

ANGOLA ENERGIA 2025

VISÃO DE LONGO PRAZO PARA O SECTOR ELÉCTRICO
ANGOLA POWER SECTOR LONG TERM VISION



REPÚBLICA DE ANGOLA
MINISTÉRIO DA ENERGIA E ÁGUAS

ANGOLA ENERGIA

2025

VISÃO DE LONGO PRAZO PARA O SECTOR ELÉCTRICO
ANGOLA POWER SECTOR LONG TERM VISION

Prefácio

Os objectivos globais da estratégia de longo prazo Angola 2025 de promover o desenvolvimento humano e o bem-estar dos angolanos, de promover um desenvolvimento equitativo e sustentável, de garantir um ritmo elevado de desenvolvimento económico e de desenvolver de forma harmoniosa o território nacional, só são possíveis através de uma resposta adequada do sector eléctrico.

O forte crescimento do consumo de energia tem resultado numa actuação enfocada em resolver os problemas de curto e médio prazo. A acção, no horizonte 2017, assume-se como prioritária.

No entanto, só é possível desenvolver um sector eléctrico que apoie de forma adequada as aspirações do país se em paralelo à acção, desenvolvermos uma visão de longo prazo para o sector.

A ambição de electrificar de forma adequada todas as sedes de Província, sedes de Município e projectos estruturantes e de levar serviços básicos de energia a todas as povoações do país requer uma visão integrada de desenvolvimento da rede eléctrica e dos papéis e responsabilidades das novas entidades do sector.

O potencial hidroeléctrico do país é vasto e o tempo de desenvolvimento dos projectos longo. Constituindo a energia hidroeléctrica a principal aposta em termos de geração importa tomar desde já as opções para 2025 e iniciar o lançamento dos projectos, ponderando a competitividade, o desenvolvimento regional e o ambiente.

O gás natural abre novas perspectivas ao sector e o sector abre novas perspectivas para o gás em Angola. A sua integração com a hidroelectricidade assume-se fundamental para termos um sistema seguro, mesmo em anos de seca, mas também competitivo. A utilização de gás na produção de electricidade também em Luanda, em Benguela e no Namibe, ainda que em pequena escala, viabilizarão infra-estruturas e logística de gás também para a industrialização do país.

Acresce a necessidade de integrar a procura futura e os grandes projectos hídricos e de gás com uma rede de transporte adequada, com interligações que permitam a Angola participar no mercado regional e com a recentemente aprovada Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis, respondendo às orientações e metas da Estratégia para a Segurança Energética.

A visão de longo prazo Angola Energia 2025 ajudar-nos-á sem dúvida a tomar decisões mais firmes no presente, mas acima de tudo a construir um futuro melhor para Angola.

João Baptista Borges
Ministro de Energia e Águas

Foreword

The global objectives of the long-term strategy Angola 2025, for promoting human development and the well-being of Angolan citizens, promoting a fair and sustainable development, ensuring a high rhythm of economic development and a fair and well balanced development of the national territory, can only be achieved by means of an adequate response by the electricity sector.

The strong growth of power consumption has resulted in action focused on solving short and medium term problems. Until 2017, is currently our priority.

Nevertheless, the development of an electricity sector that supports adequately the country's aspirations can only be achieved if, in parallel, we develop a long term vision for the sector.

The ambition to electrify adequately every Provincial and Municipal Capital, and every structural project, and of bringing basic energy services to all of the country's population, requires an integrated development vision of the power grid, and of the roles and responsibilities of the new sector entities.

The country's hydropower potential is vast and the timeframe for project development long. As hydro energy is the country's main focus in terms of generation, it is essential that options for 2025 be defined now, and to begin launching the projects, taking into account competitiveness, regional development and the environment.

Natural gas opens new perspectives for the sector and the sector opens new perspectives for gas in Angola. Its integration with hydropower is assumed mainly to enable a secure and competitive system, even in drought years. The use of gas for the production of electricity also in Luanda, Benguela and the Namibe, even on a small scale, will enable infrastructure and gas logistics, also for the industrialization of the country.

Furthermore, there is a need to integrate future demand and the large hydro and gas projects with an adequate transmission network, with interconnection that will enable Angola's participation in the regional market and with the recently approved National Strategy for New Renewable Energies, thus responding to the guidelines and goals of the Strategy for Energy Security.

The long-term vision Angola Energy 2025 will undoubtedly help us to make stronger decisions in the present but, above all, to build a better future for Angola.

João Baptista Borges
Minister of Energy and Water



“A visão Angola Energia 2025
ajudar-nos-á... a construir
um melhor futuro para Angola”

João Baptista Borges
Ministro de Energia e Águas

“The Angola Energy 2025 vision
will help us build a better future
for Angola”

João Baptista Borges
Minister of Energy and Water



Quedas do rio Chiumbuhe, Aproveitamento hidroelétrico Chiumbe-Dala, província de Lunda Sul
Chiumbuhe river falls, Chiumbe-Dala hydropower plant, Lunda Sul province

ÍNDICE

INDEX

Sumário Executivo

Executive summary

Enquadramento

Context

PARTE I. PROCURA

PART I. DEMAND

I.1 Evolução da procura

I.1 Demand forecast

I.2 Expansão da rede eléctrica na óptica da procura

I.2 Grid expansion from consumer perspective

I.3 Electrificação rural

I.3 Rural electrification

PARTE II. OFERTA

PART II. SUPPLY

II.1 As novas grandes hídricas

II.1 New large hydro

II.2 Gás Natural e outras térmicas

II.2 Natural gas and other thermal

II.3 As novas renováveis

II.3 New renewables

II.4 Opções e cenários

II.4 Options and scenarios

PARTE III. VISÃO E ATLAS 2025

PART III. 2025 VISION AND ATLAS

III.1 Visão do sector eléctrico em 2025

III.1 Power sector vision in 2025

III.2 Atlas e impacto no território

III.2 Atlas and impact on the territory

III.3 Concretizar a visão: Investimento Público e Participação do Sector Privado

III.3 Making it happen: Public investment and Private Sector Participation

ANEXOS

ANNEXES

Lista de investimentos prioritários no horizonte 2018-2025

List of priority investments in the 2018-2025 horizon

Lista das sedes de município a interligar à rede nacional

List of grid connected Municipality capitals by 2025



Baía de Luanda, província de Luanda
Luanda Bay, Luanda province



SUMÁRIO EXECUTIVO

EXECUTIVE SUMMARY

Este documento avalia as principais opções de longo prazo e estabelece o atlas e visão do Governo para o desenvolvimento do sector eléctrico no horizonte 2018-2025 identificando os investimentos em geração, transporte e interligação prioritários, bem como o modelo de distribuição e expansão de rede até 2025.

Enquadramento

A estratégia de longo prazo Angola 2025 estabelece objectivos estratégicos para o país que representam desafios estruturantes para o desenvolvimento do sector eléctrico, independentes da actual conjuntura dos mercados petrolíferos.

O crescimento do parque de geração e a expansão da electrificação, bem como a promoção da entrada de capital privado são eixos estratégicos de longo prazo estabelecidos na Política e Estratégia de Segurança Energética Nacional com impacto no desenvolvimento do país no horizonte 2025 e na diversificação da economia nacional.

O Plano Nacional de Desenvolvimento e o Plano de Acção do sector estabelecem metas e planos de investimento claros para o horizonte 2013-2017. Face aos longos prazos de implementação dos investimentos do sector, importa definir desde já as prioridades e os projectos chave para o horizonte 2018-2025 em linha com as metas e aspirações da Estratégia Angola 2025 e com o Processo de Transformação do Sector Eléctrico (PTSE) actualmente em curso.


This document assesses the main long term options, and establishes the Government's atlas and vision for development of the electricity sector in the 2018-2025 horizon, identifying priority investments in generation, transmission and interconnection, as well as the distribution and network expansion model up until 2025.

Context

The long term strategy Angola 2025, establishes strategic objectives for the country, which represent strategic challenges for the development of the energy sector, independent from the current situation of the oil markets.

The growth of generation capacity and the expansion of the grid, as well as the mobilization of private capital, are strategic long-term axes established in the Policy and Strategy for National Energy Security, with impact on the long term development of the country and on the diversification of the national economy.

The National Development Plan and the Action Plan for the Sector, establish clear investment goals and plans for the 2013-2017 horizon. Given the long implementation timeframes for investments in the sector, it is critical that priorities and key projects be defined now, for a 2018-2025 timeframe, in line with the goals and aspirations of Angola Strategy 2025 and the Electric Sector Transformation Process (PTSE), currently underway.



Importa definir as prioridades e projectos chave para o horizonte 2018-2025 em linha com as metas e aspirações da Estratégia Angola 2025

Priorities and key projects for the 2018-2025 horizon must be defined in line with the goals and aspirations of the Angola 2025 strategy

Procura

A visão para o sistema eléctrico no horizonte 2025 tem como ponto de partida a satisfação das necessidades do país, e face às elevadas necessidades e ao espaço temporal disponível, a maximização do bem-estar através de metas ambiciosas e uma eficiente alocação dos recursos.

EVOLUÇÃO DA PROCURA ATÉ 2025

Até 2025 prevê-se um forte crescimento da procura que deverá atingir 7,2 GW de carga, mais de quatro vezes a actual. Este crescimento resulta de electrificar 60% da população, do aumento do consumo residencial, do crescimento da riqueza nacional através dos serviços e da industrialização do País.

EXPANSÃO DA REDE ELÉCTRICA NA ÓPTICA DA PROCURA

Estudos comparativos revelaram que a aposta na expansão da rede nacional com racionalidade económica - mantendo a existência de sistemas isolados quando os investimentos em rede apresentam elevadas distâncias por unidade de energia ou quando existem mini-hídricas competitivas próximas - permite um maior equilíbrio regional e territorial no fornecimento de energia.

ELECTRIFICAÇÃO RURAL

A electrificação fora das grandes áreas urbanas - área de actuação da futura Agência de Electrificação Rural - incidirá no objectivo de electrificação de todas as sedes de município e comuna do país. A extensão da rede será prioritária e permitirá chegar a 5% da população e 173 locais. Os sistemas isolados com base em mini-hídricas, diesel ou solar servirão 32 locais. Prevê-se ainda, em linha com a Estratégia para as Novas Energias Renováveis, a instalação de 500 aldeias solares nas sedes de comuna fora de rede e noutras povoações de maior dimensão e a distribuição de sistemas individuais com base em energia solar para a restante população.

Demand

The 2025 vision for the power sector is based upon the goal of meeting the country's needs and, given the high level of those needs and the timeframe available, maximizing well-being through ambitious goals and an efficient allocation of resources.

EVOLUTION OF DEMAND UP TO 2025

A strong growth of energy consumption is anticipated up until 2025, foreseeably reaching a load of 7.2 GW, more than four times the present. This growth will result mainly from bringing power to 60% of the population, from the increase in residential consumption, growth of national wealth through the services sector and from the country's industrialization.

GRID EXPANSION FROM THE CONSUMER PERSPECTIVE

Comparative studies have shown that investing in grid expansion with an economic rationale - keeping the existence of isolated systems where grid investments have long distances per energy unit or when there are competitive small hydro projects nearby - allows greater regional and territorial balance in overall energy supply.

RURAL ELECTRIFICATION

Electrification outside large urban areas - which will be the responsibility of the future Agency for Rural Electrification - will concentrate on the goal of bringing electricity to all municipality and commune townships in the country. Grid extension will be considered a priority and will enable the electrification of 5% of the population and of 173 locations. Isolated systems based upon small-hydro, diesel or solar, will serve 32 locations. It is also anticipated that, in accordance with the Strategy for New Renewable Energies, 500 "solar villages" will be installed in off-grid main villages and in other settlements of larger dimension and, for the remaining population, individual systems based on solar energy will be supplied.

Oferta

Angola dispõe de inúmeras opções para produzir energia. O presente documento avalia as principais opções hídricas, térmicas e de novas renováveis – individualmente e combinadas em cenários que cumpram níveis de segurança e redundância adequados. O mix de geração seleccionado até ao horizonte 2025 resulta de uma ponderação de critérios económicos, de desenvolvimento regional, ambientais e de segurança energética.

AS NOVAS GRANDES HÍDRICAS

Angola apresenta um recurso hídrico excepcional, tendo sido avaliados 159 locais identificados em estudos anteriores com potencial para grandes hídricas a crescer às em construção ou já decididas. Destes 159, os melhores foram estudados e comparados em detalhe através de uma avaliação ambiental estratégica – tendo-se construído 3 cenários com diferentes prioridades: Optimização económica, equilíbrio Economia/Território e Desenvolvimento Regional.

Adicionalmente, alguns aproveitamentos previstos ou já decididos foram optimizados, tendo em consideração a segurança energética e as necessidades do sistema.

GÁS NATURAL E OUTRAS TÉRMICAS

A entrada em funcionamento do terminal de gás natural no Soyo vem permitir ao sistema eléctrico aceder a um combustível de menor custo e menores emissões que o diesel (que implica elevados custos e subsídios).

São avaliadas as várias fontes alternativas de gás, prevendo-se o aproveitamento pleno do gás disponível para consumo nacional no Soyo, a utilização de Gás Natural Liquefeito (GNL) também para consumo interno em Luanda, Benguela e Namibe e a utilização do gás natural on-shore disponível em Cabinda. A materialização das recentes descobertas, de acordo com as decisões estratégicas que venham a ser tomadas, poderão ter reflexos na matriz energética nacional. Foram consideradas as possíveis localizações das infra-estruturas de tratamento de gás e ponderada a instalação das centrais nestas localidades, nomeadamente Namibe, Benguela e Cuanza Sul.

Ao nível das restantes fontes térmicas, o Coque que vier a resultar da refinaria poderá constituir uma fonte barata, mas com bastantes emissões de CO₂, a utilizar eventualmente em auto-consumo. O GNL e o Fuel óleo pesado (HFO) devem substituir gasóleo sempre que economicamente justificável, mantendo-se o gasóleo essencialmente para as centrais em regime de reserva ou backup.

Supply

Angola has numerous options for the generation of power. The present document considers the key options - hydro, thermal and new renewable - individually and combined in scenarios that meet the required levels of safety and redundancy. The generation mix selected for the 2025 horizon results from a weighting of criteria: economic, regional development, environmental and energy security.

NEW LARGE HYDROPOWER PLANTS

Angola has exceptional hydro resources, with 159 sites identified in previous studies as having potential for large hydropower plants, in addition to those already under construction or decided upon. From these 159, the best sites were analysed and compared in detail by means of a strategic environmental evaluation and 3 scenarios were developed, with different priorities: economical Optimization, Economy/Territorial balance and Regional Development.

Additionally, some planned or already decided hydropower plants have been optimized, taking into account energy security and the system integrated needs.

NATURAL GAS AND OTHER THERMAL SOURCES

The beginning of operations of the natural gas terminal at Soyo makes it possible for the power system to operate with a lower cost fuel and lower levels of emissions than diesel (which implies high costs and subsidies).

Several alternative sources of gas were evaluated, recommending the full use of the gas available for national consumption in Soyo, the use of liquefied natural gas (LNG) also for internal consumption in Luanda, Benguela and Namibe, and the use of on-shore natural gas available in Cabinda for local power generation. The materialization of recent natural gas discoveries, depending upon the strategic decisions that will be taken, may have a relevant impact in the national energy matrix. Therefore, possible locations of gas treatment infrastructures were considered and the installation of power plants in these locations, namely Namibe, Benguela and Cuanza Sul was analysed.

As regards the remaining thermal sources, the Coke which will result from the new refinery may constitute a low cost source of energy, but with high emissions of CO₂, to be used eventually for own consumption. LNG and heavy fuel oil (HFO) should replace diesel whenever economically justified, keeping diesel essentially for reserve or backup power plants.

AS NOVAS RENOVÁVEIS

O Governo aprovou recentemente a Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis com uma meta global de 800 MW até 2025 e metas concretas para cada uma das principais fontes que aqui se consideram.

CENÁRIOS E OPÇÕES DE GERAÇÃO

As várias fontes de energia foram combinadas segundo 4 grandes linhas de orientação e 20 cenários foram construídos por forma a garantir um nível de potência garantida suficiente para satisfazer com segurança a procura.

Os três cenários com menor custo global, ponderando o custo de produção, o investimento, o impacto nas infra-estruturas de transporte e o impacto ambiental, foram comparados tendo-se optado no horizonte 2025 pelo balanço entre a hídrica e o gás, e por privilegiar os empreendimentos hidroeléctricos que maximizam o equilíbrio entre a economia e o desenvolvimento do território.

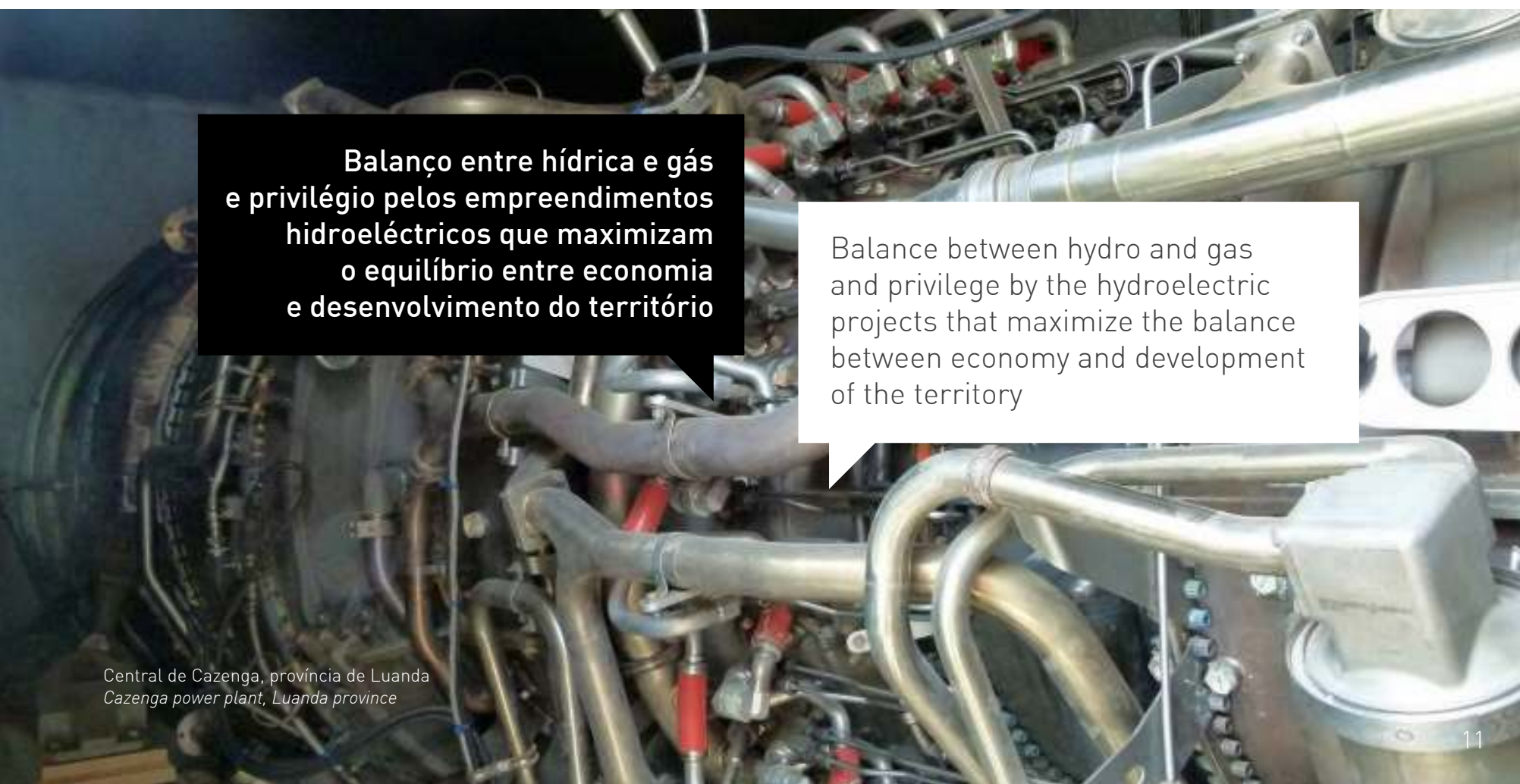
THE NEW RENEWABLES

Government has recently approved the National Strategy for New Renewable Energies, with an overall objective of 800 MW and concrete targets for each of the main sources, which are considered under the vision.

GENERATION SCENARIOS AND OPTIONS

The various sources of energy have been combined in accordance with 4 main guidelines resulting in 20 scenarios. Each scenario was detailed so as to ensure a minimum required level of guaranteed power capacity, sufficient to safely satisfy the demand.

The three scenarios presenting lower overall cost - which balances generation cost, investment level, impact on transmission infra-structure as well as environmental cost or impact - were then compared and a scenario was selected. The 2025 vision opted to balance hydro and natural gas and to prioritize hydropower plants and locations that optimize the balance between economy and regional development.



**Balanço entre hídrica e gás
e privilégio pelos empreendimentos
hidroeléctricos que maximizam
o equilíbrio entre economia
e desenvolvimento do território**

Balance between hydro and gas
and privilege by the hydroelectric
projects that maximize the balance
between economy and development
of the territory

Sistema eléctrico em 2025

VISÃO DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2025

A procura crescerá significativamente através de um processo de electrificação concentrado nas capitais de província, sedes de município (onde estarão 97% dos 3,7 milhões de clientes domésticos em 2025) e nas sedes de comuna sempre que a racionalidade económica e técnica o permitam. Será privilegiada a extensão de rede para maximizar o número de sedes de município e comuna e a continuidade do investimento em projectos estruturantes na rede interligada.

Para abastecer com segurança a procura de energia eléctrica, mesmo em anos de menor afluência hídrica, Angola deverá ter 9,9 GW de potência instalada, com reforço de potência previsto em todos os sistemas e uma forte aposta na hídrica e gás (que representarão, respectivamente, 66% e 19% da potência instalada).

Angola superará os 70% de potência instalada renovável – uma das maiores percentagens no mundo – incluindo a aposta de 800 MW em novas renováveis (biomassa, solar, eólico e mini-hídricas). Angola estará ao nível dos 10 melhores países a nível mundial entre a SADC, OPEP e OCDE em potência renovável instalada e factor de emissão de CO₂.

O funcionamento da geração dependerá muito da hidrologia. Em anos favoráveis a hídrica suportará 70% do consumo interno e a produção pelo gás servirá também a exportação, sendo as restantes térmicas utilizadas apenas em regime de reserva (representando menos de 1% da geração). Em anos secos, para o consumo interno, a hídrica representará apenas 48% da produção, as centrais a gás funcionarão em pleno, haverá elevada utilização das restantes térmicas e poderá ser necessário importar alguma energia nas horas de vazio. Obedecendo a critérios de segurança de fornecimento, Angola, poderá exportar energia nos períodos húmidos e importar nos períodos secos nas horas de vazio.

A Rede Nacional de Transporte continuará a crescer após 2017 com o objectivo de interligar todas as capitais de província, levar a rede eléctrica a cada vez mais sedes de município e de comuna, maximizar a eficiência na geração e promover a interligação de Angola com o Sistema regional da SADC. O corredor Norte-Centro-Sul permitirá fornecer energia competitiva e melhorar a garantia de fornecimento às Províncias, interligar o sistema eléctrico à RD do Congo (a Norte) e Namíbia (a Sul) e no pós 2025 escoar nova geração a gás associada às novas descobertas.

Power system in 2025

2025 POWER SECTOR VISION

Demand will see significant growth based on an electrification process focused in provincial capitals and municipal townships (which represent 97% of the 3.7 million household clients expected in 2025) and commune townships whenever economic and technical rational allow it. Priority will be given to grid extension so as to maximize the number of municipal and commune townships and the continued investment in structural projects in the interconnected grid.

In order to ensure a safe power supply, even in years of lower hydro flow, Angola should have 9.9 GW of installed capacity – through increasing power capacity in all sub-systems and through a strong reliance on hydro and gas (which will correspond, respectively, to 66% and 19% of installed power capacity).

Angola will achieve more than 70% of installed renewable capacity – one of the highest percentages in the world – which includes 800 MW of new renewables (biomass, solar, wind and mini-hydro). Angola will thus be on a level playing field with the best 10 countries in the world in SADC, OPEC and OECD, as to installed renewable power and CO₂ power sector related emissions.

Generation dispatch will depend greatly on hydrology. In favourable years hydro will represent more than 70% of internal consumption, gas production will also serve exports, and the remaining thermal will be used only as a backup (representing less than 1% of the generation). In dry years, hydro will account only for 48% of production, gas power stations will be fully functioning for internal consumption, there will be a high utilization of the remaining thermal backup units and it may be necessary to import energy in off-peak hours. Maintaining supply security requirements, Angola may export energy in wet periods and import during off-peak hours in dry periods.

The National Transport Network will continue to expand after 2017, with the goal of interlinking all provincial capitals, of taking the power grid to an ever increasing number of municipal and commune townships, of maximizing generation efficiency and of promoting Angola's interconnection to the regional system of SADC. The North-Central-South transport corridor will provide provinces with competitive energy and enhanced supply security, connect the Angolan power system to DR Congo (in the North) and Namíbia (in the South) and, after 2025, allow the transport of gas based generation from new gas discoveries.

ATLAS E IMPACTO NO TERRITÓRIO

Todos os investimentos previstos na visão têm reflexo no território, apresentando-se o Atlas detalhado do sector em 2025 que permite entender a dimensão territorial da visão e o possível impacto em cada Província, Município ou Comuna. Os investimentos com maior impacto no País serão as hidroeléctricas, em particular as com regularização e possibilidade de fins múltiplos, as centrais de biomassa e a distribuição de energia eléctrica.

CONCRETIZAR A VISÃO: INVESTIMENTO PÚBLICO E PARTICIPAÇÃO DO SECTOR PRIVADO

Para concretizar a visão no horizonte 2018-2025 será necessário mobilizar investimentos públicos e privados na ordem de \$23b.

A mobilização de um novo ciclo de investimento, sem condicionar a aposta noutras áreas também estratégicas para o país, requer que o sector consiga ser capaz de gerar receitas para sustentar os investimentos no médio e longo prazo. O estudo realizado demonstra que os menores custos da hídrica e do gás permitem ambicionar um sector financeiramente auto-sustentável com tarifas de energia eléctrica em linha com as praticadas na região. No entanto, essa visão requer uma forte aposta na redução das perdas e a actualização progressiva das tarifas.

O investimento público deverá ser progressivamente substituído por financiamento privado de longo prazo. O financiamento público deverá ser reservado aos investimentos na esfera pública: as grandes barragens, a rede nacional de transporte, os investimentos nas áreas de distribuição asseguradas pela empresa pública concessionária de distribuição de energia eléctrica e a electrificação rural. Os restantes investimentos deverão progressivamente ser assegurados pelo sector privado, criando-se condições ao nível do comprador único para que este sector seja capaz de mobilizar financiamentos.

Os principais investimentos previstos são apresentados em anexo.

ATLAS AND IMPACT ON THE TERRITORY

All investments contemplated in the vision have an impact on the territory. The detailed Atlas of the power sector in 2025 is presented offering a view of the territorial dimension of the vision and the possible impact for each Province, Municipality or Commune. Investments with higher impact on the territory will be the hydropower plants, in particular those with regularization and multi-purpose possibilities, biomass plants and electricity energy distribution.

ACHIEVING THE VISION: PUBLIC INVESTMENT AND PRIVATE SECTOR PARTICIPATION

To achieve the vision in the 2018-2025 horizon it will be required to mobilize public and private investments of USD23b.

The mobilization of a new investment cycle, without undermining the support to other sectors also strategic for the country, requires the power sector to generate revenues to repay those investments in the medium and long term. The study shows that the lower costs of hydro and gas allow to ambition a financially self-sustaining sector with electricity tariffs in line with those charged in the region. However, that vision requires a strong commitment to losses reduction and a gradual update of electricity tariffs.

Public investment will progressively be replaced by long term private financing. Public financing is to be reserved for investments in the public sphere: large dams, the national transport network, investments in the distribution areas allocated to the public utility and rural electrification. The remaining investments should be progressively undertaken by the private sector, enabling single buyer's creditworthiness in a way that allows for the mobilization of the required funding.

The main investments considered are presented in annex.



Barragem de Capanda, província de Malanje
Capanda dam, Malanje province



ENQUADRAMENTO

CONTEXT

O presente documento estabelece, em articulação com a estratégia de longo prazo Angola 2025 e com a Política de Segurança Energética Nacional, uma visão prospectiva da evolução do sector após a implementação do Plano de Acção 2013-2017 actualmente em curso.

Objectivos de longo prazo

ESTRATÉGIA DE LONGO PRAZO ANGOLA 2025

A estratégia de longo prazo Angola 2025 foi aprovada em 2008 com o grande objectivo estratégico de “transformar Angola num país próspero, moderno, sem pobres,... e com uma inserção crescente na economia mundial e regional”.

Esta estratégia de longo prazo, (Estratégia Angola 2025) prevê a implementação de uma estratégia específica de desenvolvimento para o sector energético, a longo prazo, que promova a optimização intertemporal e articulada de investimento nas diferentes fontes de energia, com vista a suprir o consumo interno e as exportações.

A estratégia estabelece objectivos globais e pilares que representam importantes desafios que deverão nortear o desenvolvimento do sector eléctrico, nomeadamente:

The present document establishes, in coordination with the long term strategy Angola 2025 and with the National Policy for Energy Security, a forward looking vision of the sector’s evolution, after the implementation of the Action Plan 2013-2017, currently underway.

Long term objectives

LONG TERM STRATEGY ANGOLA 2025

The long term strategy Angola 2025 was approved in 2008, with the major strategic objective of “transforming Angola into a prosperous, modern country, without poverty... and with a growing insertion in the world and regional economy”.

The long term strategy considers the implementation of a development strategy for the energy sector which promotes investment optimization, both across time and across different energy sources, in order to meet internal consumption and exports.

The strategy establishes global strategic objectives and pillars that represent important challenges which should guide the development of the power sector, namely:

DESAFIOS AO SECTOR ELÉCTRICO (Estratégia Angola 2025):

- 1 Promover o desenvolvimento humano e bem-estar dos angolanos
- 2 Garantir um ritmo elevado de desenvolvimento económico
- 3 Desenvolver de forma harmoniosa o território nacional
- 4 Promover um desenvolvimento equitativo e sustentável
- 5 Promover uma inserção competitiva de Angola na Economia Mundial

CHALLENGES TO THE POWER SECTOR (Angola 2025 strategy):

- 1 To promote human development and the well being of Angolans
- 2 To ensure a high rate of economic development
- 3 To develop national territory harmoniously
- 4 To promote an equitable and sustainable development
- 5 To promote Angola’s competitive insertion in the World Economy

Figura 1 – Desenvolvimento do território (visão prospectiva) Angola 2025
 Figure 1 – Territorial Development (prospective vision) Angola 2025



1. PROMOVER O DESENVOLVIMENTO HUMANO E O BEM-ESTAR DOS ANGOLANOS

A estratégia assume o objectivo específico de dar acesso a energia eléctrica à generalidade da população como forma de promover o desenvolvimento humano.

2. GARANTIR UM RITMO ELEVADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÓMICO

A estratégia pretende disponibilizar energia suficiente com fiabilidade e menores encargos de exploração para atracção da participação privada na economia Nacional e no processo de reindustrialização, com enfoque nos clusters e mega clusters prioritários definidos, constitui o primeiro pilar da Estratégia 2025.

3. DESENVOLVER DE FORMA HARMONIOSA O TERRITÓRIO NACIONAL

A projecção da estratégia 2025 no território considerou a disposição eficiente dos centros produtores e das redes de transporte de forma a garantir fiabilidade de fornecimento aos eixos de desenvolvimento já estabelecidos, conforme o mapa apresentado (Figura 1).

4. PROMOVER UM DESENVOLVIMENTO EQUITATIVO E SUSTENTÁVEL

Constituem objectivos específicos da estratégia a utilização eficaz e duradoura dos recursos naturais respeitando a sustentabilidade ambiental, a garantia dos recursos naturais para a utilização das gerações futuras, o controlo do processo de desertificação e o desenvolvimento regional. A implementação de uma política de desenvolvimento de energias renováveis constitui uma das acções da estratégia no horizonte 2015-2025, com particular ênfase para a redução da utilização da biomassa florestal para cozinhar nas zonas rurais.

5. PROMOVER UMA INSERÇÃO COMPETITIVA DE ANGOLA NA ECONOMIA MUNDIAL

Na dimensão externa constitui objectivo da estratégia atingir uma integração competitiva, no mercado de electricidade, na região da SADC e da CEEAC, aproveitando a posição privilegiada de Angola e a abundância dos recursos hídricos.

1. TO PROMOTE HUMAN DEVELOPMENT AND THE WELL-BEING OF ANGOLANS

The strategy assumes the specific objective of providing access to electricity to the majority of the population, as a means of promoting human development.

2. TO ENSURE A HIGH RHYTHM OF ECONOMIC DEVELOPMENT

To provide sufficient and reliable energy with lower operating costs to attract private participation in the national economy and in the re-industrialization of the country. The reindustrialization process, focused on priority clusters and mega clusters, is the first pillar of the country's 2025 strategy.

3. TO DEVELOP THE NATIONAL TERRITORY HARMONIOUSLY

The power sector vision considers the efficient allocation of generation plants and transmission network in order to ensure reliability to the country's development axis established in the long term strategy, as per the following map (Figure 1).

4. TO PROMOTE AN EQUITATIVE AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT

Long term strategy objectives include: an efficient and lasting use of natural resources while respecting environmental sustainability; a guaranteed use of natural resources for future generations; desertification control and regional development. The implementation of a renewable energy development policy is one of the actions to be implemented by 2015-2025, with particular emphasis on reducing the use of forest biomass for cooking in rural areas.

5. TO PROMOTE ANGOLA'S COMPETITIVE INSERTION IN THE WORLD ECONOMY

On the external perspective, the strategy aims to achieve a competitive integration with the SADC and CEEAC regional power markets, making the best use of Angola's privileged location and of the abundance of hydro resources.

POLÍTICA E ESTRATÉGIA DE SEGURANÇA ENERGÉTICA NACIONAL

Em 2011 foi aprovado através do Decreto Presidencial nº 256/11 de 29 de Setembro a Política e Estratégia de Segurança Energética Nacional, com o objectivo de definir as principais orientações estratégicas para o sector e redefinir o respectivo enquadramento institucional.

No longo prazo, a política assume a necessidade de transformação do sector para responder ao enorme desafio associado ao crescimento da procura, ao longo de 6 eixos:

POLICY AND STRATEGY FOR NATIONAL ENERGY SECURITY

Presidential Decree Nr. 256/11 of September 29th approved the Policy and Strategy for National Energy Security, which defines the main strategic guidelines for the energy sector, including the redefinition of the existing institutional framework.

In the long term, the policy embraces the need to transform the sector in order to respond to the major challenges associated with demand growth, along 6 axes:

EIXOS DE LONGO PRAZO DA POLÍTICA DE SEGURANÇA ENERGÉTICA NACIONAL

- 1 Crescimento do parque de geração
- 2 Potenciação do papel das energias renováveis
- 3 Expansão da electrificação
- 4 Revisão tarifária e sustentabilidade económico-financeira
- 5 Reestruturação e reforço dos operadores
- 6 Promoção da entrada de capital e know-how privado

NATIONAL ENERGY SECURITY POLICY LONG TERM AXES

- 1 Generation park growth
- 2 Use of renewable energies
- 3 Electrification and grid expansion
- 4 Tariff review and economic-financial sustainability
- 5 Restructuring and strengthening of power sector operators
- 6 Promotion of private capital and know-how

A recentemente aprovada Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis estabelece o futuro papel das energias renováveis. O Programa de Transformação do Sector Eléctrico (PTSE) está já em curso e visa a reestruturação e reforço dos operadores, incluindo a revisão tarifária necessária à sustentabilidade económico-financeira desses operadores.

O presente documento visa construir uma visão abrangente e integrada do desenvolvimento do sector no horizonte 2025, em linha com a estratégia Angola 2025, em particular ao nível do crescimento do parque de geração e da expansão da electrificação.

Horizonte temporal da visão

O Plano de Acção para o Sector Eléctrico 2013-2017 estabelece um conjunto de investimentos ambiciosos a concretizar até 2017, em linha com o Plano Nacional de Desenvolvimento 2013-2017. A figura 2 (da página seguinte) mostra as principais infra estruturas do sector eléctrico previstas estar em funcionamento no ano 2017 segundo o Plano de Acção.

O presente documento é de longo prazo, com horizonte temporal 2018-2025, sendo as infra-estruturas existentes em 2017 o ponto de partida para a visão “Angola Energia 2025”.

The recently approved National Strategy for New Renewable Energies sets the future role of renewable energies. The Transformation Program for the Electricity Sector (PTSE, Portuguese acronym) is already underway and aims to restructure and strengthen operators, including the review of the electricity tariff which is essential to the economic and financial sustainability of those operators.

The present document aims to propose a comprehensive and integrated overview of the power sector development, considering the 2025 horizon, in line with the Angola 2025 country strategy, in particular as regards generation and electrification.

Vision’s time horizon

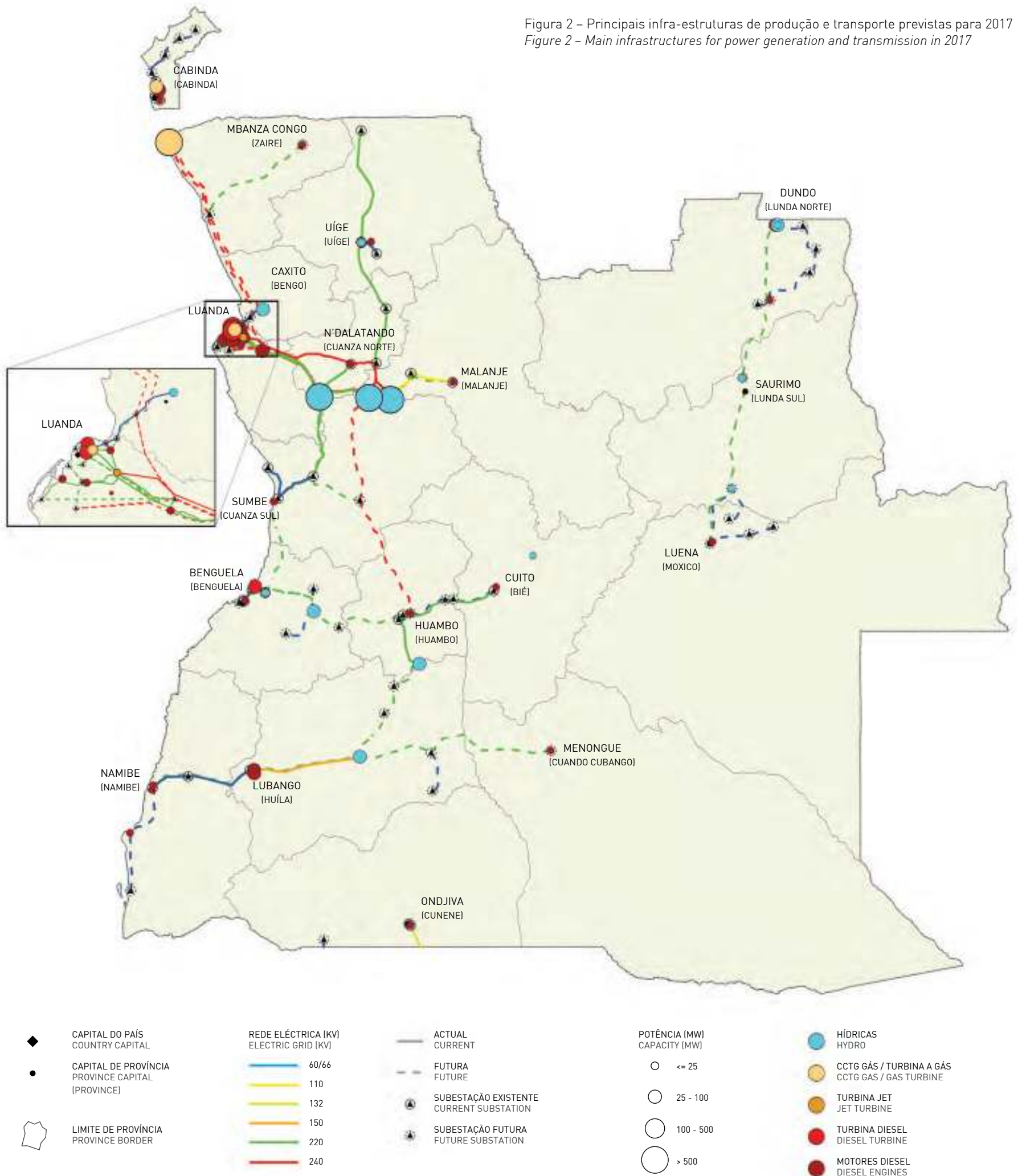
The Action Plan for the Electricity Sector 2013-2017 establishes a set of ambitious investments, to be achieved by 2017, in line with the National Development Plan 2013-2017. The following figure shows the power sector main infrastructures foreseen to be in operation by 2017, as per the Plan of Action.

The present document is long term oriented, with the period 2018-2025 as time frame. Therefore, the infrastructures completed by 2017 constitute the point of departure for the Vision Angola Energy 2025.

O presente documento é de longo prazo, com horizonte temporal 2018-2025, sendo as infra-estruturas existentes em 2017 o ponto de partida para a visão “Angola Energia 2025”

The present document is long term oriented, with the period 2018-2025 as time frame, therefore, the infrastructures completed by 2017 constitute the point of departure for the Vision “Angola Energy 2025”

Figura 2 – Principais infra-estruturas de produção e transporte previstas para 2017
 Figure 2 – Main infrastructures for power generation and transmission in 2017



Nota 1: Laúca deverá entrar em funcionamento no final de 2017.
 Note 1: Laúca should be operational by the end of 2017.

Nota 2: Caculo Cabaça, Jamba Ya Mina e Jamba Ya Oma com entrada prevista após 2017.
 Note 2: Caculo Cabaça, Jamba Ya Mina and Jamba Ya Oma, joining after 2017.



A primeira parte do presente documento diz respeito à procura de energia eléctrica e ao modelo de electrificação do território no horizonte 2025 para satisfazer essa procura.

Serão apresentados os resultados do estudo realizado de previsão do consumo de energia eléctrica e a sua comparação com outras geografias. No segundo capítulo serão apresentados e ponderados modelos alternativos de electrificação do território. Finalmente, serão apresentadas as implicações ao nível da electrificação rural do modelo de electrificação seleccionado.

The first part of this document concerns the demand for energy and the territory electrification model on the 2025 horizon in order to meet the demand.

The results of the projection study regarding the electric energy consumption and its comparison with other regions will also be presented. Moreover, this document will include the discussion of alternative models of grid expansion within the territory. Finally, the implications regarding the rural electrification of the adopted electrification model will be presented.



PARTE I. PROCURA

PART I. DEMAND

I.1 EVOLUÇÃO DA PROCURA
I.1 DEMAND FORECAST

I.2 EXPANSÃO DA REDE ELÉCTRICA NA ÓPTICA DA PROCURA
I.2 GRID EXPANSION FROM CONSUMER PERSPECTIVE

I.3 ELECTRIFICAÇÃO RURAL
I.3 RURAL ELECTRIFICATION



Cidade de Luau, província de Moxico
City of Luau, Moxico province



I.1 EVOLUÇÃO DA PROCURA

I.1 DEMAND FORECAST

PARTE I. PROCURA

PART I. DEMAND

Caracterização

Entre 2008 e 2014 o consumo de electricidade em Angola registou uma taxa de crescimento média anual de 15,5%. Com efeito, o consumo de electricidade referido à produção, sem contabilizar a procura reprimida e a procura abastecida através de geradores para autoconsumo, atingiu em 2014 os 9,48 TWh.

O forte crescimento do consumo de electricidade nos últimos anos, está associado: i) ao elevado esforço de electrificação que tem vindo a ser feito pelo Governo de Angola; ii) às melhorias das condições de vida das populações, o que se traduz num maior consumo de electricidade, e iii) ao aumento da capacidade de produção disponível.

Apesar do importante reforço da capacidade de geração disponível conseguido nos últimos anos, a procura encontra-se ainda reprimida verificando-se ainda cortes frequentes no abastecimento de energia eléctrica, bem como a utilização generalizada de geradores para autoconsumo, com maior incidência nos meses húmidos devido ao uso do ar condicionado.

Em termos geográficos, o consumo está ainda muito concentrado no sistema norte que representou em 2014 cerca de 78% do consumo total de electricidade no País. O peso do sistema norte deve-se essencialmente à província e cidade de Luanda onde, segundo o censo de 2014, vivem mais de 6 milhões de habitantes e onde se verifica a maior concentração de indústrias e serviços de todo o País.


Background

Between 2008 and 2014 the energy consumption recorded an annual average growth rate of 15.5%. As a result the Angolan energy consumption referred to production reached 9.48 TWh in 2014, without considering suppressed demand and self-generation.

The strong growth of the energy consumption along the past years is associated with i) a great effort from the Government of Angola in order to extend electricity coverage; ii) an improvement of the population's living conditions, which results in higher electricity consumption and iii) an increase of the available generation capacity.

Although available generation capacity has grown significantly over the past years, power demand is still suppressed. Suppressed demand results in frequent power supply cuts along with a widespread use of generators for auto-consumption, with a greater incidence in the humid months due to the use of air conditioning.

Geographically, in 2014 the energy consumption was still highly concentrated in the northern system, representing roughly 78% of the country's energy consumption. The weight of the northern system is mainly due to the consumption associated with the province and city of Luanda where, according to the 2014 census, there are over 6 million inhabitants and where the highest density of industries and services is observed within the country.



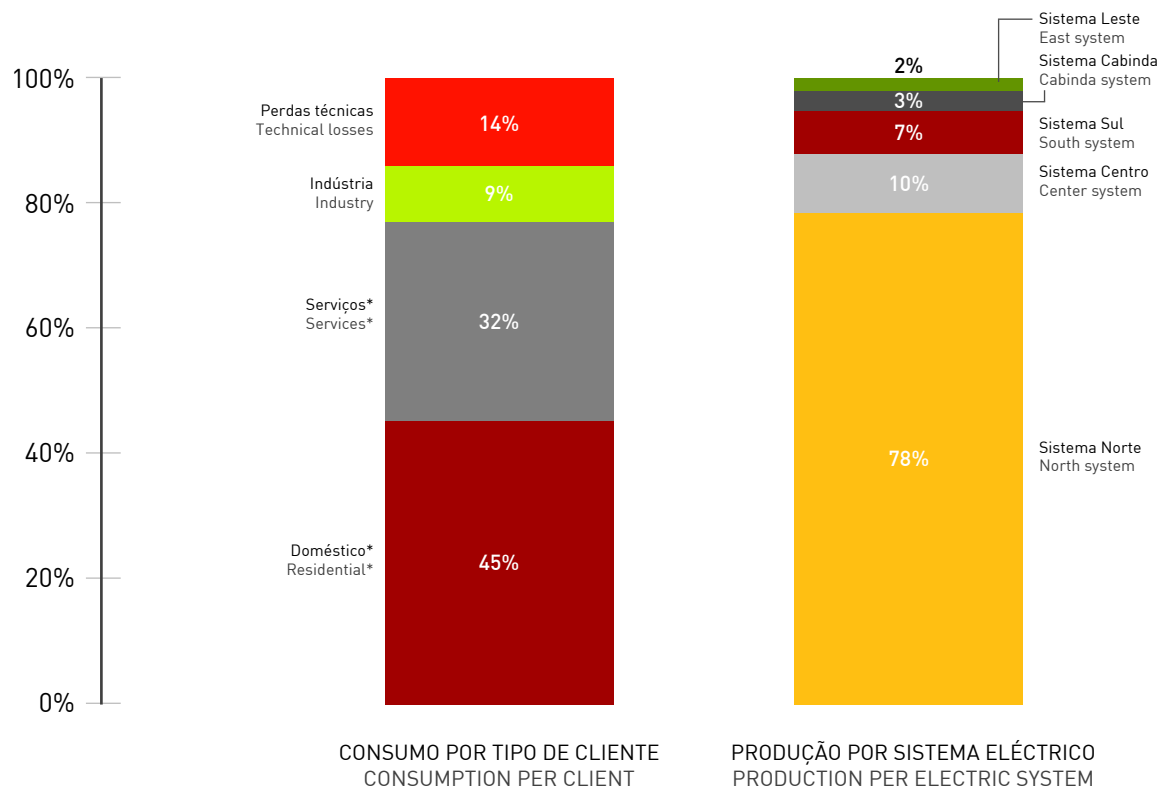
Forte peso de Luanda e do segmento doméstico no consumo histórico

Power consumption historically mainly from Luanda and domestic consumers

O consumo de energia eléctrica em Angola é maioritariamente urbano e residencial. Estima-se que o segmento doméstico represente cerca de 45% de toda a produção, seguido dos serviços com cerca 32% e da indústria com aproximadamente 9%. Estima-se que as perdas técnicas na rede eléctrica estejam próximas dos 14% devido ao estado actual de conservação da rede (Figura 3).

The energy consumption in Angola is mostly urban and residential. It is estimated that the residential sector demand accounts for 45% of total generation, followed by services (roughly 32%) and industry (approximately 9%). Technical losses of energy are believed to reach 14% due to the conservation conditions of the electric grid (Figure 3).

Figura 3 – Desagregação do consumo por tipo de cliente e por sistema eléctrico (2014)
 Figure 3 – Consumption per type of customer and electric system (2014)



*As perdas comerciais foram distribuídas pelos diferentes segmentos.
 *Commercial losses were allocated to different segments.



