronizar completamente os projectos e os equipamentos e

- Providenciar “kits” dos acessórios mecânicos, isoladores e dispositivos de fixação para cada tipo de estrutura;

Os aspectos gerais sobre o projecto, fornecimento de materiais e construção devem ser simplificados, de modo que novos empreiteiros sejam treinados para que assumam actividades simples de construção relacionadas com a distribuição de energia. As actividades mais complexas do projecto, fornecimento, seleção e alocação de estruturas e fundações serão desempenhadas de forma centralizada.

Deve-se ter em consideração a reorganização geral das normas no Manual de Projectos para Redes de Distribuição, separadas nas secções de Projecto e Fornecimento e de Construção, para permitir:

- Um nível adequado de suporte técnico que possibilite a produção de projectos e especificações compatíveis com as normas estabelecidas;
- O acesso de novos empreiteiros que lidem com especificações simples.

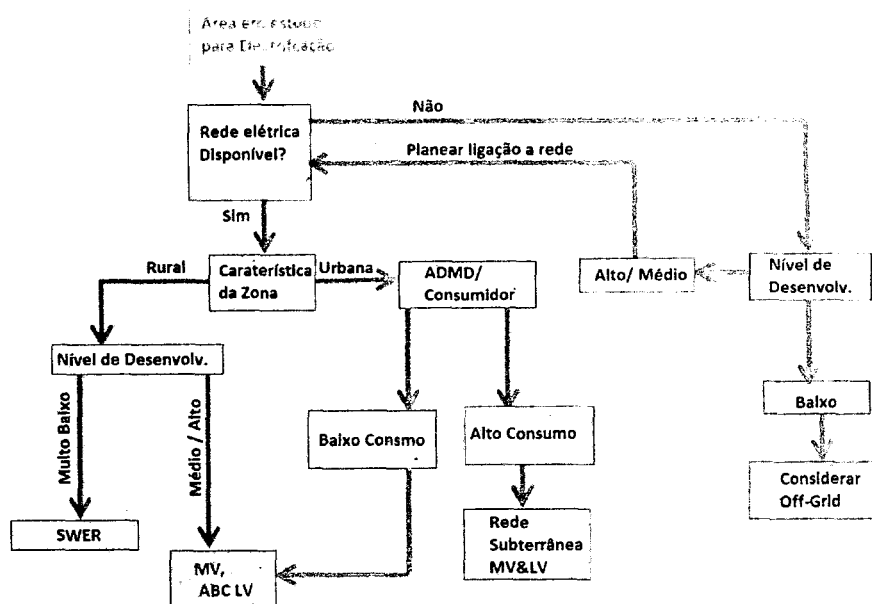
#### Determinando a melhor opção tecnológica para cada programa

As áreas devem ser seleccionadas para electrificação, de acordo com a seguinte ordem de prioridade:

- Áreas urbanas, bem edificadas, onde sistemas de MT, de BT ou de ambos já existam e possuam a capacidade de acomodar ligações adicionais.
- Áreas urbanas de alta densidade populacional, com procura elevada, onde as receitas geradas por meio das ligações podem justificar o investimento do capital e onde sistemas de MT já existam e possuam capacidade para novas ligações.
- Áreas urbanas de alta densidade com baixa procura, onde sistemas de MT já existam e possuam capacidade para novas ligações.
- Áreas rurais de alta densidade, onde o fornecimento de MT ainda precisa de ser providenciado;
- Áreas rurais de baixa densidade, onde a electrificação seria de baixa prioridade e onde sistemas alternativos e fora da rede podem ser instalados.