Projecção da procura

Até 2025 prevê-se um forte crescimento da procura que deverá atingir os 7,2 GW, ou seja, mais de quatro vezes a procura actual, estimando-se um crescimento médio anual de 15% até 2017 e de 12,5% entre 2017 e 2025 (Figura 4). O maior ritmo de crescimento previsto até 2017 está associado essencialmente à concretização do Plano de Acção para o período 2013-2017 e ao elevado nível de investimento aí previsto.

Ao nível da procura, foi considerada a possibilidade de serem implementadas indústrias intensivas, não previstas até ao momento, com uma potência de até 800 MW, bem como a possibilidade de exportação de energia para o mercado da SADC de até 800 MW adicionais. O ritmo de electrificação e industrialização do País exigirá o ajuste do calendário de investimentos na proporção da evolução da procura.

O consumo referido à produção deverá atingir os 39,1 TWh (Figura 5), em 2025 com um forte peso do segmento doméstico (37%) e um importante contributo dos serviços (28%) e da indústria (25%).

Angola registará assim um forte aumento do consumo, passando de um consumo médio de electricidade de 375 kWh por habitante em 2013 para 1.230 kWh em 2025.

Demand forecast

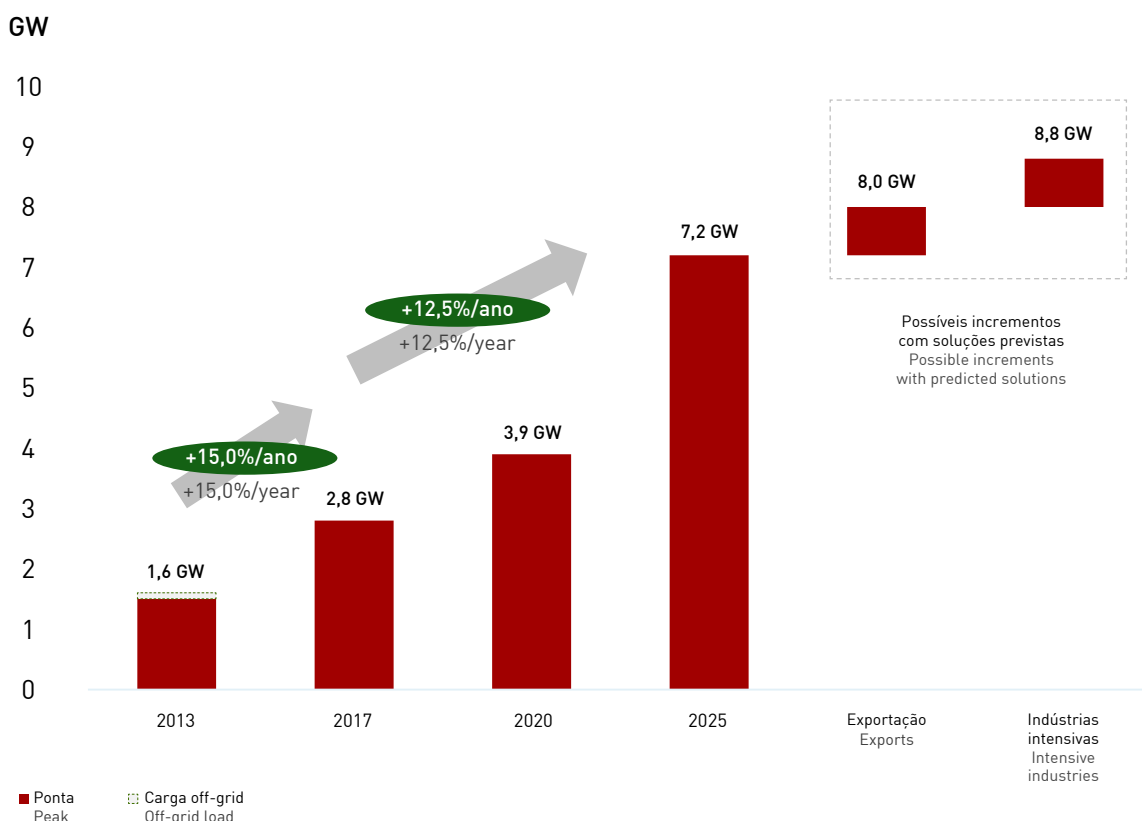
Until 2025 demand is expected to grow at a strong pace, with the overall system load reaching 7.2 GW – more than four times the current level. An average annual growth of 15% is expected to take place until 2017, slightly decreasing to 12.5% between 2017 and 2025 (Figure 4). The highest rate of growth until 2017 is associated with the implementation of the Action Plan 2013-2017 and with the significant level of investment considered in the Action Plan.

On power sector load, the possibility of additional energy-intensive industries with a capacity up to 800 MW and the possibility of exports totaling a capacity of 800 MW towards the SADC market were both considered. The pace of electrification and industrialization of the country will require adjustments to the power sector investment calendar in order to adequately meet demand growth.

The energy demand referred to generation is expected to reach 39.1 TWh (Figure 5) in 2025 with a considerable influence of the residential sector (37%) and a significant contribution from services (28%) and industry (25%).

Angola will thus see a sharp growth in energy consumption, meaning that the average energy consumption per inhabitant will increase from 375 kWh per capita in 2013 to 1230 kWh in 2025.

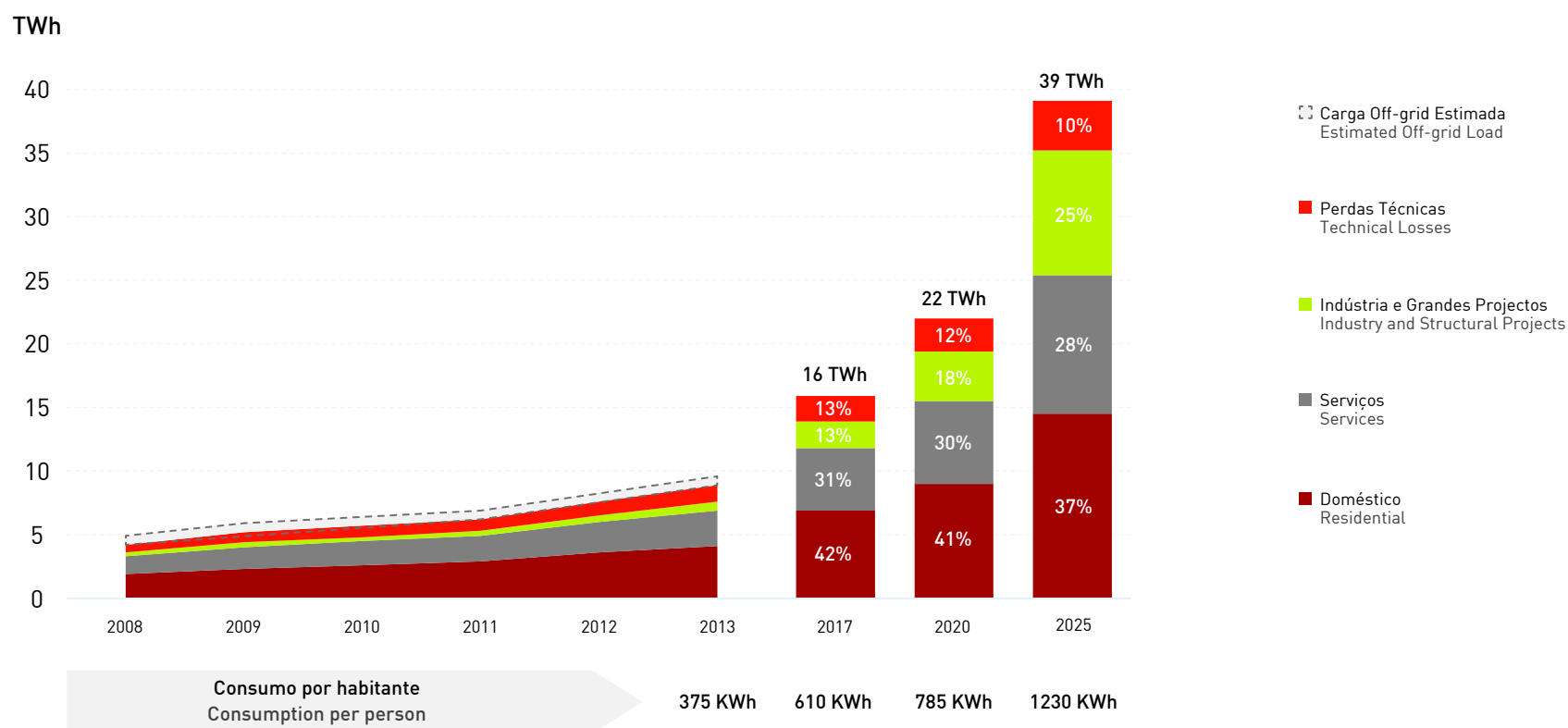
Figura 4 – Evolução da ponta máxima anual do sistema até 2025
Figure 4 – Trend of the maximum annual energy load of the system until 2025



Até 2025 a procura de energia eléctrica crescerá mais de 4 vezes

Until 2025 the electricity demand will grow more than 4 times

Figura 5 – Evolução do consumo por tipo de cliente até 2025
 Figure 5 – Consumption per type of customer and region - 2014



Este crescimento resulta essencialmente de três factores principais:

ELECTRIFICAÇÃO DO PAÍS E CRESCIMENTO DA POPULAÇÃO

Constitui ambição da Estratégia Angola 2025 levar o acesso a serviços básicos de energia à população. Assim sendo, tendo em consideração a elevada dispersão da população e a extensão do território, o presente documento considera duas abordagens paralelas: i) por um lado, a electrificação dos principais pólos populacionais através de redes de energia ou sistemas interligados, onde se incluem a totalidade das sedes provinciais, de município e algumas comunas; ii) por outro lado, a prestação de serviços de energia assentes em soluções descentralizadas às populações rurais dispersas pelo território.

Ao nível do fornecimento de electricidade a partir de sistemas interligados é estabelecida uma meta de aumentar a electrificação dos actuais cerca de 30% para os 60% da população até 2025. Com esta meta prevê-se um total de 3,7 milhões de clientes em 2025 (mais do triplo do valor actual), ou seja, estima-se que mais de 18 milhões de pessoas venham a beneficiar da energia eléctrica.

As populações nas regiões isoladas serão fornecidas por soluções de mini-hídrica, solar ou diesel, de acordo com a melhor solução técnica e de custo/benefício que se aplicar considerando que a população alvo é essencialmente de baixa renda.

This growth is mainly due to three factors:

THE COUNTRY'S ELECTRIFICATION AND THE GROWTH OF POPULATION

The Angola 2025 strategy's main goal is to provide access to basic energy services to the population. Therefore, given the high dispersion of the population and the extent of the territory, this document considers two parallel approaches: i) on one hand, the electrification of the main populated centers through electricity grid extension - which include every provincial and municipal capitals and part of the commune townships - and ii) on the other hand, the provision of energy services based on decentralized solutions for rural and dispersed populations over the country.

Regarding energy supply from interconnected systems, it is established a goal for increasing the electricity coverage from 30% to 60% by 2025. With this target it is expected a total of 3.7 million customers in 2025 (more than three times the present number), meaning that more than 18 million people will benefit from energy supply.

The population living in remote areas will be supplied by small hydro, solar panels or even diesel solutions, depending on the best technical and cost/benefit solution, considering that the target population has mainly low-income.

CRESCIMENTO DA RIQUEZA DISPONÍVEL E DO CONSUMO DOS CLIENTES ELECTRIFICADOS

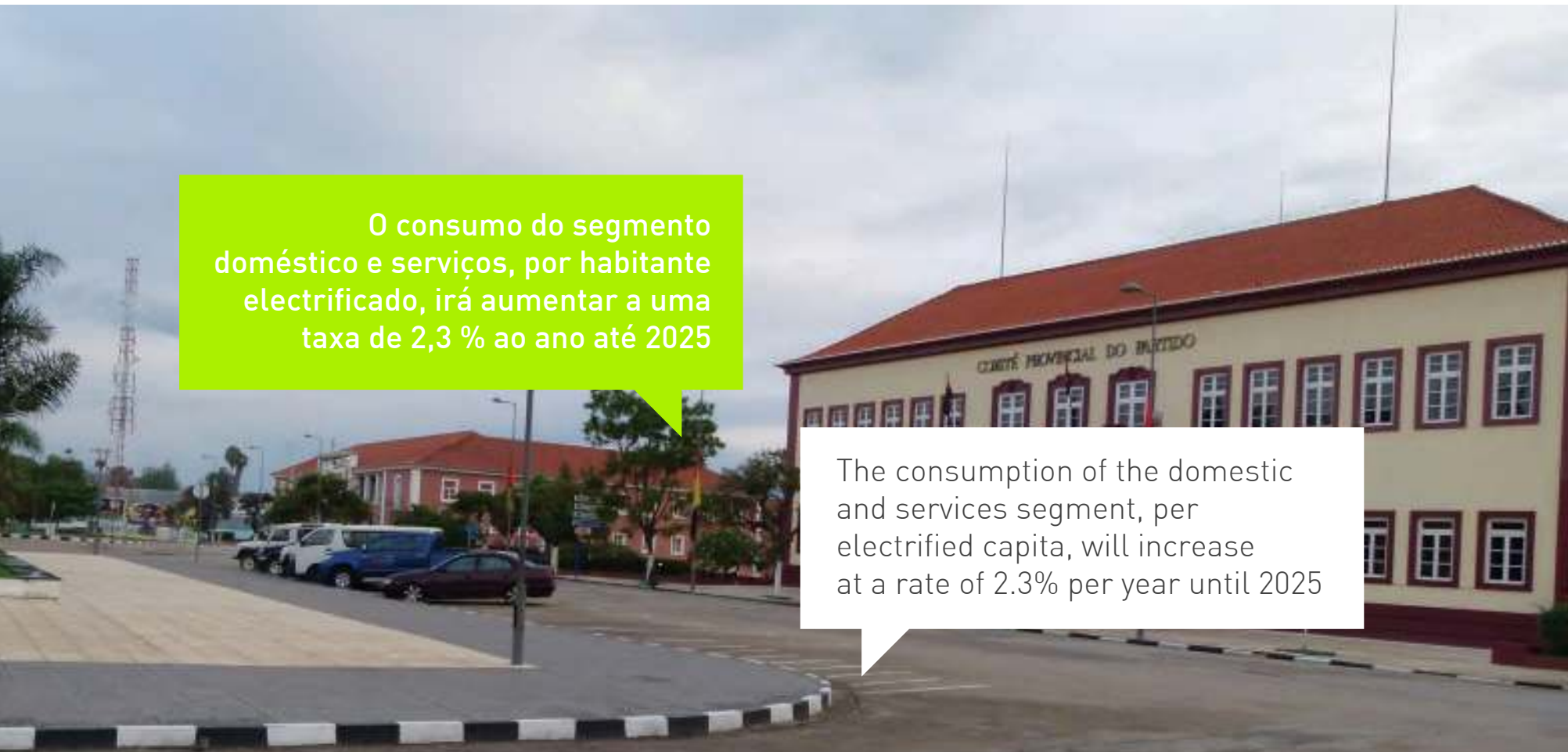
Devido ao aumento da riqueza nacional as famílias vão transformando esta riqueza em maior conforto, o que se traduz no aumento de consumo de energia eléctrica ao nível residencial. O aumento da renda familiar, por sua vez, pressiona a oferta de serviços, designadamente os associados ao turismo e lazer. Por exemplo, o maior investimento na prestação de serviços turísticos nacionais trará conseqüentemente um aumento do turismo internacional para Angola.

Na projecção da procura de electricidade verifica-se uma correlação directa entre o aumento da riqueza nacional (PIB) e o aumento do consumo de electricidade. Assim sendo, prevendo-se um crescimento contínuo do rendimento nacional espera-se uma forte pressão para o aumento da geração eléctrica disponível por forma a atender a demanda.

GROWTH OF THE AVAILABLE WEALTH AND POWER CONSUMPTION OF ELECTRIFIED CUSTOMERS

The increase in national wealth will result in families using their income to improve comfort, which will increase residential energy consumption. Also, the increase in families' income will in turn enhance the provision of services, namely those related with leisure and tourism. For example, the investment in the provision of touristic services for the national market will lead to an increase in international tourism coming to Angola.

Regarding the forecast of energy demand, a direct correlation between the increase of the national wealth (GDP) and the increase of energy consumption is observed. Given the expected continued growth of national income, a strong pressure for increasing available generation is expected in order to meet the energy demand.



O consumo do segmento doméstico e serviços, por habitante electrificado, irá aumentar a uma taxa de 2,3 % ao ano até 2025

The consumption of the domestic and services segment, per electrified capita, will increase at a rate of 2.3% per year until 2025

De modo a mitigar o aumento da geração necessária e garantir a segurança energética deverão ser tomadas medidas de mitigação do consumo tais como:

- Instalação de contadores pré-pagos (os clientes pagam o que é consumido, o que constitui um inibidor do consumo em excesso, e a empresa recebe por antecipação com melhor prestação do serviço).
- Aumento da tarifa (a maior influência no rendimento mensal familiar induz a necessidade de baixar o consumo);
- Eficácia comercial das empresas (instalação de contadores pré-pagos a todos os clientes, instalação de contadores fiáveis a todos os clientes de média e alta tensão, alternativas de pagamentos do consumo de electricidade - net/online, multi-caixa, estabelecimentos comerciais, etc.)
- Eficiência energética (introdução de medidas de mitigação tais como lâmpadas de baixo consumo, equipamentos electrónicos de baixo consumo, painéis solares térmicos em locais públicos e privados para produção de água quente, educação para o uso eficiente de energia eléctrica).

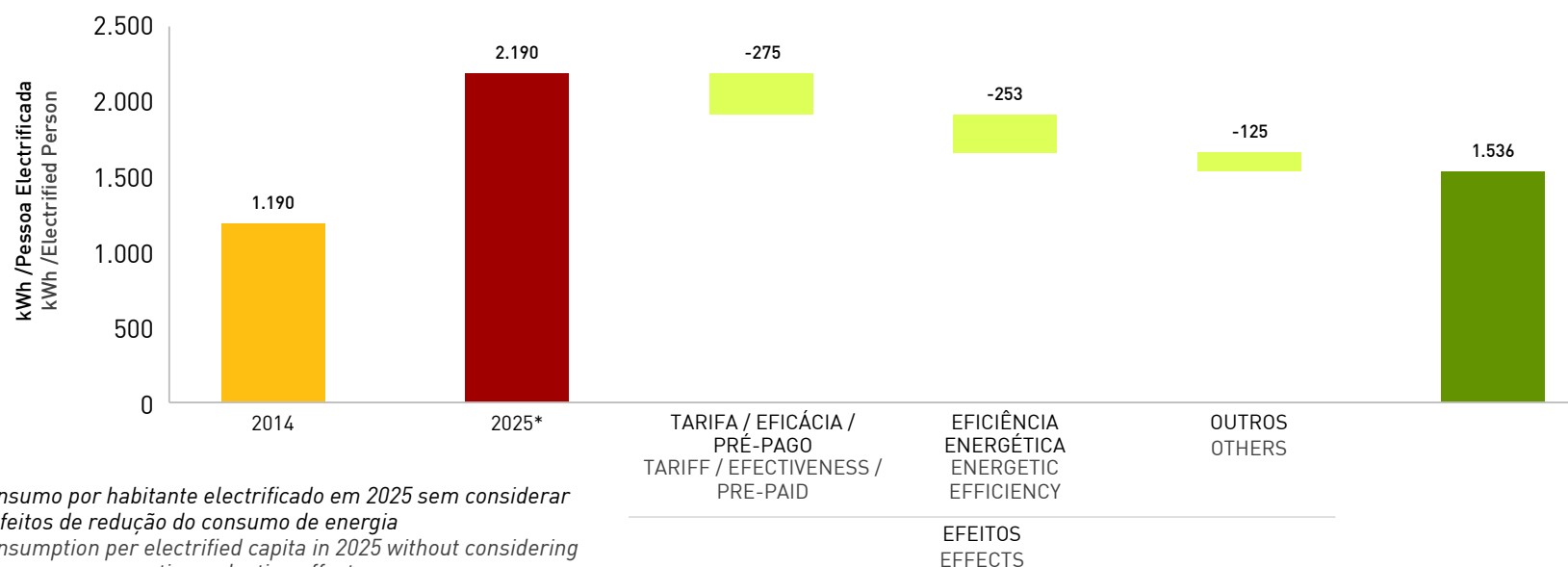
A modelação destes vários efeitos, resulta num aumento do consumo do segmento doméstico e serviços por habitante electrificado de 1,2 MWh/pessoa para 1,5 MWh/pessoa em 2025 (2,3% de taxa de crescimento média anual). O gráfico seguinte ilustra o forte impacto dos efeitos de mitigação, com reflexo no custo da energia (tarifa, pré-pago e eficácia comercial), e da eficiência energética na evolução da procura, sem os quais o consumo do segmento doméstico e serviços seria maior em 42% aumentando a carga do sistema em 2025 para valores em redor dos 9,5 GW (Figura 6).

With a view to mitigating the increase of the required energy generation capacity and to ensure energy security, mitigation measures should be taken, such as:

- Installation of prepaid meters (customers pay what they consume, which is an inhibitor of over-consumption and the company receives in advance with better service performance).
- Higher tariffs (the increased share of electricity in the family monthly income fosters the need to lower consumption);
- Commercial effectiveness of companies (installation of prepaid meters for all customers, installation of reliable meters for all Medium and High Voltage customers, alternative methods of payment for electricity consumption - net/online, ATM, shops, etc.)
- Energy efficiency (introduction of mitigation measures such as energy-saving bulbs, efficient electronic equipments and house appliances, solar thermal panels for public and private water heating, education for the efficient use of electricity).

The modeling of these effects results in a rise in residential and services' energy consumption per electrified inhabitant, from 1.2 MWh/person to 1.5 MWh/person in 2025 (with a 2.3 % annual average growth rate). The following graph depicts the considerable impact of both the mitigation effects with impact on cost and cash disbursements (tariffs, prepaid meters and commercial effectiveness) and the mitigation effect of energy efficiency in the evolution of energy demand. Without these mitigation effects the consumption of the residential and services' sectors would be 42% higher, increasing the system energy load in 2025 to roughly 9.5 GW (Figure 6).

Figura 6 – Evolução do consumo doméstico e serviços por habitante electrificado
Figure 6 – Trend of the residential and services' consumption per electrified inhabitant



INDUSTRIALIZAÇÃO DO PAÍS

A forte aposta da Estratégia de longo prazo Angola 2025 na industrialização do país é concretizada não só pelo Plano Nacional de Desenvolvimento 2013-2017 onde se estabelecem projectos estruturantes e prioritários, mas também pelos recentes instrumentos de planeamento sectoriais, designadamente o Novo Plano para a Industrialização do país e o Plano Director do Turismo. Esta aposta é ainda reforçada pelo Programa de Aceleração da Diversificação, que visa diversificar as fontes de riqueza do país.

O peso histórico da indústria no total de produção de energia eléctrica - em redor dos 8% - é o mais baixo entre os principais países da SADC.

A forte perspectiva de crescimento do segmento industrial é suportada pela existência de um conjunto alargado de mais de 160 projectos estruturantes concretos, em diferentes fases de desenvolvimento, agrupados em diferentes clusters cujas necessidades energéticas e perspectivas de crescimento suportam a meta de 25% do consumo de electricidade com origem no sector industrial.

Os Pólos de Desenvolvimento Industrial e os recursos minerais – com destaque para o ferro – representam o principal crescimento, logo seguidos do cluster da agro-indústria, da habitação e construção (com forte peso das cimenteiras) e demais indústrias.

A perspectiva de uma grande indústria intensiva com uma carga de pelo menos 0,8 GW, pela sua dimensão, foi contabilizada de forma autónoma prevendo-se soluções de contingência, em termos de geração, caso se verifique a concretização do projecto. Adicionalmente, a possibilidade de Angola exportar foi também considerado de forma autónoma.

INDUSTRIALIZATION OF THE COUNTRY

The strong commitment of the long-term Angola 2025 strategy in the country's industrialization is achieved not only by the 2013-2017 National Development Plan, which establishes a set of priority "structural" projects, but also by the recent sectorial planning instruments, in particular the New Plan for the country's Industrialization and the Tourism Master Plan. This commitment is further enhanced by the Diversification Acceleration Programme, which aims to diversify the country's sources of wealth.

The historical weight that industry plays in the total electricity generation - around 8% - is the lowest among the major countries of the SADC.

The strong outlook for the industrial sector's growth is supported by the existence of a wide range of more than 160 specific "structural" and priority projects, in different stages of development. These projects are grouped in different clusters whose energy needs and estimated future growth supports the estimated 25% target for energy consumption from the industrial sector. The Industrial Development Hubs (PDI) and the mining activities - especially iron exploration - are the main growth drivers, immediately followed by the agro-industry cluster, the construction sector (with a strong weight of the cement industry) and other industries.

The possibility of a large energy-intensive industry, with a load of at least 0.8 GW, was independently accounted for and specific contingency measures (in terms of new generation projects to satisfy its demand) have been developed. Additionally, the possibility of large scale exports was also considered autonomously.

Figura 7 - Peso da indústria no total da produção eléctrica nos países da SADC (IEA, 2009)
Figure 7 - Weight of the industry's energy consumption on the total energy production of SADC's countries (IEA, 2009)

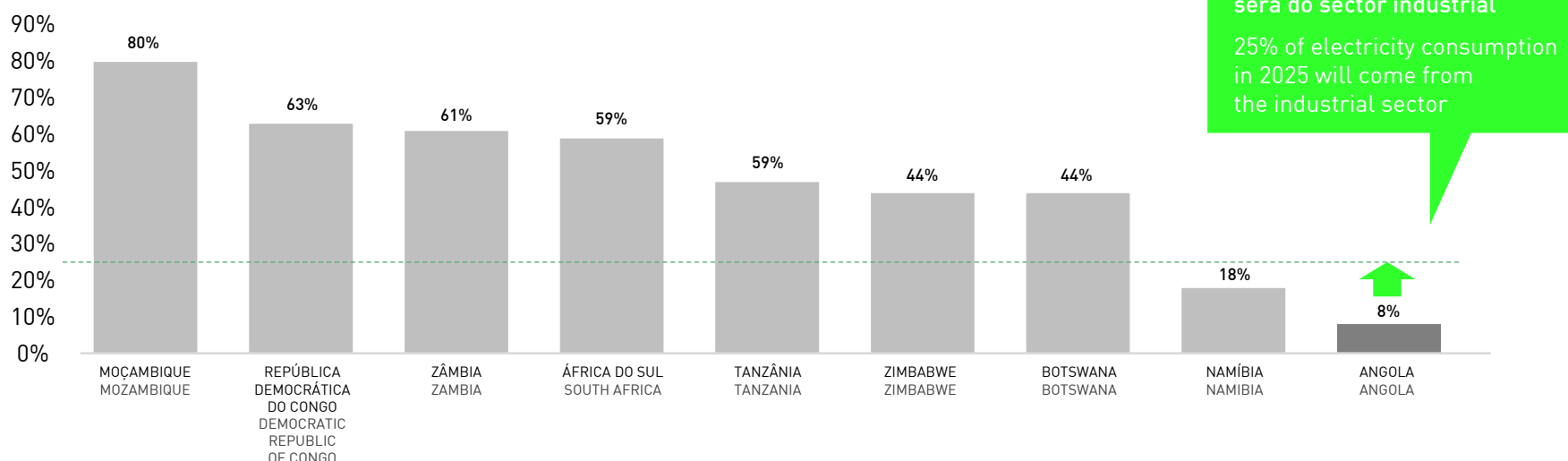
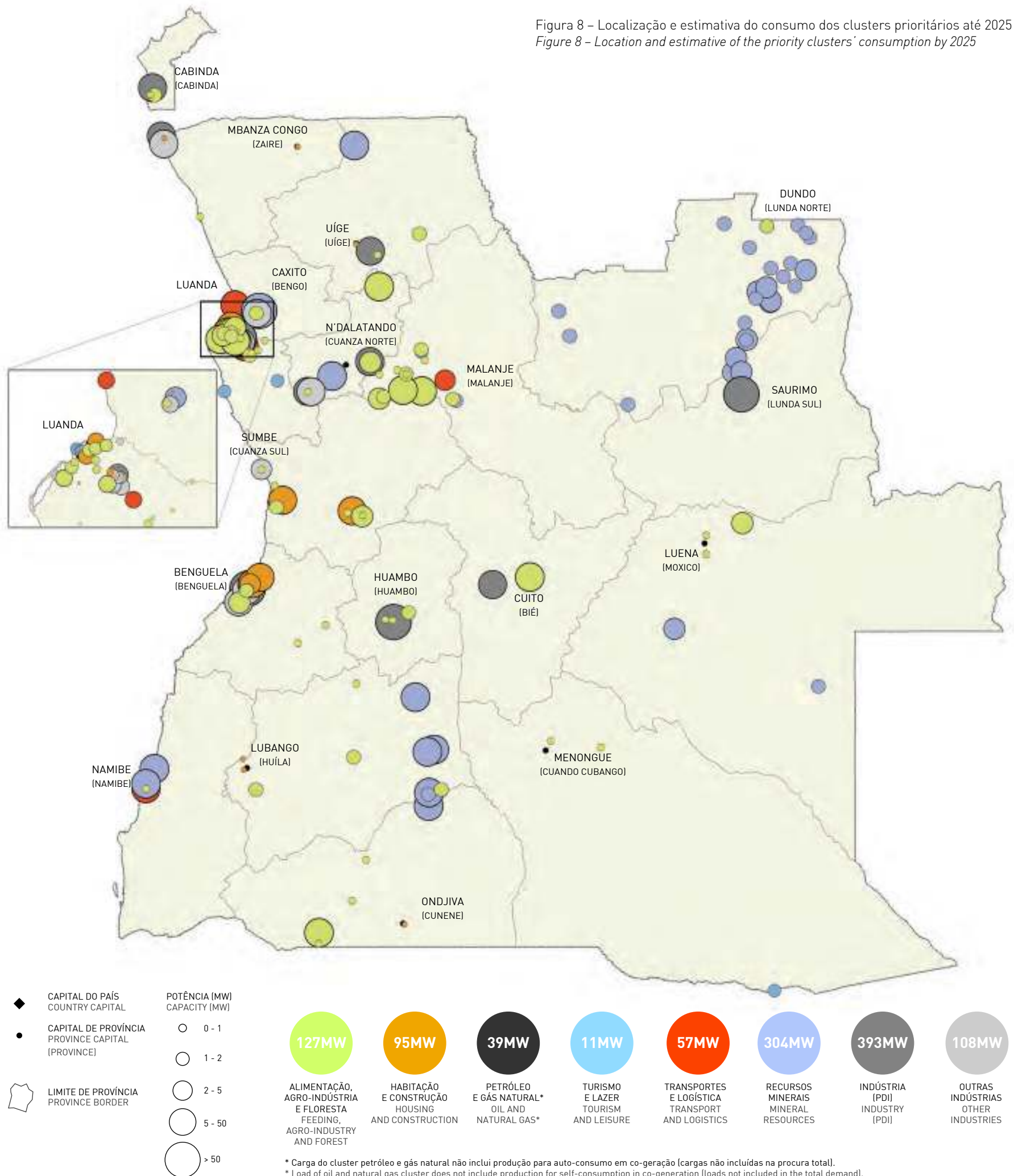


Figura 8 – Localização e estimativa do consumo dos clusters prioritários até 2025
 Figure 8 – Location and estimative of the priority clusters' consumption by 2025



* Carga do cluster petróleo e gás natural não inclui produção para auto-consumo em co-geração (cargas não incluídas na procura total).
 * Load of oil and natural gas cluster does not include production for self-consumption in co-generation (loads not included in the total demand).

EVOLUÇÃO DO CONSUMO, COMPARAÇÃO INTERNACIONAL

É possível desagregar o consumo eléctrico por habitante nos três efeitos principais referidos (taxa de electrificação, consumo residencial e serviços por habitante electrificado e peso da indústria) e comparar Angola com outros países. A figura 9 compara o consumo de Angola – histórico e projectado - com a África do Sul, Nigéria, Brasil, Portugal e Estados Unidos.

Os valores apresentados para Angola foram corrigidos do efeito da procura reprimida e não cadastrada. Angola apresenta um valor de consumo per capita apenas superior aoda Nigéria que apesar de apresentar níveis de electrificação e industrialização superiores, regista um consumo muito baixo por pessoa electrificada devido aos elevados níveis de procura reprimida e utilização de geradores.

A Figura 9 demonstra que as previsões para Angola em 2025, apesar das elevadas taxas de crescimento anuais, são realistas:

- A taxa de electrificação dependerá essencialmente da capacidade de investimento e de execução do país, verificando-se que a maior parte dos países desenvolvidos já atingiu a plena electrificação dos seus territórios;
- Ao nível do consumo doméstico e serviços por habitante electrificado, a estimativa de um aumento de 1,2 MWh/habitante para 1,5 MWh/habitante em 2025, está ainda assim significativamente abaixo dos 2,1 MWh/habitante registados em África do Sul em 2009, e dos valores de Portugal ou Estados Unidos;
- A meta de 25% de peso da indústria reflecte a forte perspectiva de projectos mineiros e industriais. A título de exemplo, na África do sul a indústria representa 59% do consumo total e no Brasil 46%.

POWER CONSUMPTION FORECAST, INTERNATIONAL COMPARISON

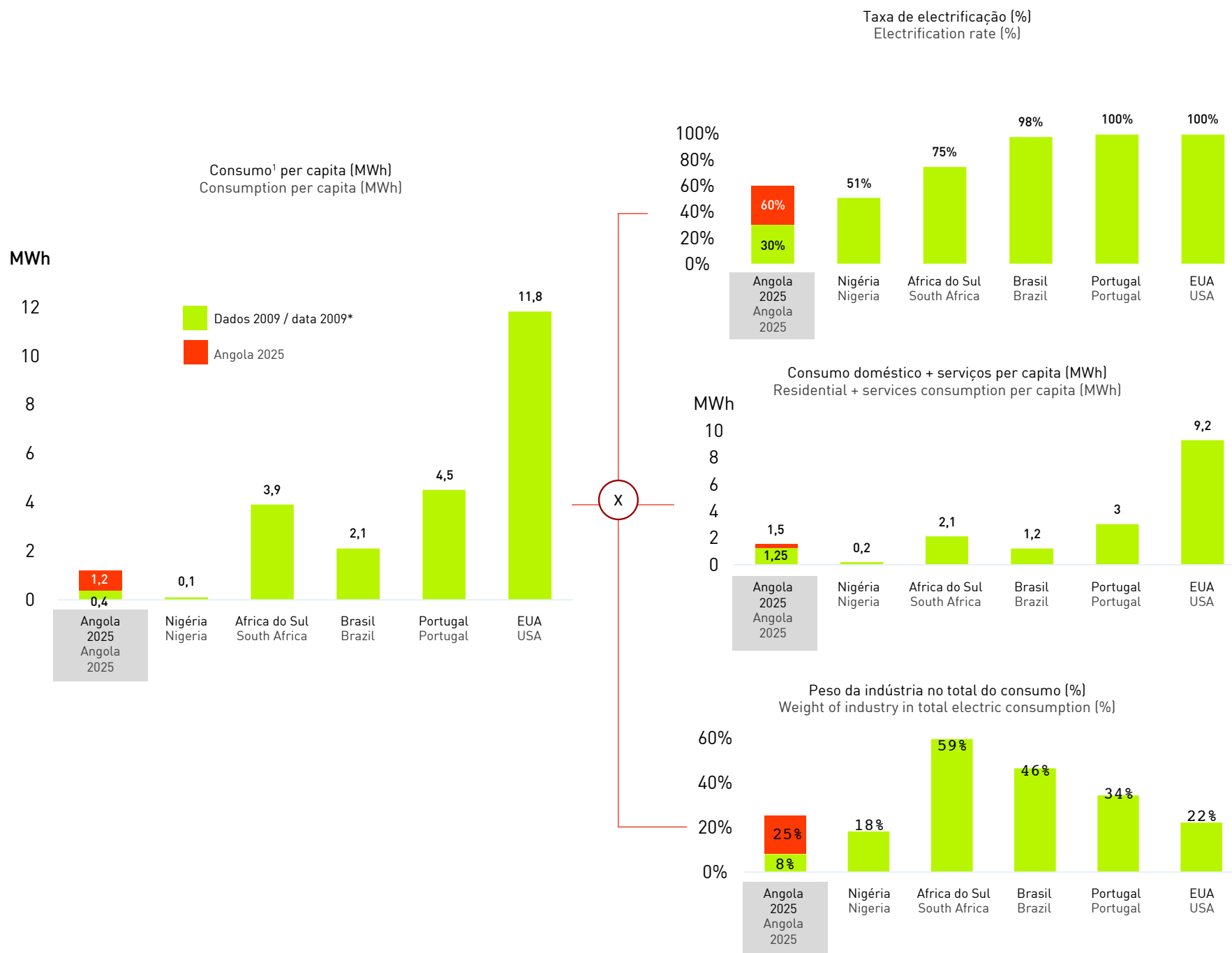
The average power consumption per inhabitant may be explained by three main effects (electrification rate, residential and services' consumption per electrified inhabitant and weight of the industry). The indicator and the explaining effects can be compared with other countries based on available international statistics. Figure 9 compares the historical and projected energy consumption of Angola with South Africa, Nigeria, Brazil, Portugal and the United States.

The Angolan data herein presented was adjusted to take into account the effect of the suppressed and non-registered demand. According to available international statistics and considering the selected countries, the current Angolan consumption per capita is only higher than the one of Nigeria – although Nigeria has higher rate of electrification and industrialization than Angola, the average consumption of electrified customers or inhabitants is very low due to high levels of suppressed demand and individual use of energy generators.

Figure 9 shows that the forecasts for Angola in 2025, in spite of the high annual growth rates, are realistic:

- The electrification rate will mainly depend on the country's investment and deployment capacity. Most developed countries already have fully electrified their territories;
- In terms of residential and services' consumption per electrified inhabitant, the estimated rise from 1.2 MWh/inhabitant to 1.5 MWh/inhabitant in 2025 is still considerably below the 2.1 MWh/inhabitant recorded in South Africa in 2009, and also bellow the consumption recorded in Portugal or in the United States.
- The 25% target for industry reflects the strong prospects for mining and industrial projects. For example, in South Africa the industry represents 59% of the total energy consumption and 46% in Brazil.

Figura 9 – Desagregação e comparação internacional dos consumos por habitante
 Figure 9 – Disaggregation and comparison of the international consumption per inhabitant



¹consumo total referido à produção
 * Dados de Angola referentes a 2013. Restantes países 2009.
 Fonte: Análise Gesto; AIE; Banco Mundial

¹total consumption referred to production
 * Angola data referred to 2013. Other countries referred to 2009.
 Source: Gesto Analysis; IEA; World Bank



Kuvango, província de Huíla
Kuvango, Huíla province

A rural landscape featuring a dirt road on the left, utility poles with power lines stretching across the middle ground, and several tall trees on the right. The sky is blue with scattered white clouds. The overall scene is captured in a wide-angle shot, emphasizing the expanse of the area.

I.2 EXPANSÃO DA REDE NA ÓPTICA DA PROCURA

I.2 GRID EXPANSION FROM THE CONSUMER PERSPECTIVE

PARTE I. PROCURA

PART I. DEMAND

O planeamento do sistema eléctrico a longo prazo só é possível conhecendo a distribuição territorial da procura. Esta distribuição depende não só da localização das populações e actividades económicas no território e sua evolução, mas também das decisões de investimento que vierem a ser tomadas ao nível da expansão da rede e da distribuição de energia eléctrica. A existência de rede eléctrica é fonte de desenvolvimento e razão suficiente para a mobilidade das populações, com influência determinante na evolução geo-espacial da procura.

A estratégia de electrificação que suporta a visão Angola 2025, teve por base a racionalidade económica e critérios de equilíbrio territorial de modo a que a alocação de recursos financeiros fosse feita de forma otimizada garantindo, ao mesmo tempo, o desenvolvimento equilibrado do País e a redução das assimetrias regionais.

Reconhecendo o esforço financeiro que representa o processo de electrificação e de forma a diferir no tempo os investimentos a efectuar, deverão ser estabelecidos critérios de prioritização das localidades a electrificar por Província, de acordo com orientações estratégicas de desenvolvimento dos Municípios, num determinado horizonte temporal, em concordância com os Governos Provinciais.

Assim sendo, foi realizado o planeamento geo-espacial de rede eléctrica na óptica do consumo à escala nacional, de acordo com os seguintes passos:

i) Avaliação do consumo potencial: Foram identificados todos os locais habitados ou onde existam projectos industriais, ao longo do país, e caracterizada numa base geográfica, a possível evolução e o consumo potencial da totalidade da população.

ii) Planeamento da Electrificação: A partir da rede existente e planeada até 2017, foram identificados todos os locais que, técnica e economicamente, de acordo com critérios de qualidade de fornecimento, racionalidade de investimento e baixos encargos de exploração, deveriam ser interligados à Rede Nacional por via do crescimento da rede eléctrica. As localidades que não cumprem os critérios anteriores foram consideradas para electrificação de forma isolada através de geração descentralizada.

iii) Modelos de Electrificação: Considerando a meta de 60% de electrificação do País, foram estudados e ponderados 3 modelos alternativos de prioritização dos investimentos e electrificação do território no horizonte 2025.

Planning the electrical system in the long term requires knowledge of how potential demand is distributed along the territory. This distribution will depend not only on the location of settlements and economic activities in the territory and their evolution, but also on investment decisions regarding grid expansion and electricity distribution. The existence of power grid constitutes, in itself, a source of development and a reason for the mobility of people with major influence on the geo-spatial evolution of demand.

The electrification strategy that supports the vision Angola Energy 2025 was based on criteria of economic rationality and territorial balance in order to ensure optimal allocation of financial resources and, at the same time, the balanced development of the country together with the reduction of regional asymmetries.

Given the high level of financial effort associated with the electrification of the country, prioritization criteria are required in order to distribute in time the investments. The prioritization criteria, which establishes which localities to electrify first in each Province, shall be defined in accordance with the strategic guidelines for the development of municipalities and in agreement with the Provincial Governments.

Therefore, the power network was geospatially planned based on the perspective of consumers nationwide, according to the following steps:

i) Evaluation of potential demand: All inhabited locations and known industrial projects, across the country, have been identified, georeferenced and characterized according to the potential electricity consumption - current and future - of its population and activities.

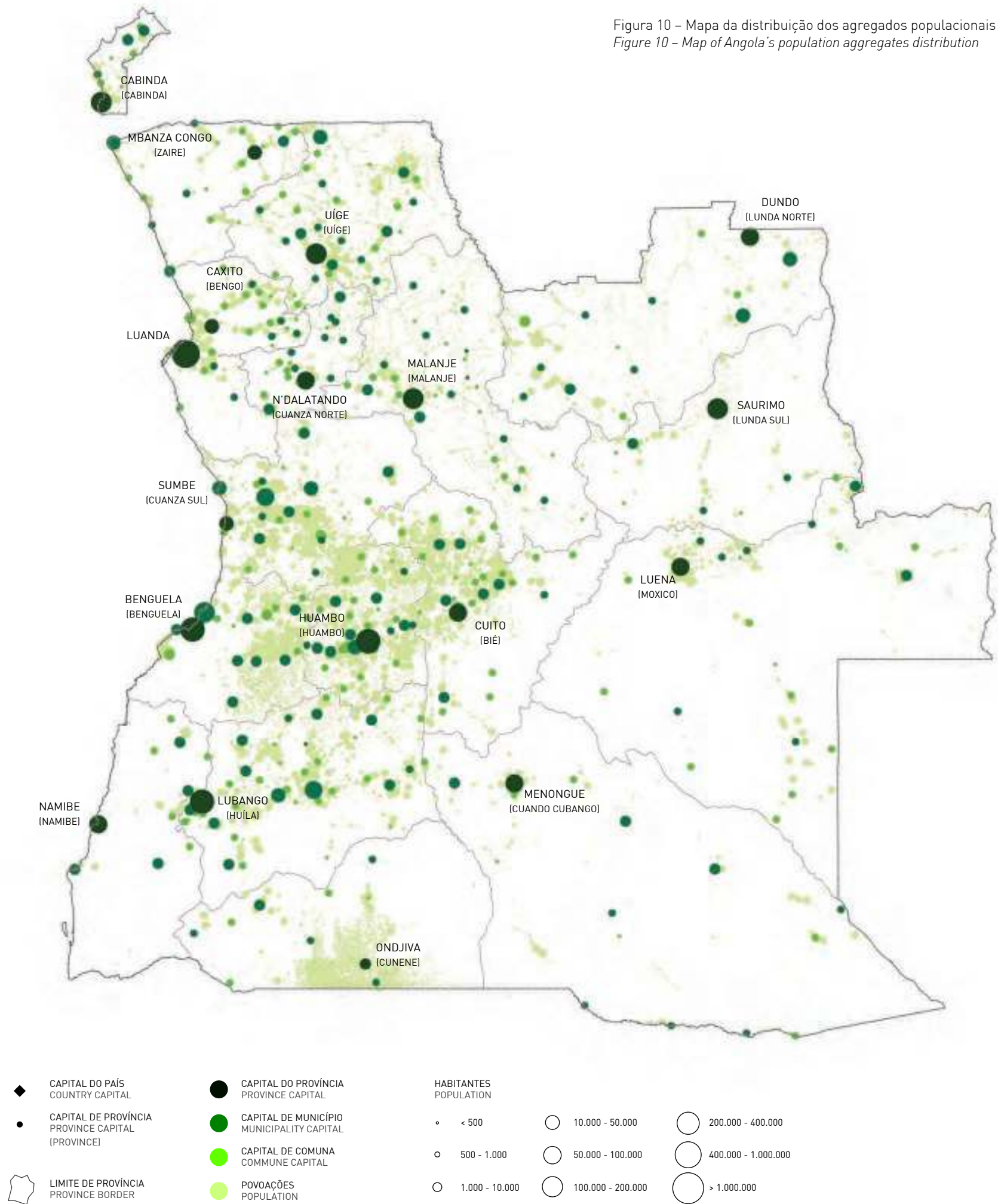
ii) Electrification Planning: Based on the existing and planned network until 2017, all sites that should be connected to the National Grid following its expansion were identified (according to supply quality criteria, investment rational and low operating costs). Localities that did not meet this criteria were considered for off-grid electrification through decentralized generation.

iii) Electrification models: Considering the country's electrification target of 60%, three alternative models prioritizing investment and electrification of the territory until the year 2025 were studied and pondered.

Foi realizado o planeamento geo-espacial da rede na óptica do consumo

The network geospatial planning from the consumption perspective was conducted

Figura 10 – Mapa da distribuição dos agregados populacionais de Angola
 Figure 10 – Map of Angola's population aggregates distribution



I) AVALIAÇÃO DO CONSUMO POTENCIAL

Tendo como base os resultados preliminares do censo populacional realizado em 2014, a caracterização do consumo potencial implicou a geo-referenciação e estimativa de número de casas em mais de 22.000 pontos de consumo ao longo do território (Figura 12).

Os resultados obtidos demonstram não só o peso das capitais de província, mas também a elevada densidade populacional na região do planalto central, nomeadamente nas províncias de Benguela, Cuanza Sul, Huambo, Huila e Bié (parte oeste), onde se encontra cerca de 40% do total da população do país.

Nas províncias do norte, apesar da menor densidade populacional, verifica-se uma grande dispersão de pequenos núcleos populacionais ao longo de todo o território. No Leste e na Província do Namibe verificam-se os menores níveis de densidade do país com a população mais concentrada, em termos relativos, nas capitais de província e organizada ao longo das principais vias de comunicação.

Finalmente, a província de Cunene apesar de ter quase um milhão de habitantes, apresenta um modelo de ocupação do território muito diverso do restante país com a população em redor da fronteira com a Namíbia e de Ondjiva, dispersa em milhares de núcleos multi-familiares que se estendem por milhares de quilómetros quadrados.

A quantificação do potencial de consumo em cada ponto foi estimada classificando todos os 22.000 locais de consumo em 6 categorias de desenvolvimento económico e densidade populacional, tendo em consideração quer a localização de cada zona nos eixos de desenvolvimento territorial da Estratégia Angola 2025, quer as categorias administrativas, conforme se apresenta na tabela da figura 11.

Figura 11 – Classificação dos agregados populacionais de Angola
Figure 11 - Classification map of population sites of Angola

		Divisões Administrativas Administrative Divisions				
		Capital do País Country Capital	Capitais de Província Province Capital	Sedes de Município Municipality Capital	Sedes de Comuna Commune Capital	Povoações Villages
Zonas de Desenvolvimento Development Areas	Áreas urbanas principais Major Urban Areas	1	2	2	3	3
	Pólos de Desenvolvimento Development Centers		2	2		
	Pólos de Equilíbrio Balancing Poles		2	3		
	Corredores de Desenvolvimento Development Corridors			3	4	5
	Outros "próximos" Others "near"			4	5	6
	Zonas Periféricas Peripheral Areas				6	6

I) EVALUATION OF POTENTIAL DEMAND

Based on the preliminary results of the population census conducted in 2014, the characterization of potential demand led to the geo-referencing and estimation of number of houses in more than 22,000 points of consumption throughout the country (Figure 12).

The results obtained demonstrate the importance of the provincial capitals in terms of population as well as the high population density in the central plateau region, particularly in the provinces of Benguela, Cuanza Sul, Huambo, Huila and Bie (western region), where about 40% of the total population of the country is concentrated.

In the Northern provinces, despite the lower population density, a large dispersion of smaller population centers can be found throughout the territory. The Eastern and Namibe provinces have the lowest population density levels in the country with the population mostly concentrated in the provincial capitals and along the main communication routes.

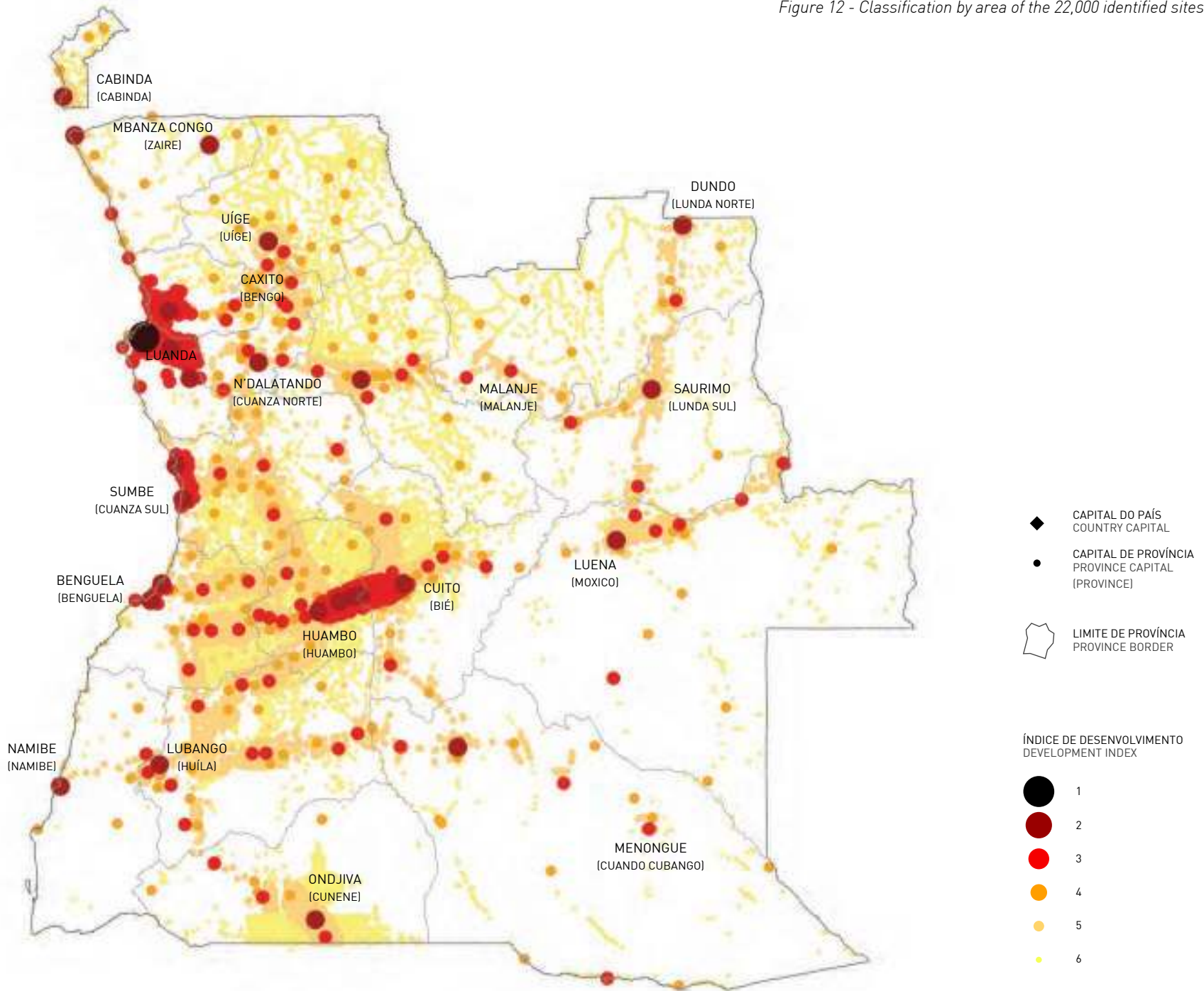
Finally, the province of Cunene, despite the fact that it holds nearly one million inhabitants, presents quite a differing land use model with respect to the rest of the country, with the population near the Namibian border and Ondjiva spread over thousands of square kilometers under the form of innumerable multi-family units.

The "potential demand" quantification at each site was estimated by sorting the whole of the 22.000 consumption points into 6 different categories of economic development and population density, taking into account both the location of each zone in the territorial development strategy axis, as defined in the Strategy Angola 2025, and the administrative categories, as shown in the figure 11.

Os 22.000 locais geo-referenciados foram classificados em 6 categorias de acordo com a Estratégia de Desenvolvimento Angola 2025

The 22,000 georeferenced sites were classified into six categories according to the Angola 2025 Development Strategy

Figura 12 – Classificação por zona dos 22.000 locais identificados
 Figure 12 - Classification by area of the 22,000 identified sites



Os consumos domésticos por habitante e o peso dos serviços foram estimados para cada uma das zonas e calibrados com os níveis médios verificados e projectados no capítulo anterior. Consideraram-se também taxas de crescimento da população diferenciadas por zona de modo a reflectir a migração das zonas mais rurais para as zonas mais desenvolvidas.

Para avaliação do consumo potencial por local considerou-se ainda o consumo da indústria, tendo-se geo-referenciado e caracterizado o consumo dos projectos estruturantes e pólos de desenvolvimento identificados.

Household consumption per capita and the weight of the tertiary sector were estimated for each zone and calibrated considering the average levels observed and extrapolated in the previous chapter. Also, different growth rates of population by region were taken into account in order to consider migration from rural areas to more developed zones.

Furthermore, in order to evaluate the potential demand for each location, the consumption of the Industry sector was taken into account. This consumption was considered through the geo-referencing and characterization of the demand of identified projects of structural significance and development clusters.

II) PLANEAMENTO DA ELECTRIFICAÇÃO

O planeamento da rede eléctrica deverá ter em perspectiva uma visão da electrificação total de Angola. A rede deve crescer de forma progressiva e ser dimensionada de forma a poder responder no longo prazo às necessidades da demanda, evitando investimentos que rapidamente fiquem obsoletos ou que se venham a verificar desnecessários.

Com base nesta premissa, o algoritmo de extensão da rede foi desenvolvido de forma a interligar progressivamente os cerca de 22.000 locais de consumo, por ordem da menor distância a percorrer por unidade de consumo, até atingirem as subestações existentes e as subestações planeadas. Sempre que se verificou (para uma localidade ou conjunto de localidades), que a qualidade de fornecimento de electricidade não era garantida, ou que o valor de investimento e encargos de exploração da rede eram demasiado elevados, foi considerada a alternativa de electrificação com base em geração descentralizada.

Assim sendo, temos que cerca de 13.000 locais, com consumos médios em redor dos 10 kW por local, encontram-se a distâncias demasiado elevadas para justificar a extensão da rede. Desses, alguns locais mesmo agrupados em pequenas redes locais (cerca de 1.800), não cumpriram os pressupostos mínimos para justificar a interligação à rede.

No geral, apenas 7% da população de Angola será fornecida por geração descentralizada, representando apenas 2% do consumo doméstico potencial. Por outro lado, cerca de 9.000 locais de consumo que representam 93% da população angolana e 98% do consumo poderão ser electrificados por extensão da rede.

No mapa da figura 13 podemos ver os resultados do algoritmo de extensão de rede, nomeadamente todos os locais que no longo prazo será economicamente vantajoso ligar à rede, bem como as mini-redes isoladas que não cumprem os pressupostos mínimos para se interligarem à rede. As diferentes cores representam a ordem e prioridade de ligação.

II) ELECTRIFICATION PLANNING

The planning of the electricity network should take into perspective a vision of the total electrification of Angola. The network is expected to grow gradually and be dimensioned in order to answer long-term demand needs, while avoiding investments that will quickly become obsolete or which may become unnecessary.

Based on this premise, the network extension algorithm was developed to progressively inter-connect around 22,000 consumption sites, by order of the shortest distance per consumption unit, until they reach the existing or planned sub-stations. Whenever it was found (with respect to a location or set of locations) that the electricity supply quality could not be guaranteed, or that the investment value and the net operating costs were too high, an alternative electrification solution was considered based on decentralized generation.

Thus, about 13,000 locations with an average consumption of about 10 kW per site are located at too far a distance to justify the extension of the grid. Some of these locations, even though they grouped with other locations creating small local networks (about 1,800), did not meet the minimum requirements to justify an interconnection to the main network.

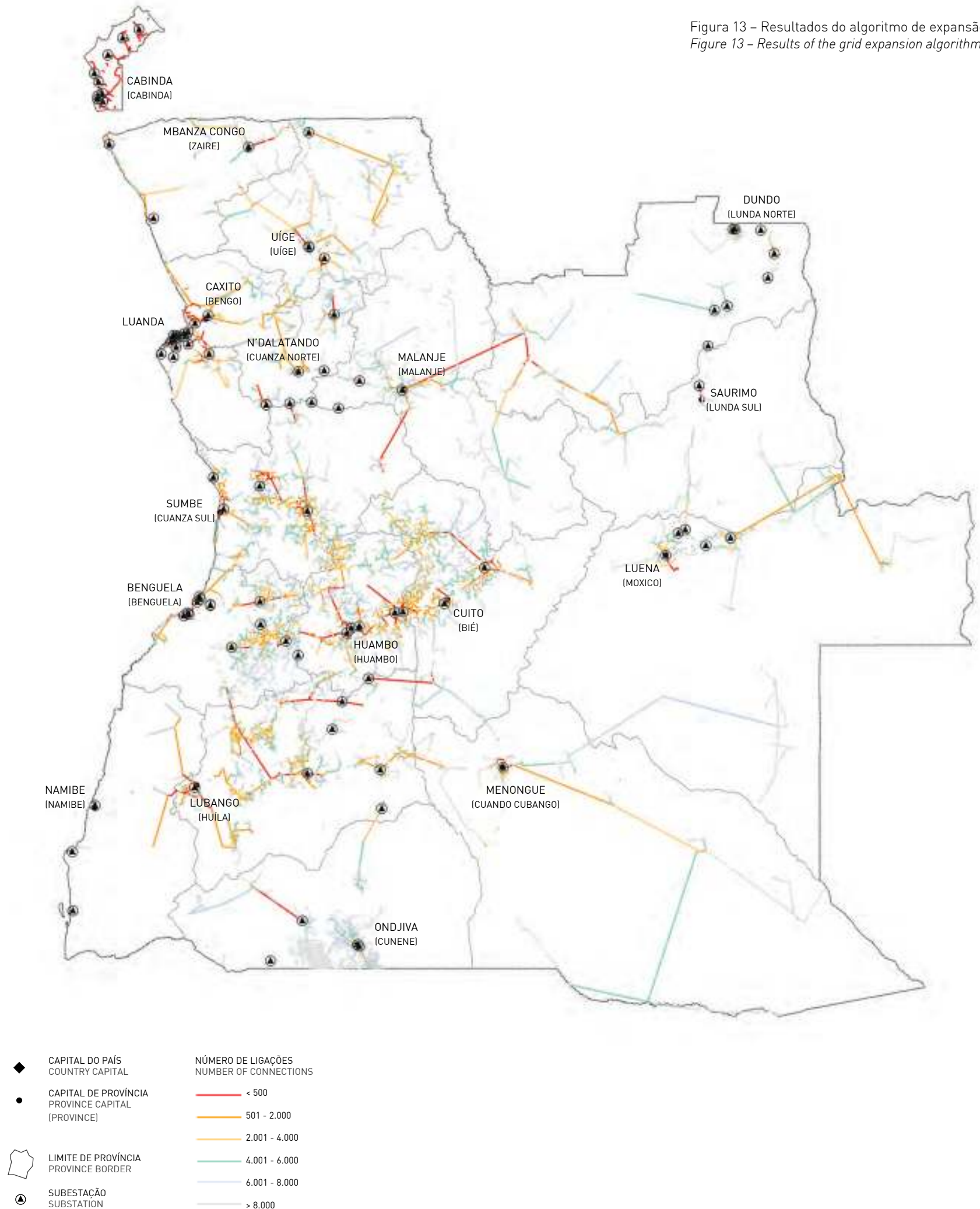
Overall, only 7% of the population of Angola will be supplied by decentralized generation, representing only 2% of potential domestic demand. On the other hand, about 9,000 consumption sites representing 93% of the Angolan population and 98% of demand may be electrified by grid extension.

The map in figure 13 shows the results of the grid extension algorithm, including all the places which will be economically advantageous to link to the main network in the long term as well as isolated mini-grids that do not meet the minimum requirements for interconnection. The different colors represent the connection order and priority.

O algoritmo de extensão da rede electrificou todos os locais da forma mais económica: ou através da rede ou de soluções descentralizadas

The grid extension algorithm electrified all locations in the most economical way: either through the grid or decentralized solutions

Figura 13 – Resultados do algoritmo de expansão da rede
 Figure 13 – Results of the grid expansion algorithm



Com base nestes resultados do algoritmo de expansão é determinada a soma agregada dos locais e respectivos consumos que servirão de base para cálculo de subestações de transformação que ligarão à rede interligada. O mapa da figura 15 mostra o modelo de electrificação total do território interligando a rede existente às novas sub-estações com base na optimização das distâncias, cargas e níveis de tensão.

A electrificação de Angola por extensão da rede poderá ser abrangente a 93% da população, 100% das sedes de município e 70% das sedes de comuna (cerca de 391). A generalidade das províncias com excepção do Cunene, Uíge e Malange, obteriam taxas de ligação à rede na ordem dos 90%, conforme gráfico da figura 14 e 7% da população angolana, que representa 2% do consumo, poderá ser electrificada por sistemas descentralizados como sejam mini-hídricas, sistemas fotovoltaicos ou geração diesel convencional.

Based on these results, the aggregate sum of the sites and their respective consumptions is determined, which will in turn serve as basis for locating and sizing transformer substations that will connect to the interconnected system. The map in figure 15 shows the model of total electrification of the territory, linking the existing network to the new sub-stations based on the optimization of distance, charge and voltage levels.

The electrification of Angola through network extension may include up to to 93% of the population, 100% of municipalities and 70% of communes (about 391). The majority of the provinces with the exception of Cunene, Uíge and Malange, would obtain a grid connection rate of around 90%, as shown on the graphic in figure 14 and 7% of the Angolan population, which represents 2% of demand, could be electrified via decentralized systems, such as small hydros, photovoltaic systems or conventional diesel generation.

A rede eléctrica poderá abranger 93% da população

The electrical network may cover 93% of the population

Figura 14 - Percentagens de electrificação a partir da extensão de rede e de sistemas off-grid por província
 Figure 14 - Electrification percentages through grid extension and off-grid systems by province

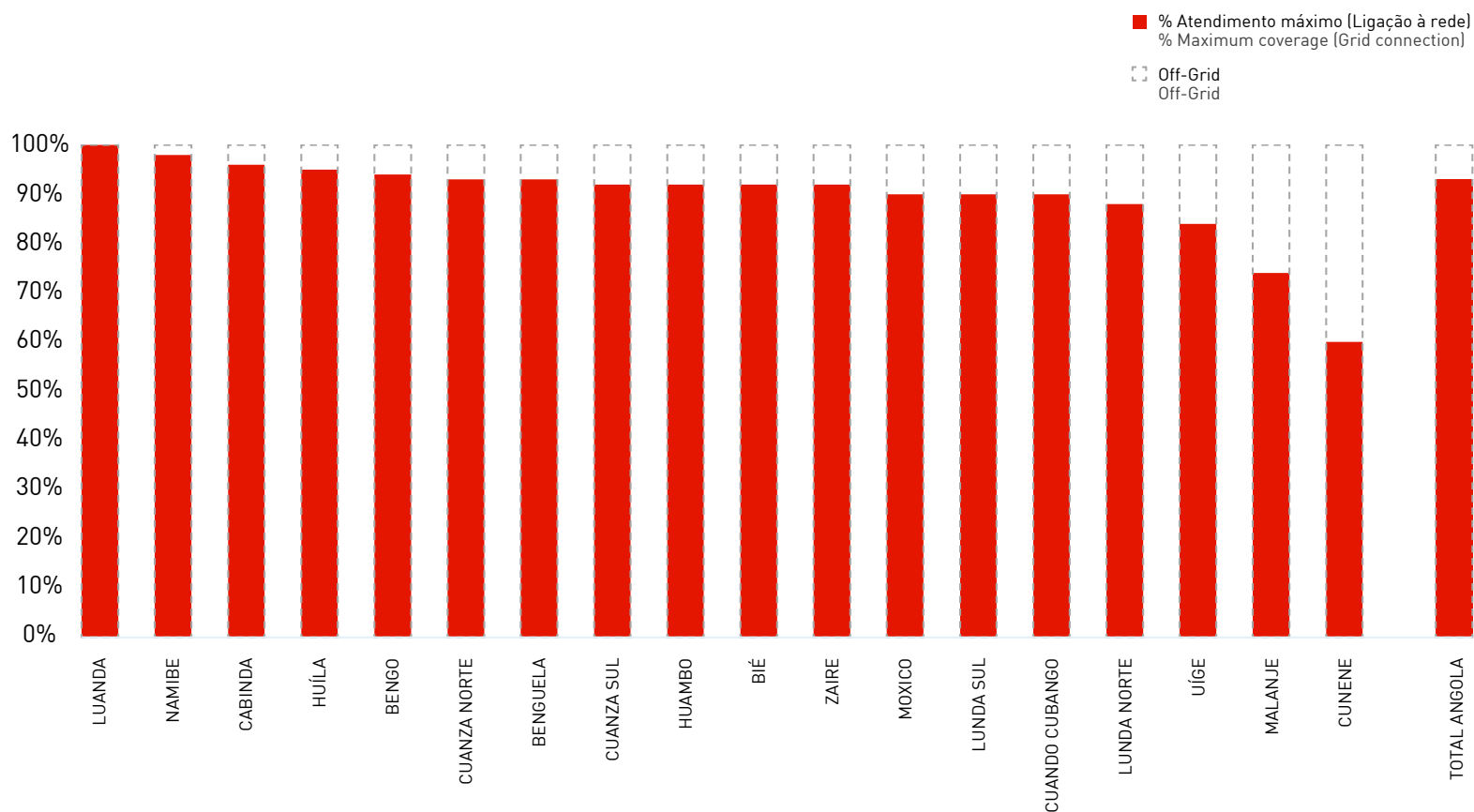
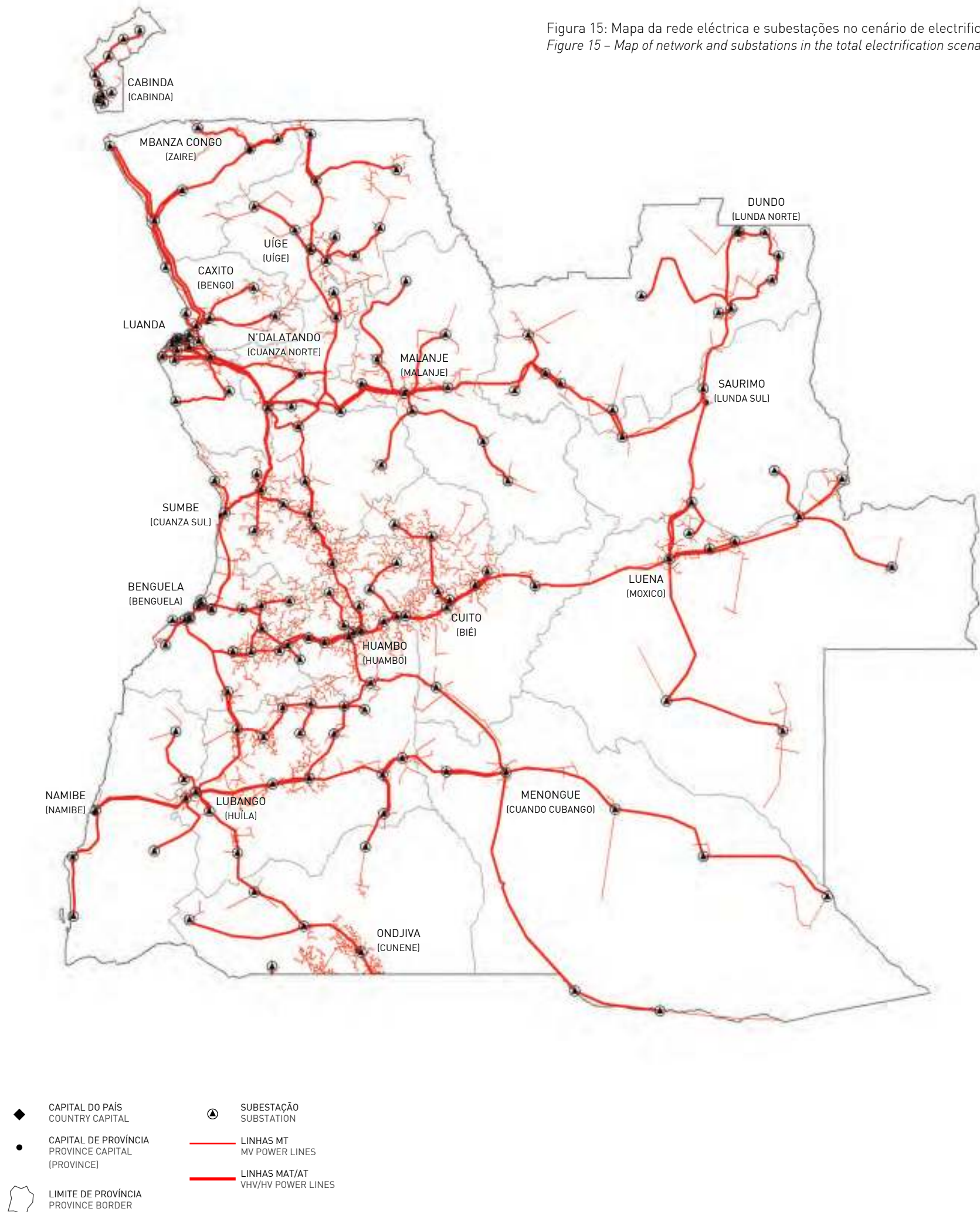


Figura 15: Mapa da rede eléctrica e subestações no cenário de electrificação total
 Figure 15 – Map of network and substations in the total electrification scenario



III) MODELOS DE ELECTRIFICAÇÃO

A electrificação plena do território representa um desafio técnico e financeiro não compatível com o horizonte 2025. Assim sendo, a presente visão assume a meta e compromisso de levar a rede eléctrica e serviços modernos de energia a 60% da população até 2025, o que implica mais do que triplicar a base de clientes actualmente existente.

Devido à elevada concentração da população nas capitais de Província e áreas urbanas é possível atingir a meta dos 60% de diversas formas, tendo sido avaliadas 3 alternativas:

Modelo de “Baixo investimento”: Modelo baseado na expansão da rede com minimização de investimento, optando por maximizar a penetração de cada zona electrificada antes de realizar investimento em novas subestações e linhas de transporte.

Este modelo incide na electrificação quase plena de todas as capitais de Província levando a rede a apenas 74 sedes de município.

As restantes sedes seriam electrificadas por pequenos sistemas isolados, com maiores custos de funcionamento mas menor investimento, menor número de clientes e menor nível de serviço. Este modelo não é desejável pois incentiva a assimetria do território, o êxodo do campo para a cidade e não cria oportunidades de desenvolvimento no meio rural (Figura 16).

Modelo “Expansionista”: Modelo baseado na expansão da rede a todas as sedes de município até 2025, lançando toda a espinha dorsal da rede a 60 kV neste horizonte. Neste modelo, a prioridade estaria na extensão da rede e não na sua densificação, prevendo-se que apenas metade da população – correspondente aos núcleos centrais - em cada um dos locais fora das capitais de província seria abastecida até 2025. Este modelo evita os sistemas isolados, mesmo que haja alternativas hidroeléctricas que tornem essa opção economicamente mais vantajosa. Neste modelo a rede chegaria a 100% das sedes de município até 2025 (Figura 16).

Modelo “Equilíbrio ou Economicista”: Modelo próximo do expansionista, mas que opta por sistemas isolados mantendo o nível de serviço, quando existem alternativas mini-hídricas competitivas ou quando as distâncias a percorrer por unidade de consumo são demasiado elevadas. Este modelo teve ainda em consideração as opções ao nível da extensão de rede e electrificação rural já em curso. A rede interligada abrange 130 sedes de município (Figura 16).

Em todos os modelos, devido ao elevado grau de concentração da população angolana na capital do país, demais capitais de província e sedes de município, será possível atingir a meta dos 60% através de uma electrificação concentrada nas áreas urbanas, com maior ou menor incidência nas sedes de município, consoante o modelo.

III) ELECTRIFICATION MODELS

The full electrification of the territory constitutes a technical and financial challenge not compatible with the 2025 horizon. Therefore, the present Vision assumes the goal and commitment to bring the power supply and modern energy services to 60% of the population by 2025, which implies increasing the existing customer base threefold.

Due to the high concentration of population in provincial capitals and urban areas it is possible to reach the goal of 60% using different strategies. Three different alternatives were evaluated:

“Low investment” Model: Model based on the expansion of the network with minimum investment, opting to maximize the penetration of each electrified area before investing in new sub-stations and transmission lines. This model focuses on the almost full electrification of all provincial capitals bringing the network grid to 74 municipality townships only. The remaining municipalities would be electrified by small isolated systems, with higher operating costs but less investment, fewer customers and lower service level. This model does not seem appropriate since it encourages an asymmetry of the territory, an exodus from countryside to urban areas and does not create development opportunities in rural areas (Figure 16).

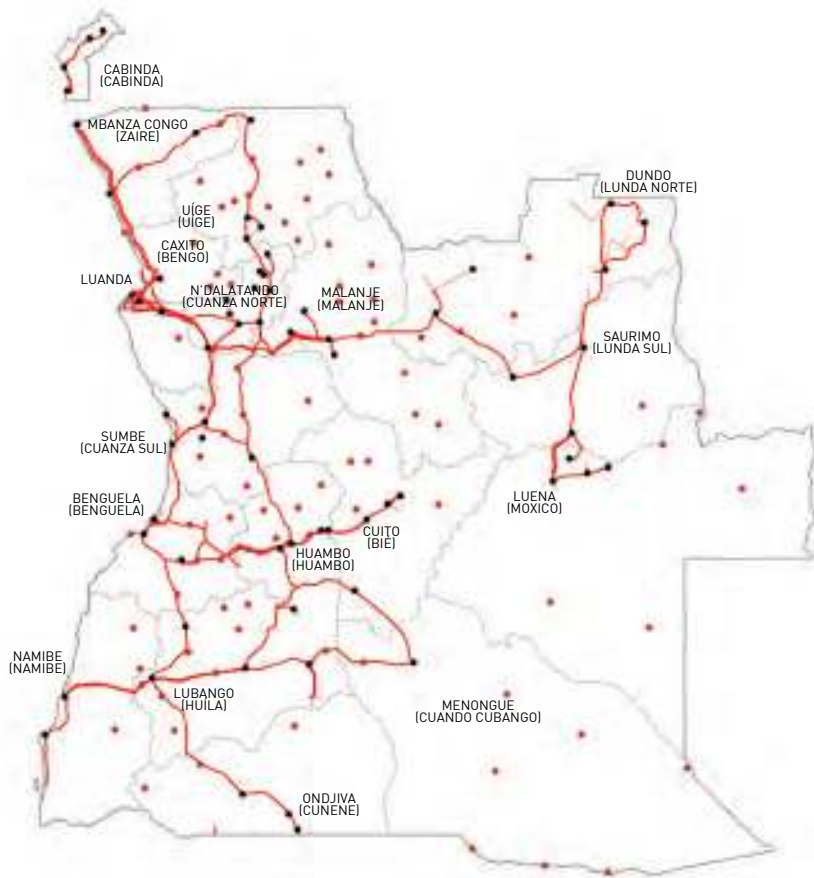
“Expansionary” Model: Model based on network expansion to all municipality townships by 2025, completing the network’s 60 kV backbone within this timeframe. In this model, the priority would be in the extension of the network and not in its densification. It is expected that only half the population - corresponding to the central areas - in each of the locations outside the provincial capitals would be serviced by 2025. This model avoids the isolated systems, even if there are hydropower alternatives that would be more advantageous from the economical point of view. In this model the network would reach 100% of the municipalities by 2025 (Figure 16).

“Balanced or Economy-based” Model: Model close to the Expansionary one, but which prefers isolated systems that maintain the level of service when competitive small hydropower alternatives exist or when distances per consumption unit are too high. This model also takes into account grid extensions and rural electrification already underway. The interconnected network covers 130 municipalities (Figure 16).

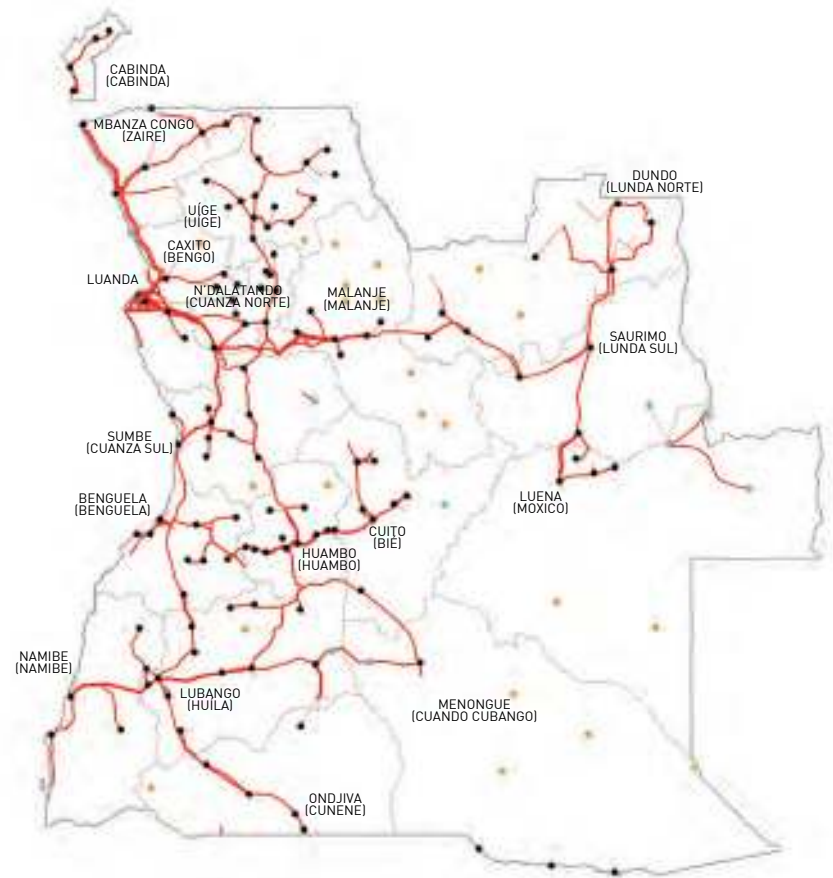
Due to the high concentration of the Angolan population in the capital, other provincial capitals and municipal townships, in all the models presented it will be possible to reach the 60% goal through a concentration of the electrification effort in urban areas, including more or less municipalities depending on the model chosen.

Figura 16 - Modelos de electrificação alternativos para atingir os 60% de electrificação em 2025
 Figure 16 - Alternative electrification models to achieve 60% electrification by 2025

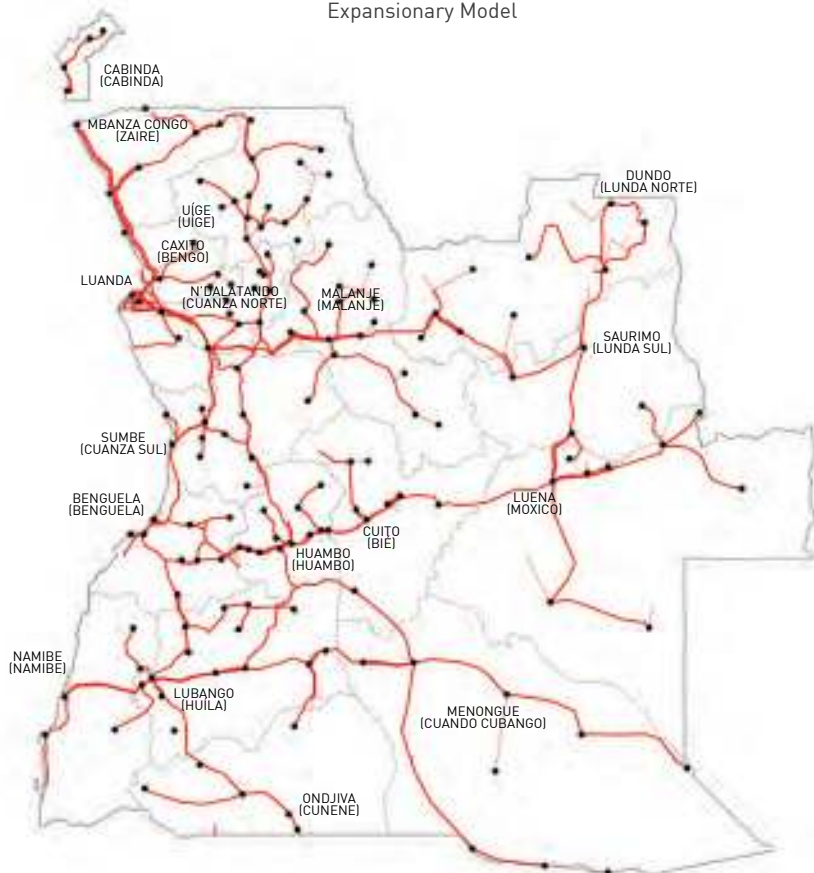
Modelo de Baixo Investimento
 Low Investment Model



Modelo Economicista ou de Equilíbrio
 Economics based-model



Modelo Expansionista
 Expansionary Model



- ◆ CAPITAL DO PAÍS
COUNTRY CAPITAL
- CAPITAL DE PROVÍNCIA
PROVINCE CAPITAL
(PROVINCE)
- CAPITAL DE MUNICÍPIO
MUNICIPALITY CAPITAL
- LIGAÇÃO À REDE
GRID-CONNECTED
- MINI-REDES
OFF-GRID
- HÍDRICA
HYDRO
- SOLAR
SOLAR
- SOLAR + DIESEL
SOLAR + DIESEL
- LIMITE DE PROVÍNCIA
PROVINCE BORDER
- LINHAS MT
MV POWER LINES
- LINHAS MAT/AT
VHV/HV POWER LINES

O modelo economicista ou de equilíbrio é aquele que melhor cumpre as aspirações da Estratégia Angola 2025 ao promover um modelo mais equilibrado de desenvolvimento do território e ao otimizar os custos globais da electrificação, incluindo os custos de funcionamento. A solução de baixo investimento assentaria muito em geradores com elevados custos de funcionamento e ofereceria um serviço limitado em muitas sedes de município.

De acordo com este modelo, até 2025 a rede interligada chegará a 60% da população. Cerca de 1% será electrificada através de sistemas isolados ou pequenos sistemas solares. Neste modelo, apenas 31 sedes de município serão servidas por sistemas isolados. Com excepção da província do Cunene, em todas as restantes províncias a rede servirá pelo menos 30% da respectiva população (Figura 17) com Luanda a atingir os 90%.

DISTRIBUIÇÃO DA CARGA POR SISTEMA

De acordo com os critérios adoptados para electrificação no modelo “Economicista ou de Equilíbrio” obtém-se uma repartição de cargas entre os sistemas que permite um maior equilíbrio regional e territorial do país. O Sistema Norte crescerá de 1 GW para 4,3 GW, mas verá o seu peso reduzir de 80% para 60%. O Sistema Centro vem a seguir com 19%, o Sistema Sul com 11%, o Sistema Leste com 7% e Cabinda com 3%.

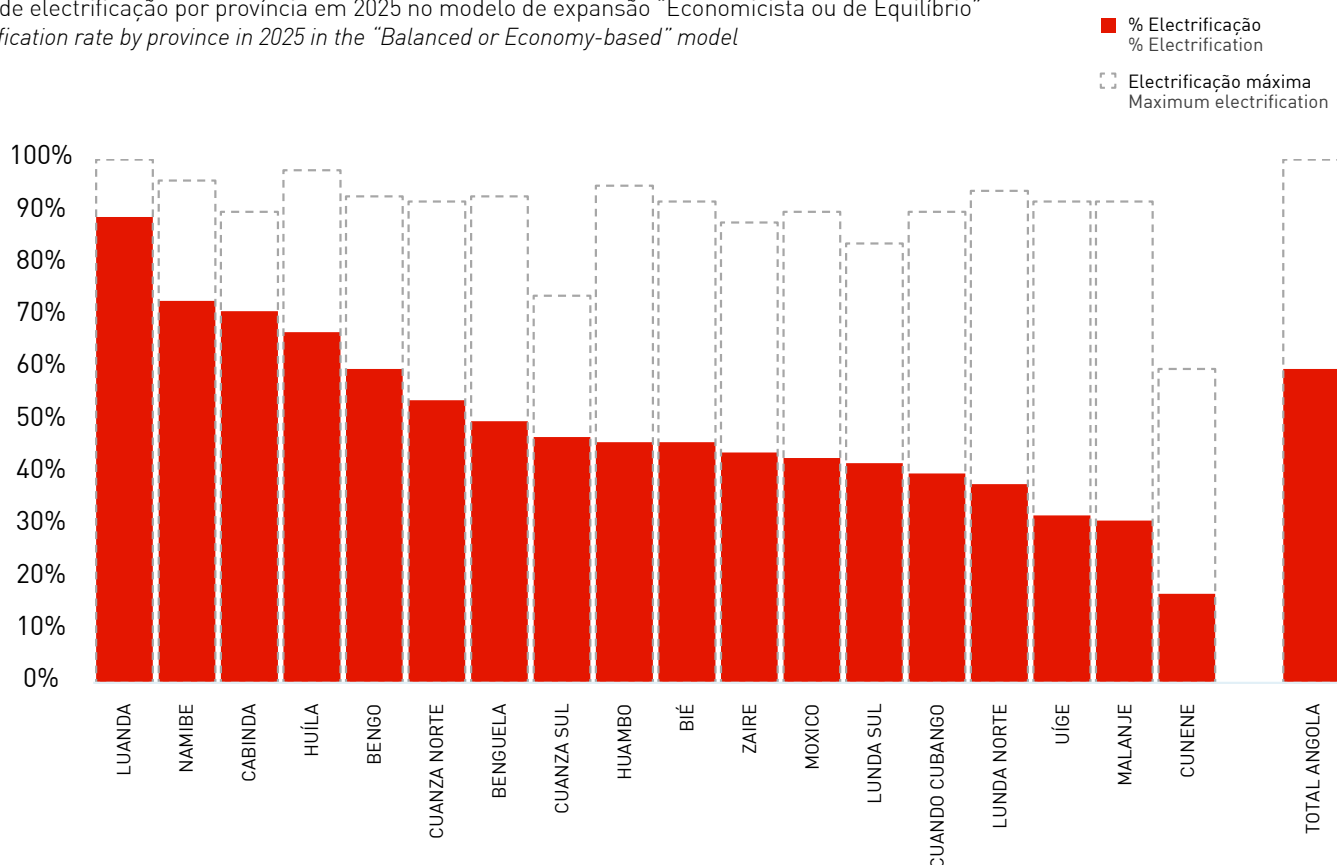
The Balanced or Economy-based model is the one that best meets the aspirations of the Angola 2025 Strategy, by promoting a more balanced model of territorial development and optimizing the overall electrification costs, including operating costs. The low investment solution would require a high level of power generation based in generators with high operating costs and would offer a limited level of service in many municipalities.

According to this model, by 2025 the interconnected grid will reach 60% of the population. About 1% will be electrified through isolated or small solar systems. Furthermore, only 31 municipalities are supplied by isolated systems. With the exception of the province of Cunene, in all other provinces the network will reach at least 30% of its population (Figure 17) with Luanda reaching up to 90%.

LOAD DISTRIBUTION PER SYSTEM

According to the criteria adopted for electrification in the “Balanced or Economy-based” model one obtains a distribution of loads between the systems which allows for a greater regional and territorial balance of the country. The Northern System will grow from 1 GW to 4.3 GW, but will see its weight reduced from 80% to 60%, followed by the Central System with 19%, the Southern System with 11%, the Eastern System with 7% and finally Cabinda with 3%.

Figura 17 - Taxa de electrificação por província em 2025 no modelo de expansão “Economicista ou de Equilíbrio”
Figure 17 - Electrification rate by province in 2025 in the “Balanced or Economy-based” model

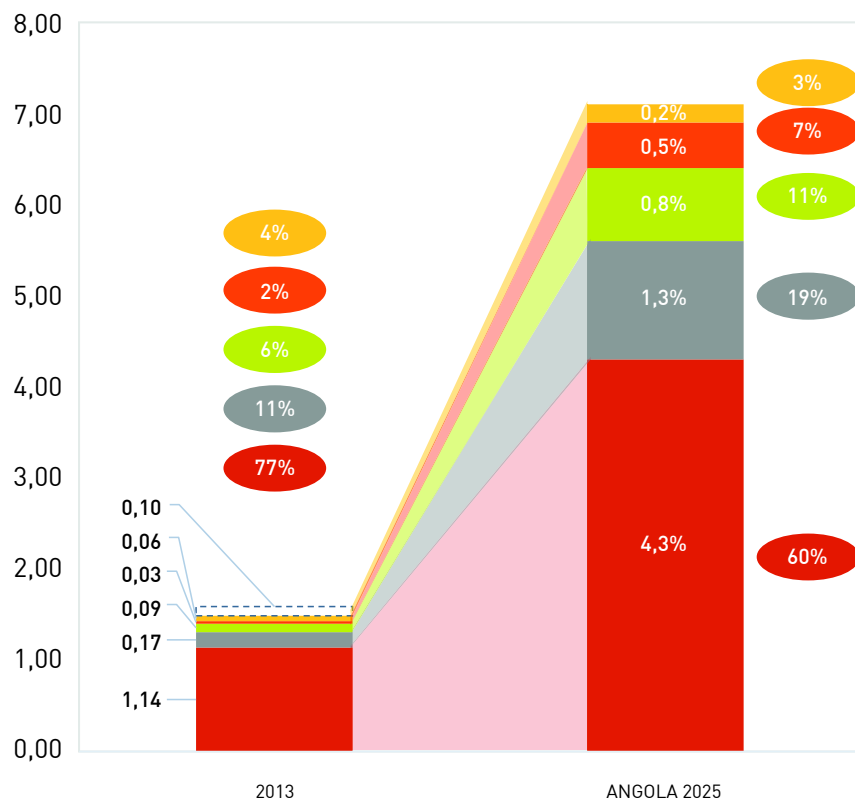




Ponte sobre o rio Lúcala, província do Cuanza Norte
 Bridge over Lúcala river, Cuanza Norte province

Figura 18 – Distribuição da carga por sistema até 2025
 Figure 18 – Load distribution by system until 2025

Carga (GW)
 Carga (GW)



A procura de energia no horizonte 2025 terá um maior equilíbrio territorial

Energy demand in the 2025 horizon will have a greater territorial balance

- ▤ Carga off-grid / Off-grid load
- Cabinda / Cabinda
- Leste / East
- Sul / South
- Centro / Center
- Norte / North



Cazombo, província do Moxico
Cazombo, Moxico province



I.3 ELECTRIFICAÇÃO RURAL

I.3 RURAL ELECTRIFICATION

PARTE I. PROCURA

PART I. DEMAND

A electrificação rural é uma medida de política estratégica na inclusão social, que serve para promover o desenvolvimento humano, o bem-estar dos angolanos e que é factor determinante para o desenvolvimento harmonioso do território nacional.

Rural electrification is a policy measure, with strategic impact on social inclusion, which aims to promote human development, the well-being of Angolans and which is a key factor for the harmonious development of the national territory.

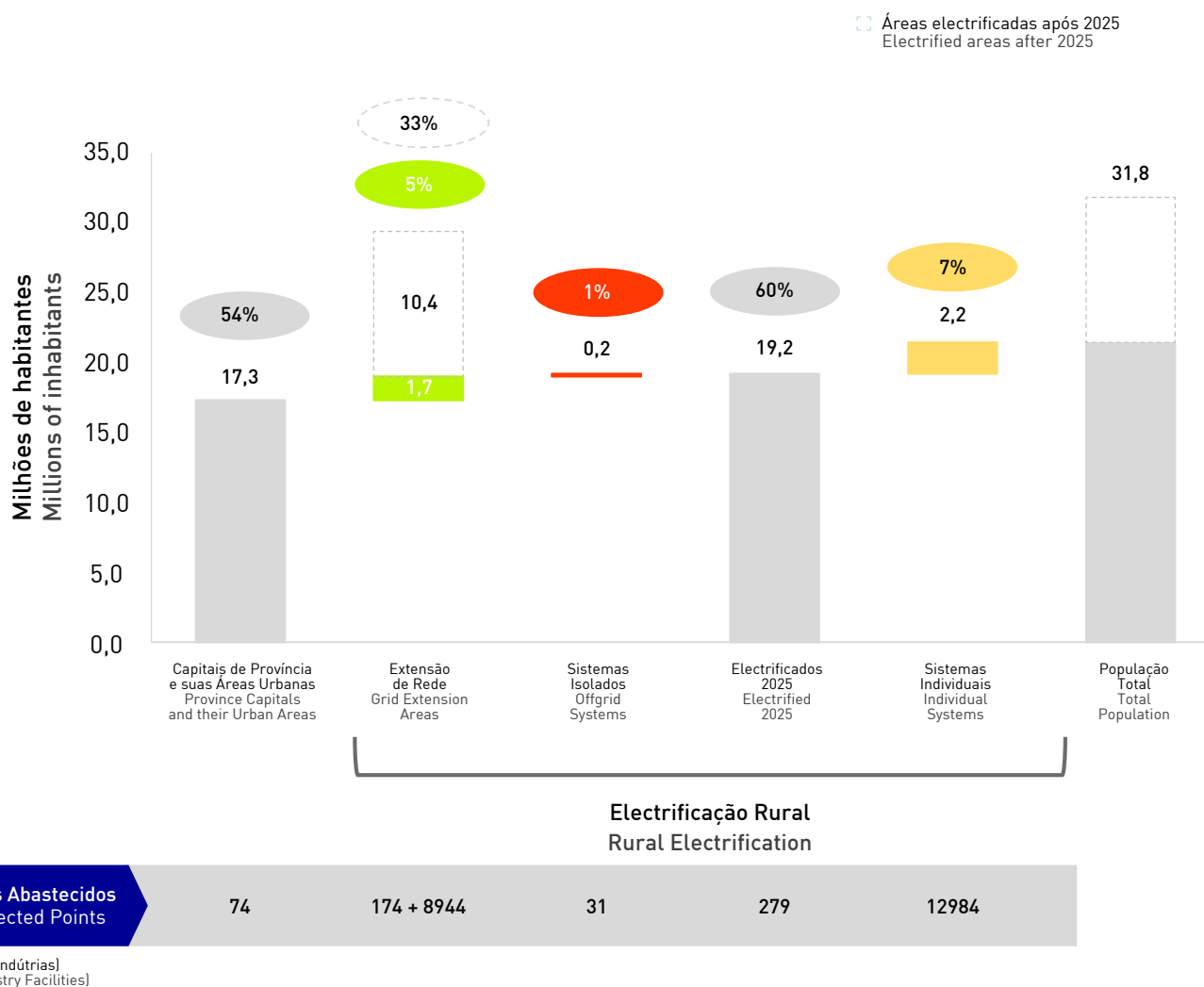
Em Angola prevê-se a electrificação rural em 3 modelos de implementação:

In Angola, rural electrification is foreseen under three implementation models:

1. Electrificação rural por extensão da rede
2. Electrificação por sistemas isolados
3. Electrificação por sistemas individuais

1. Rural electrification through grid extension
2. Electrification through isolated systems
3. Electrification through individual systems

Figura 19 – Distribuição da população por tipo de ligação
Figure 19 – Population distribution by type of connection



A electrificação rural permite o aumento das oportunidades de criação de riqueza, desenvolve as forças produtivas e gera emprego para os homens e mulheres no meio rural.

Rural electrification increases the opportunities for wealth creation, develops private initiative and generates employment for men and women in the rural environment.



A electrificação rural assume uma importância estratégica para promover o desenvolvimento humano e bem estar dos angolanos

Rural electrification has strategic importance to promote human development and the well-being of Angolans

Capenda-Camulemba, província de Lunda Norte
Capenda-Camulemba, Lunda Norte province

1. ELECTRIFICAÇÃO RURAL POR EXTENSÃO DA REDE

O modelo seleccionado de expansão de rede prevê já inúmeras redes de distribuição fora das grandes áreas urbanas, essencialmente para electrificar sedes de município. Através deste modelo de expansão, prevê-se a electrificação de 174 locais que representam cerca de 5% da população angolana.

A extensão da rede fora das grandes áreas urbanas permitirá electrificar a maioria das sedes de município num total de cerca de 1,7 milhões de angolanos. O mapa da figura 20 ilustra todas as sedes de município que serão ligadas à rede eléctrica, incluindo as sedes fronteiriças que são abastecidas a partir da Namíbia.

O modelo de electrificação proposto assenta principalmente na construção de subestações de 60 kV a partir de subestações existentes ou planeadas de 220 kV. Estas subestações localizam-se normalmente em sedes de município que constituem por sua vez pontos de partida quer para ligar outras sedes de município, quer para estender redes rurais.

Acresce que a ligação à rede reduz significativamente os custos de fornecimento a estas redes de distribuição, facilitando o envolvimento do sector privado.


1. RURAL ELECTRIFICATION THROUGH GRID EXTENSION

The selected grid extension model contemplates already numerous distribution grids outside the large urban areas, essentially to electrify municipal townships. This grids reach 174 locations, which represent approximately 5% of the Angolan population.

Grid extension outside large urban areas will allow for the electrification of the majority of municipal townships, in a total of approximately 1.7 million people. The map on figure 20 shows all municipal townships that will be connected to the main grid, including the border towns which will be serviced through Namibia.

The electrification model proposed is based mainly on the installation of 60 kV substations, branching from existing or planned 220 kV substations. These substations are generally located in municipal townships which, in turn become points of departure to connect either other municipality townships or rural grids.