Os tipos de sistemas a instalar podem ser seleccionados, considerando-se o seguinte critério:

Figura: Critérios para determinar a melhor opção tecnológica em cada programa



Tradução figura: Área sob revisão para electrificação, Acesso a rede disponível?, Natureza do desenvolvimento da área, Rural/Urbana, Densidade do desenvolvimento, Muito baixa - Considerar MRT (Monopolar com Retorno por Terra), Médio/Alto - MT aberta, BT com condutores ABC, Plano para acesso a rede, Demanda máxima diversificada/consumidor, Baixa previsão de demanda máxima diversificada; Alta previsão de demanda máxima diversificada Considerar MT e BT subterrâneas Alto/media Densidade do desenvolvimento Baixo Considerar soluções fora da rede

### Custo estimado de tecnologias alternativas de distribuição baseadas na ligação com a rede

Dois aspectos devem ser considerados, a saber: os custos de distribuição (custos de disponibilização de um ponto de fornecimento adequado próximo, ou dentro da área a ser electrificada) e a electrificação ou custos de rede (sistemas de MT e de BT requeridos do ponto de suprimento até cada ligação de serviço). Esta secção lida apenas com os aspectos referentes aos custos de electrificação (ou de reticulado/rede). Os custos de transporte e distribuição são abordados no relatório do Plano Director.

Os custos de electrificação por ligação irão variar de projecto para projecto, com base em factores específicos. Os factores considerados como os mais importantes na determinação dos custos, são:

- Densidade de desenvolvimento, expresso em número de domicílios por km;
- Procura Diversificada Máxima do projecto por domicílio;
- Nível de qualidade do serviço, expresso em disponibilidade anual;
- Confiabilidade inerente à tecnologia empregada;
- Natureza do terreno: terrenos rochosos, montanhosos ou similares aumentarão os custos;
- Localização das instalações: facilidade de acesso, custo de transporte etc.
- Dimensão do projecto ou número de ligações realizadas por contrato: contratos menores resultarão em maiores custos relativos por ligação.

As estimativas de custo no nível de pormenor requeridas pela Estratégia de Electrificação podem, portanto, lidar apenas com custos relativos aproximados entre projectos executados sob diferentes condições e circunstâncias.

Os sistemas ou esquemas mais comuns normalmente permitirão:

- Sistemas de distribuição trifásica/monofásica e de conexões de serviço padronizados;
- Uso de condutores nus em linhas aéreas de MT;
- Condutores isolados agrupados em feixe para BT;
- Transformadores de distribuição para instalação em poste;
- Utilização de postes de madeira;
- Iluminação pública - baixa potência;
- Medidores do tipo pré-pago;
- Demanda diversificada máxima de projecto na faixa de 0,5-0,6kVA/domicílio, aferido pelo transformador de distribuição para consumidores rurais, e de 2,5-3,5 kVA para consumidores urbanos e periurbanos de baixa renda.<sup>4</sup>

Relativamente à procura diversificada máxima de projecto, note-se que o Plano Director assinala um consumo doméstico actual de 1.128 kWh. Isso refere-se à electricidade utilizada, quase que exclusivamente, em aplicações de iluminação de baixa potência, ou seja, uma demanda diversificada máxima de projecto na faixa de 1,0-1,2 kVA por consumidor residencial (aferido pelo transformador de distribuição) será suficiente para a maioria das aplicações.

### Estimativas de custo comparativas decorrentes das configurações dos sistemas de redes alternativos

O custo final de qualquer projecto de electrificação é totalmente dependente de uma série de factores como a Procura Máxima Diversificada de projecto, a tecnologia empregada, o terreno, os custos de ligação à rede, entre outros. Em nível de programas, só se emite um parecer a respeito dos custos típicos para servir de base para orçamentos iniciais. As estimativas para cada projecto precisam de ser determinadas, pormenorizadamente, após a especificação do número de ligações, dos critérios do projecto,

<sup>4</sup> Estes figuras fazem referência a consumidores de baixa renda em áreas urbanas e periurbanas. No caso da electrificação de áreas residenciais de classes média e alta, a demanda diversificada máxima de projeto precisa ser revista numa base casuística. No momento, deve-se assumir que não há áreas residenciais de classes média e alta que não estejam electrificadas (premissa possivelmente incorreta).

da tecnologia e da disponibilidade de ligação à rede na fase de planeamento de cada projecto.

Os critérios gerais de planeamento, no que tange às configurações de sistemas, conforme definidos no Plano Director, são:

- o sistema normal de MT será um sistema trifásico.
- se a carga alimentada por um ramal de ligação não requer um sistema trifásico, um alimentador bifásico a dois fios pode ser empregado, alimentando um ou vários transformadores monofásicos.
- devido à sua capacidade limitada de carga, sistemas MRT (tanto condutor quanto blindagem) devem apenas ser considerados onde a carga total seja baixa (até cerca de 200kVA) e as linhas são relativamente longas (mais de 10km).
- para fornecer uma indicação dos custos relativos para configurações de sistemas alternativos, são usadas as taxas (crescentes) apresentadas no Plano Director.
- nos cálculos iniciais e para manter uma referência de estudos prévios (e, posteriormente, avaliar o potencial de economia comparado com este caso), consideramos um “cenário de preço” compatível com os estudos prévios. As seguintes alternativas foram investigadas<sup>5</sup>:
  - Condutores nus de MT trifásicos, transformadores trifásicos e redes de MT com cabos aéreos agrupados tipo ABC (sem circuitos monofásicos);
  - Condutores nus de MT trifásicos e bifásicos, transformadores bifásicos, redes secundárias monofásicas e bifásicas de MT com cabos do tipo ABC (com uma divisão de 1:2 entre monofásico e bifásico de BT por simplicidade);
  - Redes de MT trifásicas e no sistema MRT, transformadores isoladores e essencialmente nenhuma rede de BT no entorno rural com habitações dispersas em um *lay out* informal.

Como mencionado, o custo de sistemas alternativos é baseado em taxas unitárias conforme é encontrado no Plano Director e em várias premissas relativas a preços unitários e a outros fatores:

- O custo/km de linhas de MT a dois fios é considerado como 75% do custo equivalente de uma linha trifásica;
- Os preços de transformadores monofásicos e trifásicos são considerados como 90% de uma unidade trifásica.
- Os custos de condutores do tipo ABC (três ou dois fios) e do condutor ABS similar de 4 núcleos são considerados como 80% e 65%, respectivamente.
- O Plano Director permite um custo de uma ligação de serviço monofásica de 500 US\$/ligação, o que provavelmente inclui um medidor adequado, ligação de condutores aéreos e postes adicionais, condutores e acessórios mecânicos nos pontos onde a ligação cruza uma rua a partir da linha de BT.
- As estimativas baseadas nas taxas unitárias presentes no relatório, aumentaram em 2,5% por ano, o que cria uma base de dados de custos. O Plano Director permite, de maneira correta, que contingências, projecto e outros custos, custos de sobressalentes e mobilização possam ir além dos custos básicos de rede, o que se reflete nas estimativas. Deve-se salientar que não está

incluído nenhum subsídio para juros ou empréstimos durante a construção.

Com base nas estimativas de custo precedentes, a presente Estratégia adopta os seguintes valores como perfil de preços para a realização de orçamentos e como estimativas iniciais ajustadas nos próximos documentos estratégicos, à medida que mais dados específicos forem sendo reunidos:

- Áreas urbanas e periurbanas de alta densidade, próximas aos principais centros, em terrenos com fácil acesso relativo e em boas condições de topografia e solo, apresentando uma média de procura máxima diversificada de 3kVA/ligação: US\$ 2.300.
- Áreas rurais de baixa densidade e áreas urbanas de alta densidade e baixo poder aquisitivo, próximas aos principais centros, em terrenos com fácil acesso relativo e em boas condições de topografia e solo, apresentando média das demandas máximas diversificadas de 0.6-0.8 kVA /ligação: US\$ 1.200 - US\$1.300.

No topo desses custos de rede, estaria o custo dos componentes da rede a montante, o que inclui os custos dos sistemas de transmissão e distribuição e os custos dos sistemas em média tensão a montante para suprir o projecto hipotético<sup>6</sup>. Como uma indicação inicial elevada de previsão orçamental, o custo adicional por ligação dos componentes da rede a montante estima-se em cerca de 600 US\$/ligação.