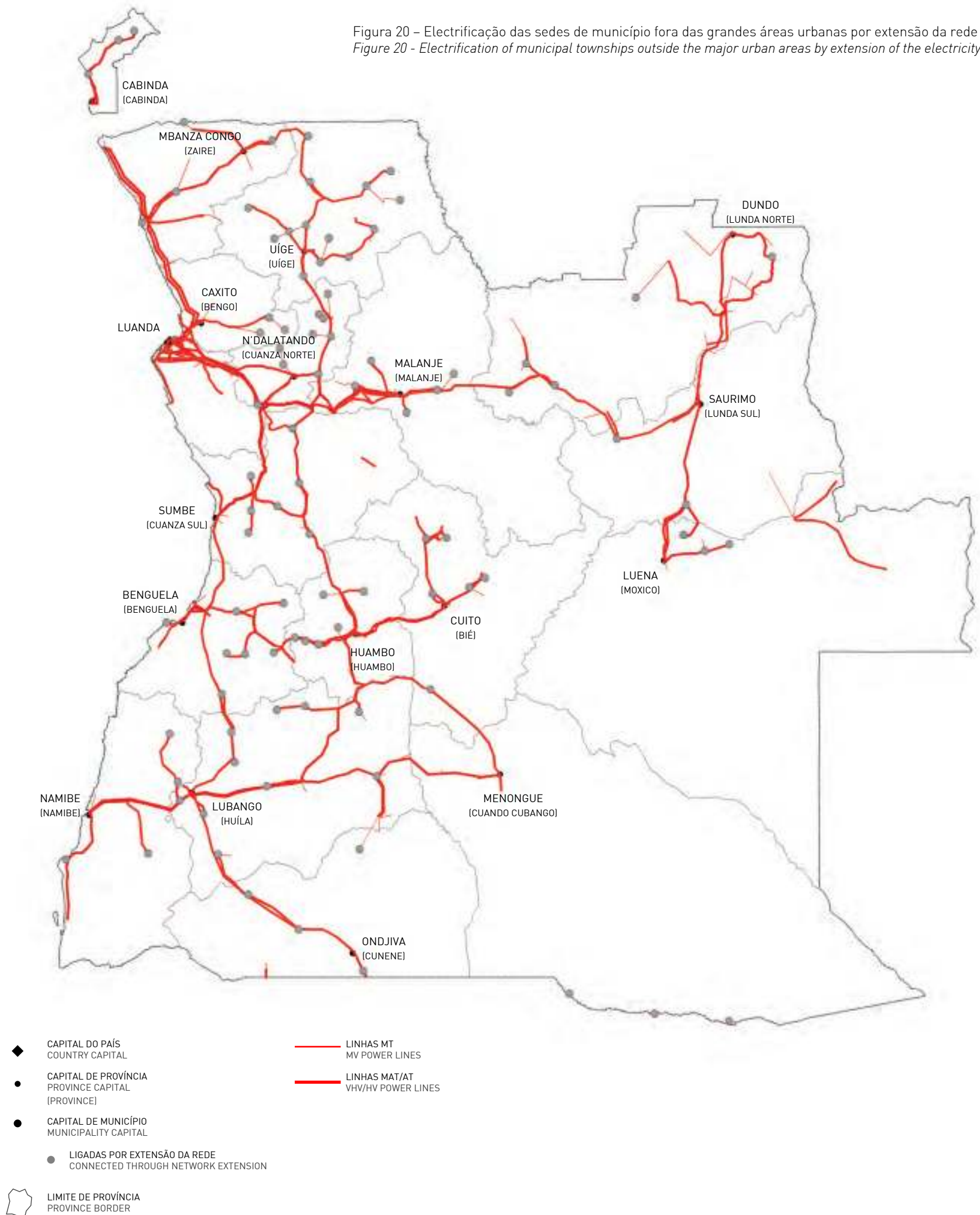
Furthermore, the connection to the main national grid reduces significantly the costs of powering these distribution networks, thus facilitating the involvement of the private sector.



A extensão de rede permitirá
electrificar 174 locais
e 1,7 milhões de pessoas até 2025,
a partir da rede interligada

The network extension will allow,
from the interconnected system,
to electrify 174 locations
and 1.7 million people by 2025

Figura 20 – Electrificação das sedes de município fora das grandes áreas urbanas por extensão da rede eléctrica
 Figure 20 - Electrification of municipal townships outside the major urban areas by extension of the electricity grid



2. ELECTRIFICAÇÃO POR SISTEMAS ISOLADOS

Está prevista a electrificação de 31 locais com recurso a sistemas isolados, que representam apenas 1% da população. Estes locais são preferencialmente abastecidos através de mini-hídricas competitivas e, quando estas não existam, por geradores diesel e sistemas solares.

A proximidade de uma determinada sede de município a uma mini-hídrica competitiva, para essa dimensão de consumo, reduz os ganhos que se poderiam obter por interligar o consumo à rede nacional e altera em várias situações a racionalidade económica de interligar esse local.

O atlas da energia hídrica permitiu avaliar de forma preliminar cerca de 100 locais identificados pelo Ministério de Energia e Águas. As mini-hídricas com menores custos de produção foram redimensionadas e reavaliadas para a carga das sedes de município e respectivas redes rurais mais próximas. Dessa avaliação resultou a selecção de 7 mini-hídricas com potencial para abastecer 9 sedes de município em sistemas isolados (Figura 21). Adicionalmente, identificou-se uma média hídrica no rio Cuango com elevado potencial e que poderá electrificar quatro municípios onde vivem mais de 300.000 pessoas enquanto não se implementa a ligação entre o sistema norte e o sistema leste.

Cerca de 21 sedes de município apresentam custos unitários de ligação à rede elevados, pelo que deverão ser electrificadas através de sistemas isolados assentes em diesel e com algum apoio solar que permita reduzir os custos de combustível.

Finalmente, optou-se por testar o conceito de sede de município 100% solar – com tecnologia fotovoltaica e baterias - no local com maior racionalidade económica face aos elevados custos de transporte do diesel: a sede do Município de Rivungo no Cuando Cubango. Em caso de sucesso esta solução poderá ser estendida a outras sedes distantes e com bom recurso solar.

Está prevista a electrificação de 31 locais com recurso a sistemas isolados, abastecidos através de mini-hídricas, diesel ou solar

2. ELECTRIFICATION THROUGH ISOLATED SYSTEMS

The electrification by means of isolated systems is considered for 31 localities, which represents only 1% of the population. These localities are preferentially supplied by competitive mini-hydro, and where these are not available, by diesel generators and solar systems.

The proximity of a particular municipal township to a competitive mini-hydro - for such level of consumption - reduces the gains which could be obtained from connecting it to the national grid and changes, in various situations, the economic rationale of interconnecting that location.

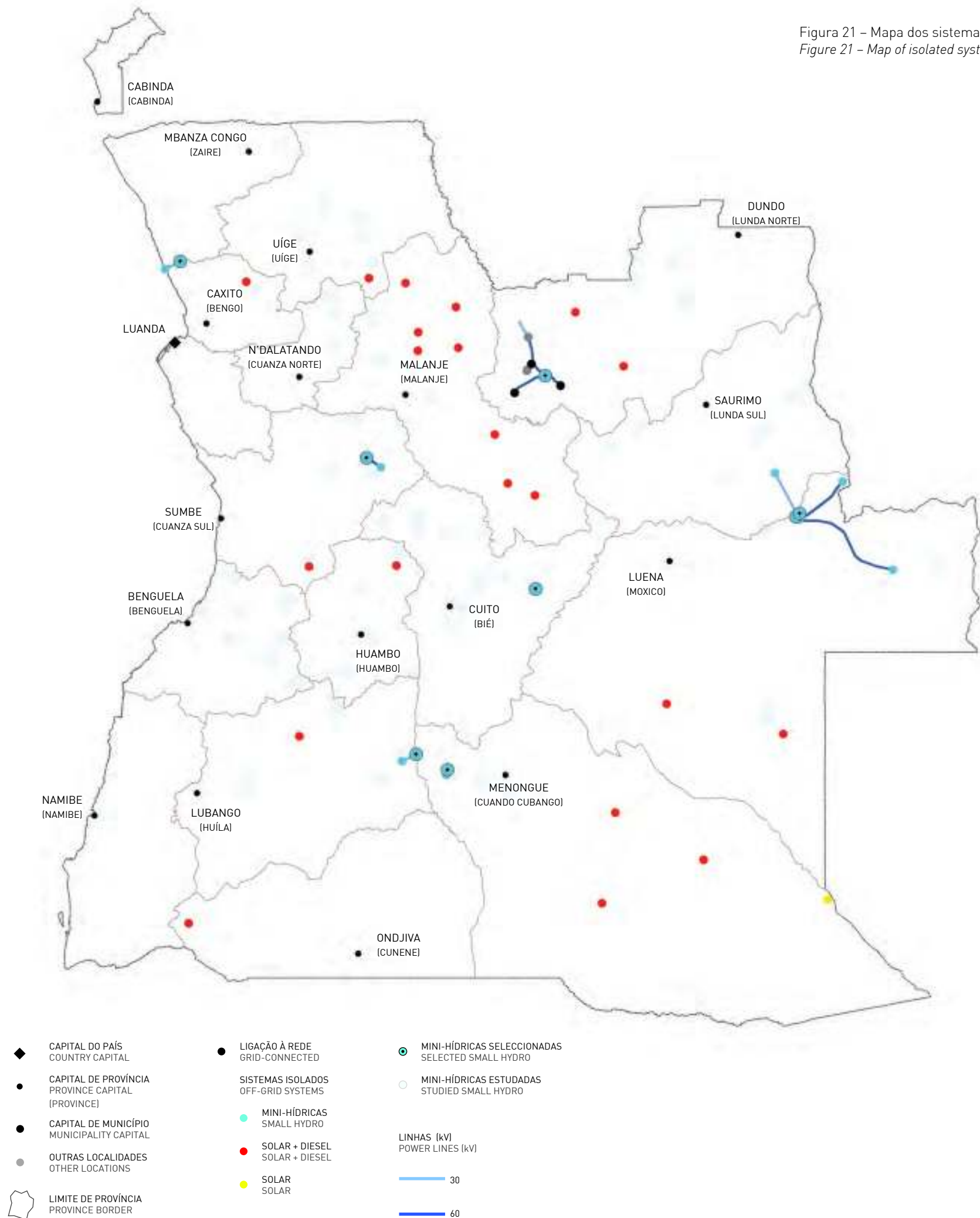
The hydropower atlas has made it possible to evaluate, on a preliminary basis, approximately 100 locations identified by the Ministry of Energy and Water. The mini-hydro projects with lower generation costs have been resized and reappraised to the load of the close-by municipal townships and rural grids. This appraisal has resulted in a selection of 7 mini-hydro with potential to supply 9 municipal townships through isolated systems (Figure 21). Additionally, a medium sized hydro project has been identified in river Cuango, which has the potential to supply power to four municipalities with a population of more than 300,000 people while the connection between North and East systems is not built.

About 21 municipal townships present high connection costs per energy unit, therefore they should be electrified through isolated systems based on diesel with some solar power support – which can reduce fuel costs.

Finally, the concept of a 100% solar municipality - with photovoltaic technology and batteries - will be tested in the locality where economic rationality is the highest, considering the high cost of transportation of diesel: the Municipality of Rivungo, in Cuando Cubango. Should this solution be successful, it can be extended to other distant municipal townships that have good solar resources.

The electrification by means of isolated systems is considered for 31 localities, supplied through mini-hydro, diesel or solar

Figura 21 – Mapa dos sistemas isolados
 Figure 21 – Map of isolated systems



3. ELECTRIFICAÇÃO POR SISTEMAS INDIVIDUAIS


Este modelo compreende a criação de “aldeias solares” ou pequenas redes locais em sedes de comuna e povoações com mais de 3.000 habitantes. As “aldeias solares” constituem uma solução intermédia que presta um serviço moderno de energia às infraestruturas comunitárias, tais como escolas, postos de saúde, administração e iluminação pública das vias principais. As pequenas redes locais poderão ser desenvolvidas através da dinamização da iniciativa privada. A Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis prevê uma meta de 500 aldeias solares até 2025, apresentando-se no mapa da figura 22 a localização proposta para as aldeias solares.

Algumas povoações remotas poderão beneficiar de lanternas solares e fogões melhorados. O mapa apresenta ainda as povoações remotas para as quais não é técnica ou economicamente viável a ligação à rede ou o desenvolvimento de sistemas isolados.

3. ELECTRIFICATION THROUGH INDIVIDUAL SYSTEMS

This model comprises the creation of “solar villages” or small local networks in communal townships and settlements with more than 3,000 inhabitants. “Solar villages” constitute an intermediate solution, which provides modern electricity services to communal infrastructures, such as schools, health units, administration and public lighting of main streets. Small local networks can be developed by private initiative. The National Strategy for New Renewable Energies foresees a target of 500 solar villages by 2025, with proposed locations being shown on the map in figure 22.

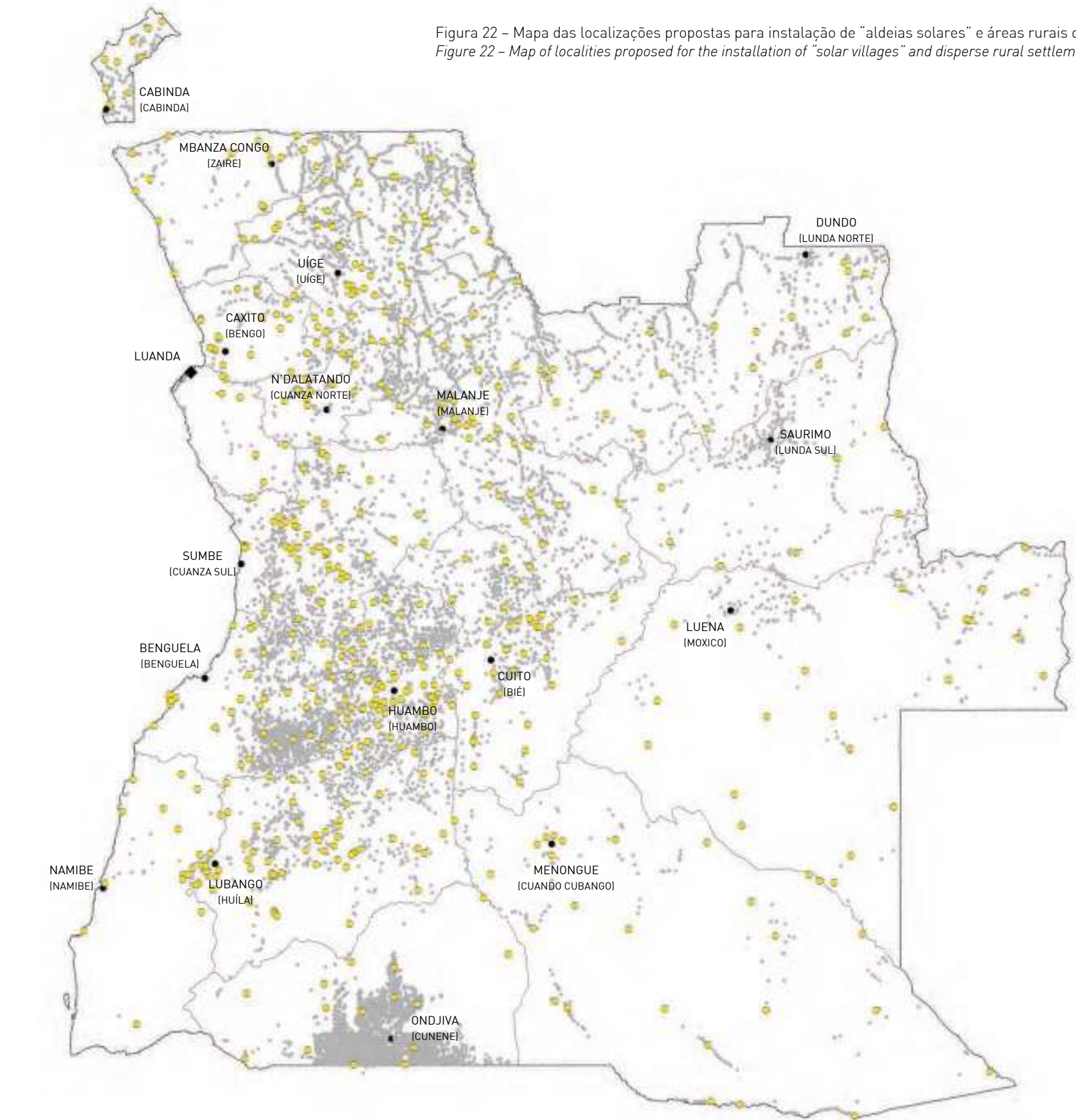
Some remote villages could benefit from solar lanterns and improved cook-stoves. The map also presents the remote human settlements which cannot, for technical or economical reasons, be connected to the network or served by isolated systems.



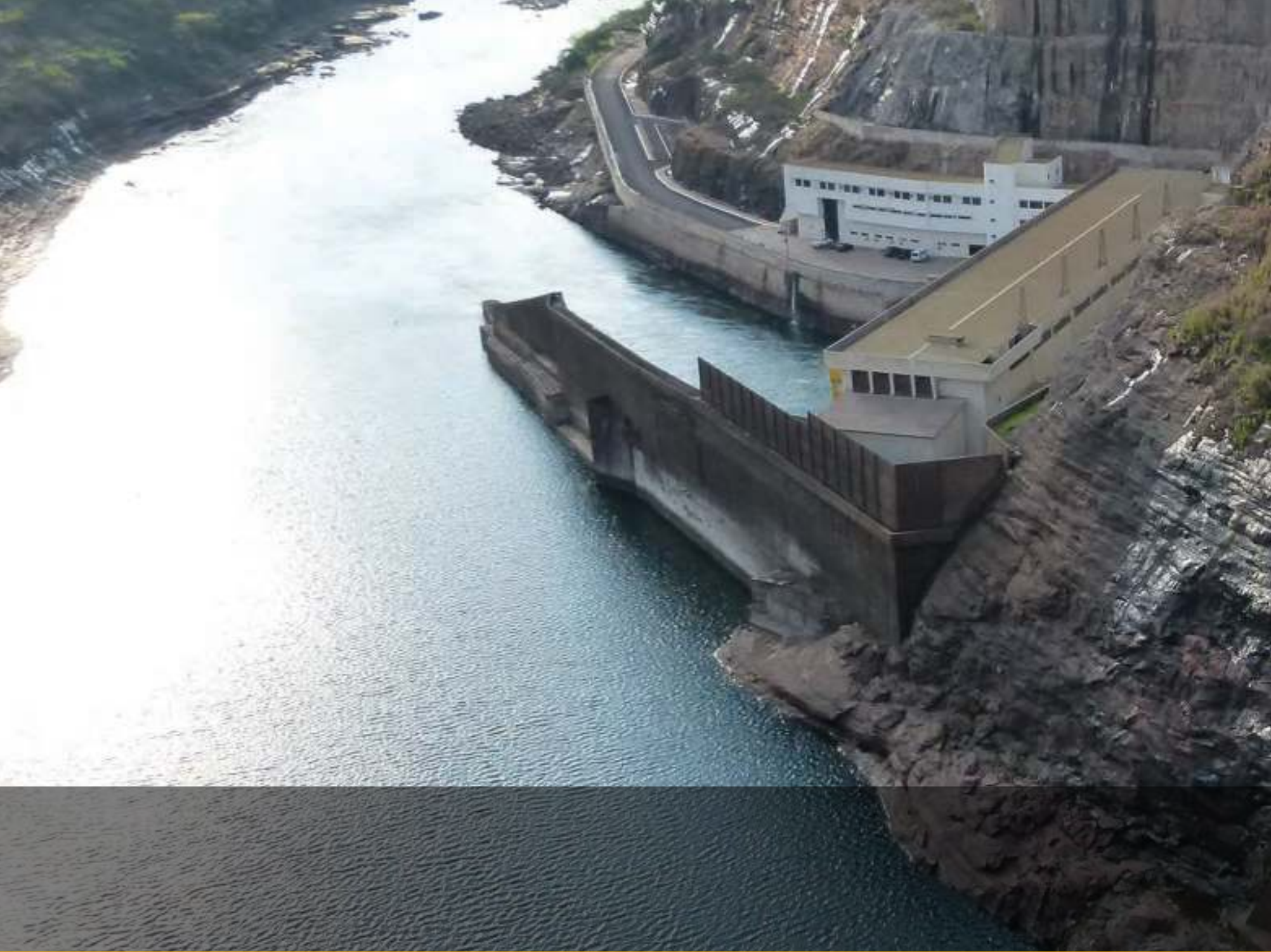
A Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis prevê uma meta de 500 aldeias solares até 2025

The National Strategy for the New Renewable Energies foresees a target of 500 solar villages by 2025

Figura 22 – Mapa das localizações propostas para instalação de “aldeias solares” e áreas rurais dispersas
 Figure 22 – Map of localities proposed for the installation of “solar villages” and disperse rural settlements



- ◆ CAPITAL DO PAÍS
COUNTRY CAPITAL
- CAPITAL DE PROVÍNCIA
PROVINCE CAPITAL
(PROVINCE)
- CAPITAL DE MUNICÍPIO
MUNICIPALITY CAPITAL
- LIMITE DE PROVÍNCIA
PROVINCE BORDER
- SISTEMAS SOLARES - CAPITAL DE COMUNA
SOLAR SYSTEMS - COMMUNE CAPITAL
- ÁREAS RURAIS DISPERSAS
DISPERSED RURAL AREAS



A segunda parte do presente documento diz respeito às principais opções do lado da oferta ou produção de energia eléctrica para fazer face à procura futura com níveis de segurança e redundância adequados.

Serão ponderadas as principais opções hídricas, térmicas e de novas renováveis e avaliados e hierarquizados cenários possíveis de integração das várias componentes.

The second part of this paper concerns the main alternatives regarding energy supply, this is, the energy production in order to meet future energy demand with appropriate levels of safety and redundancy.

Along this chapter the main hydro, thermal and new renewable alternatives will be assessed together with a ranking of different scenarios of integration regarding the various components of energy generation.



PARTE II. OFERTA

PART II. SUPPLY

II.1 AS NOVAS GRANDES HÍDRICAS
II.1 NEW LARGE HYDRO

II.2 GÁS NATURAL E OUTRAS TÉRMICAS
II.2 NATURAL GAS AND OTHER THERMAL

II.3 AS NOVAS RENOVÁVEIS
II.3 NEW RENEWABLES

II.4 OPÇÕES E CENÁRIOS
II.4 OPTIONS AND SCENARIOS



Barragem de Cambambe, província do Cuanza Norte
Cambambe dam, Cuanza Norte province



II.1 AS NOVAS GRANDES HÍDRICAS

II.1 NEW LARGE HYDRO

PARTE II. OFERTA

PART II. SUPPLY

Angola apresenta um recurso hídrico excepcional caracterizado por inúmeros rios com caudais elevados e quedas significativas, com destaque para as associadas ao desnível entre o planalto central e o nível das águas do mar.

A energia hidroeléctrica tem sido aproveitada com sucesso em Angola desde a década de 50 e 60, tendo-se construído na altura vários aproveitamentos hidroeléctricos, designadamente, Cambambe, Mabubas, Biópio, Matala e inúmeras pequenas hidroeléctricas. Destas destaca-se o aproveitamento de Cambambe com 260 MW, construído entre 1958 e 1963 e actualmente em reabilitação e ampliação, através do alteamento e construção da segunda central.

O Plano de Acção 2013-2017 dá elevada prioridade à energia hidroeléctrica com destaque para o alteamento e construção da 2ª central de Cambambe e para a construção do aproveitamento hidroeléctrico de Laúca, estimando-se que em 2017/2018 a potência instalada hídrica, considerando Laúca, possa atingir 4 GW representando cerca de 70% da potência total instalada em Angola.

O mapa da figura 24 apresenta os aproveitamentos incluídos nos 4 GW previstos instalar até 2017, representando-se com simbologia diferente os aproveitamentos já existentes ou em construção e os aproveitamentos previstos. Acrescem a estes aproveitamentos vários grandes investimentos hidroeléctricos, cuja opção é assumida no Plano de Acção 2013-2017 – Baynes, Caculo Cabaça, Jamba Ya Mina, Jamba Ya Oma, Cacombo e as hídricas do projecto hidrotérmico – mas que só deverão entrar em funcionamento após 2017. Alguns dos empreendimentos previstos poderão ser construídos de forma faseada com vista a otimizar a sua integração no sistema.

No longo prazo, a energia hidroeléctrica é assumida como prioritária quer pela Política de Segurança Energética, quer pela própria Estratégia Angola 2025 que prevê que no período 2015-2025 Angola retire partido da sua posição privilegiada nos recursos hídricos. Apesar dos elevados investimentos previstos até 2017 Angola apenas utilizará cerca de 30% do seu potencial estimado em 18,2 GW (Figura 23).

Angola has an exceptional hydro resource, characterized by many rivers with high flow rates and significant slopes, particularly the slopes between the central plateau and the sea level.

Angola started to explore hydropower during the 50s and 60s when several hydropower plants were built in the country, namely Cambambe, Mabubas, Biópio and Matala, together with a number of small hydropower plants. Among these it is worth highlighting the Cambambe hydropower plant, which was built between 1958 and 1963 with a power capacity of 260 MW. Presently this hydropower scheme is under rehabilitation and expansion, which includes dam heightening and the construction of a second hydropower plant.

The Action Plan 2013-2017 gives high priority to hydropower, in particular, the heightening and construction of the 2nd central of Cambambe, and the construction of the hydropower scheme of Laúca. It is expected that by 2017/2018 the installed hydropower capacity, considering Laúca, may reach 4 GW, which will represent roughly 70% of the total installed power capacity in Angola by then.

The map of figure 24 depicts the hydropower schemes included in the 4 GW power capacity that are expected to be installed by 2017 using differentiated symbology according to status: existing or in construction vs. planned. In addition to these schemes, several large hydropower investments, mentioned in the Action Plan 2013-2017, are also shown - Baynes, Caculo Cabaça, Jamba Ya Mina, Jamba Ya Oma, Cacombo and also the schemes included in the Hydrothermal project – however these will only operate after 2017. Some of the planned schemes will be built in phases in order to optimize their integration in the system.

In the long term hydropower is considered a priority both by the approved Energy Security Policy and by the 2025 country overall strategy. The strategy expects the country to take advantage from its privileged position regarding water resources in the period between 2015 and 2025. Despite the significant investment planned for hydro up to 2017, such investment will only result in a utilization of 30% of Angola's full estimated potential of 18,2 GW (Figure 23).

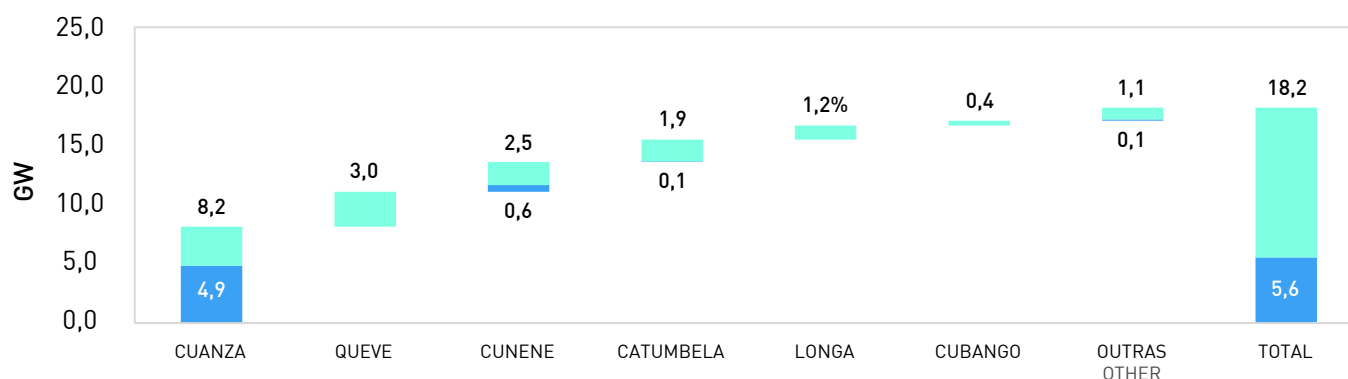
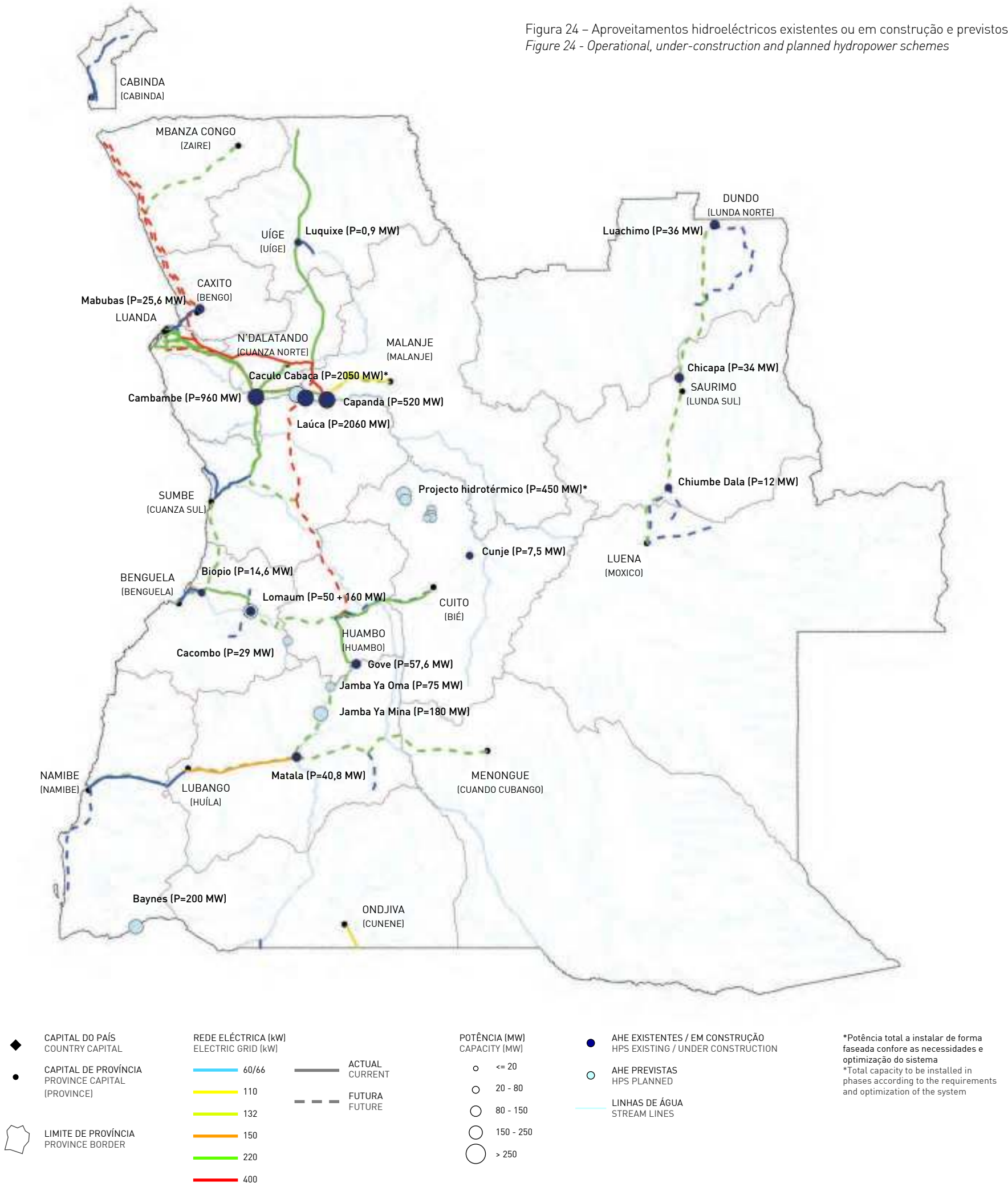


Figura 23- Potencial dos projectos hídricos existentes/previstos
 Figure 23 – Existing/planned hydropower projects potential

■ Existente / Previsto
 Existing / Planned
 ■ Teórico
 Theoretical

Figura 24 – Aproveitamentos hidroeléctricos existentes ou em construção e previstos
 Figure 24 - Operational, under-construction and planned hydropower schemes



Os aproveitamentos previstos constituem o ponto de partida para a presente estratégia, prevendo-se no caso de Caculo Cabaça e região Centro a possibilidade de fasear e otimizar as soluções previstas face às necessidades no horizonte 2025.

O estudo procurou caracterizar todos os restantes candidatos conhecidos entre os 18 GW de potencial identificado através de uma avaliação ambiental estratégica que se apresenta neste capítulo. De modo a garantir a avaliação de todas as possibilidades de forma abrangente, evitando que novos candidatos coloquem em causa a estratégia até 2025, foram identificados através de uma pesquisa exaustiva nos arquivos existentes, em Angola e em Portugal, 159 locais que tinham sido identificados e estudados no passado (Figura 25).

Dos 159 locais identificados foram excluídos 54 pelos seguintes motivos: a) estarem construídos, em construção ou decidida a sua construção; b) localizados em troços fronteiros de rios internacionais; c) cuja finalidade primária seja a rega ou o abastecimento de água; d) ausência de localização precisa; e) dados disponíveis insuficientes para a caracterização dos projectos.

Os 105 locais remanescentes foram avaliados e hierarquizados de forma preliminar de acordo com uma matriz multicritério que ponderou o impacto em áreas protegidas, na navegabilidade dos rios, a produção de energia e o seu custo estimado de produção, bem como o nível de prioridade das províncias beneficiadas, tendo-se seleccionado cerca de 50 locais para um segundo nível mais detalhado de análise.

Os cerca de 50 locais foram avaliados adicionalmente ao nível do impacto das respectivas albufeiras nas áreas protegidas, população e infraestruturas, ao nível dos volumes armazenados e impacto na restante bacia, e finalmente ao nível de questões ligadas à construção como distância à rede e acessibilidades. Deste último nível de avaliação resultaram cerca de 20 locais considerados como prioritários a integrar a avaliação ambiental estratégica.

The already planned hydropower schemes constitute the starting point for setting the 2025 vision. Still, some optimization and phasing in is considered for Caculo Cabaça and hydro projects in Benguela, Huambo and Bié (Central region) in order to optimize and adjust the schemes to the requirements of the power system in the 2025 horizon.

The current study tried to evaluate all remaining known hydro scheme candidates that are part of the 18 GW hydropower potential of the country through a Strategic Environmental Assessment, which is presented in the current chapter. With a view to ensuring the assessment of all the existing alternatives and to avoid new project candidates from undermining the 2025 energy strategy, 159 formerly studied sites were identified through a thorough research to the Angolan and Portuguese archives (Figure 25).

Amongst the 159 identified sites, 54 were excluded due to: a) the hydro schemes were already built, under construction or under planning; b) the hydro sites were located on international rivers; c) the schemes primary purpose was irrigation or water supply; d) there was no certainty regarding the location of the hydro site; e) there was no sufficient available data in order to carry out a technical description of the projects.

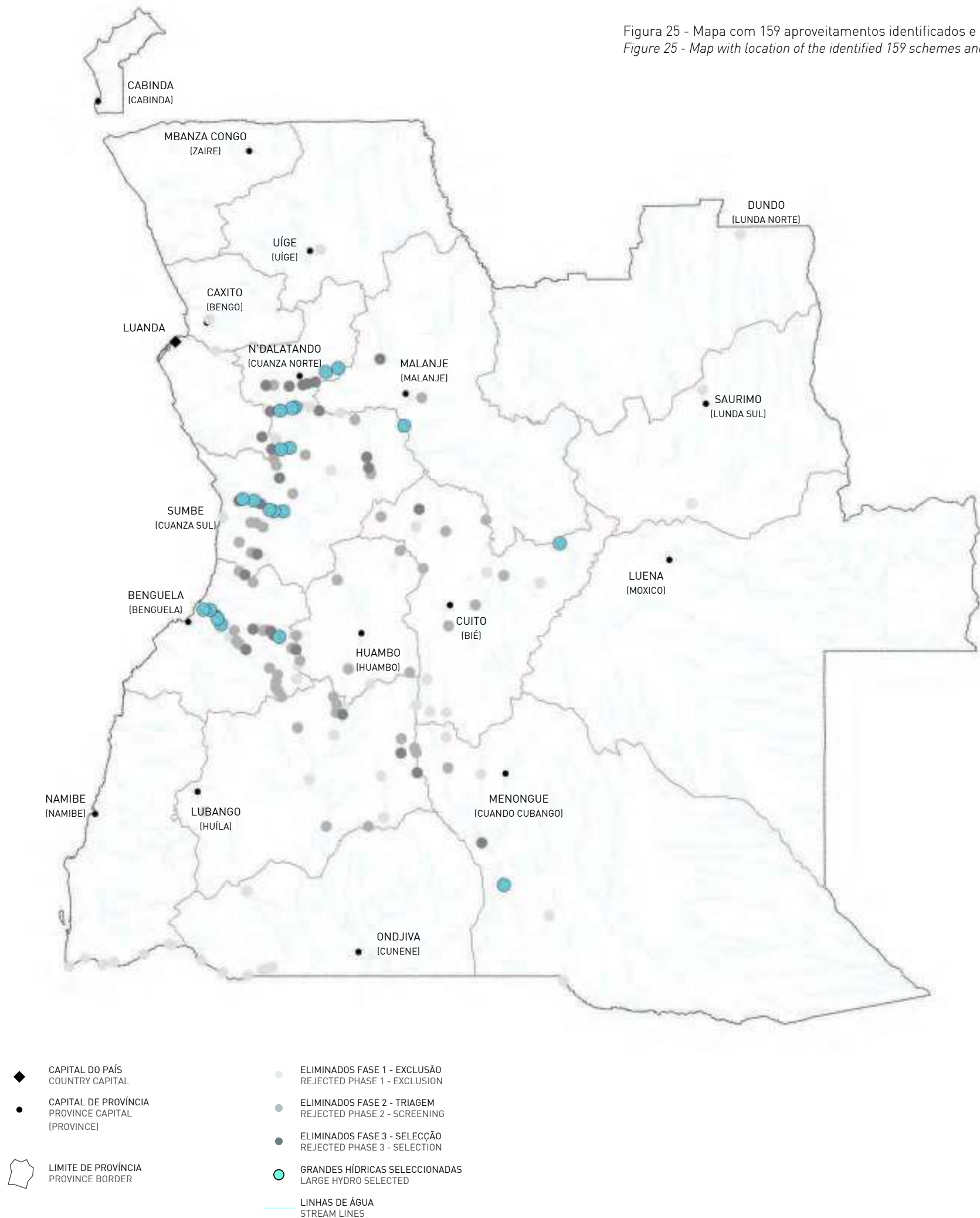
The 105 remaining sites were assessed and ranked on a preliminary basis in accordance with a multi-criteria matrix that weighted: the impact of the hydro schemes on protected areas; the impact on the navigability of rivers; the amount and cost of generated power; as well as the level of priority for regional development of the impacted Provinces. After this stage around 50 hydro sites were selected so as to undertake a second more detailed analysis.

These 50 sites were further evaluated on the overall impact of the resulting natural reservoirs on protected areas, populated places and infrastructures. The analysis also included the reservoir's volume calculation and its impact on the watershed. Finally, the hydro schemes were also assessed on construction issues, such as the distance to the electric grid and accessibility to the hydro sites. This final assessment resulted in around 20 priority sites with a view to integrating those in the strategic environmental assessment.

Foram avaliados 159 locais conhecidos para grandes hídricas e seleccionados os com maior interesse

159 sites for large hydro were assessed and the ones with the highest potential were selected

Figura 25 - Mapa com 159 aproveitamentos identificados e selecção
 Figure 25 - Map with location of the identified 159 schemes and selection



OS LOCAIS SELECIONADOS

A selecção dos locais procurou incluir não só os aproveitamentos a fio de água mais competitivos, mas também os aproveitamentos de regularização a montante que permitem aumentar a produção a jusante.

Os aproveitamentos totalizam uma potência de 4 GW e localizam-se nas bacias com maior potencial do país (Cuanza, Queve, Longa, Catumbela e Cubango). Considerando os restantes aproveitamentos em curso ou decididos, a presente estratégia tem em consideração mais de 50% do potencial do país.

Estes aproveitamentos foram estudados e actualizados com um aumento considerável do nível de detalhe relativamente aos estudos existentes, tendo em alguns casos sido aplicadas novas tecnologias de construção e equipamentos, ajustadas a localização e implantação das principais estruturas, simulada a exploração ao longo da cascata, realizado o pré-dimensionamento, e ainda a estimativa orçamental dos principais órgãos.

Apresenta-se nas páginas seguintes um resumo das principais características e o exemplo de alguns dos principais desenhos técnicos de alguns dos aproveitamentos seleccionados nas bacias do Cuanza, bacia do Longa, bacia do Queve, bacia do Cubango e bacia do Catumbela.

THE SELECTED HYDRO SITES

The selection of sites tried not only to include the most competitive run-of-the-river schemes, but also the upstream reservoirs whose main objective is to stabilize the flow and therefore increase energy generation downstream.

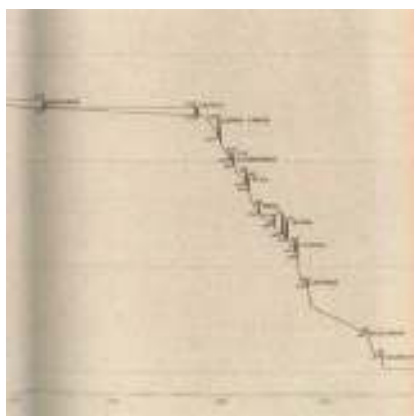
The hydropower schemes represent a total power capacity of 4 GW and they are located in watersheds with the largest hydro potential within Angola (Cuanza, Queve, Longa, Catumbela and Cubango watersheds). Considering the remaining existing, on-going or planned projects, the present strategy considered more than 50% of the country's hydro potential.

These hydro schemes were studied and updated with a considerable increase in the level of detail relative to prior studies. In some cases new construction technologies and equipment were applied, in others location and implantation of main structures were adjusted. For all, the numerical simulation of operation along the water cascade was carried out together with the pre-design and estimative budget associated with the main hydraulic infra-structures.

In the following pages a summary of the main features is presented, as well as an example of some of the main technical drawings of some of the plants selected in the Cuanza basin, Longa basin, Queve basin, Cubango basin and Catumbela basin.

Figura 26 - Exemplo de estudos antigos que foram actualizados para os 20 locais
Figure 26 - Example of past studies updated for the 20 sites

CASCATA DO QUEVE
QUEVE WATERFALL



PERFIL DA CASCATA
WATERFALL PROFILE

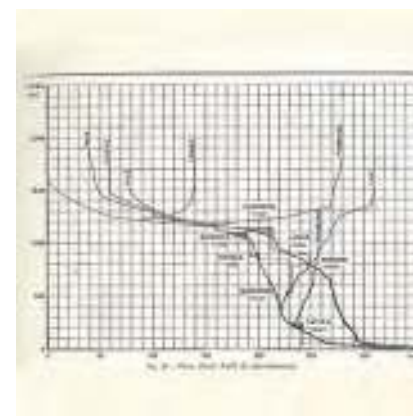


PLANTA DA CASCATA
WATERFALL PLAN

CASCATA DO LONGA
LONGA WATERFALL

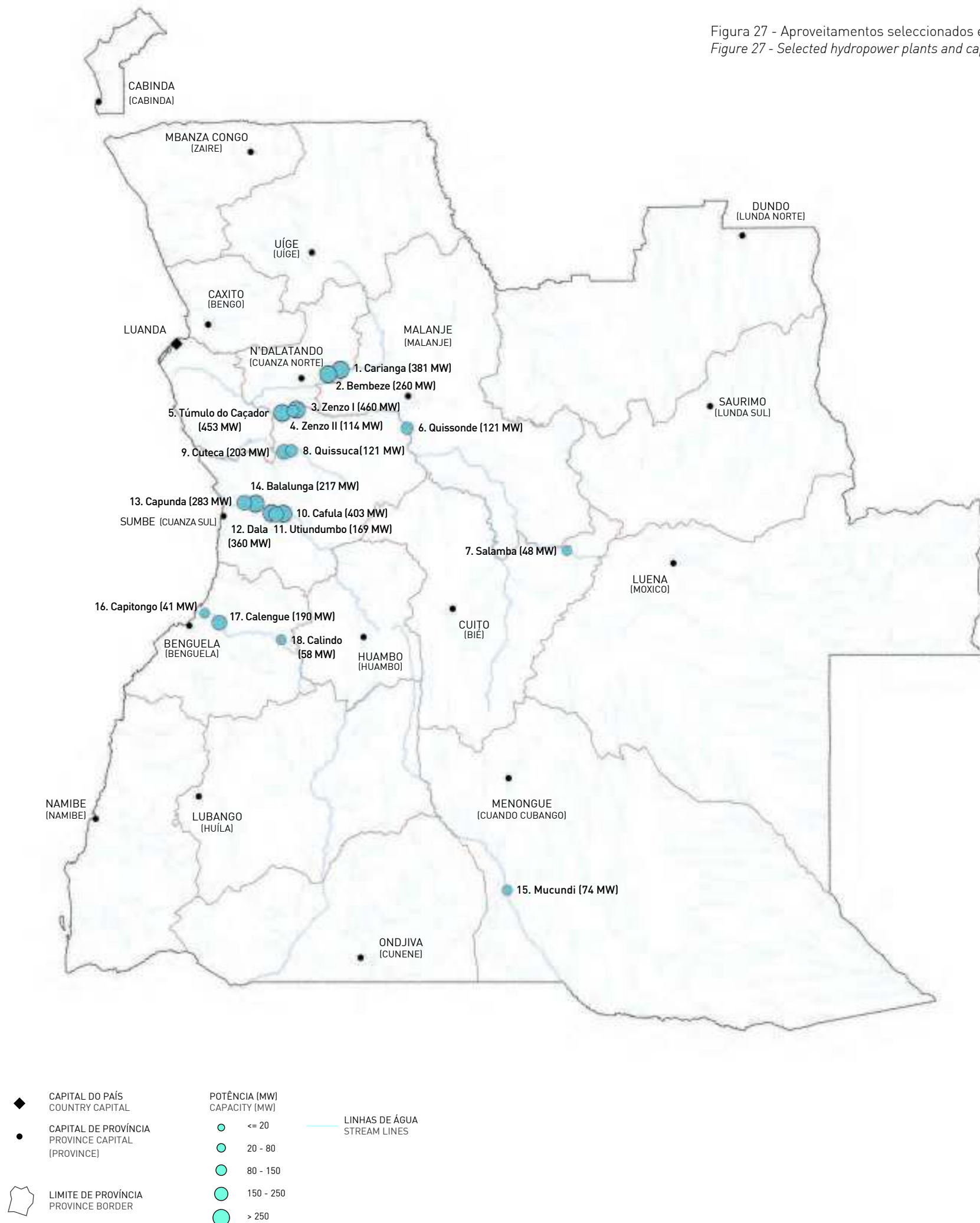


PERFIL DA CASCATA
WATERFALL PROFILE

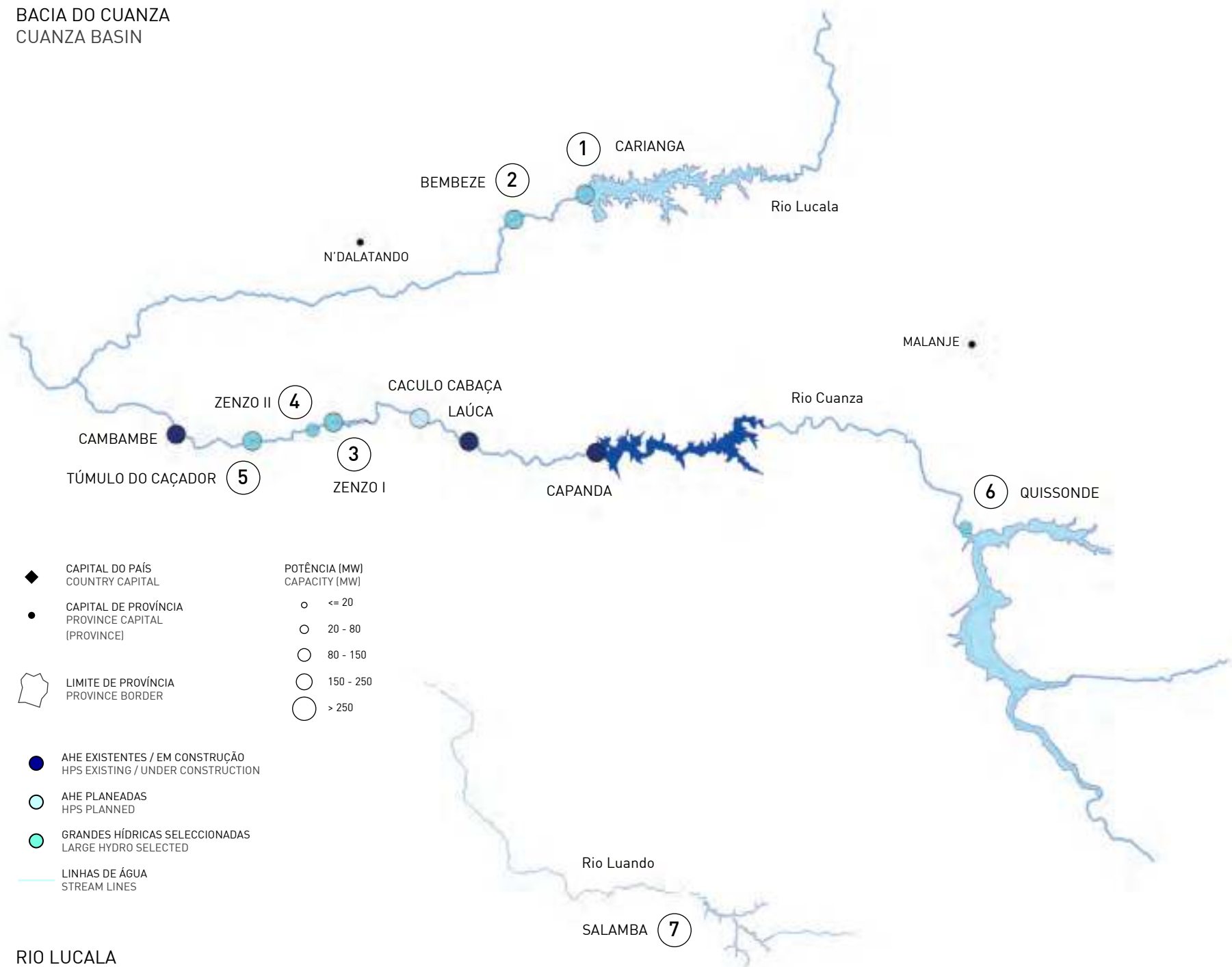


PLANTA DA BARRAGEM DE CUTECA
CUTECA DAM PLAN

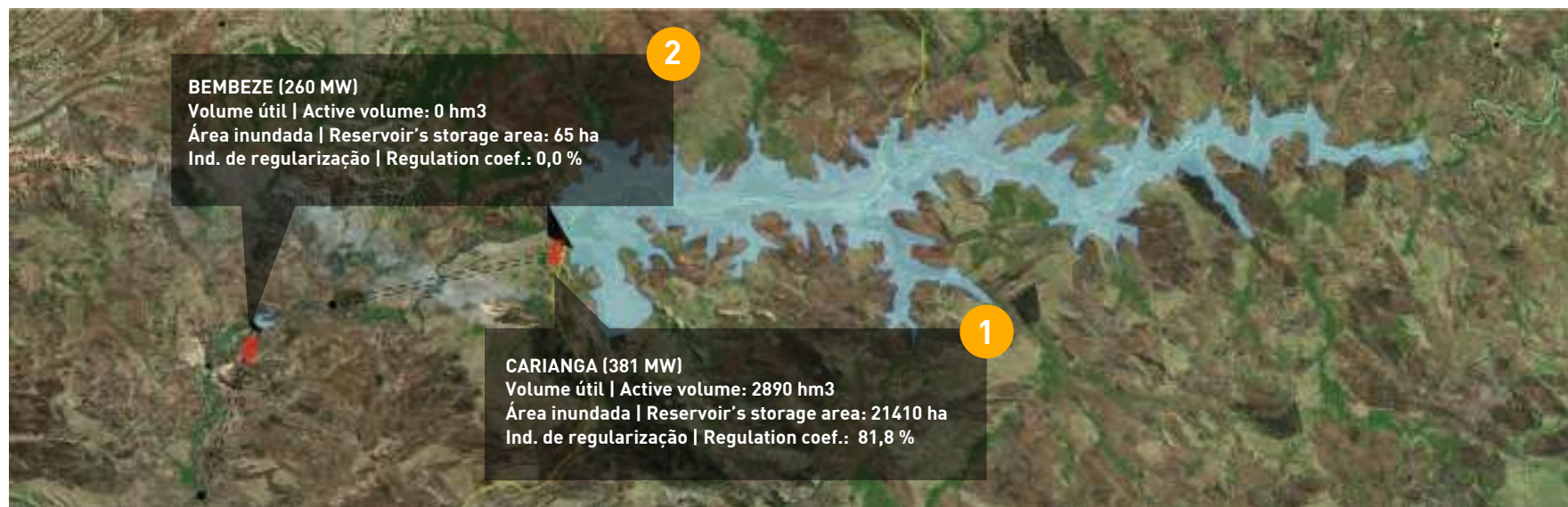
Figura 27 - Aproveitamentos seleccionados e dimensão
 Figure 27 - Selected hydropower plants and capacity



BACIA DO CUANZA
CUANZA BASIN

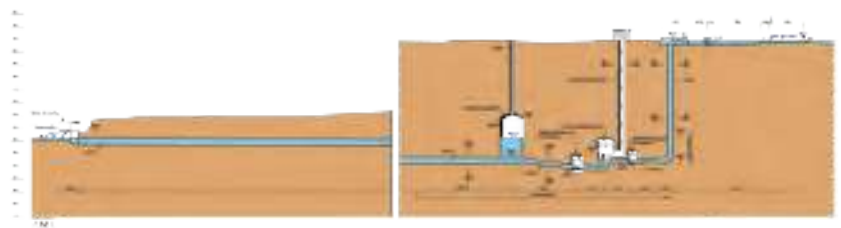
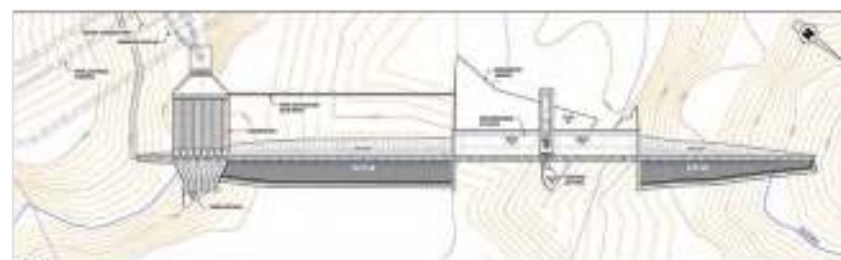


RIO LUCALA
LUCALA RIVER



NOME NAME	Carianga 1
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	381 MW 1557 GWh/ano 381 MW 1557 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	76,3 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	1295 M\$ (M\$3,4/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	224 m³/s 205 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Aterro/betão gravidade Embankment/gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	60 M
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	750 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 15,5 km e Ø 7,0/9,0 m A 15,5 km tunnel (Ø 7,0/9,0 m)

NOME NAME	Bembeze 2
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	260 MW 1075 GWh/ano 260 MW 1075 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	66,8 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	768 M\$ (M\$3,0/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	225 m³/s 139 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Aterro/betão gravidade Embankment/gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	31 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	1070 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 9,8 km e Ø 8,0/9,0 m A 9,8 km tunnel (Ø 8,0/9,0 m)



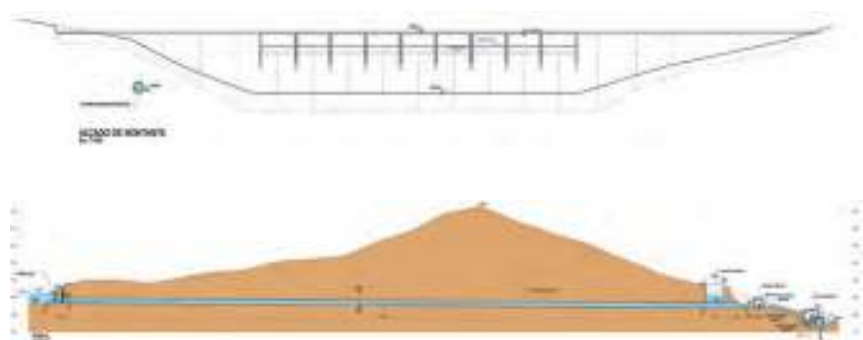
Bembeze e Carianga, no rio Lucala, apresentam elevada proximidade das infra-estruturas eléctricas existentes

Bembeze and Carianga, in Lucala river, are very close to the existing electrical infrastructures

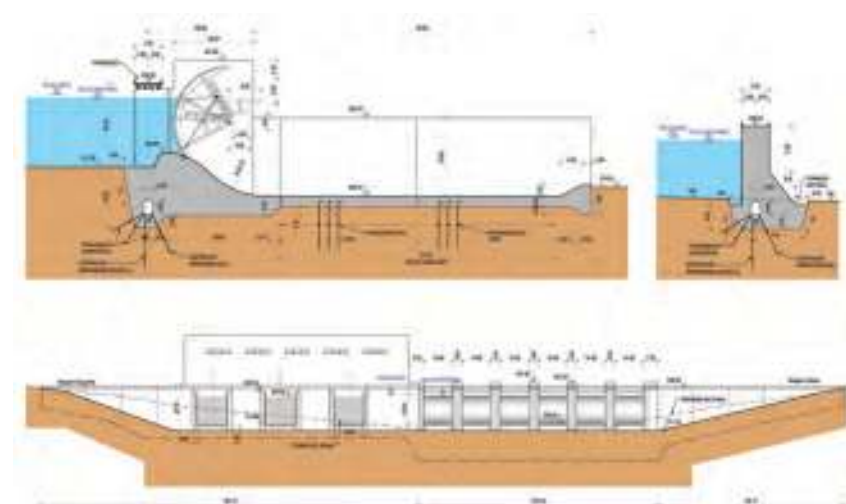
RIO CUANZA
CUANZA RIVER



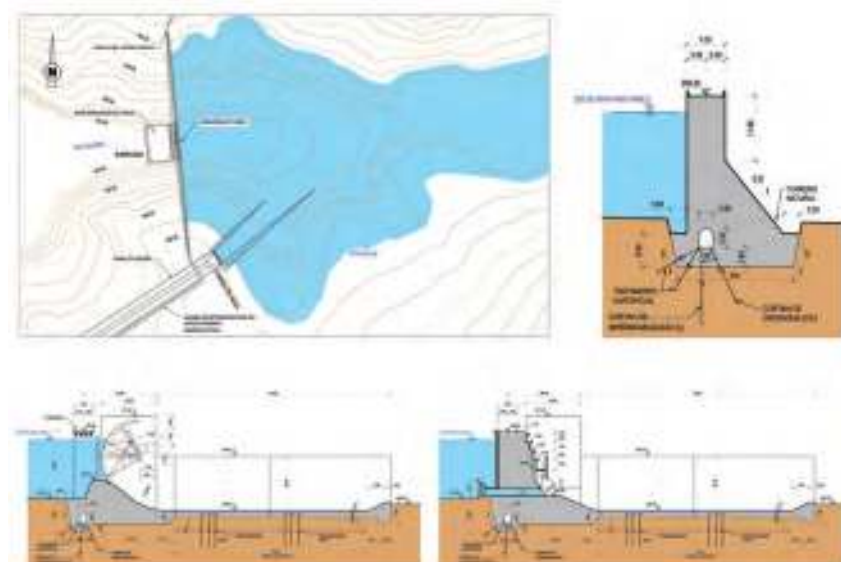
NOME NAME	Zenzo I 3
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	460 MW 2680 GWh/ano 460 MW 2680 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	42,2 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	1206 M\$ (M\$2,6/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	720 m ³ /s 77 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Betão-gravidade Gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	59 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	590 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 2,0 km e Ø 12,4 m e conduta forçada com 250 m e 3 x Ø 7,2 m A 2,0 km tunnel (Ø 12,4 m) and three 250 m penstocks (3 x Ø 7,2 m)



NOME NAME	Zenzo II 4
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	114 MW 695 GWh/ano 114 MW 695 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	83,6 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	623 M\$ (M\$5,4/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	720 m ³ /s 19 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Betão-gravidade Gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	34 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	410 m



NOME NAME	Túmulo do caçador 5
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	453 MW 2759 GWh/ano 453 MW 2759 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	35,9 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	1041 M\$ (M\$2,3/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	720 m ³ /s 76 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Betão gravidade Gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	34 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	790 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em canal com 3,9 km e conduta forçada com 1000 m e 3 x Ø 7,2 m A 3,9 km channel and three 1000 m penstocks (3 x Ø 0,72 m)



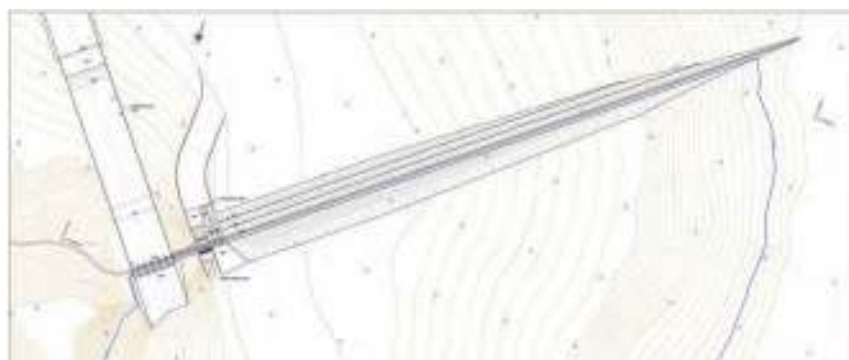
Túmulo do Caçador, no rio Cuanza, é o projecto com menor custo nivelado entre os estudados

Tumulô do Caçador, in Cuanza river, is the project with the lowest levelized cost among the studied

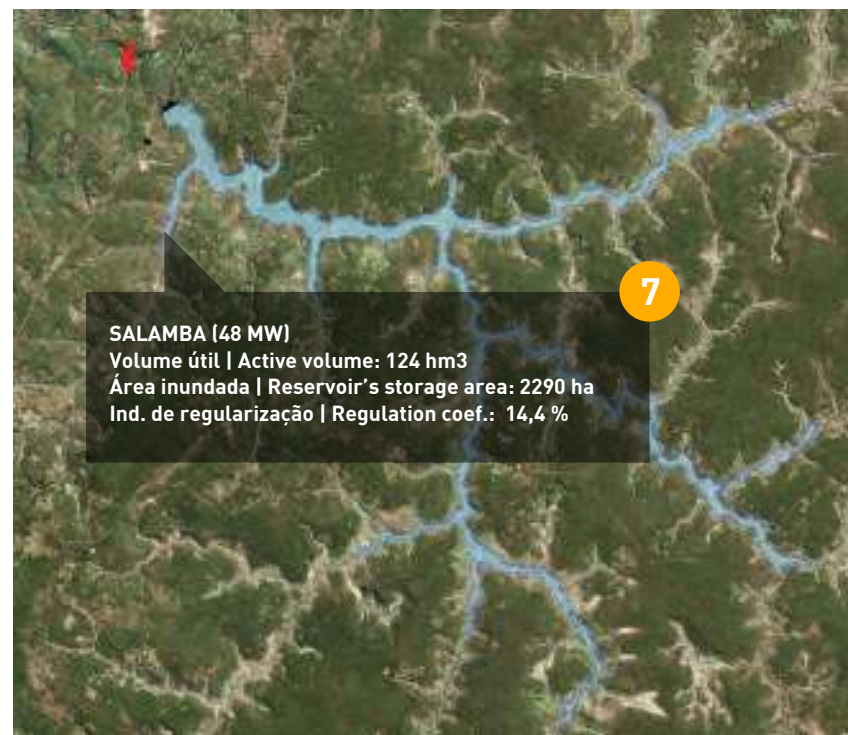
RIO CUANZA (ALTO CUANZA)
CUANZA RIVER (HIGH CUANZA)



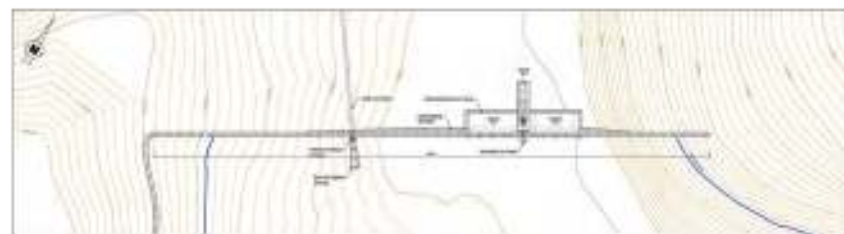
NOME NAME	Quissonde 6
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	121 MW 773 GWh/ano 121 MW 773 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	100,2 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	838 M\$ (M\$7,0/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	487 m³/s 30 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Aterro/betão gravidade Embankment/gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	48 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	2580 m



RIO LUANDO
LUANDO RIVER



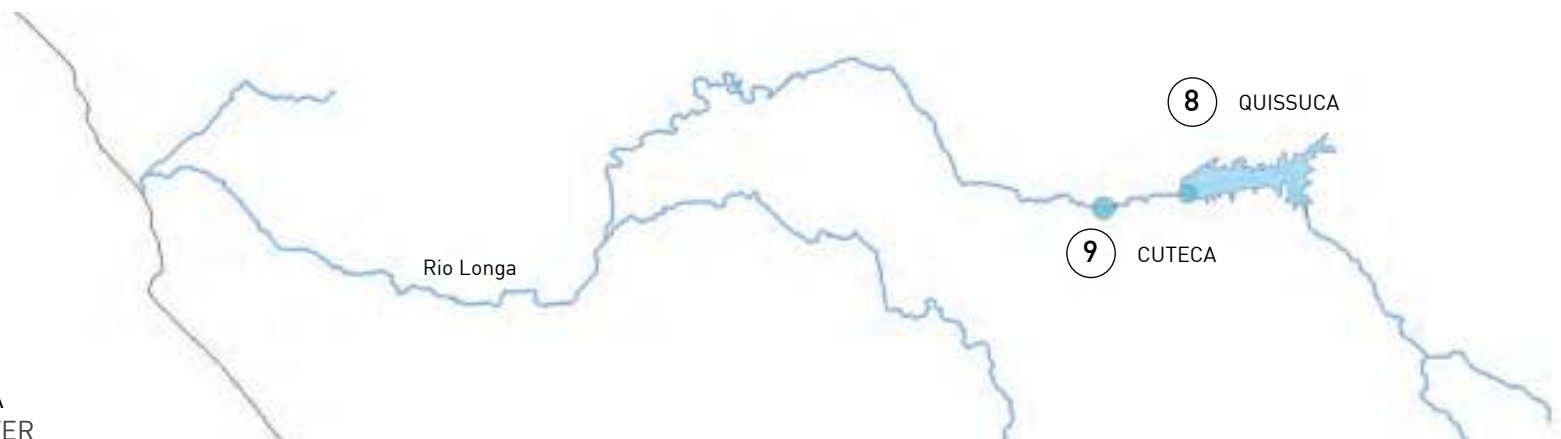
NOME NAME	Salamba 7
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	48 MW 194 GWh/ano 48 MW 194 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	154,4 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	324 M\$ (M\$6,8/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	49 m³/s 117,7 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Aterro/betão gravidade Embankment/gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	27 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	970 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 1,9 km e Ø 4,0 m e conduta forçada com 200 m e Ø 3,5 m A 1,9 km tunel (Ø 4,0 m) and a 200 m penstock (Ø 3,5 m)





Rio Cuanza, província do Cuanza Sul
Cuanza river, Cuanza Sul province

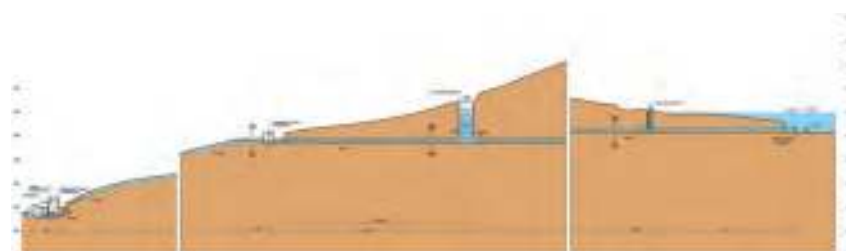
BACIA DO LONGA
LONGA BASIN



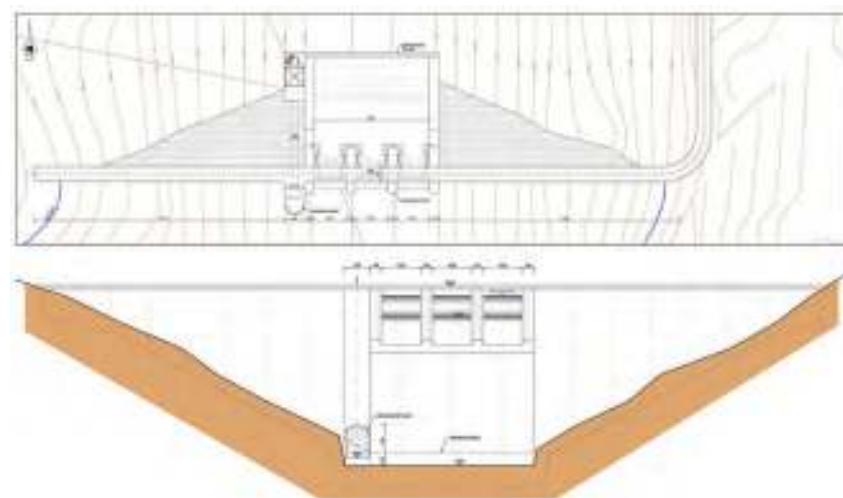
RIO LONGA
LONGA RIVER



NOME NAME	Quissuca 8
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	121 MW 589 GWh/ano 121 MW 589 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	90,1 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	567 M\$ (M\$4,7/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	72 m ³ /s 202 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Aterro Earthfill
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	59 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	1250 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 8,7 km e Ø 6,0 m e conduta forçada com 2,0 km e Ø 5,0 m A 8,7 km tunnel (Ø 6,0 m) and a 2,0 km penstock (Ø 5,0 m)



NOME NAME	Cuteca 9
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	203 MW 873 GWh/ano 203 MW 873 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	68,4 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	734 M\$ (M\$3,6/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	73 m ³ /s 335 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Betão gravidade Gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	74 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	303 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 5,0 km e Ø 6,0 m e conduta forçada com 8,1 km e Ø 5,0 m A 5,0 km tunnel (Ø 6,0 m) and a 8,1 km penstock (Ø 5,0 m)



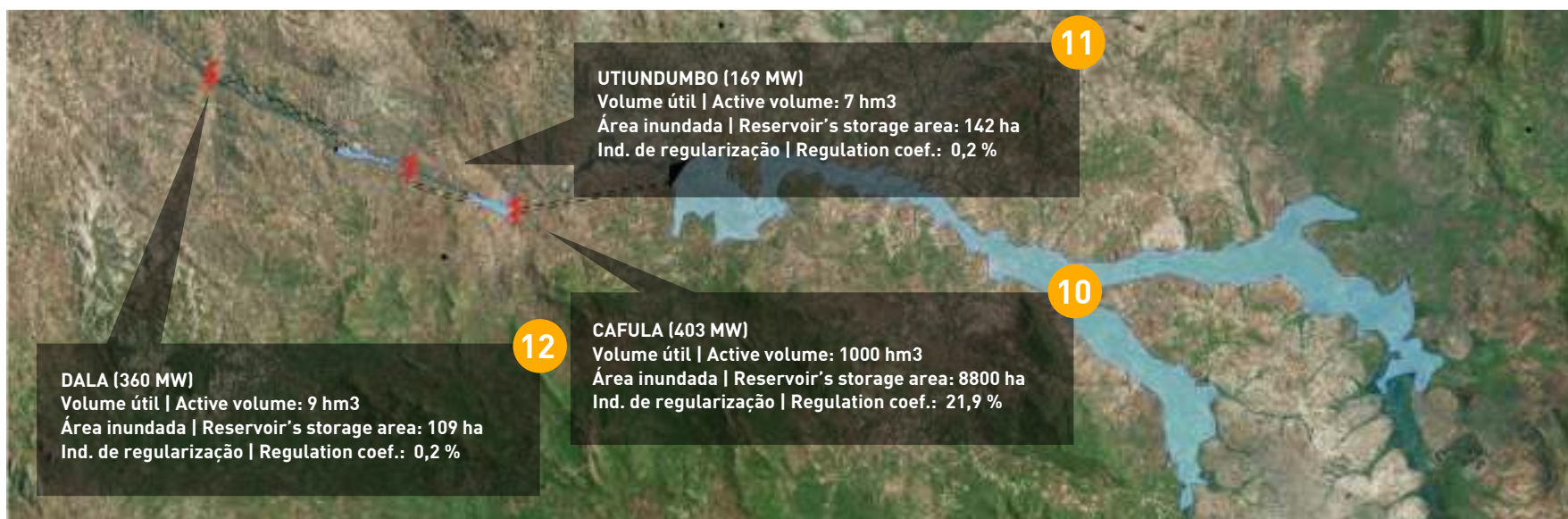
Quissuca no rio Longa
é o projecto de regularização
com menor impacto ambiental

Quissuca in Longa river
is the reservoir project with
the lowest environmental impact

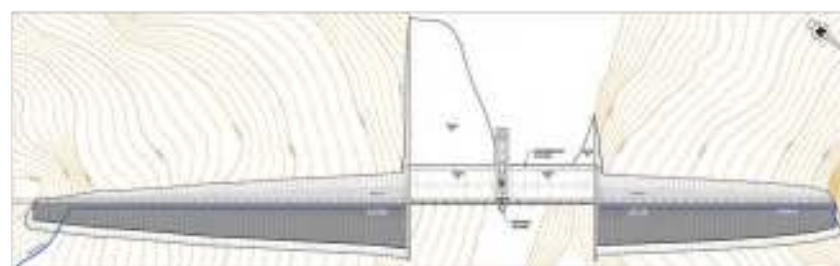
BACIA DO QUEVE
QUEVE BASIN



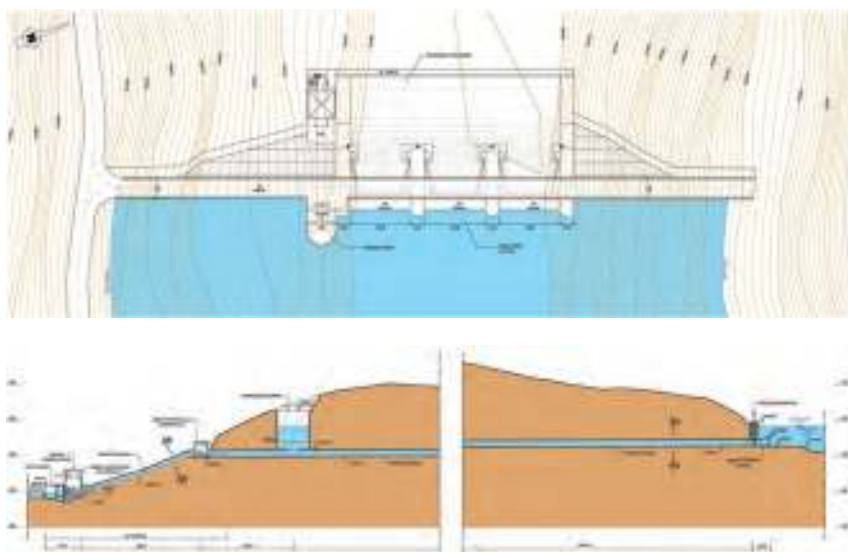
RIO QUEVE (MÉDIO QUEVE)
QUEVE RIVER (MEDIUM QUEVE)



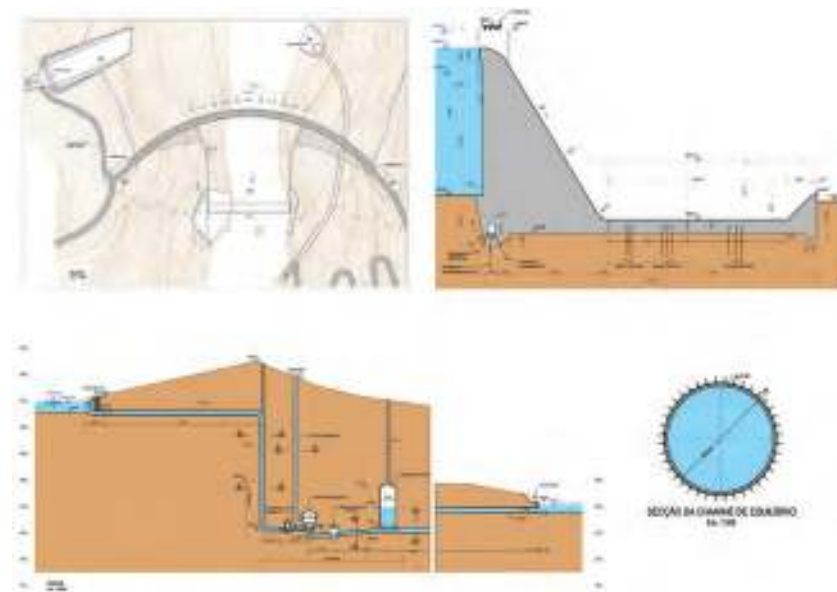
NOME NAME	Cafula 10
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	403 MW 1919 GWh/ano 403 MW 1919 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	54,6 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	1121 M\$ (M\$2,8/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	232 m3/s 209 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Enrocamento/betão-gravidade Rock-fill/gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	48 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	1436 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 8,1 km e 2 x Ø 5,1/9,0 m A 8,1 km tunnel (2 x Ø 5,1/9,0)



NOME NAME	Utiundumbo 11
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	169 MW 743 GWh/ano 169 MW 743 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	51,7 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	406 M\$ (M\$2,4/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	232 m ³ /s 88 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Betão-gravidade Gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	49 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	215 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 3,2 km e Ø 8,0 m e conduta forçada com 250 m e 2 x Ø 5,0 m A 3,2 km tunnel (Ø 8,0 m) and two 250 m penstocks (Ø 5,0 m)



NOME NAME	Dala 12
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	360 MW 1686 GWh/ano 360 MW 1686 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	56,3 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	1010 M\$ (M\$2,8/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	232 m ³ /s 187 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Abóbada com dupla curvatura Arch dam with double curvature
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	79 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	335 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 8,0 km e Ø 7,7/8,8 m A 8,0 km tunnel (Ø 7,7/8,8 m)



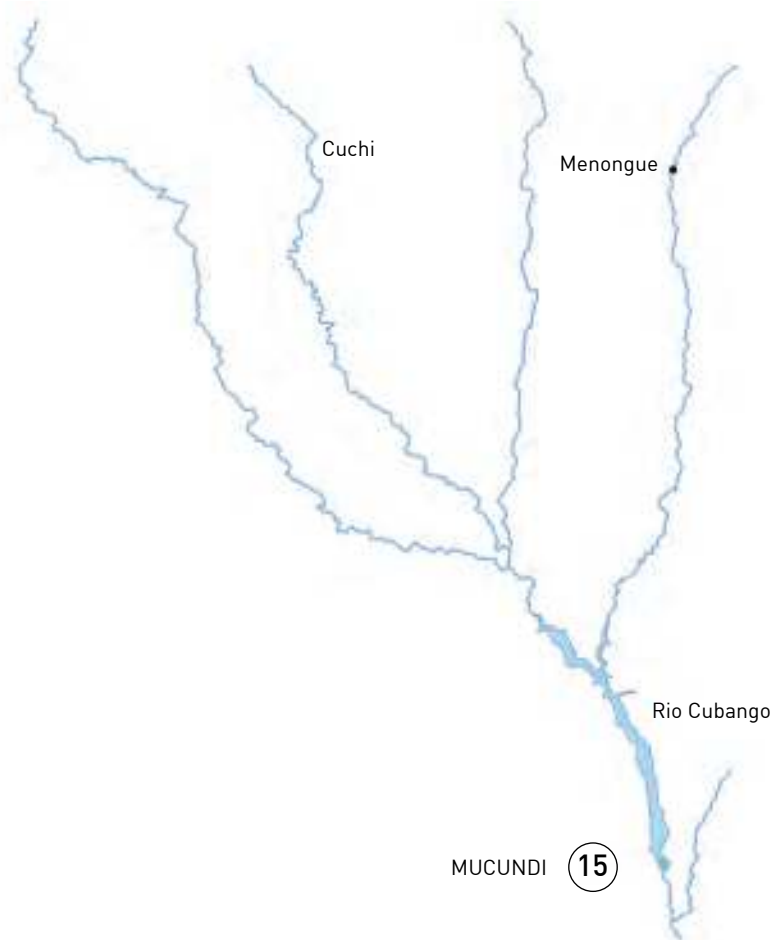
O rio Queve é o rio por explorar
com projectos mais competitivos

Queve river is the unexploited river
with the most competitive projects



Rio Queve, província do Cuanza Sul
Queve river, Cuanza Sul province

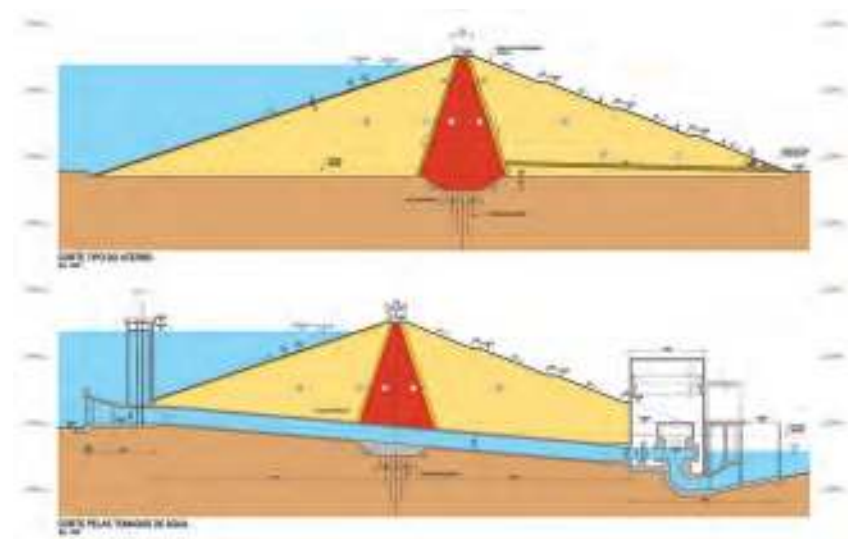
BACIA DO CUBANGO
CUBANGO BASIN

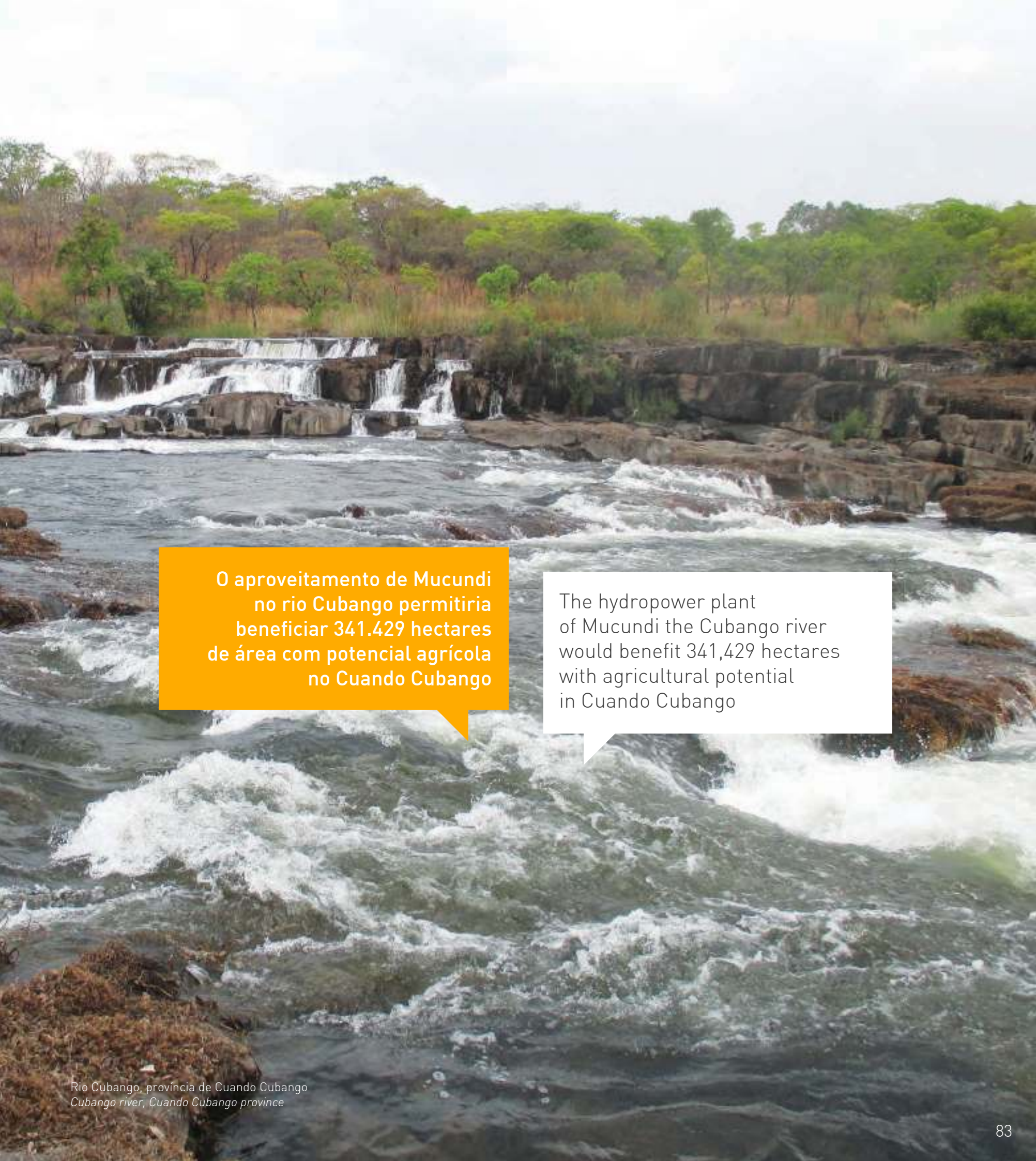


RIO CUBANGO
CUBANGO RIVER



NOME NAME	Mucundi 15
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	74 MW 368 GWh/ano 74 MW 368 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	135,3 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	538 M\$ (M\$7,3/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	199 m3/s 44,5 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Aterro Embankment
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	46 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	1420 m

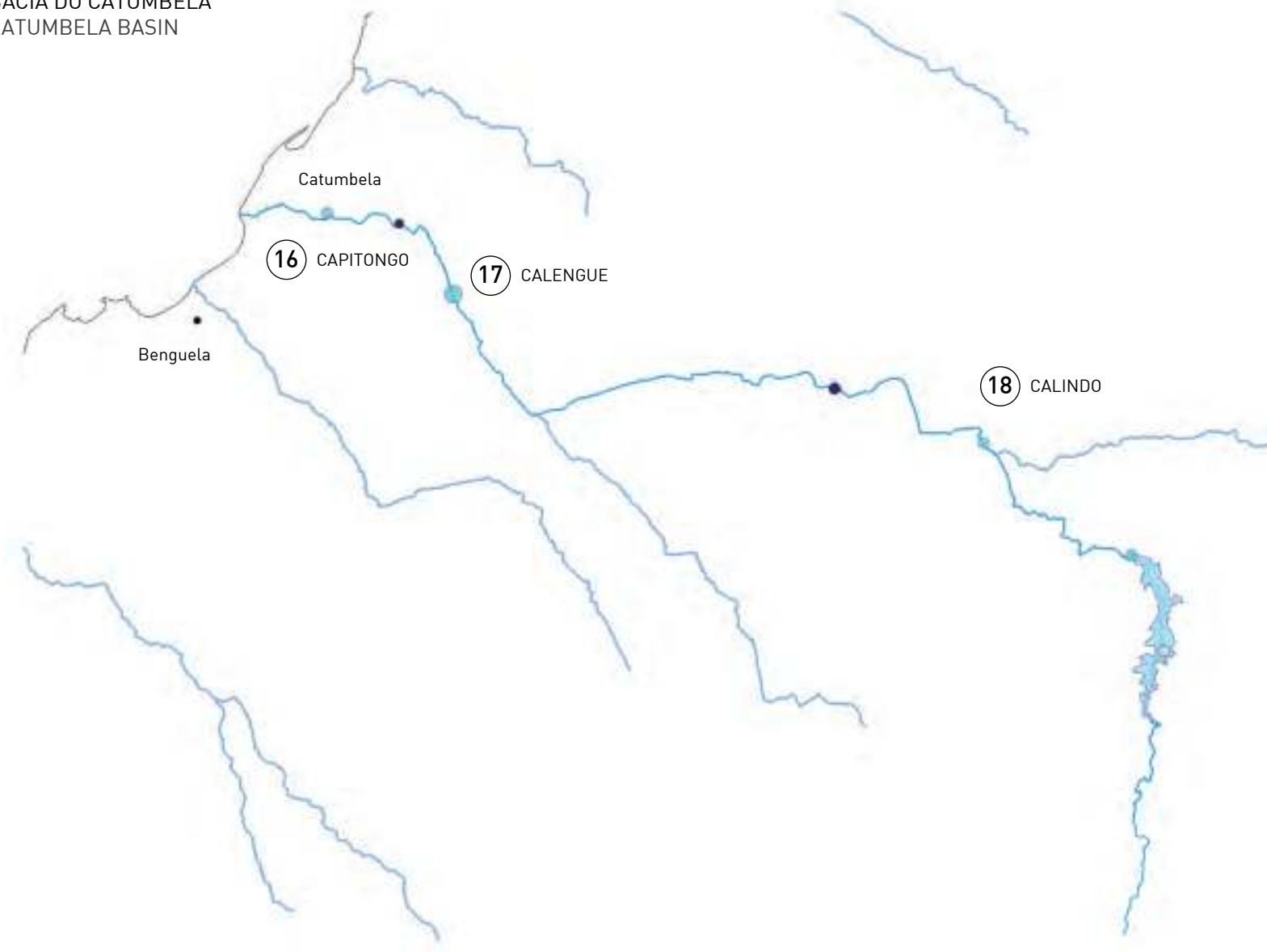




O aproveitamento de Mucundi no rio Cubango permitiria beneficiar 341.429 hectares de área com potencial agrícola no Cuando Cubango

The hydropower plant of Mucundi the Cubango river would benefit 341,429 hectares with agricultural potential in Cuando Cubango

BACIA DO CATUMBELA
CATUMBELA BASIN



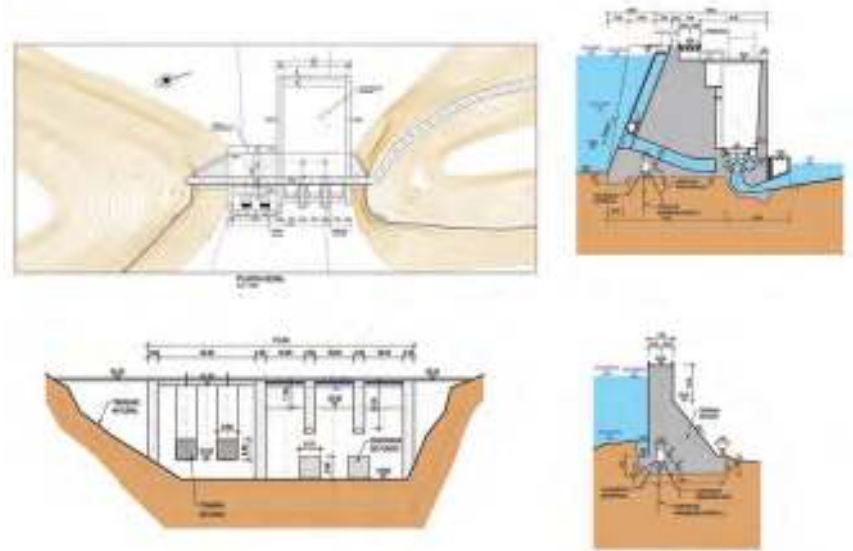
RIO CATUMBELA (BAIXO CATUMBELA)
CATUMBELA RIVER (LOW CATUMBELA)



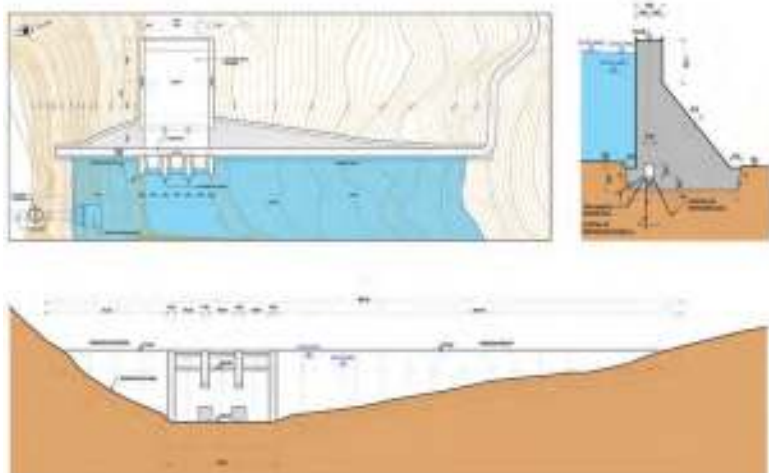
RIO CATUMBELA (ALTO CATUMBELA)
CATUMBELA RIVER (HIGH CATUMBELA)



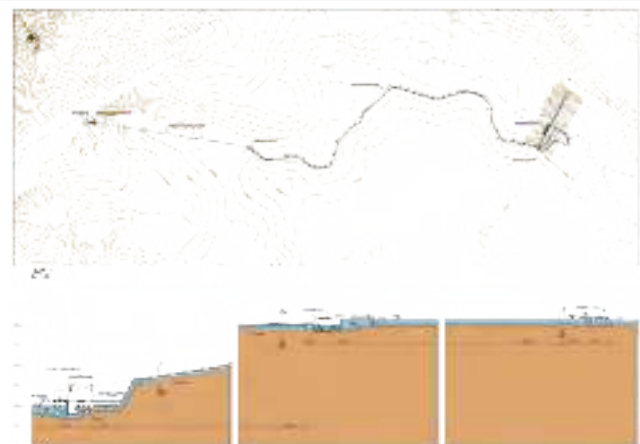
NOME NAME	Capitongo 16
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	41 MW 249 GWh/ano 41 MW 249 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	89,2 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	239 M\$ (M\$5,8/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	145 m ³ /s 34 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Betão gravidade Gravity
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	53 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	172 m



NOME NAME	Calengue 17
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	190 MW 1136 GWh/ano 190 MW 1136 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	38,9 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	471 M\$ (M\$2,5/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	145 m ³ /s 158 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Betão Concrete
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	57 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	364 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em túnel com 6,6 km e Ø 6,5 m e conduta forçada com 425 m e Ø 4,0 m A 6,6 km tunnel (Ø 6,5 m) and a 425 m penstock (Ø 4,0 m)



NOME NAME	Calindo 18
POTÊNCIA ENERGIA CAPACITY ENERGY	58 MW 340 GWh/ano 58 MW 340 GWh/year
CUSTO NIVELADO LCOE	52,1 \$/MWh
INVESTIMENTO CAPEX	187 M\$ (M\$3,2/MW)
CAUDAL QUEDA FLOW HEAD	86 m ³ /s 81 m
TIPO DA BARRAGEM TYPE OF THE DAM	Betão-gravidade com comportas Gravity dam with gates
ALTURA DA BARRAGEM HEIGHT OF THE DAM	10 m
COMPRIMENTO DO COROAMENTO LENGTH OF THE CREST	606 m
CIRCUITO CONVEYANCE SYSTEM	Em canal com 3,7 km e conduta forçada com 1,5 km e 2 x Ø 3,5 m A 3,7 km channel (Ø 8,0 m) and two 1,5 km penstocks (2 x Ø 3,5 m)



AValiação Ambiental Estratégica

A avaliação ambiental estratégica é um instrumento de avaliação de impactos que actua ao nível estratégico e que contribui para a integração das questões e objectivos ambientais e de sustentabilidade nos planos onde é aplicada.

Face ao significativo impacto ambiental de uma central hidroeléctrica e à relevância desta fonte energética para Angola, importa garantir que as opções até 2025 têm também em consideração critérios ambientais, procurando desta forma mitigar o risco de inviabilização dos projectos em fases posteriores.

Os aproveitamentos de regularização têm características distintas dos restantes pois, apesar de normalmente implicarem maior investimento e impacto no ambiente, valorizam os demais aproveitamentos a jusante. Optou-se por isso por uma avaliação não só de cada aproveitamento individualmente, mas também das combinações de aproveitamentos de jusante com a respectiva solução de regularização. No caso do rio Catumbela, apenas o aproveitamento de Cacombo foi estudado em conjugação com os restantes aproveitamentos a jusante.

Os aproveitamentos ou conjuntos de aproveitamentos foram avaliados e comparados em inúmeras variáveis, agrupadas ao longo de 3 dimensões principais:

- Potencial hidroeléctrico: onde se ponderam a potência instalada e garantida, o custo nivelado de produção de energia, a rentabilidade e a distância ao centro de consumo que abastece.

STRATEGIC ENVIRONMENTAL ASSESSMENT

The Strategic Environmental Assessment is an impact assessment tool that works at the strategic level and contributes to the integration of environmental and sustainability issues and objectives into the plans where it is applied.

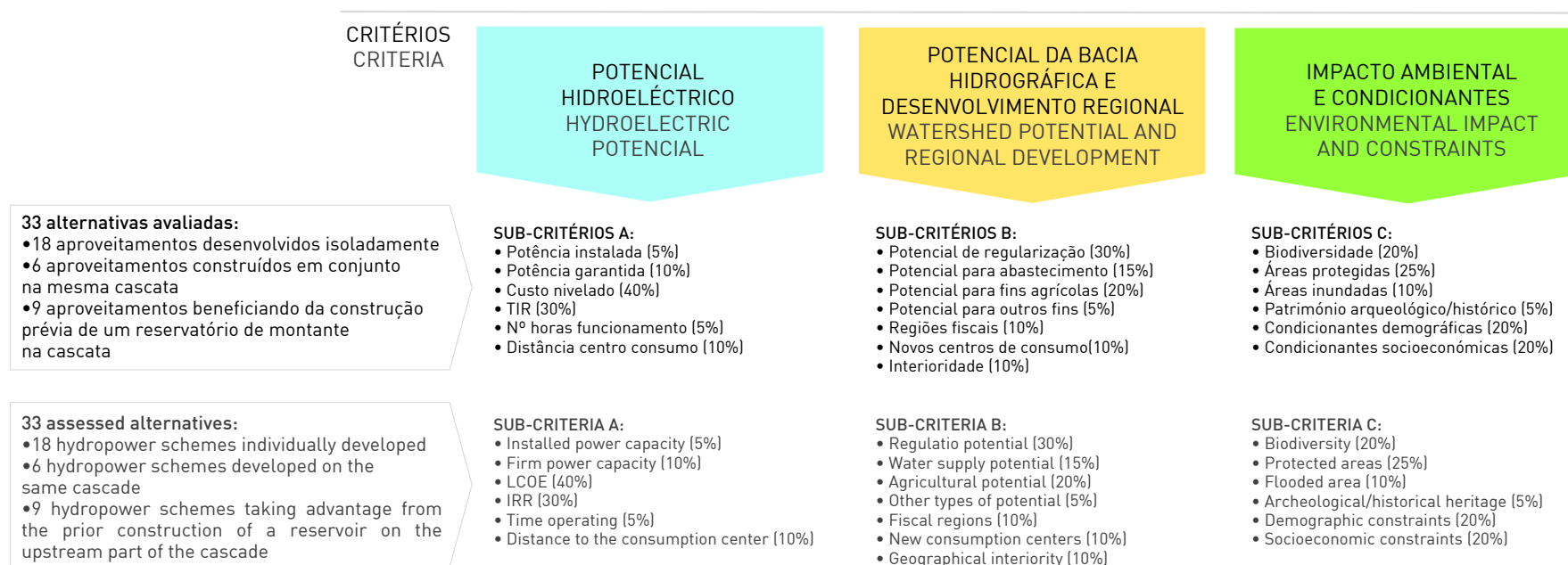
Given the significant environmental impact of a hydropower plant and the relevance of this energy source for Angola, it is of strong concern to ensure that the alternatives by 2025 also take into account environmental criteria, thus seeking to mitigate the risk of non-viability at the later stages.