#### Custo de sistemas fora da rede

O custo de sistemas não ligados à rede variarão drasticamente de acordo com a tecnologia, além de serem influenciados pelos parâmetros de confiabilidade e disponibilidade. Como exemplo, enquanto uma central fotovoltaica fixa pode ser alimentada a um custo inferior a 1.000 US\$/kVA para 0,6 – 0,8 kVA, a utilização de baterias para uma disponibilidade completa fará com que o custo duplique.

Ambos os sistemas não ligados e MRT apenas podem ser considerados quando os requisitos de carga e a densidade populacional forem baixos, o fornecimento de electricidade for uma necessidade e os custos com os sistemas padrão forem excessivos.

Diferentes alternativas para sistemas não ligados (sistemas domésticos solares com armazenamento, mini-redes etc.) foram considerados e um custo médio de 2.000 US\$/ligação foi assumido como representativo dessas tecnologias.

#### Custo dos componentes da rede a montante

O custo da infraestrutura até um ponto adequado de fornecimento no local do projecto é totalmente dependente do tamanho da carga e da localização em relação à infraestrutura de produção e de transmissão existentes. O custo total estimado por ligação pode, portanto, estar indicado sem nenhum grau de exatidão.

A infraestrutura criada desta forma, provavelmente excederá a sua capacidade, o que terá que ser financiado como parte do projecto, mas que servirá para reduzir custos posteriores com a mesma linha e subestação.

Esses custos sugeridos devem ser usados apenas como referência em orçamentos iniciais. Com a continuação da construção de uma relação de custos mais abrangente e detalhada, os custos basear-se-ão nas reais atribuições do contrato.

<sup>5</sup> Deve-se salientar que a natureza do terreno e as condições de acesso podem aumentar essas estimativas em mais de 50%.

<sup>6</sup> O projeto hipotético requererá a instalação de um transformador AT/BT em uma subestação existente. Adicionalmente, uma linha-tronco de 30km, em 33kV, precisará ser construída a partir da subestação citada até um ponto no local do projeto hipotético.

### Confiabilidade de fornecimento

A confiabilidade de fornecimento precisa de ser considerada para assegurar a qualidade dos serviços de electricidade, seja por meio da rede, seja por sistemas isolados. A confiabilidade do fornecimento para os consumidores depende de uma série de factores, incluindo:

- Aspectos de desenho do sistema.
  - A tecnologia básica empregada tem um impacto na confiabilidade do serviço; por exemplo, sistemas totalmente subterrâneos seriam sujeitos a muito menos interrupção que sistemas de distribuição aérea com condutores nus;
  - Critérios de projecto, incorporando aspectos como factores de segurança, impactarão na confiabilidade;
  - Os factores geográficos e ambientais no local da instalação: população, densidade populacional, terreno, níveis de iluminação etc.
  - Critério de redundâncias, isto é, a extensão na qual elementos de sistema são duplicados para permitir o fornecimento contínuo, mesmo sob certas condições de falta;
- A qualidade da construção inicial.
  - Qualidade dos materiais utilizados
  - Qualidade das obras de construção

- Aspectos operacionais: tempo de resposta a interrupções de fornecimento, o que, por sua vez, é dependente de vários factores, como:

- Localização, acessibilidade, disponibilidade de sobressalente e recursos e natureza da falha;
- Disponibilidade do pessoal de manutenção e número de localidades com falhas a serem atendidas;

- Manutenção contínua.

Alguns índices são utilizados na medição da confiabilidade do fornecimento. Os mais comuns são:

- frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC), que mede o número anual médio de interrupções por consumidor;
- duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC), que mede o número anual médio de horas durante as quais o fornecimento de um consumidor é interrompido;
- duração Máxima de Interrupção Contínua (DMIC), que mede o tempo máximo de interrupção contínua de energia eléctrica em uma unidade consumidora.

A definição de confiabilidade do fornecimento difere entre sistemas de distribuição urbanos e rurais. A confiabilidade, por sua vez, será aferida pelo consumo médio mensal ou anual de consumidores residenciais: usuários com alto consumo de electricidade para iluminação, aquecimento, refrigeração, cozinha e comunicação demandam maior confiabilidade que consumidores que utilizam a electricidade apenas para iluminação.

### Siglas utilizadas

|        |   |
|--------|---|
| AAAC   | Condutor de Alumínio (sigla em inglês, <i>all aluminium alloy conductor</i> )                           |
| ABC    | Cabos Aéreos Agrupados (sigla em inglês, <i>Aerial bundled cables</i> )                                 |
| ARENE  | Autoridade Reguladora de Energia  |
| AT     | Alta Tensão   |
| CNELEC | Conselho Nacional de Electricidade  |
| CTRG   | Central Térmica de Ressano Garcia   |
| EDM    | Electricidade de Moçambique   |
| ENE    | Estratégia Nacional de Electrificação   |
| ESKOM  | Empresa Nacional de Electricidade da África do Sul  |
| FUNAE  | Fundo de Energia  |
| GM     | Governo de Moçambique   |
| HCB    | Hidroeléctrica de Cahora Bassa  |
| IFIs   | Instituições Financeiras Internacionais (sigla em inglês, <i>International Financial Institutions</i> ) |
| IPPs   | Produtor Independente de Energia Eléctrica (sigla em inglês, <i>Independent Power Producer</i> )        |
| MIREME | Ministério dos Recursos Minerais e Energia  |
| MT     | Média Tensão  |
| MZN    | Metical - moeda de Moçambique   |
| ONU    | Organização das Nações Unidas   |
| PCA    | Presidente do Conselho de Administração   |
| PPA    | Acordo de Compra de Energia Eléctrica (sigla em inglês, <i>Power Purchase Agreement</i> )               |
| SEC    | Empresa de Energia Eléctrica da Suazilândia   |
| SWER   | Redes do tipo Monopolar com Retorno por Terra (sigla em inglês, <i>Single Wire Earth Return</i> )       |
| US\$   | Dólar Americano   |

**Termos técnicos (energia eléctrica)**

|     |   |
|-----|---|
| V   | Volt, unidade de voltagem   |
| kV  | Quilovolt, 1,000 volts  |
| W   | Watt, unidade de potência ativa                                   |
| kW  | Quilowatt, 1,000 watts  |
| MW  | Megawatt, 1,000 kW  |
| Wh  | Watt-hora, unidade de energia                                     |
| kWh | Quilowatt-hora, 1,000 Wh  |
| MWh | Megawatt-hora, 1,000 kWh  |
| GWh | Giga watt-hora, 1,000 MWh   |
| TWh | Terawatt-hora, 1,000 GWh  |
| VA  | Volt-ampere, unidade de potência aparente                         |
| KVA | Quilovolt-ampere, 1,000 VA  |
| MVA | Megavolt-ampere, 1,000 kVA  |
| Var | volt-ampere reactivo, unidade de potência reativa                 |
| BT  | Baixa Tensão, nível de tensão inferior a 0,6 kV                   |
| MT  | Média Tensão, nível de tensão superior a 0,6 kV e menor que 35 kV |
| AT  | Alta tensão, nível de tensão superior a 35 kV                     |

**CONSELHO DE MINISTROS****Resolução n.º 50/2019**

de 31 de Dezembro

Tornando-se necessário aprovar o Plano Anual de Contingência 2018-2019, que serve de base para o processo de mitigação e gestão de desastres, ao abrigo do artigo 12 da Lei n.º 15/2014, de 20 de Junho, que aprova o regime jurídico da gestão das Calamidades, o Conselho de Ministros determina:

Artigo 1. É aprovado o Plano Anual de Contingência 2018-2019, 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 20 de Novembro de 2019.

Publique-se.

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