The hydropower schemes with large reservoirs, whose main objective is to regulate the downstream water flow, present different features in comparison with other schemes. Despite the higher investment and impact on environment from schemes with large reservoirs relative to run-of-river schemes, one has to consider also their benefit to all downstream hydro schemes. Therefore, the study included not only an individual assessment of each hydropower scheme, but also the evaluation of combinations of downstream schemes operating with upstream reservoirs. As for the Catumbela river, only the Cacombo hydropower scheme was assessed as a reservoir, whose main objective was to regulate water flow, together with the remaining downstream hydropower schemes.

The hydropower schemes or the groups of hydropower schemes were assessed and compared according to several parameters, along 3 main dimensions:

- Hydropower potential: which includes an assessment of the installed and firm power capacity, levelized cost of energy, profitability and distance to the supplied consumption center.

Figura 28 - Critérios utilizados na avaliação ambiental estratégica
Figure 28 - Adopted criteria for the environmental strategic assessment



- **Potencial da bacia hidrográfica e desenvolvimento regional:** onde se ponderam o potencial de regularização – medido pela capacidade de armazenamento, factor de regularização, reversibilidade e potência a jusante –, o potencial para abastecimento humano e agrícola, o nível de interioridade e o potencial para desenvolver novos centros de consumo no país.
- **Impacto ambiental e condicionantes:** onde se ponderam a área inundada de cada aproveitamento e o seu impacto em áreas ambientalmente protegidas, nas várias espécies identificadas - em particular nas espécies de mamíferos, reptéis, peixes e anfíbios ameaçadas e/ou endémicas –, na população aí residente, no património arqueológico, histórico e edificado, nas infraestruturas - ao nível das estradas, pontes e canais - e nas actividades económicas do sector mineiro e agrícola.
- **Watershed potential and regional development:** which assesses the potential of the capacity to regulate water flow – by taking into consideration the storage capacity of the reservoir, the regulation coefficient, the possibility to implement reversible schemes and also the existing downstream power capacity -, the potential for human consumption and agricultural usage, the level of geographical interiority and the potential for the development of new consumption centers within the country.
- **Environmental impact and constraints:** which takes into account the flooded area of each reservoir and its impact on environmental protected areas; on several identified wildlife species (particularly the threatened and/or endemic mammals, reptiles, fishes and amphibians); on existing settlements, on archaeological, historical and architectural heritage; on existing infrastructures – such as roads, bridges and channels - and on the economic activities of the mining and agricultural sectors.

Com base nos critérios foram estabelecidos 3 cenários com diferentes pesos de cada um dos critérios para hierarquização dos aproveitamentos a considerar no horizonte 2025. Todos os cenários assumem o mesmo peso da componente ambiental, variando o peso do potencial hidroeléctrico com o de desenvolvimento regional. No primeiro cenário, de optimização económica, privilegia-se o potencial hidroeléctrico. No segundo cenário, de equilíbrio economia/território – o potencial hidroeléctrico e de desenvolvimento regional têm o mesmo peso. No terceiro cenário, privilegia-se o desenvolvimento regional.

Three scenarios with different weights for each of the criteria were established for ranking the hydropower schemes on the horizon 2025. All the three scenarios assume the same weight for the environmental component and varying weights for the hydropower potential and the regional development. In the first scenario – designated “Economic optimization” - there is an emphasis on the hydropower potential. In the second scenario – designated “Economy-territory balance” - the hydropower potential and regional development are given the same weight. In the third scenario, there is a particular focus on the regional development.

Figura 29 - Cenários de avaliação e ponderação dos critérios
 Figure 29 - Different assessment scenarios and respective weighting of criteria

CRITÉRIOS CRITERIA	POTENCIAL HIDROELÉCTRICO HYDROELECTRIC POTENCIAL	POTENCIAL DA BACIA HIDROGRÁFICA E DESENVOLVIMENTO REGIONAL WATERSHED POTENTIAL AND REGIONAL DEVELOPMENT	IMPACTO AMBIENTAL E CONDICIONANTES ENVIRONMENTAL IMPACT AND CONSTRAINTS
Cenário Optimização Económica Economic Optimization Scenario	60%	20%	20%
Cenário Equilíbrio Economia-Território Economy-Territory Balance Scenario	40%	40%	20%
Cenário Desenvolvimento Regional Regional Development Scenario	20%	60%	20%

A hierarquização dos aproveitamentos em cada um dos cenários - conforme se apresenta na lista da figura 30, ponderou, quer as pontuações individuais - que se apresentam no mapa -, quer as das combinações dos aproveitamentos em cascata.

Nos cenários económico e de equilíbrio economia/território o aproveitamento de Calengue no rio Catumbela assume-se como o aproveitamento prioritário, pela sua competitividade, integração na cascata e reduzido impacto ambiental.

No cenário de optimização económica os aproveitamentos do Cuanza (Zenzo 1 e Túmulo do Caçador) e em seguida do Queve (Cafula, Dala e Balalunga/Quilengue), assumem prioridade. No cenário de equilíbrio economia/território os aproveitamentos do rio Queve assumem prioridade relativamente ao Cuanza.

Finalmente, o cenário de desenvolvimento regional privilegia os aproveitamentos do Cubango (Mucundi) e Alto Cuanza (Quissonde) que se encontram no interior do país e, apesar dos maiores custos e impacto ambiental, apresentam os maiores benefícios ao nível agrícola. Neste cenário também o aproveitamento de Cafula no rio Queve, com forte benefício agrícola, assume prioridade.

The ranking of the different hydropower schemes for each scenario as shown in figure 30, included not only the individual scores - which are depicted on the map - but also the score of the different groups of hydropower schemes along the cascade.

In the Economic optimization and Economy-territory balance scenarios, the hydropower scheme of Calengue in the Catumbela river is considered to have top priority for its competitiveness, integration in the cascade and little environmental impact.

Concerning the Economic optimization scenario, the Cuanza's hydropower schemes (Zenzo 1 and Túmulo do Caçador) followed by the Queve's hydropower schemes (Cafula, Dala and Balalunga/Quilengue), assume high priority. As for the Economy-territory balance scenario, the hydropower schemes of the Queve river assume top priority over the Cuanza river.

Finally, the regional development scenario prioritizes the hydropower schemes of Cubango (Mucundi) and High Cuanza (Quissonde), which are located within the country and, despite having higher costs and environmental impacts, are known to have the greatest benefits regarding the agriculture sector. Moreover, the hydropower scheme of Cafula in the Queve river, with a strong agricultural benefit, also takes priority.

Figura 30 - Hierarquização dos aproveitamentos em cada um dos 3 cenários
Figure 30 - Ranking process of the hydropower schemes in each of the 3 scenarios

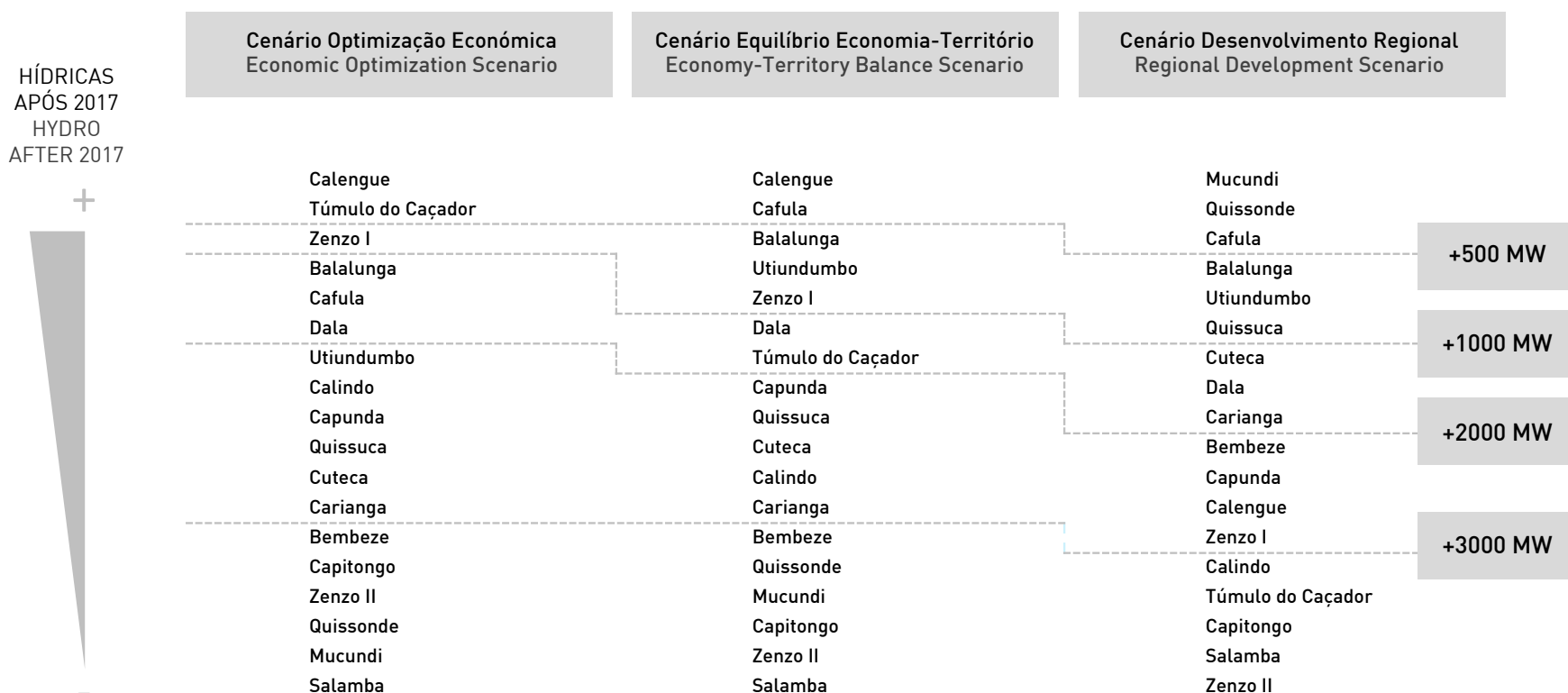
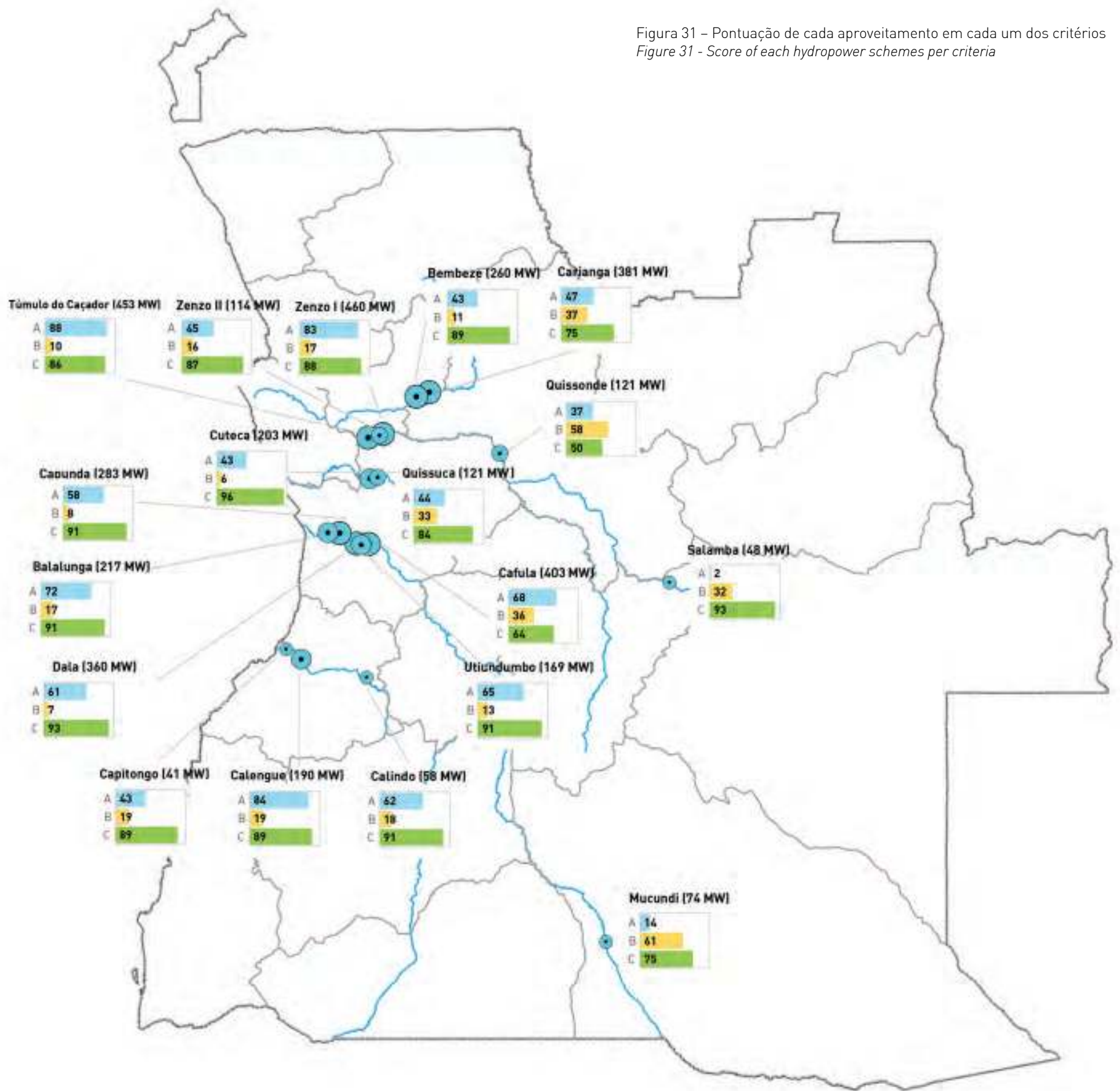


Figura 31 – Pontuação de cada aproveitamento em cada um dos critérios
 Figure 31 - Score of each hydropower schemes per criteria



CRITÉRIOS
 CRITERIA

- POTENCIAL HIDROELÉCTRICO
 HYDROELECTRIC POTENCIAL
- POTENCIAL DA BACIA HIDROGRÁFICA E DESENVOLVIMENTO REGIONAL
 WATERSHED POTENTIAL AND REGIONAL DEVELOPMENT
- IMPACTO AMBIENTAL E CONDICIONANTES
 ENVIRONMENTAL IMPACT AND CONSTRAINTS

VARIABILIDADE HIDROLÓGICA E OPTIMIZAÇÃO/FASEAMENTO DOS PROJECTOS

Os principais rios de Angola, em particular o rio Cuanza, registam uma elevada variabilidade hidrológica não só ao longo do ano, mas também entre diferentes anos. O gráfico da figura 30, mostra o caudal médio verificado no rio Cuanza, a montante de Capanda, ao longo de 11 anos hidrológicos consecutivos, cuja média ronda os 650 m³/s. No entanto, o caudal chegou a atingir valores médios anuais superiores a 1000 m³/s e no ano hidrológico de 1971/72 o valor médio de apenas 312 m³/s.

Laúca, Capanda e Cambambe permitirão, na sua totalidade, armazenar cerca de 7.500 hm³ - apenas cerca de um terço da água escoada pelo rio Cuanza ao longo de um ano hidrológico médio. Estes reservatórios permitem a Angola utilizar a água do rio Cuanza de forma mais estável ao longo do ano ou nas horas mais necessárias, em particular em anos secos, mas não permitem a regularização inter-anual do rio.

Desta forma, Angola necessitará, no horizonte 2025, de outras alternativas complementares e de reserva para fazer face a anos como o de 1971/72.

Caso não fosse possível armazenar água no rio Cuanza e as centrais pudessem produzir em regime constante, a água disponível num ano seco extremo permitiria apenas contar com 1.200 MW de um total de cerca de 3.500 MW instalados no Cuanza até 2017/2018.

HYDROLOGICAL VARIABILITY AND OPTIMIZATION/PHASING IN OF THE PROJECTS

The main rivers of Angola, in particular the Cuanza river, are characterized by high hydrological variability not only along a water year, but also between different years. Figure 30 depicts the mean annual flow observed in the Cuanza river, upstream the hydropower scheme of Capanda, over 11 consecutive water years, whose average is roughly 650 m³/s. However, the peak of the mean annual flow is known to have already exceeded 1000 m³/s in opposition with the water year of 1971/72 when the mean annual flow did not exceed 312 m³/s.

The Laúca, Capanda and Cambambe hydropower schemes will allow to store approximately 7,500 hm³ - only about a third of the Cuanza river's flow during a regular water year. These reservoirs allow Angola to take advantage from the water resources of the Cuanza river on a more stable way throughout the year or during the peak hours, particularly in dry years. However, the storage capacity is not sufficient for inter-annual regulation of the river.

Therefore, Angola will need other supplementary alternatives and reserves to face dry water years, on the horizon 2025, such as the 1971/72.

If there was no water storage in Cuanza river and power plants had to dispatch as run-of-river, the available capacity during an extreme dry year would not exceed 1,200 MW out of a total of roughly 3,500 MW of installed power capacity by 2017/2018.

Figura 32 – Variabilidade anual do caudal do rio Cuanza (estação hidrométrica de Kangandala)
Figura 32 – Cuanza river annual flow variability (Kangandala gauging station)



Como o consumo de energia eléctrica não ocorre de forma constante ao nível do dia e do ano, verificando-se a hora de maior consumo ao final do dia nos meses de verão, é possível através da grande capacidade de armazenamento das albufeiras utilizar estas centrais e a água disponível para produzir nas horas de maior necessidade do sistema. É essa a grande mais-valia dos grandes reservatórios de Laúca e Capanda nos anos secos.

Este benefício de utilizar as centrais hídricas do Cuanza, em anos secos, para fazer face às pontas do sistema, está limitado em 2025 a 3,4 GW (diferença estimada entre a ponta máxima do sistema e o vazio).

Caculo Cabaça com 2.000 MW está dimensionado para um caudal superior ao caudal médio do rio, operando em média, a 43% da sua capacidade. Em ano seco, deverá garantir 450 MW ao sistema. Uma abordagem faseada com a construção inicial apenas da obra civil e de 1000 MW poderá ser ponderada com o benefício de uma maior e mais estável produção por MW (77% de utilização em ano médio) e a mesma potência garantida em anos secos.

Na região Centro, prevêem-se vários possíveis novos empreendimentos no rio Queve, no rio Catumbela e na região de Andulo na província de Bié (rios Cutato, Cune e Cunhinga). O calendário de entrada dos novos empreendimentos seleccionados nesta região deve ser ajustado à evolução das necessidades do sistema, tendo-se considerado que o projecto hidrotérmico, pela sua modularidade, oferece maior capacidade de faseamento e optimização.

However, because consumption of power does not occur consistently during a day or year, but with variable loads, which in Angola peak on the early evenings of summer days, it is possible to use the high storage capacity of Cuanza's reservoirs to concentrate operation and available power of hydropower plants during the hours of higher need. This is one of the most important advantages of the Laúca and Capanda large reservoirs during dry years.

The advantage of using the hydropower plants, located in the Cuanza river, during the dry water years in order to meet the peak energy requirements of the system is limited to 3.4 GW in 2025 (estimated difference between the peak power capacity of the system and the off-peak power capacity) - corresponding roughly to the installed power capacity without Caculo Cabaça.

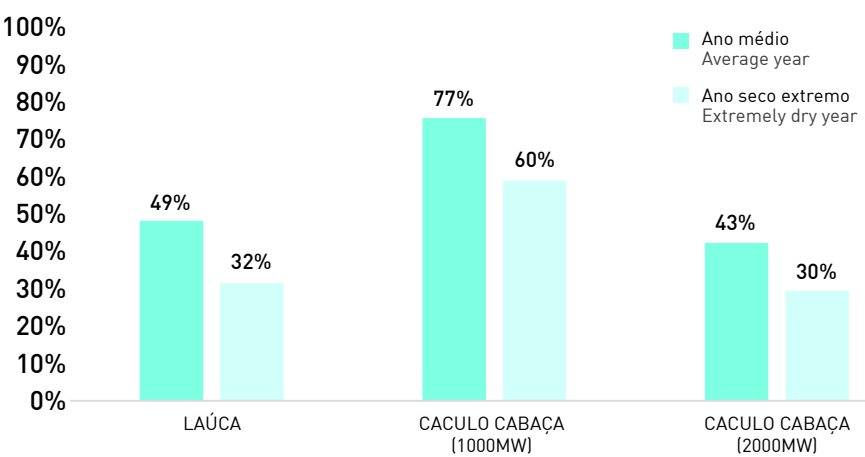
The Caculo Cabaça hydropower scheme, with a power capacity of 2,000 MW, has a design flow considerably greater than the water flow running on an average water year in the Cuanza river, which implies that the scheme will only operate at 43% of its total capacity during average water years. During a dry year the hydropower plant would only be able to guarantee 450 MW to the system. A phased approach starting with the dam and other civil works together with the implementation of 1000 MW would allow for a larger and more stable production per MW (the scheme would operate at full power equivalent 77% of the time on an average year) and the same firm power capacity in dry years as in the final solution.

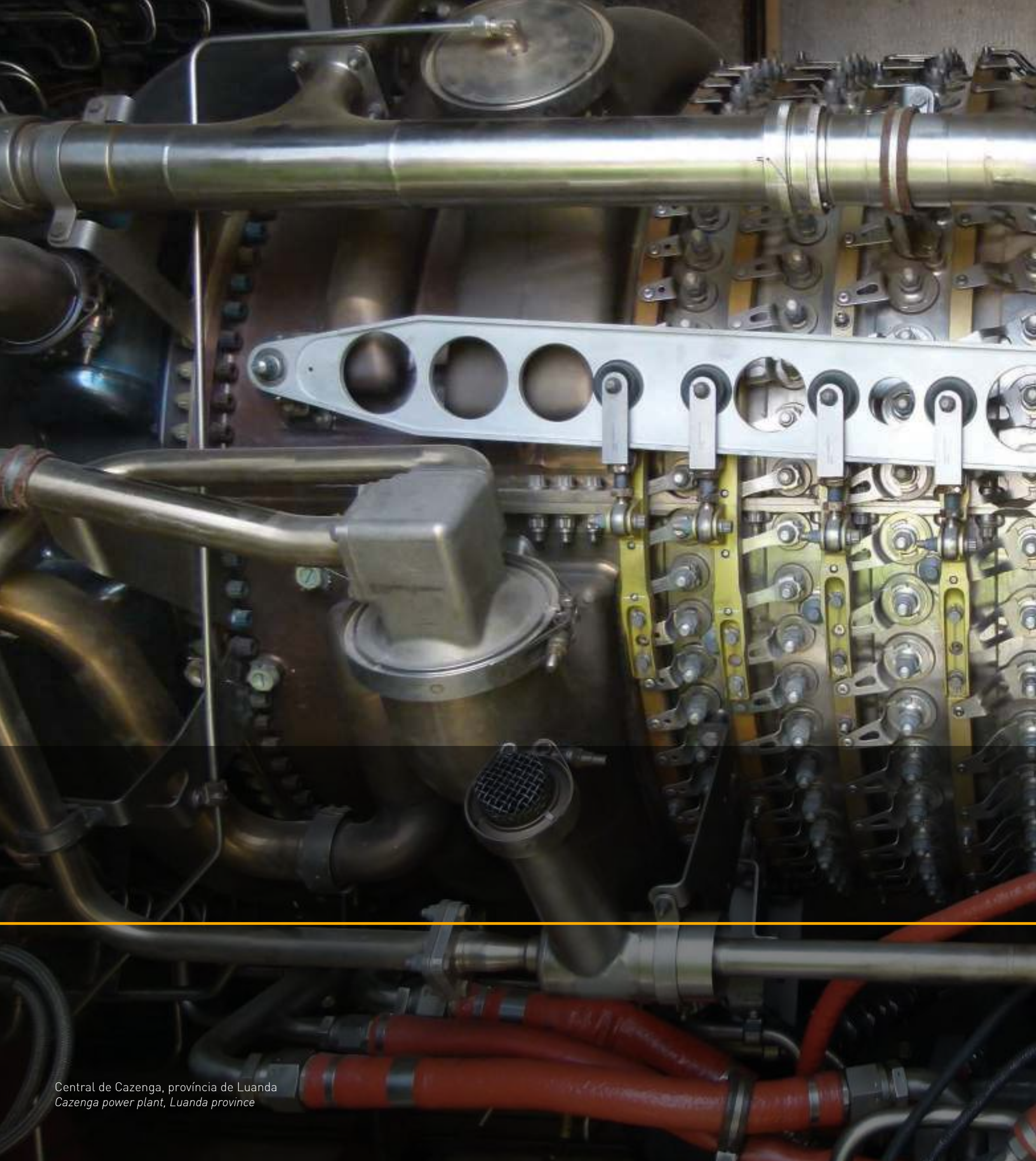
In the central region of the country, several new projects are expected to be implemented not only in the Queve river but also in the Catumbela river and in the Andulo region, particularly in the province of Bié (Cutato, Cune and Cunhinga rivers). The timing for the implementation of the new schemes in this region should be adjusted to the evolution of the system's requirements. The hydrothermal project, because of its modularity, provides a greater capacity for phasing and optimization.

Estabelece-se uma abordagem faseada ajustável à evolução das necessidades do sistema

A phased approach is proposed, adjusted to evolving system requirements

Figura 33 – Taxa de utilização das centrais hídricas em ano médio e seco
Figure 33 – Hydropower plants capacity factor on average and dry year





Central de Cazenga, província de Luanda
Cazenga power plant, Luanda province



II.2 GÁS NATURAL E OUTRAS TÉRMICAS

II.2 NATURAL GAS AND OTHER THERMAL

PARTE II. OFERTA

PART II. SUPPLY

A geração de energia com base em fontes térmicas é hoje garante do funcionamento do sistema eléctrico angolano. O menor investimento e maior rapidez de instalação, quando comparado com a alternativa hidroeléctrica, tem permitido responder - ainda que de forma insuficiente - ao crescimento do consumo. No entanto, a utilização de gasóleo para abastecimento destas centrais resulta em elevados custos de operação sem reflexo nas tarifas cobradas aos clientes eléctricos.

A entrada em funcionamento do terminal de gás natural do Soyo vem permitir ao sistema eléctrico aceder a um combustível de menor custo e menores emissões: o gás natural. Até 2017 o principal crescimento na geração térmica instalada no país resultará da central de ciclo combinado do Soyo com 720 MW, prevendo-se que o gás venha a representar quase 50% da potência térmica instalada (Figura 34).

Os fortes investimentos em curso ao nível da geração hidroeléctrica e das redes de transporte permitirão reduzir significativamente o nível de utilização das fontes térmicas de maior custo. No entanto, o crescimento do consumo e a variabilidade do regime hidrológico de Angola implicarão não só a manutenção de muitas destas centrais - a operar num regime de funcionamento mais intermitente - mas também a construção de nova capacidade térmica no horizonte 2025.

Assim sendo, é imprescindível identificar e ponderar as opções mais adequadas e competitivas para a geração térmica em Angola, quer com base em gás natural, quer com base noutros combustíveis alternativos.

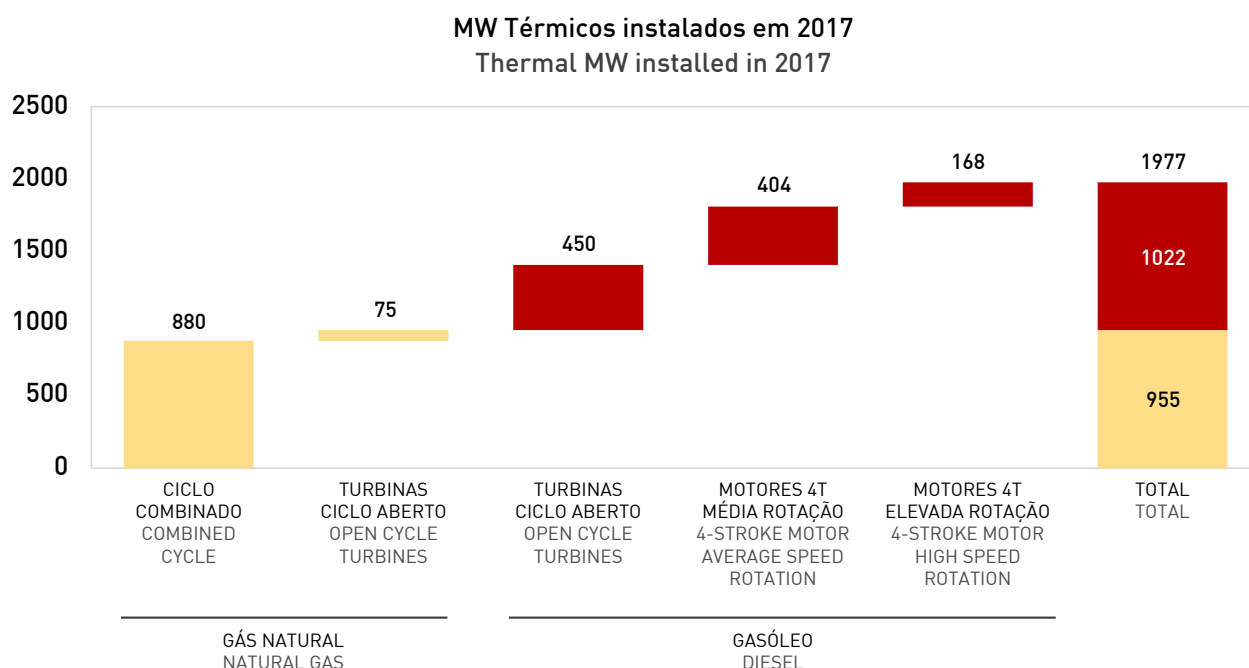
Power generation based on thermal sources is nowadays the main support for the functioning of the Angolan electrical system. The lower investment and quicker installation when compared to hydro, has allowed to respond to the growing demand, although to an insufficient extent. However, the use of diesel to supply these plants results in high operating costs, which are not yet reflected in the rates charged to electric customers.

The startup of the natural gas terminal in Soyo allows the access of the electrical system to a lower cost fuel with lower emissions: natural gas. Until 2017, the main growth in the installed thermal generation in the country will come from Soyo's combined cycle power plant, with 720 MW. It is expected that the gas will represent almost 50% of the installed thermal power by 2017 (Figure 34).

Strong investments in progress in hydroelectric generation and in transmission grids will significantly reduce the use of more expensive thermal sources. However, consumption growth and the variability of the hydrological regime of Angola will require not only the maintenance of many of these plants - to work in a more intermittent operation regime - but also the construction of new thermal capacity on the horizon of 2025.

Therefore, it is essential to identify and consider the most appropriate and competitive options for thermal generation in Angola, based on either natural gas or on other alternative fuels.

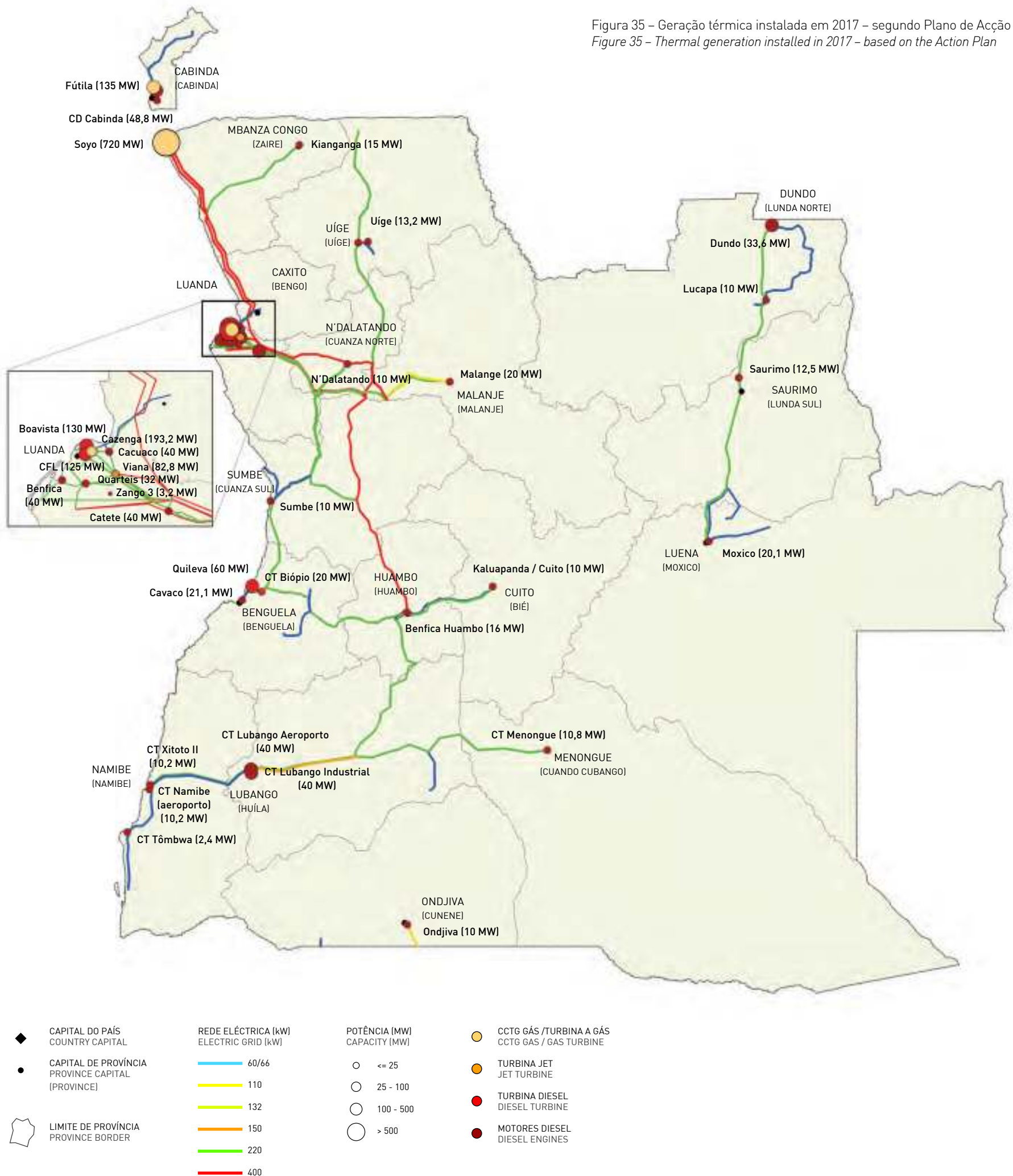
Figura 34 - Distribuição da potência térmica prevista para 2017 por tecnologia
 Figure 34 - Thermal power distribution planned for 2017 by technology



Gás Natural
 representará quase
 50% da potência
 térmica em 2017

Natural gas will
 represent almost
 50% of the thermal
 power in 2017

Figura 35 – Geração térmica instalada em 2017 – segundo Plano de Acção
 Figure 35 – Thermal generation installed in 2017 – based on the Action Plan



Gás Natural

GÁS NATURAL EM ESTADO GASOSO NO SOYO

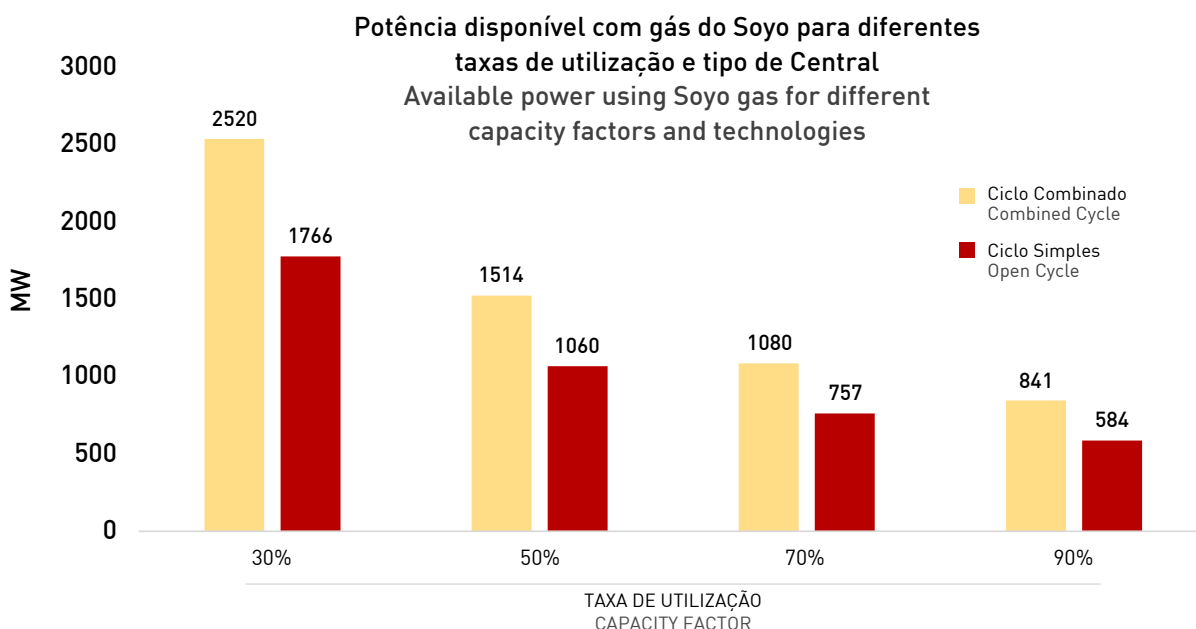
Uma infra-estrutura de centenas de kms de pipelines submarinos recolhe o gás associado de várias unidades de produção de petróleo e transporta-o até ao terminal do Soyo onde é tratado e liquefeito para exportação. A configuração do terminal Angola LNG prevê a disponibilização de cerca de 3,5 Mm3 por dia (cerca de 1,3 Bcm anuais) em estado gasoso para utilização local.

Este gás é entregue de forma constante, mas o armazenamento no gasoduto de ligação às centrais – o designado “line pack” – e eventuais instalações de armazenagem a construir permitirão concentrar a sua utilização nalgumas horas do dia. O gráfico da figura 37 mostra a potência que se poderia instalar no Soyo com base no gás disponível em diferentes cenários de utilização e com diferentes tecnologias.

A infra-estrutura eléctrica de ligação – linha dupla a 400 kV – deverá permitir transportar até 1.500 MW em direcção ao Sul, valor compatível com a operação em ciclo combinado concentrada em 50% do tempo ou a 50% de carga – utilizando o total do gás disponível.

Caso se opte por instalar potência em redor dos 1.500 MW importará garantir uma solução “dual fuel” para anos hidrológicos secos – eventualmente com base em GNL, GPL ou gasóleo – que permita atingir níveis de utilização de 90 a 100%. Por outro lado, a possibilidade de ocorrência de anos com mais hídrica aumentam o interesse de desenvolver infra-estruturas de interligação – em particular com o Congo – que permitam exportar os excedentes de produção.

Figura 36 – Análise do potencial de geração com base no gás disponível no Soyo para consumo nacional
Figure 36 – Analysis of the generation potential based on the available gas in Soyo for national consumption



Natural Gas

NATURAL GAS IN GASEOUS STATE IN SOYO

An infrastructure of hundreds of kilometers of submarine pipelines collects gas from various petroleum production units and transports it to Soyo’s terminal where it is treated and liquefied for export. The configuration of the terminal Angola LNG accounts for about 3,5 Mm3 per day (about 1,3 annual BCM) in a gaseous state for local use.

This gas for local consumption is delivered at a constant flow rate, however the available storage in the pipeline between the terminal and the power plant - the so-called “line pack” - and any other gas storage that may be built, will allow its consumption to be concentrated in some hours of the day. The graph in Figure 37 shows the power that could be installed in Soyo, based on the available gas, considering different usage scenarios and different technologies.

The transport grid – a double 400 kV line - should allow a power transmission up to 1.500 MW towards the South, which is a value compatible with the operation in combined cycle concentrated in 50% of the time or at 50% load, using all the available gas.

If the installation of a power generation capacity around 1.500 MW is decided, it will be important to guarantee a “dual fuel” solution to account for dry hydrological years - possibly based on LNG, LPG or diesel - that enables the operation of such capacity at 90 to 100% utilization levels in those type of years. On the other hand, the possibility of occurrence of years with higher hydro production increases the interest in developing an interconnection infrastructure - particularly with Congo - to allow the export of the surplus production.

Gás Natural em estado gasoso permite instalar 1500 MW no Soyo

Natural gas in gaseous form allows to install 1500 MW in Soyo

GÁS NATURAL LIQUEFEITO DO SOYO

O Terminal Angola LNG tem prevista a liquefacção e exportação de cerca de 6 Bcm de gás natural – cerca de 5 vezes o volume de gás disponível em estado gasoso.

O processo de liquefação é realizado por meio da redução da temperatura do gás até ao nível de -162°C , o que lhe permite ocupar cerca de seiscentas vezes menos espaço. A tecnologia existente permite: i) quer o transporte em grandes navios metaneiros até terminais de regaseificação de grande escala em países distantes; ii) quer o transporte em pequenos metaneiros até terminais marítimos de pequena/média dimensão; iii) quer ainda o transporte em iso-contentores ou cisternas por via terrestre, marítima ou ferroviária até unidades autónomas de armazenagem e regaseificação junto do consumidor.

O GNL poderá ser utilizado, no caso do sector eléctrico de Angola, quer para abastecer um terminal de média dimensão em Benguela/Lobito ou Namibe associado a novas centrais de grande dimensão, quer para abastecer pequenas unidades de armazenagem e regaseificação associadas a turbinas de menor dimensão. No entanto, o interesse de contratualizar a venda de parte significativa do GNL por prazos longos e o investimento na infra-estrutura de recepção e regaseificação, tornam a conversão interessante apenas para centrais que tenham alguma estabilidade no seu funcionamento.

Apesar de até 2025 se prever que a maioria das turbinas em ciclo simples existentes passem a funcionar em regime de “backup”, existirá a necessidade em cada sistema de manter uma unidade de geração a funcionar para regulação de frequência e reserva girante. A menor necessidade de geração em Luanda deverá permitir deslocalizar as turbinas em barcaça existentes na Boavista para o Namibe e Benguela/Lobito. Estas unidades, em conjunto com o ciclo combinado de média dimensão em instalação na Central de Cazenga poderão cumprir este tipo de funções, pelo que se prevê a sua conversão para GNL, mantendo as restantes turbinas de “backup” a diesel.

A instalação de infra-estruturas de armazenagem e regaseificação ao longo do país beneficiará também a indústria, que passará a dispôr de uma alternativa energética adicional.

GÁS NATURAL EM CABINDA

As recentes descobertas de gás natural “on-shore” em Cabinda viabilizam a conversão das turbinas em Fútila para gás natural. Caso esse gás não demonstre condições técnicas ou económicas para alimentar a geração então a alternativa de GNL deverá ser considerada com vista à redução dos custos do sistema.

SOYO'S LIQUEFIED NATURAL GAS

The terminal Angola LNG is designed for the liquefaction and export of about 6 Bcm of natural gas - about 5 times the volume of gas available in gaseous state.

The liquefaction process is carried out by reducing the gas temperature to -162°C , which reduces occupied volume by about six hundred times. Current technology allows: i) either the transport in large LNG carriers to large-scale regasification terminals in distant countries; ii) or the transport in small LNG carriers to small / medium maritime terminals; iii) or even the shipping into small iso-containers or tanks transported by land, sea or rail to small storage and regasification units near the consumer.

Regarding the Angolan power sector, LNG can be used either to power a medium-sized LNG terminal in Benguela/Lobito or Namibe, associated with new large power plants, or to fuel small storage and regasification units, associated with smaller turbines. However, the interest of signing long term contracts for the majority of available LNG and the investment required to receive and regasify LNG, make the conversion interesting only for plants with an expected stable operation.

Although it is predicted that by 2025 the majority of the existing simple cycle turbines will be operating as backup, there will be the need in each system to maintain a generation unit for regulating the operating frequency and for spinning reserve. The lower need for generation in Luanda should allow the relocation of the existing turbines installed in barges from Boavista to Namibe and to Benguela/Lobito. These units, together with the average sized combined cycle installation in the Cazenga power plant will be able to fulfill such regulation functions. That being so, these plants are expected to be converted to LNG, keeping the remaining “backup” turbines fueled by diesel.

The installation of storage and regasification infrastructure across the country will also benefit the industry, which will have an additional alternative source of energy.

NATURAL GAS IN CABINDA

The recent discoveries of natural gas “on-shore” in Cabinda make feasible the conversion of turbines in Fútila to natural gas. If this gas does not show technical or economic conditions to power the generation, then the LNG alternative should be considered to reduce system costs.

NOVAS DESCOBERTAS A SUL DE LUANDA

Foram recentemente anunciadas novas descobertas relevantes de gás natural em blocos situados a sul de Luanda. Este gás, dependendo da dimensão e custo de extracção que se vier a confirmar, poderá utilizar a infra-estrutura de gasodutos submarinos existente e reforçar ou prolongar a vida do terminal no Soyo, podendo também viabilizar uma nova unidade de liquefacção a sul de Luanda – em Benguela ou Porto Amboim, ou prever apenas a sua utilização e disponibilização para consumo interno – associado a grandes projectos de indústria, petroquímica ou geração. A solução final dependerá de estudos detalhados com prazos longos, não se prevendo a disponibilidade deste gás no horizonte 2025.

Não obstante, a visão das infra-estruturas a desenvolver no horizonte 2025 deve ter esta perspectiva em consideração preparando o sistema para a possibilidade de receber geração significativa na região de Porto Amboim ou Benguela se daí não resultar um aumento de custos significativos a curto prazo.

OPÇÕES ESTRUTURANTES CONSIDERADAS

Foram estabelecidos 4 cenários alternativos de desenvolvimento de novas centrais estruturantes a partir do gás natural, a ponderar numa óptica integrada com as alternativas hidroeléctricas (Figura 37).

A primeira alternativa é a da utilização plena do potencial de recurso e infra-estrutura eléctrica do Soyo, instalando 2 unidades adicionais em ciclo combinado de cerca de 360 - 400 MW cada uma. Este é o cenário de menor custo mas de maior concentração da geração de energia no norte.

Uma segunda alternativa passa pela criação de um novo centro de produção a gás em Benguela/Lobito com a instalação de um terminal portuário de regaseificação de média dimensão associado à instalação de até 1200 MW de geração. No futuro, as novas descobertas alimentariam directamente este novo centro. Neste cenário a central existente no Soyo funcionaria em regime quase permanente libertando-se algum gás para projectos industriais.

A combinação das duas alternativas anteriores é viável com apenas mais 360 a 400 MW no Soyo e a instalação da restante potência em Benguela ou Lobito.

Finalmente, considera-se a alternativa de uma maior aposta na diversificação regional com algum aumento de custos através da criação de um terminal de média dimensão em Benguela/Lobito e um de menor dimensão no Namibe associado a uma unidade de geração de 200 a 400 MW.

NEW DISCOVERIES SOUTH OF LUANDA

Recently, significant new discoveries of natural gas in blocks located south of Luanda have been announced. This gas, depending on the size and cost of extraction, may be able to use the existing infrastructure of subsea pipelines and enhance or extend the life of the terminal in Soyo, or may enable a new liquefaction plant south of Luanda - in Benguela or Porto Amboim, or even just be used for domestic consumption associated with large industry, petrochemical or generation projects. The final solution will depend on detailed studies over longer periods, thus it is not expected availability of this gas on the horizon of 2025.

Nevertheless, the vision for the infrastructure to be developed on the horizon of 2025 should have this perspective into consideration, preparing the system for the possibility of receiving significant generation in the region of Porto Amboim or Benguela, if that does not imply a significant increase in short-term costs.

STRUCTURAL OPTIONS CONSIDERED

Four alternative scenarios of development of new large power plants fueled by natural gas were established, to be considered combined with the different hydroelectric alternatives (Figure 37).

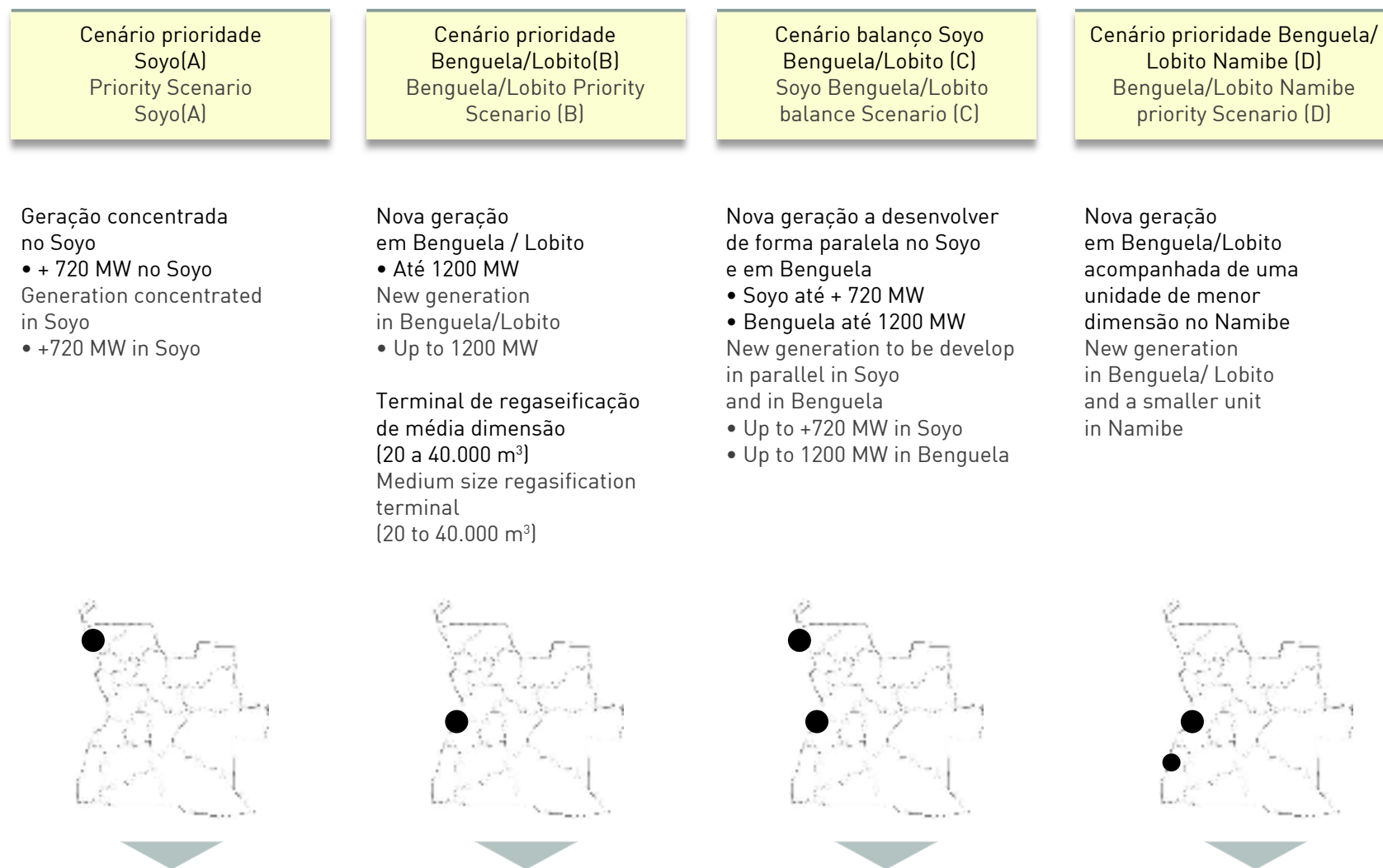
The first alternative is the full use of Soyo's resource potential and power infrastructure by installing two additional combined cycle units of about 360-400 MW each. This is the lowest cost scenario but implies greater concentration of power generation in the north.

A second alternative is to build a new gas generation center in Benguela/Lobito with the installation of a medium sized regasification port terminal associated with the installation of up to 1200 MW of generation. In the future, the new gas discoveries could feed directly this new center. In this scenario the existing plant in Soyo would work base load, freeing up some gas for industrial projects.

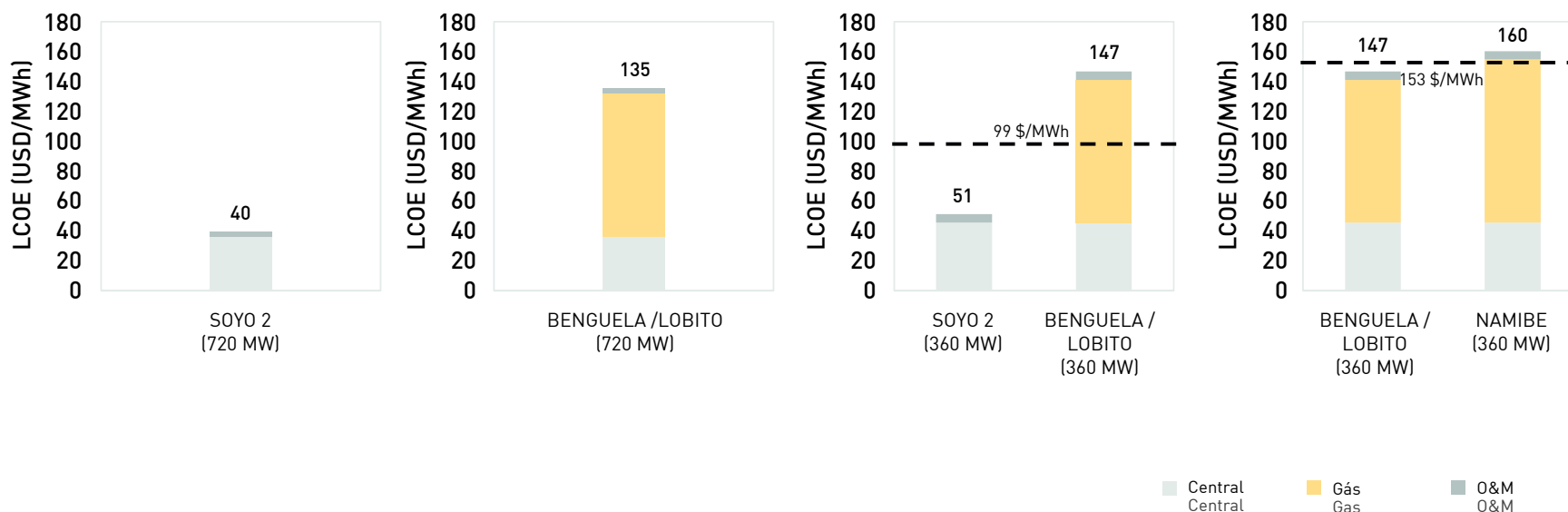
The combination of the two previous alternatives is feasible with just 360-400 MW in Soyo and the installation of the remaining power in Benguela or Lobito.

Finally, the alternative of increasing the investment in regional diversification is considered, with some increased costs associated with the installation of a medium-sized terminal in Benguela/Lobito and a smaller one in Namibia, to power a generation unit of 200 to 400 MW.

Figura 37 – Descrição e custo dos 4 cenários alternativos de geração estruturante a gás
 Figure 37 – Description and cost of the 4 alternative scenarios of structuring gas generation



Custo de geração estimado em regime de produção independente para 720 MW adicionais:
 Estimated generation cost at independent production regime for additional 720 MW:



Alternativas térmicas e otimização das centrais existentes

A competitividade e interesse das diferentes opções térmicas resulta da sua estrutura de custos:

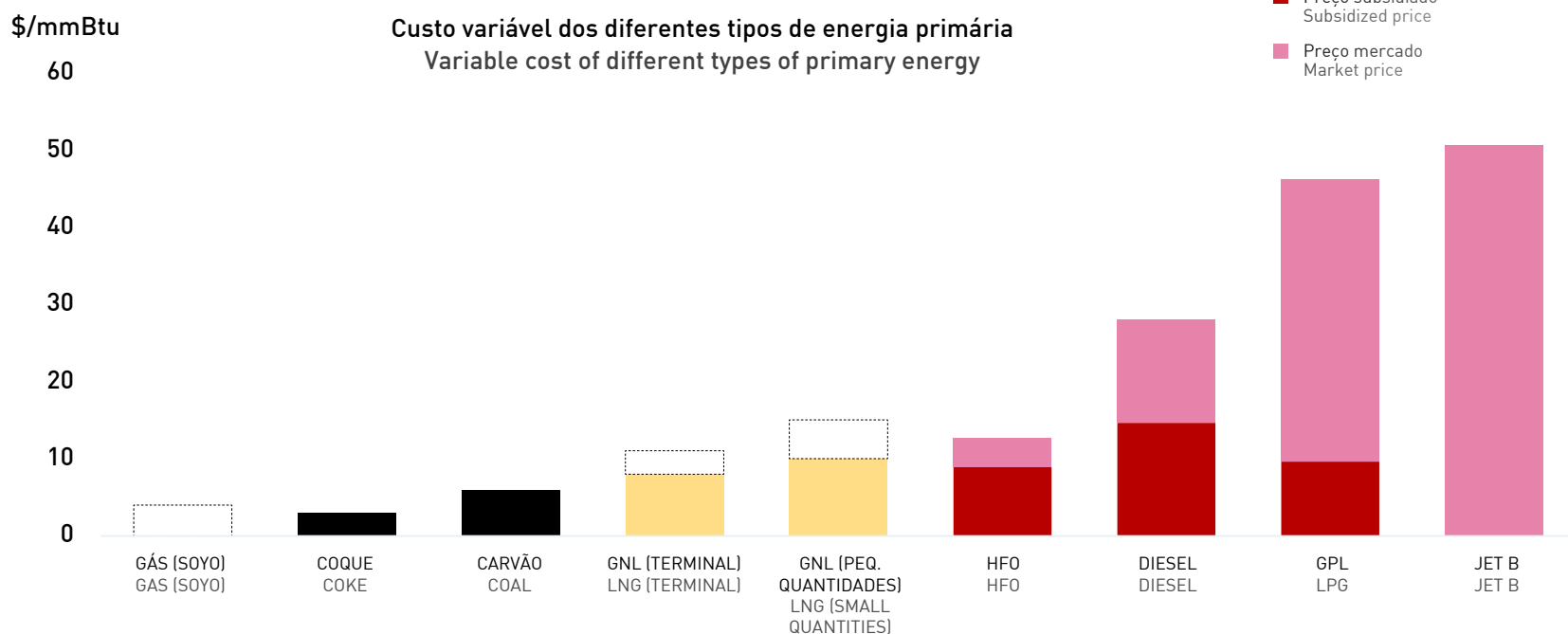
- Por um lado, o custo variável de operação – dependente da fonte primária, seu custo e eficiência da sua conversão em electricidade;
- Por outro, o custo fixo e flexibilidade da tecnologia de conversão.

O gráfico da figura 38 apresenta os preços subsidiados e não subsidiados das principais fontes primárias disponíveis – conforme publicado pelo Governo em 2014 – e também das fontes viáveis no horizonte 2025.

O gás natural do Soyo entregue em estado gasoso à saída do terminal Angola LNG, devido ao arranjo contratual existente, é a fonte térmica mais económica.

O coque que resultar da nova refinaria e o carvão – a preço internacional – constituem as fontes primárias mais económicas após o gás do Soyo. No entanto, os elevados custos fixos, a reduzida flexibilidade de operação, bem como as reduzidas eficiências na conversão tornam esta alternativa mais cara que o gás e pouco adequada a um sistema com elevado peso de hidroelectricidade. Admite-se no entanto que o coque que vier a ser produzido possa ser utilizado ao nível do auto-consumo da nova refinaria e/ou para abastecimento local.

Figura 38 – Custo variável dos diferentes tipos de energia primária
Figure 38 - Variable cost of different types of primary energy



Nota: Dados referentes ao final de 2014
Note: Data from the end of 2014

Thermal alternatives and optimization of existing plants

Competitiveness and interest in the different thermal options result from the cost structure:

- On the one hand, the variable cost of operation - depending on the primary source, its cost and efficiency of conversion into electricity;
- On the other hand, the fixed cost and flexible of the conversion technology.

The graph in figure 38 shows the subsidized and the unsubsidized prices of the major primary sources available - as published by the Government in 2014 - and also the viable sources on the horizon of 2025.

Soyo's natural gas, delivered in a gaseous state at the output of the terminal Angola LNG, due to the existing contractual arrangement, is the most economical heat source.

Coke resulting from the new refinery and coal - considering international prices - is the second most economical primary sources after Soyo's gas. However, the high fixed costs, reduced operating flexibility as well as the reduced efficiency of conversion make this alternative more expensive than the gas and less suitable for a system with a high proportion of hydro. It is recognized however that the coke that will be produced can be used for self-consumption in the new refinery and/or local supply.

O GNL produzido pelo terminal Angola LNG é actualmente a alternativa mais económica para as turbinas em ciclo aberto existentes, prevendo-se a conversão de cerca de 300 MW existentes no horizonte 2025. A conversão da totalidade das turbinas poderá não se justificar devido à menor utilização de algumas delas e aos investimentos necessários.

O fuel óleo pesado (HFO) é uma alternativa com custos competitivos – que Angola produz em maior quantidade do que consome – que pode ser utilizada nos cerca de 400 MW de motores diesel de média rotação instalados em Angola (conforme tabela da figura 39). A necessidade de investimento no pré-tratamento e aquecimento do fuel-óleo limitam o interesse da conversão quando a utilização destas centrais é reduzida. No entanto, no caso das centrais existentes com espaço e onde é possível a conversão e uma logística de fornecimento de fuel óleo, a conversão tem um rápido retorno, razão pela qual foi considerada.

O Diesel, GPL e JetB são alternativas actualmente caras para produção de electricidade. A facilidade de armazenamento e maior disponibilidade tornam o diesel na alternativa mais viável para soluções de reserva ou “backup”, bem como para abastecimento dos sistemas isolados no horizonte 2025. Também o GPL, que passará a ser produzido no terminal do Soyo, pode verificar uma redução significativa do custo para o país podendo constituir uma alternativa ao diesel para as referidas soluções de reserva ou “backup” em turbinas. Finalmente, a utilização de JetB no sector, pelo seu elevado preço, deve ser eliminada.

The LNG produced by the Angola LNG terminal is currently the most economical alternative to the existing open cycle turbines, foreseeing the conversion of about 300 MW on the horizon of 2025. The conversion of all turbines may not be justified due to the low utilization of some of those and due to the necessary investments.

The heavy fuel oil (HFO) is a cost competitive alternative - which Angola produces in greater quantity than it consumes - that can be used in about 400 MW of medium-speed diesel engines installed in Angola (as indicated in figure 39). The need for investment in the pre-processing and heating of the fuel oil decreases the interest of conversion when the usage of these plants is small. However, in the case of existing plants with space and where the conversion and a logistics supply of fuel oil is possible, the conversion has a quick return, which is why it was considered.

Diesel, LPG and JetB are currently expensive alternatives for electricity generation. The ease of storage and greater availability make the diesel the most viable alternative to stock or “backup” solutions, as well as to supply the isolated systems on the horizon of 2025. Moreover, the GPL, which will be produced in Soyo’s terminal, may represent a significant cost reduction for the country and can be an alternative to diesel for these stock or “backup” solutions in turbines. Finally, the use of JetB in the sector, due to its high price, should be eliminated.

Figura 39 – Tecnologias de produção de energia eléctrica
Figure 39 – Electricity production technologies

Tipo de Equipamento Type of Equipment	Ciclo térmico Thermal cycle	Combustíveis utilizáveis Usable fuel	Eficiências (ISO) Efficiencies (ISO)
Motor alternativo de combustão interna Internal combustion reciprocating engine	Ciclo Otto Otto Cycle	Gás Natural, Gasolina, Biogás, GPL Natural Gas, Gasoline, Biogás, LPG	35~45%
	Ciclo Diesel 2T 2-Stroke Diesel cycle	Gasóleo, Fuelóleo denso (<400 rpm) Diesel, Dense Fuel Oil	
	Ciclo Diesel 4T 4-Stroke Diesel cycle	Gasóleo, Fuelóleo pesado (400 a 750 rpm) Diesel, Dense Fuel Oil	36~46%
		Gasóleo Diesel (>1000 rpm)	
Turbina a gás (combustão) Gas turbine (Combustion)	Ciclo Brayton Brayton Cycle	Gás Natural, Gasóleo, Jetfuel, Querosene, GPL Natural Gas, Diesel, Jetfuel, Kerosene, LPG	31~38%
Turbina de vapor (expansão de um fluido intermédio) Steam turbine (intermediate fluid expansion)	Ciclo de Rankine Rankine Cycle	Carvão, Biomassa, Fuelóleo pesado Coal, Biomass, Heavy Fuel Oil	25~33%
Turbina a gás + Turbina a vapor Gas turbine + Steam turbine	Ciclo combinado de turbina a gás CCGT Combined cycle gas turbine CCGT	Gás Natural, Gasóleo, Jetfuel, Querosene, GPL Natural Gas, Diesel, Jetfuel, Kerosene, LPG	50~55%

Nota: as eficiências indicadas referem-se às eficiências teóricas em condições ISO e medidas nos bornes dos alternadores (produção bruta); em condições locais de operação as eficiências serão sempre menores

Note: the displayed efficiencies refer to theoretical efficiencies at ISO conditions and measures at the terminals of the alternators (gross production); in local conditions, the operating efficiencies will always be smaller



Rio Cuango, província de Lunda Norte
Cuango river, Lunda Norte province



II.3 AS NOVAS RENOVÁVEIS

II.3 NEW RENEWABLES

PARTE II. OFERTA

PART II. SUPPLY

O Governo de Angola aprovou recentemente a Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis que estabelece metas concretas para as várias fontes de energia renováveis no horizonte de 2025.

Tendo em consideração o potencial de cada um dos recursos, os projectos identificados e as metas assumidas, procurou-se seleccionar para cada recurso um conjunto de projectos prioritários a integrar a visão Angola Energia 2025. Os projectos seleccionados são apenas indicativos competindo à iniciativa privada, em articulação com o Governo, o papel de os concretizar ou de identificar outras alternativas que cumpram as metas do Governo.

ENERGIA SOLAR: 100 MW ATÉ 2025

Angola tem um elevado potencial de recurso solar, com uma radiação solar global em plano horizontal anual média compreendida entre 1.350 e 2.070 kWh/m²/ano. Este é o maior recurso renovável do país e o mais uniformemente distribuído.

A tecnologia mais adequada para aproveitar o recurso solar em Angola é a produção de electricidade através de sistemas fotovoltaicos, sendo a tecnologia de mais rápida instalação (prazos inferiores a 1 ano) e menor custo de manutenção. A utilização de baterias em conjunto com os sistemas fotovoltaicos permite substituir totalmente a geração térmica, mas é ainda uma tecnologia muito onerosa justificando-se economicamente apenas para soluções de pequena dimensão descentralizadas e onde o custo de transporte do diesel é muito elevado. Nos restantes casos, os sistemas fotovoltaicos sem baterias permitem reduzir a utilização de gasóleo com rentabilidade económica funcionando de forma complementar aos geradores.

Os projectos de média e grande escala no sistema leste e em sistemas isolados – sem baterias – apresentam em Angola custos nivelados inferiores a \$0,2/kWh, constituindo já alternativas económicas para substituição de gasóleo. No sistema Centro e Sul, é possível inclusive atingir custos inferiores a \$0,15/kWh e, se durante os anos iniciais os projectos forem remunerados ao custo do gasóleo que evitam, o custo nivelado desce para valores inferiores a \$0,1/kWh após o 3º ano. Prevê-se adicionalmente que os custos da tecnologia continuem a cair.

Com base nestes resultados, a Estratégia estabeleceu uma meta de instalar 100 MW de projectos solares até 2025. O estudo realizado de planeamento da electrificação rural (apresentado na primeira parte desta estratégia) permitiu identificar potencial para integrar 22 MW de projectos solares fotovoltaicos nos esforços de electrificação rural: 10 MW nas aldeias solares, 10 MW de forma complementar ao gasóleo nas sedes de município electrificadas por sistemas isolados e 2 MW no projecto 100% solar de Rivungo.

O mapa seguinte apresenta o atlas do recurso solar, os inúmeros locais identificados com potencial para instalação de vários GW de projectos solares fotovoltaicos e os locais seleccionados para a instalação dos 78 MW ligados à rede, em projectos de média e grande dimensão, necessários para perfazer a meta de 100 MW. Estes locais foram seleccionados pelo seu menor custo nivelado de energia e encontram-se essencialmente no Centro e Sul do país.

The Government of Angola recently approved the National Strategy for New Renewable Energy establishing concrete targets for the various renewable energy sources until 2025.

Taking into account the potential of each resource, the projects identified and the targets established, a set of priority projects was selected for each renewable resource to be included in the Angola Energy 2025 vision. These projects are indicative and constitute a mere guideline, falling to private initiative, in articulation with the Government, the role of implementing them or identifying other alternatives that meet the Government's goals.

SOLAR ENERGY: 100 MW UNTIL 2025

Angola has a high solar resource potential, with an annual average global horizontal radiation between 1.350 and 2.070 kWh/m²/year. Solar energy constitutes the largest and more uniformly distributed renewable resource of the country.

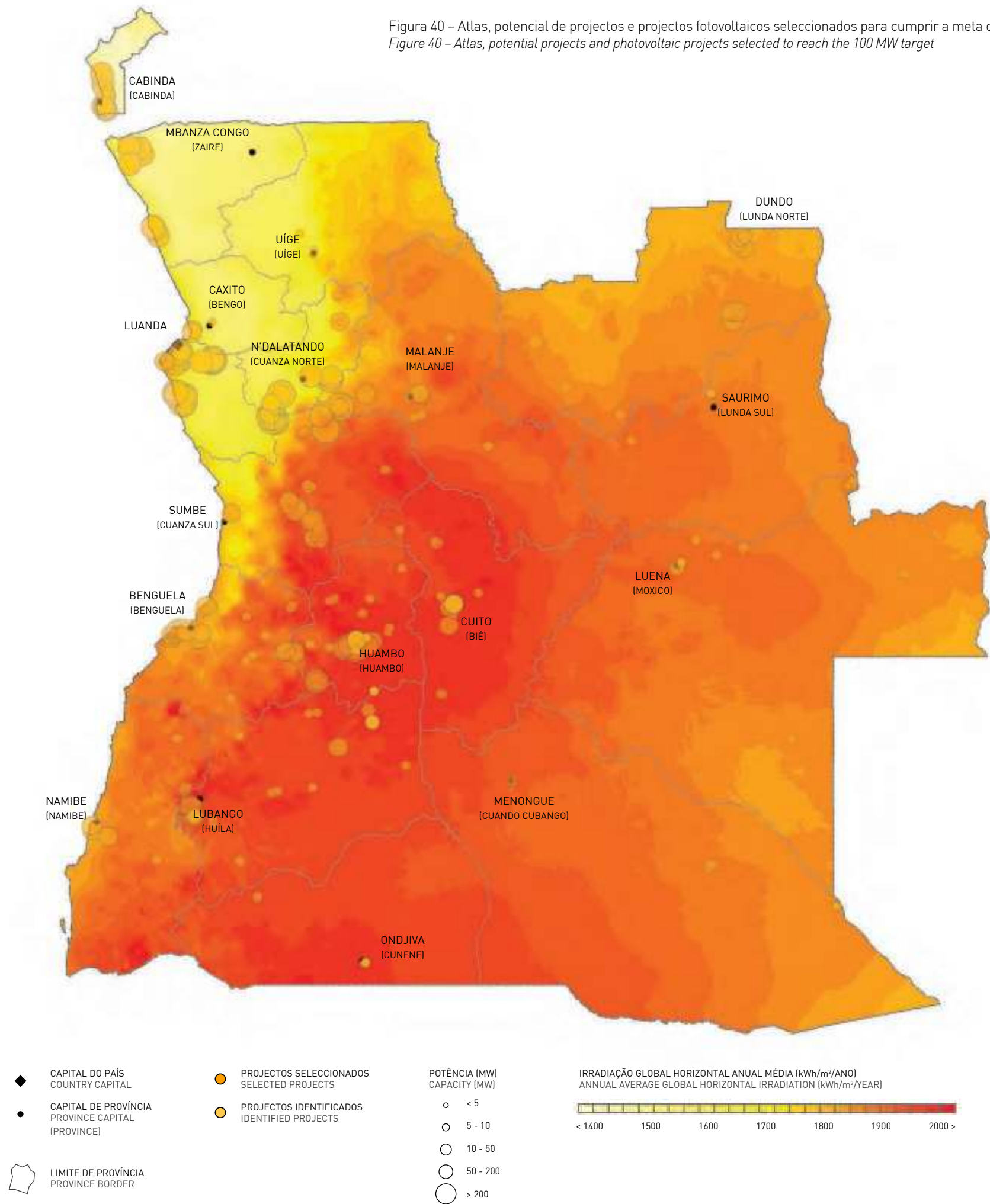
The most appropriate technology to harness the solar resource in Angola is the production of electricity through photovoltaic systems. This technology currently presents the fastest installation time (less than 1 year) and lowest maintenance costs. The use of batteries along with photovoltaic systems allows to totally replace thermal generation, however this being a very costly solution its application only justifies from the economical point of view for decentralized small scale applications where the diesel transportation cost remains high. For other situations, the photovoltaic systems without batteries will reduce the use of diesel representing a complementary cost-effective solution to generators.

Medium and large scale projects in the Eastern System and in isolated systems - without batteries - present in Angola a levelized cost of electricity inferior to \$0,2/kWh, representing therefore an economic alternative to diesel. In Central and Southern systems it is possible to reach costs under \$0,15/kWh, and if in the beginning the projects are remunerated at the same cost as that of diesel avoided, the levelized cost drops down to less than \$0,1/kWh after the 3rd year. Also, it is expected that the cost of this technology will continue to decrease.

Based on these results, the Strategy has set a goal of installing 100 MW of solar projects by 2025. Analysis of the Rural Electrification Plan (presented in the first part of this strategy) allowed identifying a potential for integrating 22 MW of solar photovoltaic projects in the rural electrification effort: 10 MW in solar villages, 10 MW to complement diesel generation in municipality townships electrified by isolated systems and 2 MW in the 100% solar project of Rivungo.

The following map shows the Atlas of the solar resource in Angola as well as the various locations identified with a significant potential for installing multiple GW of solar photovoltaic projects. It also includes the sites selected for the installation of 78 MW connected to the main grid, both medium and large scale projects, necessary to reach the established 100 MW target. These sites were selected for their low levelized cost of energy and are mainly located in the center and south part of the country.

Figura 40 – Atlas, potencial de projectos e projectos fotovoltaicos seleccionados para cumprir a meta de 100 MW
 Figure 40 – Atlas, potential projects and photovoltaic projects selected to reach the 100 MW target



ENERGIA HÍDRICA: MINI E MÉDIAS HÍDRICAS

O Atlas do Recurso Hídrico vem demonstrar que adicionalmente ao elevado potencial situado nas bacias do Cuanza, Queve, Catumbela e Cunene (que representam 86% do potencial estimado) inúmeros rios ao longo do território apresentam condições para projectos de menor dimensão. As mini-hídricas são as alternativas mais económicas entre as várias tecnologias renováveis estudadas, no entanto, registam uma significativa variação entre projectos devido às características específicas de cada local em termos de caudal e queda.

Está em curso a elaboração de uma base de dados com cerca de 100 localizações favoráveis para pequenas centrais hidroeléctricas (PCH), que nalguns casos podem atingir potências superiores a 10 MW. Acrescem várias localizações propostas por diferentes investidores para hídricas de média dimensão.

A estratégia para as novas energias renováveis estabelece uma meta de 100 MW para mini-hídricas até 10 MW de potência. Conforme referido no capítulo inicial relativo à electrificação rural foram seleccionados 7 locais perfazendo 30 MW para electrificar sistemas isolados. Os restantes 70 MW serão realizados através de centrais com elevado interesse em zonas mais próximas da rede, alguns já em curso.

Adicionalmente, prevêem-se cerca de 270 MW em novas médias hídricas até 2025. Estas incluem os fios de água do rio Cune e Cunhinga previstos no projecto hidrotérmico, o sistema hidroeléctrico de Luapasso e um aproveitamento de média dimensão a realizar no rio Cuango – permitindo aproveitar o enorme caudal e elevadas quedas e avançar com a electrificação daquela populosa região até à interligação entre o sistema norte e leste.

O mapa da figura 41 identifica o potencial, os projectos identificados e os projectos de mini e médias hídricas seleccionadas.

HYDROPOWER: SMALL AND MEDIUM HYDRO POWER PLANTS


The Atlas of the Hydropower Resource demonstrates that, in addition to the high potential of the Cuanza, Queve, Catumbela and Cunene basins (representing 86% of the total estimated potential), other numerous rivers throughout the territory have conditions to hold projects of smaller dimension. Small hydro plants are the most economical alternative amongst the various renewable technologies studied, however, there is a significant variation between projects due to the specific characteristics of each site in terms of flow and fall.

A database of about 100 appropriate locations for small hydropower plants (SHPP) is currently being constructed. These SHPP can in some cases reach over 10 MW of power output. Other locations proposed by different investors to construct medium-sized hydro power plants supplement the SHPP locations database.

The strategy for new renewable energy sets a target of 100 MW for small hydropower plants up to 10 MW. As mentioned in the initial chapter on rural electrification, 7 sites were selected to electrify isolated systems, representing a total of 30 MW. The remaining 70 MW will be carried out through highly interesting powerplants in areas close to the main network, some of which are already underway.

Additionally, 270 MW of new medium hydro power plants are expected by 2025. These include Cune and Cunhinga run-of-river projects as planned in the HydroThermal Project, the hydroelectric system of Luapasso and a medium-scale plant to be built in the river Cuango - taking advantage of the enormous flow rate and high falls and allowing to proceed with the electrification of that highly populated region until the interconnection between the north and east systems.

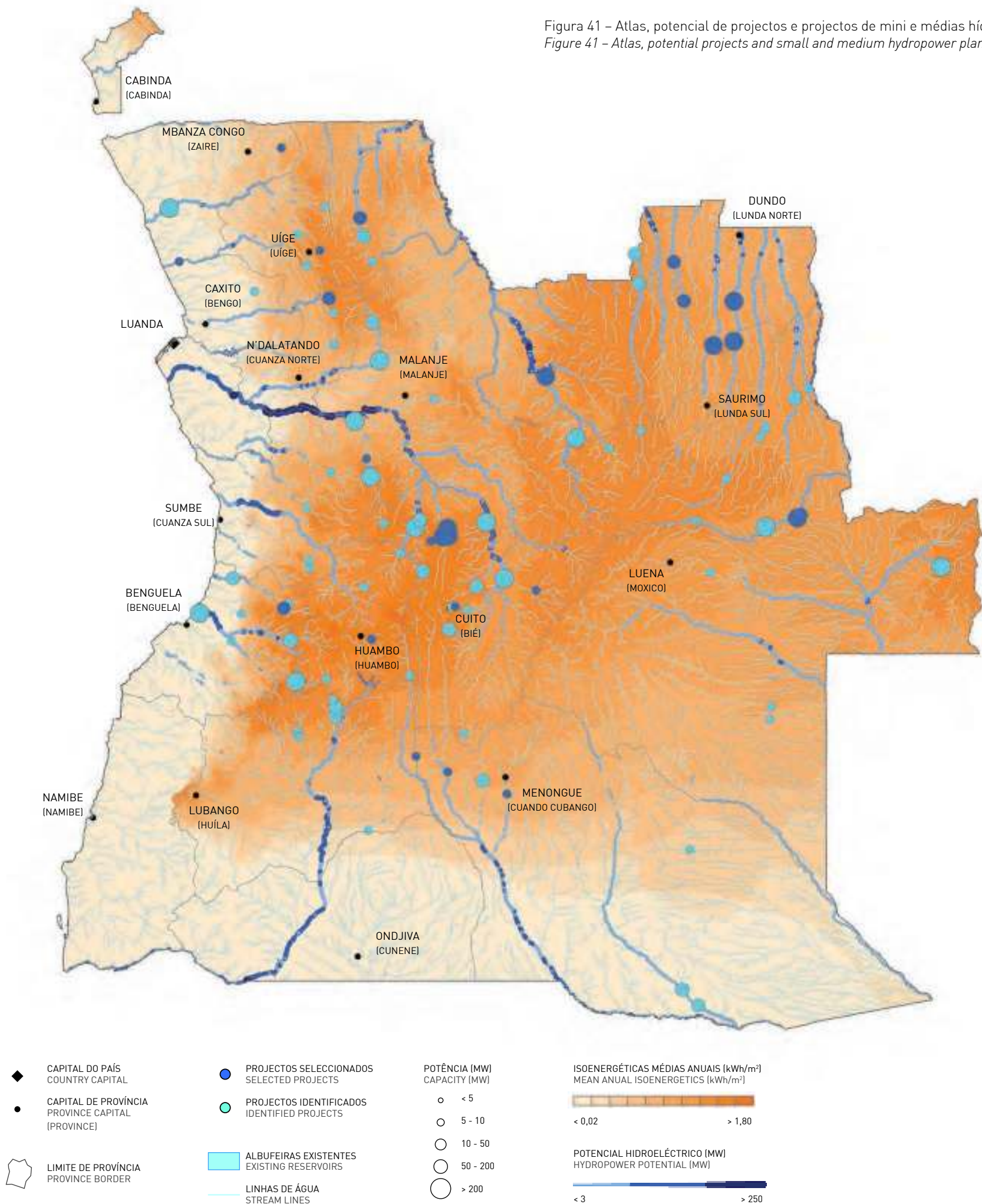
The map in figure 41 represents the hydro power potential, the projects identified and the small and medium hydro power plant projects selected.



100 MW de mini-hídricas
e 270 MW de médias
hídricas até 2025

100 MW small hydro
and 270 MW medium-sized
hydropower plants by 2025

Figura 41 – Atlas, potencial de projectos e projectos de mini e médias hídricas
 Figure 41 – Atlas, potential projects and small and medium hydropower plant projects



ENERGIA DA BIOMASSA: 500 MW ATÉ 2025

A energia da biomassa surge através da combustão de vários tipos de sobranes. Existem essencialmente quatro distintos tipos de resíduos provenientes da biomassa:

- Resíduos florestais e cultivos energéticos;
- Resíduos de indústrias agro-alimentares (com destaque para a cana de açúcar);
- Resíduos agrícolas e pecuários;
- Resíduos urbanos e industriais biodegradáveis;

Estando o maior potencial concentrado nos dois primeiros, de acordo com a “Estratégia e Atlas das Novas Energias Renováveis” (Figura 42), foram identificados 43 possíveis projectos de produção de energia eléctrica com base em biomassa, totalizando uma potência global de 4 GW (3,4 GW dos quais associados à vertente florestal). A região Centro (Províncias de Huambo, Bié e Benguela) e a região Leste (Províncias de Moxico, Lunda Sul e Lunda Norte) são as zonas mais favoráveis em termos de recurso (florestal e indústria agro-alimentar), verificando-se potencial suficiente em quase todas as províncias excepto no Namibe.

A estratégia nacional para as novas energias renováveis aposta fortemente na fonte de energia biomassa com uma meta de 500 MW até 2025.

A principal quota é atribuída ao projecto hidrotérmico, com 300 MW, que aproveita os polígonos florestais existentes na zona centro do país. O projecto Biocom, de produção de açúcar na província de Malange, prevê vir a produzir cerca de 100 MW no horizonte 2025.

Ao nível dos resíduos florestais e da indústria agro-alimentar prevê-se ainda 10 MW para projectos ligados à reabilitação de antigas açucareiras de menor dimensão e cerca de 40 MW para projectos de geração a biomassa florestal nas Províncias do Leste do país que possam substituir geração a gasóleo e dinamizar a exploração florestal e a replantação das áreas desflorestadas em redor das capitais de província.

Os resíduos sólidos urbanos (RSU) apresentam um potencial relevante, mas concentrado nos maiores aglomerados urbanos como são o caso de Luanda e do eixo Alto Catumbela – Benguela – Lobito. A estratégia prevê uma meta de 50 MW com vista a viabilizar o desenvolvimento de projectos de incineração de Combustíveis derivados de Resíduos.

BIOMASS: 500 MW UNTIL 2025

Biomass energy results from the combustion of various types of by-products. There are essentially four different types of residues derived from biomass:

- Forest residues and energy crops;
- Agro-food industry residues (especially sugar cane);
- Agricultural and livestock residues;
- Biodegradable industrial and municipal waste;

The highest potential being concentrated in the first two types of residues, according to the “Strategy and Atlas of New Renewable Energy” (Figure 42), a total of 43 potential biomass-based power generation projects were identified, totaling an overall power of 4 GW (3,4 GW of which issued from forest residues). The Central region (provinces of Huambo, Bie and Benguela) and the Eastern region (provinces of Moxico, Lunda Sul and Lunda Norte) are the most favorable areas in terms of resources (forestry and agri-food industry), almost all provinces presenting enough potential with the exception of Namibe.

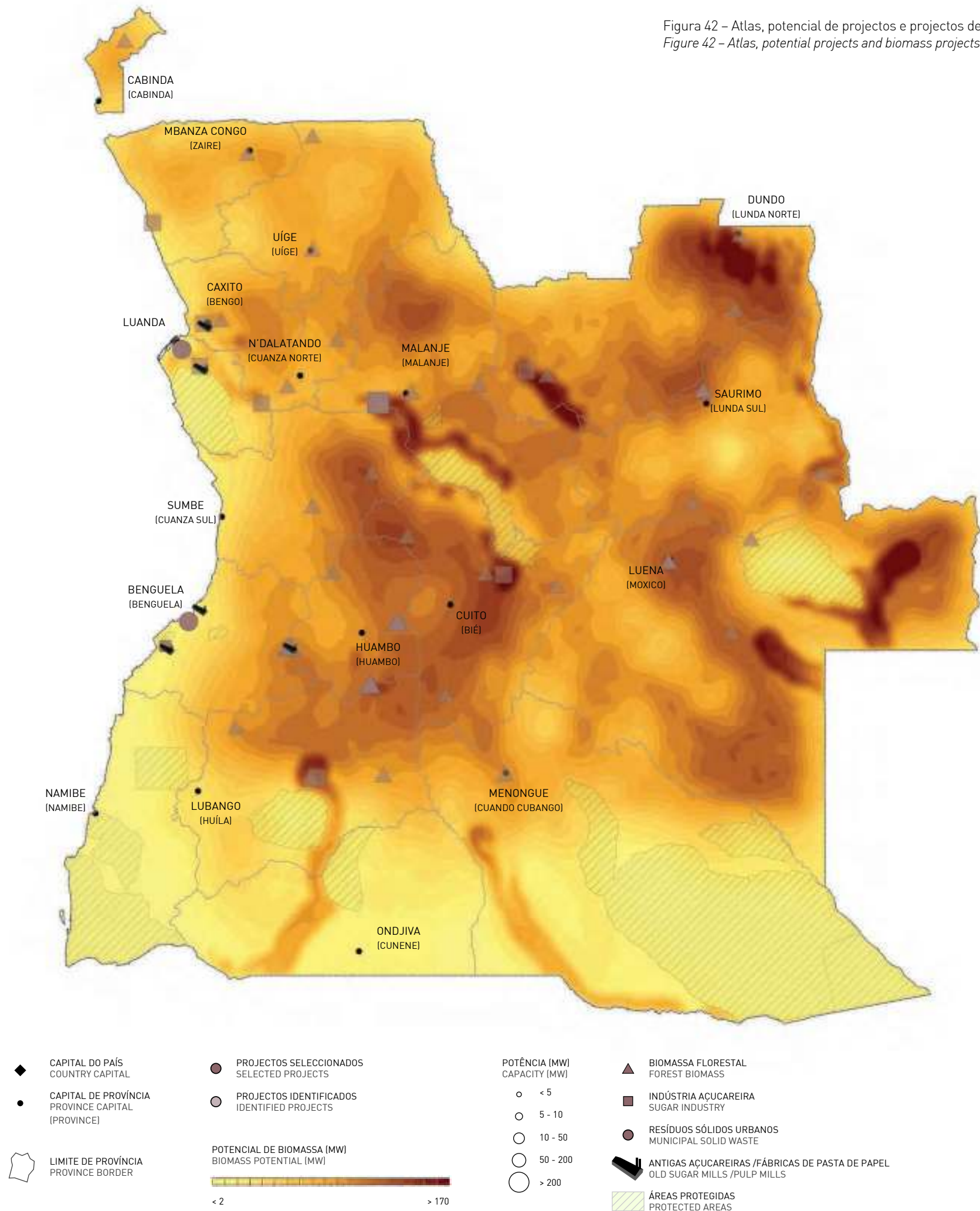
The national strategy for new renewables is strongly committed to biomass as an energy source with a target of 500 MW by 2025.

The main share is attributed to hydrothermal project with 300 MW, which takes advantage of existing forest areas in the central region of the country. The Biocom project (sugar production) in the province of Malange, plans to produce about 100 MW by 2025.

In terms of forest residues and agro-food industry another 10 MW are expected in projects related to the rehabilitation of ancient smaller sugar factories and about 40 MW for forest-based biomass projects in the country’s eastern provinces that can replace diesel generation, boosting at the same time forest exploitation and replanting of deforested areas around the capitals of the concerned provinces.

Municipal Solid Waste (MSW) have a significant potential, however this potential is concentrated in major urban areas such as Luanda and the Alto Catumbela - Benguela - Lobito axis. The strategy includes a target of 50 MW in order to enable the development of waste-fuels incineration projects.

Figura 42 – Atlas, potencial de projectos e projectos de biomassa
 Figure 42 – Atlas, potential projects and biomass projects



ENERGIA EÓLICA: 100 MW ATÉ 2025

O atlas do recurso eólico de Angola permitiu identificar potencial para produção de electricidade na escarpa atlântica, ao longo de um eixo norte-sul associado a locais de maior altitude, e na região sudoeste do país, onde o vento a 80 metros de altitude atinge velocidades médias superiores a 6 metros por segundo.

Com base no atlas e em visitas de campo foram identificados 12 novos locais com condições favoráveis para a instalação de até 3,9 GW de potência (Figura 43). Vários destes locais estão próximos da rede e de sub-estações com capacidade para absorver esta energia sem restrições técnicas e investimentos significativos. O MINEA tem em curso um mapeamento detalhado dos locais com maior potencial através de estações de medição que, nalguns casos, permitiram já confirmar o potencial identificado.

Os custos nivelados da geração eólica poderão variar entre os \$0,1 e os \$0,27/kWh, dependendo significativamente do recurso que se vier a confirmar e das infra-estruturas de rede necessárias para escoar essa energia. Os dados mais recentes obtidos e os estudos realizados apontam para a viabilidade e maior benefício em construir vários parques eólicos de dimensão intermédia, em linha com a capacidade de escoamento das infra-estruturas existentes ou previstas.

A estratégia para as novas energias renováveis estabeleceu uma meta de 100 MW para a energia eólica até 2025. Optou-se por limitar o projecto eólico do Tombwa à capacidade de escoamento das infra-estruturas previstas, tendo-se seleccionado dois projectos de média dimensão com condições favoráveis em zonas próximas da rede: um no Cuanza Norte e outro junto da cidade de Lubango. As medições em curso permitirão confirmar quais os projectos a avançar.

WIND ENERGY: 100 MW UNTIL 2025

The wind Atlas of Angola has allowed the identification of enough potential for electricity generation near the Atlantic scarp, along a north-south axis associated with higher altitudes, and in the southwestern region of the country, where the wind at a height of 80 meters above the ground reaches average speeds of more than 6 meters per second.

Based on the Atlas and on field visits 12 new locations with favorable conditions for the installation of up to 3,9 GW of power were identified (Figure 43). Several of these sites are close to the main network and sub-stations, which have enough capacity to absorb this energy without technical restrictions or significant investments. The MINEA has an ongoing detailed mapping of the highest potential sites through measuring stations which have, in some cases, confirmed the identified potential.

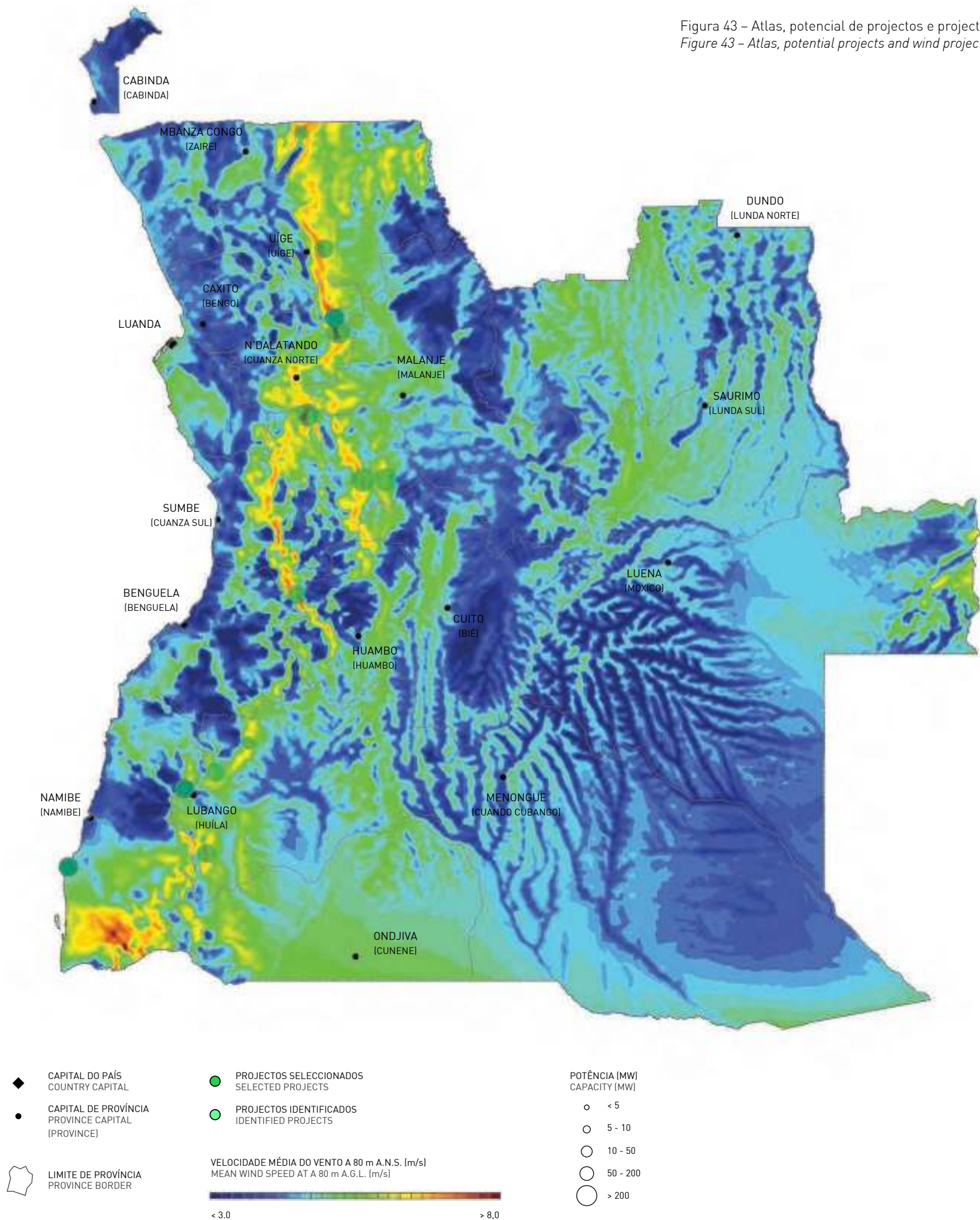
The levelized costs of wind generation may vary between \$0,1 and \$0,27/kWh, depending significantly on the confirmation of the potential of the resource and on the necessary network infrastructure to transport this energy. The latest data and studies indicate a greater benefit and viability in constructing several intermediate-size wind farms, in line with the transport capacity of existing or planned infrastructures.

The strategy for new renewable energy established a target of 100 MW for wind energy by 2025. It was decided to limit the Tombwa wind project to the outflow capacity of the planned infrastructures, having in addition selected two medium-size projects with favorable conditions in areas close to the main network: one in Cuanza Norte and another near the city of Lubango. Ongoing wind measurements will allow to confirm which projects should be carried-out.

Aposta em vários projectos eólicos de média dimensão até 2025

Bet on several medium-sized wind projects by 2025

Figura 43 – Atlas, potencial de projectos e projectos eólicos
 Figure 43 – Atlas, potential projects and wind projects





Central de Mabubas, província do Bengo
Mabubas power plant, Bengo province

A photograph showing several large, light-colored concrete pipes laid out in a trench. The pipes are arranged in a row, with some in the foreground and others receding into the distance. The trench is filled with green vegetation and rocks. The background shows a concrete structure, possibly part of a dam or bridge, with some markings on it.

II.4 OPÇÕES E CENÁRIOS

II.4 OPTIONS AND SCENARIOS

PARTE II. OFERTA
PART II. SUPPLY

Os capítulos anteriores identificaram as principais opções de Angola ao nível da geração térmica e hídrica e seleccionaram alternativas e projectos para cumprir as metas de energias renováveis. O presente capítulo identifica e avalia um conjunto de cenários com combinações dessas opções para seleccionar o mix de geração mais adequado para Angola no horizonte 2025.

O parque de geração a instalar até 2025, independentemente das opções tecnológicas e de localização, deve sempre garantir níveis de segurança e redundância suficientes para fazer face às principais contingências. Importa compreender quais as efectivas necessidades de geração do país no horizonte 2025 – que poderão variar consoante a maior ou menor aposta na vertente hidroeléctrica.

Identificadas as necessidades, o estudo realizado construiu várias combinações possíveis do mix de geração futuro – segundo diferentes linhas de orientação – identificando em cada alternativa os projectos e potências a construir que permitem cumprir os critérios de segurança. Essas várias alternativas são avaliadas com vista a otimizar o investimento e os custos – não só ao nível da geração mas também das suas implicações no transporte e na necessidade de grandes fluxos de energia entre sistemas – e a sustentabilidade ao nível das emissões de CO₂.

Os três cenários mais favoráveis foram ponderados tendo-se seleccionado aquele que melhor cumpria as aspirações e objectivos da Estratégia Angola 2025 para integrar a visão do sector nesse horizonte.

The previous chapters identified Angola's main options with respect to thermal and hydropower generation and different alternatives and projects were selected in order to fulfil the renewable energy's established targets. The present chapter identifies and evaluates a series of scenarios that combine those options in order to select the scenario which presents the most adequate energy mix for Angola in the 2025 horizon.

The generation capacity to be installed until 2025, independently of the technological choices and their location, should always guarantee security and redundancy levels high enough to face any possible contingencies. To accomplish this, it is important to understand which are the real needs in terms of generation for Angola by 2025 – needs that may vary depending on the amount of hydroelectric power considered.

Given expected requirements, different possible combinations of the future generation mix were defined, according to different guidelines, establishing for each alternative the projects and power capacity to be built in order to fulfill the security criteria. Those alternatives were evaluated as to optimize the investment and the associated costs – not only in what relates to the generation itself but also the implications in transmission and in the need of significant power flows between systems – as well as sustainability with respect to CO₂ emissions.

The three most favorable scenarios were pondered and, in the end, the one that best met the expectations and objectives of the Strategy Angola 2025 was selected to integrate the vision of the power sector in the 2025 horizon.

Seleccionou-se o cenário que melhor ponderou o custo, a sustentabilidade e as aspirações e objectivos da Estratégia Angola 2025

The selected scenario was the one considering the best cost, sustainability and the aspirations and objectives of the strategy Angola 2025

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO E NECESSIDADES DE POTÊNCIA

O funcionamento em segurança do sistema eléctrico de Angola aconselha a que se disponha sempre de pelo menos uma reserva mínima de potência – a designada reserva mínima necessária – acima da maior carga de consumo prevista para o sistema. Esta reserva mínima necessária deverá cobrir a falha fortuita do maior grupo térmico, do maior grupo hídrico, a falta de energia primária renovável e hídrica, bem como um possível agravamento da ponta de consumo por efeito de temperatura. A potência garantida corresponderá à potência instalada e disponível menos a reserva mínima necessária.

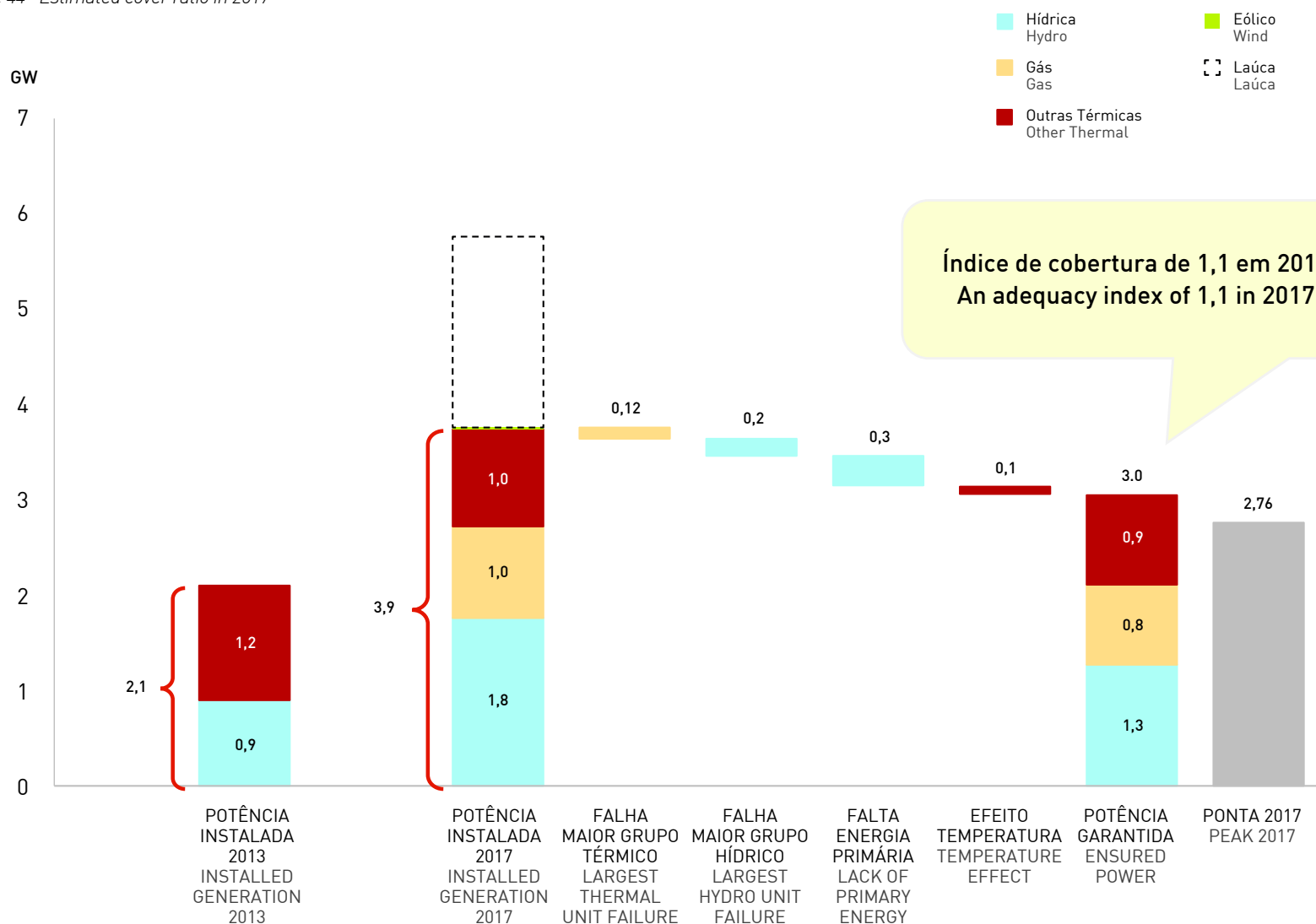
O gráfico abaixo calcula a potência garantida que deverá estar disponível até 2017 – considerando que Laúca apenas entra em funcionamento no final desse ano – e compara-a com a ponta de consumo estimada. Verifica-se um índice de cobertura de 1,1 (relação entre a potência garantida e a ponta), o que demonstra que uma adequada implementação do Plano de Acção 2013-2017 permitirá ao sector atingir níveis adequados de cobertura em 2017.

SECURITY OF SUPPLY AND CAPACITY REQUIREMENTS

For the Angolan power system to work in a secure way, it is advisable that it disposes of at least a minimum backup power reserve - called the minimum required reserve - above the highest consumption load predicted for the system. This minimum required reserve should cover the accidental failure of the largest thermal generation set, of the largest hydropower generation set, of the lack of primary renewable and hydro energy as well as an increase in the consumption peak due to temperature effects. The guaranteed power capacity corresponds to the installed power minus the minimum required reserve.

Figure 44 exemplifies the calculation of the guaranteed power capacity that should be available by 2017 – considering that Laúca only enters into service at the end of that year – and compares it with the estimated consumption peak. In this scenario we obtain a cover ratio of 1,1 (ratio between guaranteed power and peak demand), which demonstrates that an adequate implementation of the 2013-2017 Action Plan will allow reaching sufficient levels of coverage by 2017.

Figura 44 – Índice de cobertura estimado em 2017
Figure 44- Estimated cover ratio in 2017



A principal necessidade de reserva prende-se com a falta de energia primária hídrica. O regime dos principais rios de Angola é bastante irregular verificando-se anos com muito caudal intercalados com anos de estio. Os reservatórios existentes e previstos apenas têm capacidade – apesar da sua enorme dimensão – de regularizar o caudal dos rios entre meses e não entre anos. O gráfico abaixo calcula a capacidade de cada reservatório de regularizar o caudal do respectivo rio, sendo que nenhum deles consegue armazenar a totalidade da água que flui ao longo do ano (que equivaleria a um factor de regularização de 100%). Assim, a única forma do sistema estar preparado para um ano seco extremo é investir em capacidade de reserva.

Apesar da capacidade de regularização disponível não resolver o problema da falta de energia em anos secos extremos, permite mitigar significativamente a necessidade de potência de reserva devido a dois efeitos principais:

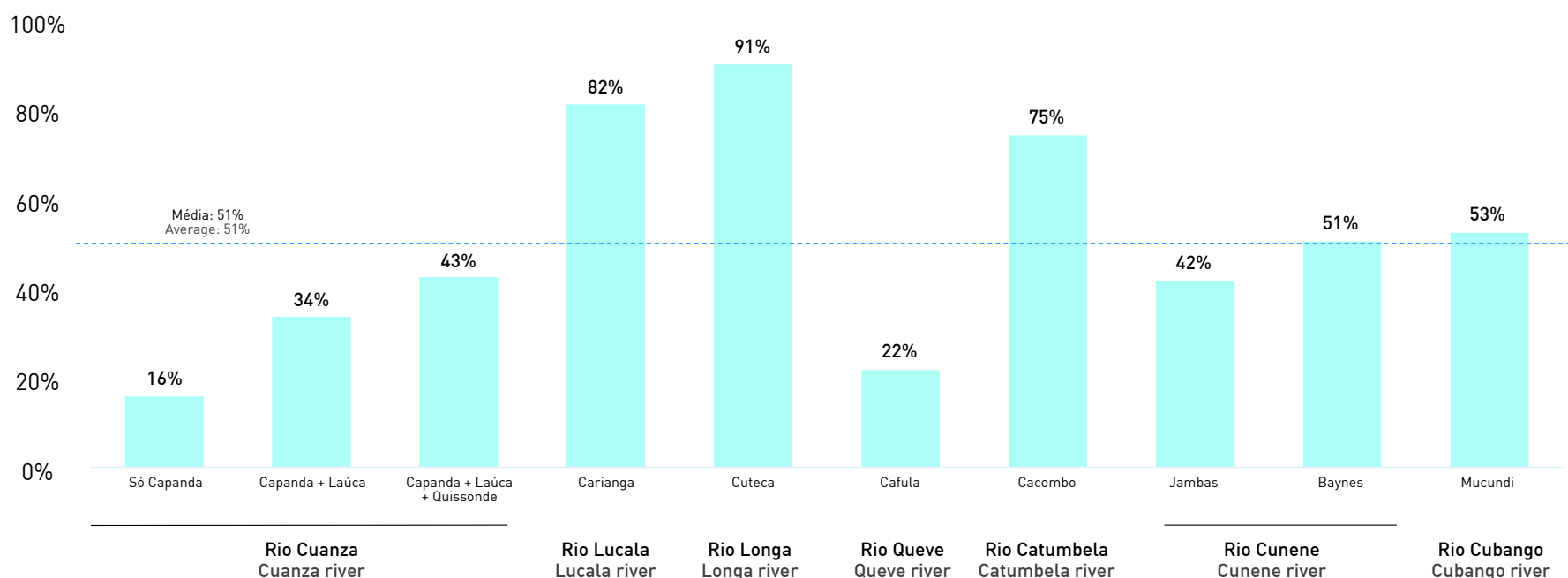
- Por um lado, permitem concentrar a utilização da água nas horas de maior consumo ao longo do ano, evitando a necessidade de ter capacidade térmica de reserva para fazer face a esses picos;
- Por outro lado, permitem aproveitar em pleno as fontes de energia renováveis – cuja produção intermitente pode ser “guardada” nesses reservatórios e utilizada nas horas de maior necessidade - e eventuais importações de electricidade barata de África do Sul nos períodos de vazio (quando existe excesso de produção do carvão).

The main contributor to the minimum required reserve is the potential lack of primary hydropower energy. The regime of the main rivers in Angola is quite irregular, presenting years with extremely high water flow levels followed by years of near drought. The existent and planned reservoirs, despite their enormous dimension, are only capable of regulating the rivers’ flow within the same year not on a year-on-year basis. Figure 46 shows the capacity of each reservoir in regulating its river flow. None of these reservoirs is capable of storing all the water that flows throughout the year (which would correspond to a regulation ratio of 100%). In conclusion, the only way for the system to be prepared for a year with a severe drought is by investing in reserve capacity.

Despite the fact that the available regulation capacity does not answer the problem of lack of energy during an extreme drought year, it does allow to significantly mitigate the need for power reserve due to two main factors:

- On the one hand, they allow to concentrate the usage of water during the hours of greater consumption throughout the year, thus avoiding the need to have thermal generation backup to face peak consumption;
- On the other hand, they allow to fully take advantage of the renewable energy sources, whose intermittent production can be “stored” in the reservoirs and used during hours of greater demand, and of imports of cheap energy from South Africa during low periods (when there is excess of coal production).

Figura 45 – Factor de regularização dos principais aproveitamentos de regularização (caudal anual vs. capacidade útil das barragens)
 Figure 45 – Regularization coefficient of the main hydroelectric plants with regularization capacity (annual flow vs dam storage capacity)



O gráfico abaixo calcula a reserva mínima necessária num cenário em que a potência prevista para 2017 (descontada dos descomissionamentos que se deverão verificar até 2025), Laúca e os restantes investimentos já decididos (Caculo Cabaça, Cacombo, Jamba Ya Mina, Jamba Ya Oma e projecto hidrotérmico) estariam construídos em 2025. O aumento significativo de potência hídrica resulta num aumento do risco de perda de energia primária para 1,1 GW. Este valor é no entanto inferior a 20% da potência hídrica instalada em virtude dos benefícios de Laúca numa maior concentração horária da hídrica.

A análise demonstra que a potência prevista e decidida não é claramente suficiente, verificando-se um défice de potência garantida de 1,3 GW relativamente à carga máxima e de 1,7 GW se tivermos como objectivo ter um índice de cobertura de 1,05 (objectivo considerado no presente estudo para 2025 por forma a acautelar eventuais atrasos no desenvolvimento de projectos ou um maior ritmo de crescimento da procura).

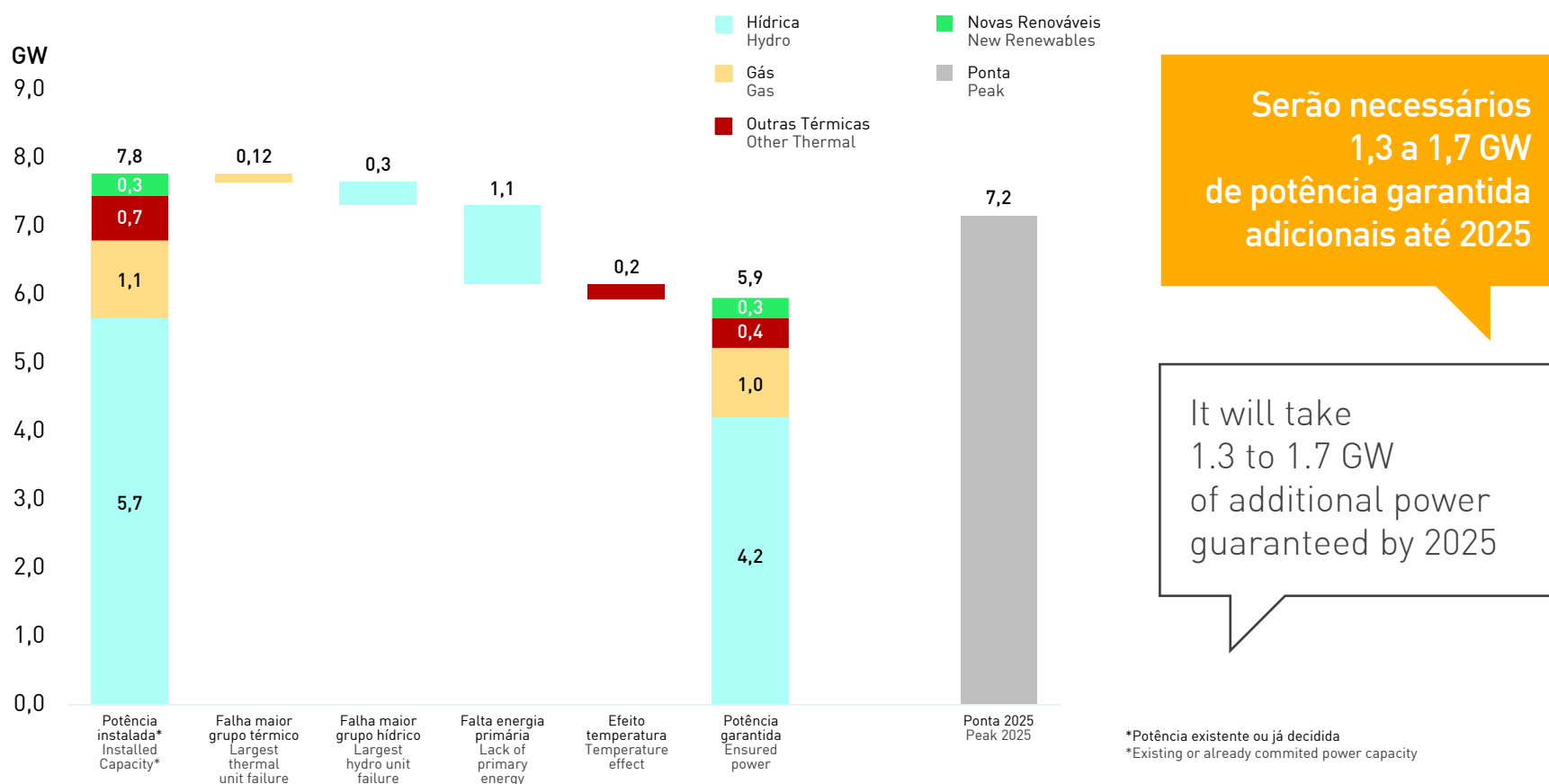
A necessidade de potência será maior caso se opte por instalar novos projectos hidroeléctricos que, apesar de competitivos, registam níveis de potência garantida inferiores à potência instalada e já não beneficiarão do efeito de maior concentração horária da produção que Laúca aproveita. A necessidade de potência variará ainda com a evolução que se vier a verificar da procura – sendo importante reajustar as necessidades à evolução dos projectos e consumo.

Figure 46 shows the minimum required reserve necessary in a scenario where only the power capacity expected for 2017 (discounted of the capacity to be discomissioned until 2025), Laúca and other investments already decided (Caculo Cabaça, Cacombo, Jamba Ya Mina, Jamba Ya Oma and Hydrothermal project) would be operating in 2025. The significant increase in hydropower rises the risk of loss of primary energy to 1,1 GW. This value is however inferior to 20% of the installed hydro power as it benefits from Laúca's capacity to concentrate water in peak hours.

The analysis demonstrates that such future power capacity (expected plus already decided projects) is clearly not sufficient, with a deficit of guaranteed power of 1,3 GW with respect to the maximum load and of 1,7 GW if a cover ratio of 1,05 is intended (this value was selected as the cover ratio target in the present study for 2025 so as to safeguard eventual delays in the development of certain projects or a higher demand rate growth).

The need for additional capacity will be higher should it be decided to promote new additional hydropower projects which, although competitive, show lower guaranteed capacity relative to installed capacity and cannot benefit from a higher hour concentration of hydropower production as does Laúca. The need for power will also vary with the evolution of demand, hence it is important to adjust the system requirements to the evolution of project execution and consumption.

Figura 46 – Necessidades de potência no horizonte 2025 sem novos projectos
Figure 46 - Power requirements in 2025 without new projects



LINHAS DE ORIENTAÇÃO E CENÁRIOS DE GERAÇÃO

Angola dispõe de inúmeras possibilidades ao nível da oferta para fazer face às necessidades de geração adicional até 2025, em particular ao nível da hidroelectricidade e gás natural – conforme explicitado nos capítulos anteriores. Foram definidas 4 grandes linhas de orientação possíveis – também designadas de “macro-cenários” – para seleccionar os projectos a instalar até 2025, dando diferentes pesos e relevância a cada uma das principais fontes alternativas:

- **Aposta na hídrica (H):** Aposta-se na competitividade e maior incorporação nacional das grandes hídricas, limitando a nova geração a gás natural a apenas mais 0,6 GW. A Hídrica deverá atingir uma potência instalada em redor dos 7,2 GW (70%).
- **Aposta no gás (G):** Aposta-se em potência garantida e na minimização do investimento no horizonte 2025, mantendo apenas a construção das grandes hídricas já decididas de Caculo Cabaça, Jamba Ya Mina, Jamba Ya Oma, Cacombo e Baynes. O gás natural deverá atingir uma potência instalada em redor dos 2,3 GW (24%).
- **Equilíbrio hídrica e gás (HG):** Pretende-se balancear a aposta na hidroelectricidade com o gás natural reforçando a potência a gás com 1 GW adicionais e desenvolvendo cerca de 2,6 GW hídricos adicionais à potência prevista para 2017/2018.
- **Diversificação (D):** Aposta-se numa maior diversificação do mix energético angolano aproveitando a produção de coque da nova refinaria para criar um novo vector energético, estimando-se um potencial de cerca de 300 MW. A restante potência necessária apostaria também na diversificação, balanceando o gás e hídrica.

Cada uma das linhas de orientação ou macro-cenários pode ser implementada de inúmeras formas através de inúmeras combinações de projectos ou cenários. Em cada linha de orientação as necessidades de potência entre cenários serão equivalentes, podendo verificar-se algumas variações devido às diferentes características e dimensão das hídricas seleccionadas. O gráfico da página seguinte é apenas exemplificativo de um dos cenários simulados para cada macro cenário oferecendo uma noção do peso futuro estimado de cada fonte de energia no mix do país e do nível de potência necessária, consoante a linha de orientação que se vier a seleccionar.

GUIDELINES AND GENERATION SCENARIOS

Angola has innumerable possibilities concerning supply options in order to face the needs of additional generation until 2025, in particular in what concerns hydropower and natural gas – as explained in the previous chapters. 4 main possible guidelines were developed, designated as “macro-scenarios” in order to select which projects to install until 2025, giving different weights and relevance to each of the main alternative power sources:

- **Investment in Hydropower (H):** Focus on competitiveness and greater national incorporation of Large Hydropower projects, limiting new generation based on natural gas to only an extra 0,6 GW. In this scenario, hydroelectric power would reach an installed capacity of around 7,2 GW (70%);
- **Investment in Gas (G):** Focus on having higher guaranteed power and minimizing investments in the 2025 horizon, maintaining only the construction of the Large Hydropower Projects already decided of Caculo Cabaça, Jamba Ya Mina, Jamba Ya Oma, Cacombo and Baynes. Natural gas would reach an installed power level of around 2,3 GW (24%);
- **Hydropower and Gas Balance (HG):** This scenario balances the focus on hydroelectric power with natural gas, reinforcing natural gas based power with an extra 1 GW and developing around 2,6 GW of additional hydropower projects to the hydro capacity already expected by 2017/2018;
- **Diversification (D):** Focus on a higher diversification of the Angolan energy mix taking advantage of the new refinery’s coke production in order to create a new primary energy source. The estimated potential mounts up to 300 MW. The remaining necessary power would also focus on diversification, with a balance between gas and hydropower.

Each of these guidelines or macro-scenarios can be implemented in many different ways, through various combinations of projects or scenarios. For each guideline the capacity requirements between scenarios tend to be equivalent, although some slight variations can exist due to the different characteristics and dimensions of the selected hydropower plants. Figure 47 exemplifies one of the simulated scenarios for each macro-scenario, giving a notion of the estimated weight of each energy source in the country’s power generation mix and of the level of installed capacity required, depending on which guideline is selected.

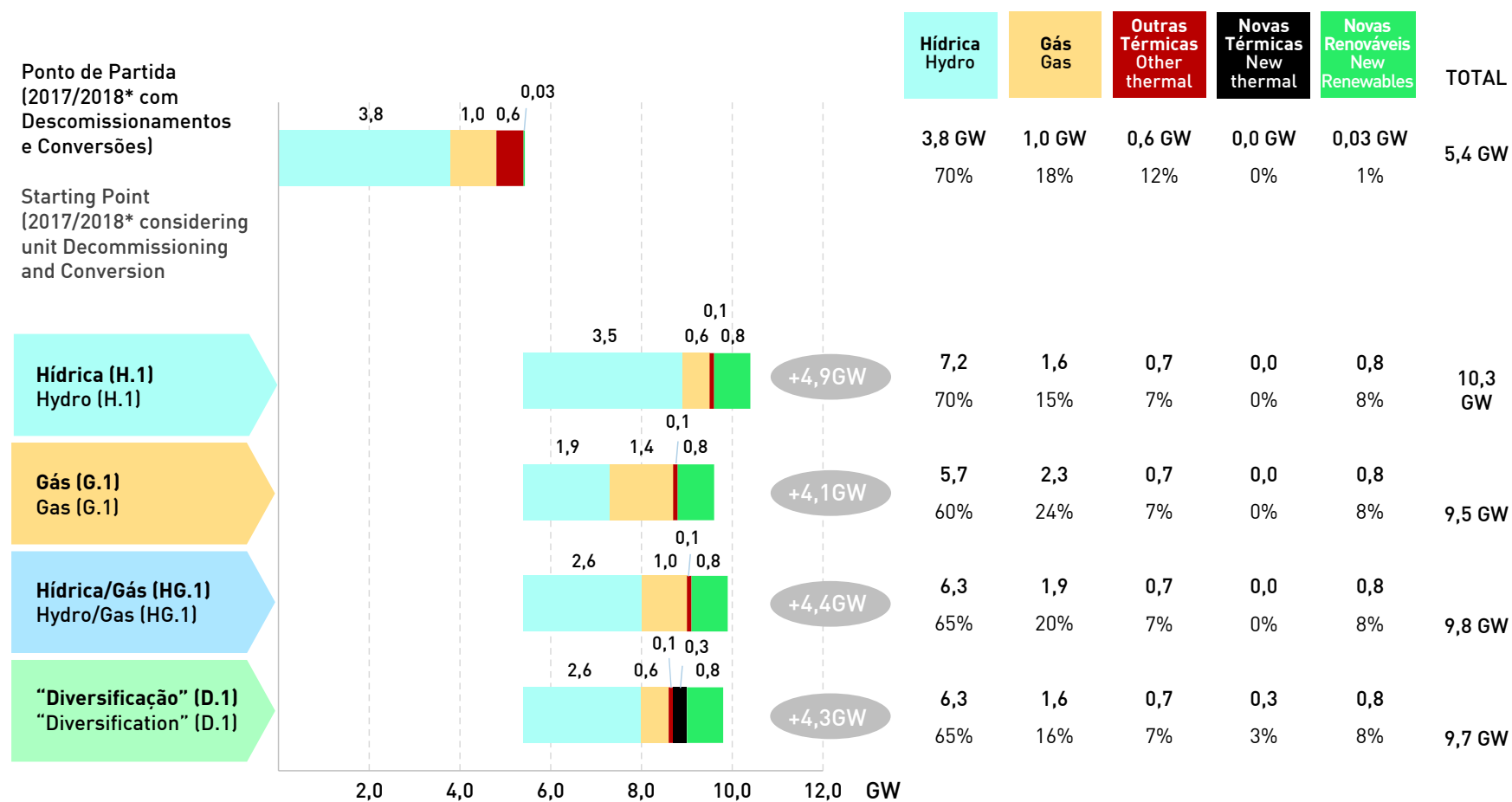


Foram avaliados quatro macro-cenários

Four macro-scenarios were evaluated

Central de Capanda, província de Malanje
 Capanda Hydropower plant, Malanje province

Figura 47 – Mix de geração associado a cada macro-cenário ou linha de orientação
 Figure 47 – Generation mix associated with each macro-scenario or guideline



* Incluindo Laúca
 * Including Laúca

Figura 48 – 20 cenários avaliados
 Figure 48 – 20 evaluated scenarios



Foram construídos e avaliados 20 cenários alternativos obtidos através de diferentes combinações das diferentes prioridades identificadas para cada fonte primária conforme se ilustra na figura 48. Todos cumprem o nível objectivo de índice de cobertura e segurança.

Os 20 cenários foram hierarquizados por forma a minimizar o custo global ponderado – que reflecte e pondera as seguintes quatro dimensões:

- Custo nivelado de produção de energia: representa o custo médio ponderado de um kWh produzido em 2025, reflectindo não só os custos de operação, mas também a renda anual associada ao investimento e respectivos juros. Este é o principal factor considerado.
- Nível de investimento: representa o total de investimento necessário e adicional ao previsto até 2017 em termos de geração. Este factor pondera eventuais restrições orçamentais ou o interesse e possibilidade de alocar verbas do orçamento para outras prioridades do país.
- Fluxo de energia entre sistemas ou custo incremental de transporte: representa o somatório dos défices de potência (diferença entre a potência instalada e a carga) em cada um dos sistemas quando considerados de forma autónoma. Reflecte de forma simplificada o impacto de cada cenário nas necessidades de investimento em transporte entre sistemas e nas necessidades de equipamentos de regulação do sistema.
- Emissões de CO2 ou custo ambiental: representa o total de emissões de CO2 associadas a cada cenário, reflectindo o peso significativo do sector eléctrico nas emissões e no combate às alterações climáticas do país.

O custo nivelado foi o principal factor considerado, tendo os restantes peso equivalente entre si. Os três cenários com o menor custo ponderado global foram seleccionados e ponderados por forma a maximizar o seu alinhamento com as metas e aspirações da Estratégia Angola 2025.

A relevante diferença em termos de emissões de CO2 entre os diferentes cenários resultou numa pior pontuação quer para os cenários de diversificação – face às elevadas emissões associadas ao coque – quer para os cenários de aposta em gás natural – face às reduzidas emissões das centrais hídricas. Por outro lado, o menor investimento associado ao gás ponderou para que dois dos cenários de equilíbrio entre gás e hídrica fossem escolhidos. Apresenta-se seguidamente os 3 cenários de menor custo global.

A total of 20 alternative scenarios were constructed and evaluated. These scenarios were obtained through different combinations of the different priorities identified for each primary power source as illustrated in figure 48. To be noted that all of the scenarios respect the cover ratio objective.

The 20 scenarios were sorted so as to minimize the weighted global cost – which reflects and ponders the following four factors:

- Levelized Cost of Energy Production: represents the weighted average cost of one kWh produced in 2025, taking into account not only the operation costs but also the annual revenue associated to the investment and interest.
- Investment Level: represents the total level of investment needed and additional to the 2017 forecast in terms of generation. This factor weighs eventual budget restrictions or the eventual possibility of allocating funds from the annual budget to other national priorities.
- Energy Flow between Systems or Incremental Cost of Transmission: represents the sum of the power deficits (difference between installed power and load) for each system when considered individually. It reflects in a simplified way the impact of each scenario in the needs for investment in transmission lines between systems and equipment for system regulation.
- CO2 Emissions or Environmental Cost: represents the total CO2 emissions associated with each scenario, reflecting the significant weight of the electric sector in emissions and in the fight against climate change.

The Levelized Cost was the main factor considered. All the other factors were considered with an equivalent weight amongst themselves. The three scenarios with the lowest global average cost were selected so as to maximize alignment with the expectations and targets of the Strategy Angola 2025.

The significant difference in CO2 emissions between the different scenarios resulted in a lower score for both the scenarios of diversification – due to the high emission levels associated with coke – and of natural gas. On the other hand, the lower investment needed for natural gas resulted in two scenarios of Hydropower and Gas Balance being considered.

OPÇÃO PARA 2025

O gráfico seguinte sumariza os três cenários com melhor pontuação global. Todos os cenários apresentam custos competitivos e níveis de investimento desafiantes. Apresentam também o mesmo nível de défice de energia ao nível do sistema Sul e Leste, verificando-se potência instalada suficiente em todos os cenários para fazer face à carga quer no sistema norte, quer no centro.

O cenário que menor custo global apresentou foi o cenário que aposta na Hídrica e na Competitividade (H.1.) – privilegiando a conclusão da cascata do Cuanza através da concretização de Tumulo do Caçador e Zenzo 1 e da concretização dos fios de água mais competitivos no Catumbela e Queve. Apesar do menor impacto ao nível das emissões e alterações climáticas, a aposta na hídrica implica um maior investimento no horizonte 2025 (prevendo-se a necessidade de \$13,0b entre 2018 e 2025) e uma ainda maior concentração dos activos de geração no sistema norte. Apesar do maior benefício da hídrica na incorporação nacional e no benefício das gerações futuras, a aposta em fios de água e a concentração no Cuanza limita os benefícios para o desenvolvimento regional.

Os dois cenários seguintes ambos balançam a aposta na hídrica com o gás natural e favorecem alguma diversificação regional, mas de formas diferentes. O cenário HG.3 privilegia a diversificação regional na hídrica limitando a construção no Cuanza a Caculo Cabaça e desenvolvendo Cafula (no rio Queve) com fortes benefícios para a agricultura no Cuanza Sul, mas por outro lado aposta na maximização do gás no sistema norte. O cenário HG.2 privilegia a diversificação regional no gás através da construção de uma unidade de grande dimensão de ciclo combinado em Benguela, mas concentra a aposta hídrica no Cuanza com a construção do Túmulo do Caçador e o adiamento dos investimentos no Queve. Os dois cenários têm características de custo nivelado, investimento e emissões semelhantes.

Entre os 3 cenários aquele que melhor cumpre as metas e aspirações da Estratégia Angola 2025 e do país e que deverá nortear o desenvolvimento do sector é o cenário HG.3 que aposta no equilíbrio entre a Hídrica e o Gás e na diversificação regional das hídricas. A maximização do Soyo permite rentabilizar a aposta de Angola no terminal de LNG. Por outro lado, a criação de um novo grande centro produtor associado ao rio Queve com regularização assume-se como estratégico no reforço da ligação entre o norte e o centro, na dinamização da agricultura no Cuanza Sul e na criação de uma nova linha de transporte a 400kV mais próxima do litoral que poderá abrir novas opções ao aproveitamento das recentes descobertas de gás.

Os novos aproveitamentos do Cuanza, apesar de muito competitivos, só deverão ser desenvolvidos no horizonte 2025 se associados a novos projectos estruturantes que impliquem um aumento substancial da procura prevista.

OPTION FOR 2025

Figure 49 summarizes the three scenarios with the highest global scores. All of these scenarios present competitive costs and challenging levels of investment. They also present the same level of energy deficit for the Southern and Eastern Systems and enough installed capacity to face the required loads in the Northern and Central Systems.

The scenario with the lowest global cost is the one that focuses on Hydropower and Competitiveness (H.1), privileging the total usage of the Cuanza fall through the construction of Túmulo do Caçador and Zenzo 1, as well as the most competitive run-of-river projects in Catumbela and Queve. Despite the lower impact in terms of emissions and climate change, the focus on hydropower implies a greater investment until 2025 (around \$13,0b between 2018 and 2025) and an even higher concentration of generation assets in the northern system. Although hydropower represents a higher benefit in terms of national incorporation and for future generations, focus in run-of-river projects and concentration in the Cuanza basin limits the impact in terms of regional development.

The remaining two scenarios balance hydropower with natural gas and favor some regional diversification, but with different approaches: Scenario HG.3 privileges on the one hand the regional diversification in hydropower, limiting the Cuanza projects to Caculo Cabaça and developing Cafula (in the river Queve) with high benefits for Cuanza Sul's agriculture, but on the other hand focuses in maximizing gas-based generation in the northern system; Scenario HG.2 privileges on the one hand regional diversification in gas through the construction of a large size combined cycle in Benguela and on the other hand concentrates the hydropower in the Cuanza basin with the construction of Túmulo do Caçador - while postponing investments in the Queve river. Both scenarios present similar values of levelized cost, investment and emissions.

Amongst the 3 scenarios the one that best accomplishes the goals and expectations of the Strategy Angola 2025 and of the country, and that should therefore guide the sector's development is scenario HG.3, since it focuses on the balance between Hydropower and Gas and in the regional diversification of hydropower projects. Also, the maximization of Soyo will allow Angola to profit the most from its investment in the LNG terminal.

The creation of a new large generation area associated with the Queve river – having storage and regulation capacity - is strategic for the reinforcement of the interconnection between north and center, for the stimulation of agriculture in Cuanza Sul and for the creation of a new transmission line at 400 kV closer to the coastline that could be used in the future to transport power coming from the recent discovery of new gas fields.

The new hydropower projects of the Cuanza river, although highly competitive, should only be developed by 2025 if associated with new structuring projects that imply a significant increase of the forecasted demand.

Figura 49 – Resumo dos 3 cenários seleccionados
 Figure 49 – Summary of the 3 selected scenarios



2025 apostará no equilíbrio hídrica/gás e na diversificação regional das hídricas

2025 will balance hydro with gas and support hydro regional diversification



A terceira parte do presente documento integra as opções da procura e oferta com os estudos e simulações de rede, despacho e interligação realizados.

É apresentada uma visão integrada do sector eléctrico em 2025: das suas infra-estruturas principais ao nível da distribuição, produção e transporte e seu funcionamento; das necessidades e modelo de investimento e financiamento; e do impacto no território e nas províncias.

The third part of this document integrates the options of supply and demand with the grid and interconnection studies and simulations performed.

An integrated view of the electricity sector in 2025 is presented, either of its main infrastructures in distribution, production and transport and its operation, or of its impact on key energy policy objectives and on the territory and provinces.



PARTE III. VISÃO E ATLAS 2025

PART III. 2025 VISION AND ATLAS

III.1 VISÃO DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2025
III.1 POWER SECTOR VISION IN 2025

III.2 ATLAS E IMPACTO NO TERRITÓRIO
III.2 ATLAS AND IMPACT ON THE TERRITORY

III.3 CONCRETIZAR A VISÃO: INVESTIMENTO PÚBLICO E PARTICIPAÇÃO DO SECTOR PRIVADO
III.3 MAKING IT HAPPEN: PUBLIC INVESTMENT AND PRIVATE SECTOR PARTICIPATION



Subestação da central de Cazenga, província de Luanda
Cazenga power plant substation, Luanda province



III.1 VISÃO DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2025

III.1 POWER SECTOR VISION IN 2025

PARTE III. VISÃO E ATLAS 2025

PART III. 2025 VISION AND ATLAS

PROCURA E DISTRIBUIÇÃO

Até 2025 a procura de energia eléctrica crescerá 5 vezes, atingindo os 7,2 GW de carga, assentes na electrificação de 60% da população, no aumento da riqueza nacional e na industrialização do país.

O consumo de electricidade por habitante triplicará de 375 kWh por habitante em 2013 para 1230 kWh em 2025. Angola estará na linha da frente da SADC e da África sub-sahariana, mas continuará a registar um valor baixo quando comparado com outras economias mais desenvolvidas.

Este crescimento não será apenas no volume de energia consumido, mas também na sua localização. O gráfico da figura 50 mostra a distribuição da carga em cada ano nos vários sistemas eléctricos de Angola, podendo verificar-se que apesar do sistema norte continuar a ser o principal sistema com 4,3 GW de carga, passará de 80% do total para cerca de 60%. O sistema centro representará uma carga de 1,3 GW, o sul de 0,8 GW, o leste de 0,5 GW e o sistema de Cabinda de mais de 0,2 GW.

DEMAND AND DISTRIBUTION

Until 2025 the demand for power will increase more than 4 times, reaching a load of 7,2 GW, mainly due to the electrification of 60% of the population, the increase of national wealth and the country's industrialization.

The electricity consumption per capita will triple increasing from 375 kWh per inhabitant to 1230 kWh in 2025. Angola will be in the frontline of SADC and Sub-Saharan countries, but will continue to register a rather low level when compared to other more developed economies.

This growth will not only be on the volume of energy consumed but also on its location. Figure 50 shows the load distribution for each year among the different Angola's electrical systems or regions. It can be observed that although the Northern system remains the main one with a load of 4,3 GW, it will decrease from 80% of the total to around 60%. The Central System will contribute with a load of 1,3 GW, the Southern one with 0,8 GW, the Eastern System with 0,5 GW and Cabinda with around 0,2 GW.

Figura 50 - Evolução da ponta máxima anual por sistema até 2025
Figure 50 - Trend of the maximum annual energy load per system until 2025

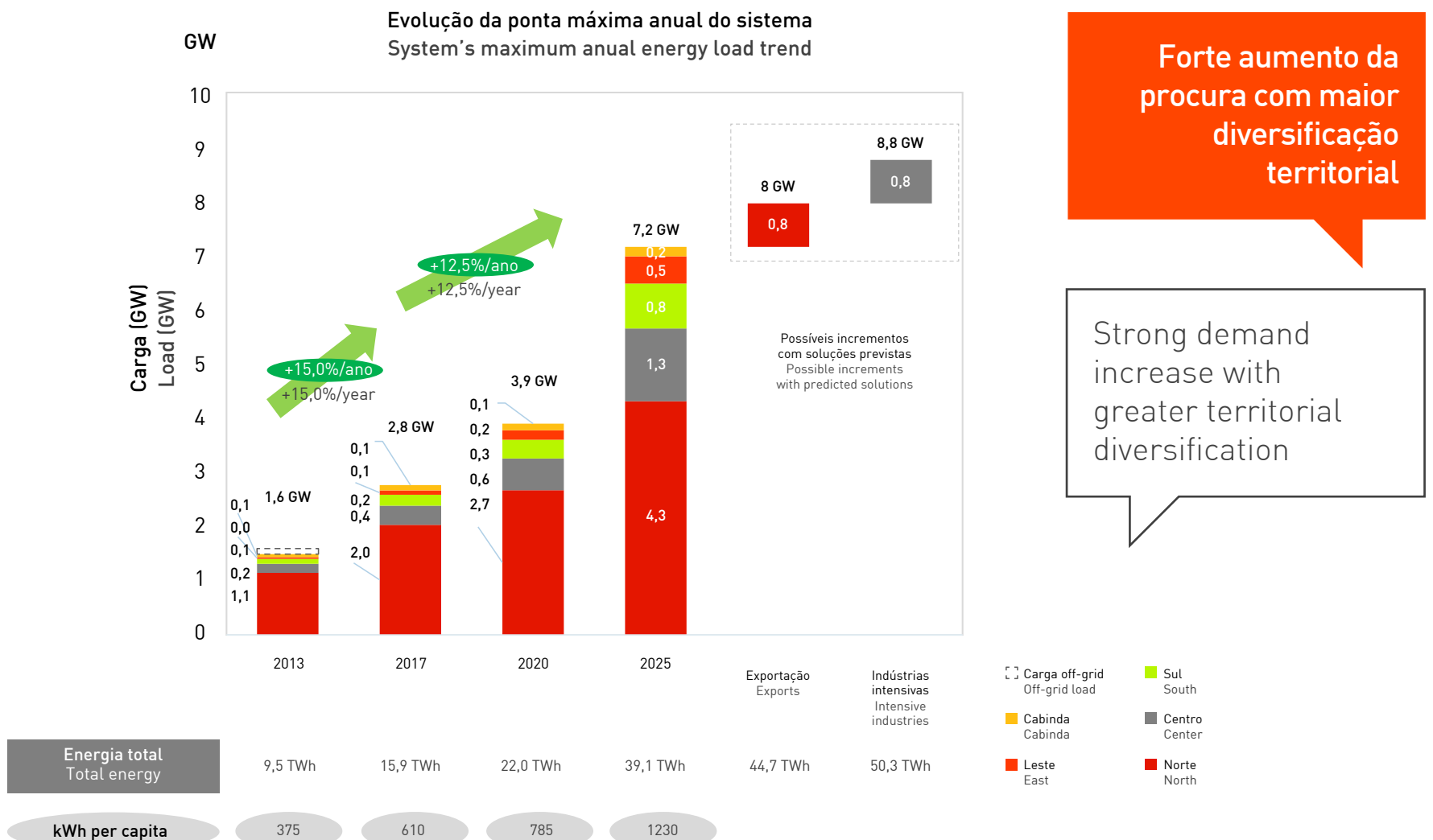
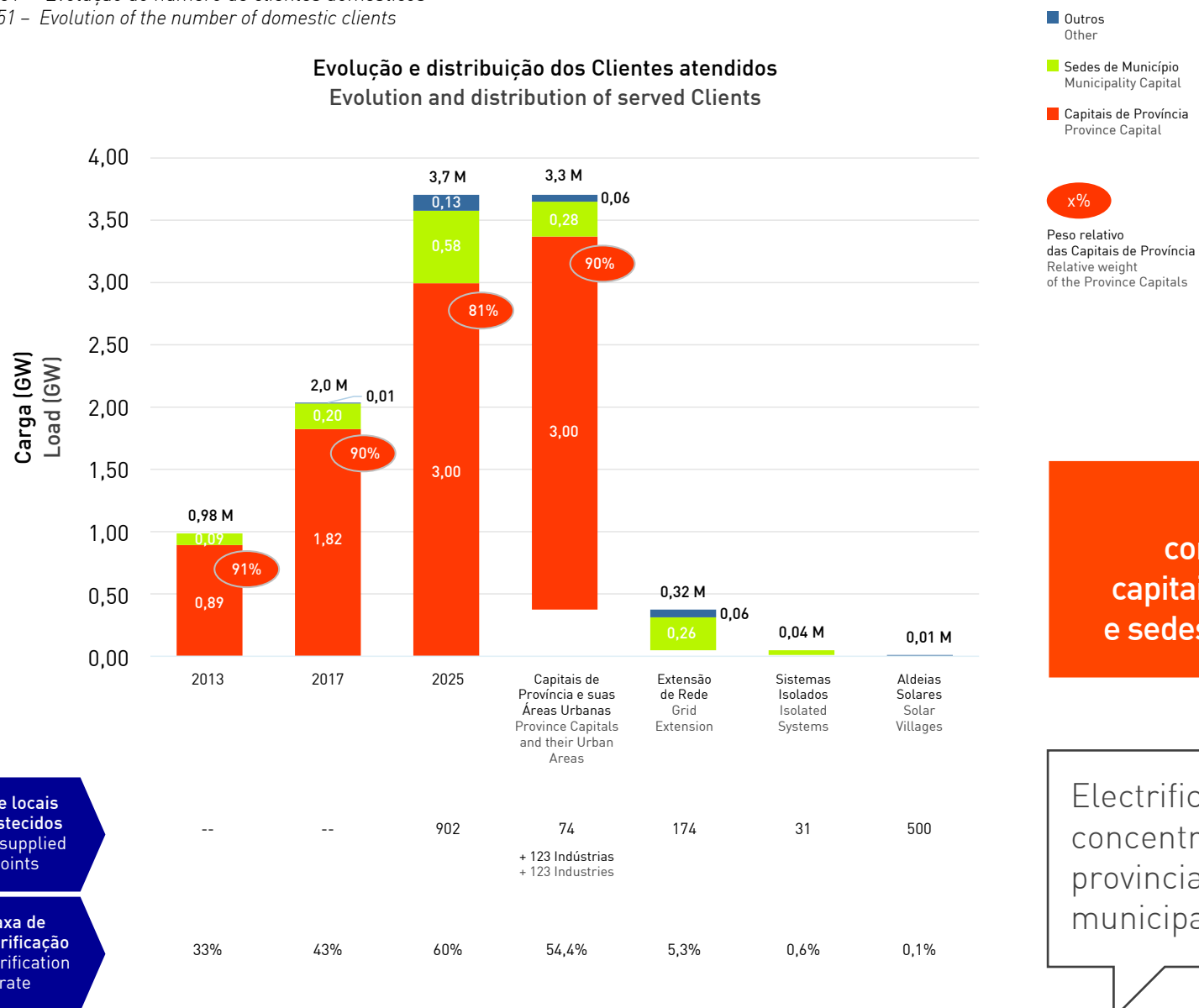


Figura 51 – Evolução do número de clientes domésticos
 Figura 51 – Evolution of the number of domestic clients



Electrificação concentrada nas capitais de província e sedes de município

Electrification concentrated in the provincial capitals and municipality capitals

Estima-se que em 2025 a distribuição de energia eléctrica sirva 3,7 milhões de clientes domésticos, dos quais 3,3 milhões nas capitais de província e áreas urbanas adjacentes.

O esforço e investimento na electrificação rural até 2025 estará concentrado na electrificação da totalidade das sedes de município do país e de algumas sedes de comuna: quer através da extensão de rede, quer através de sistemas isolados. Prevê-se que os clientes nas sedes de província, de município e de algumas comunas representarão 97% da totalidade dos clientes servidos até 2025.

O fornecimento às sedes de comuna será complementado através de 500 sistemas solares – também designados de “aldeias solares” – que servirão os principais edifícios e serviços comunitários e uma loja de energia com alguns serviços para a população. A restante população beneficiará de serviços básicos de energia, como sejam iluminação e comunicação, associados a pequenos sistemas solares que serão distribuídos nas zonas rurais mais dispersas.

It is estimated that by 2025 electricity distribution will serve over 3,7 million domestic clients of which 3,3 millions in the Provincial capitals and adjacent urban areas.

The effort on ruralelectrification and its associated investment until 2025 will be concentrated in the electrification of all of the Municipality capitals of the country and of some of the Commune townships; either through network extension or through isolated systems. It is foreseen that clients in the Provincial capitals and municipality townships will represent 97% of the total client base attended until 2025.

The supply to Commune townships will be complemented through 500 solar systems – also called “solar villages” – that will attend the main buildings and community services together with an “energy shop” which will provide some services for the local population. The remainder of the population will benefit from basic energy services such as lighting and communications, associated to small individual solar systems that shall be distributed in the more dispersed rural areas.

O mapa da figura 52 apresenta todos os pontos de consumo abastecidos em 2025 e a respectiva solução de fornecimento – demonstrando a importância da extensão de rede na electrificação rural. Prevê-se a atribuição de concessões de distribuição rural ou de distribuição/produção rural que permitirão electrificar cerca de 200 locais, na sua maioria sedes de município:

- 174 locais serão abastecidos por concessões de distribuição rural em que os concessionários comprem energia e asseguram o ciclo comercial de facturação, a manutenção das infra-estruturas de distribuição e serão responsáveis pelo desenvolvimento/crescimento da rede.
- 31 locais serão abastecidos por sistemas isolados em que o concessionário será responsável quer pela produção, quer pela distribuição, estimando-se que em 21 locais a produção seja com base em gasóleo com apoio solar, 9 locais com base em mini-hídricas e, pelo menos uma sede com base em 100% energia solar.

The map in figure 52 presents all of the consumption points attended in 2025 and how they are supplied – demonstrating the importance of grid extension for rural electrification. The allocation of rural distribution concessions or of rural distribution/production concessions will allow for the electrification of around 200 sites, mainly municipality townships:

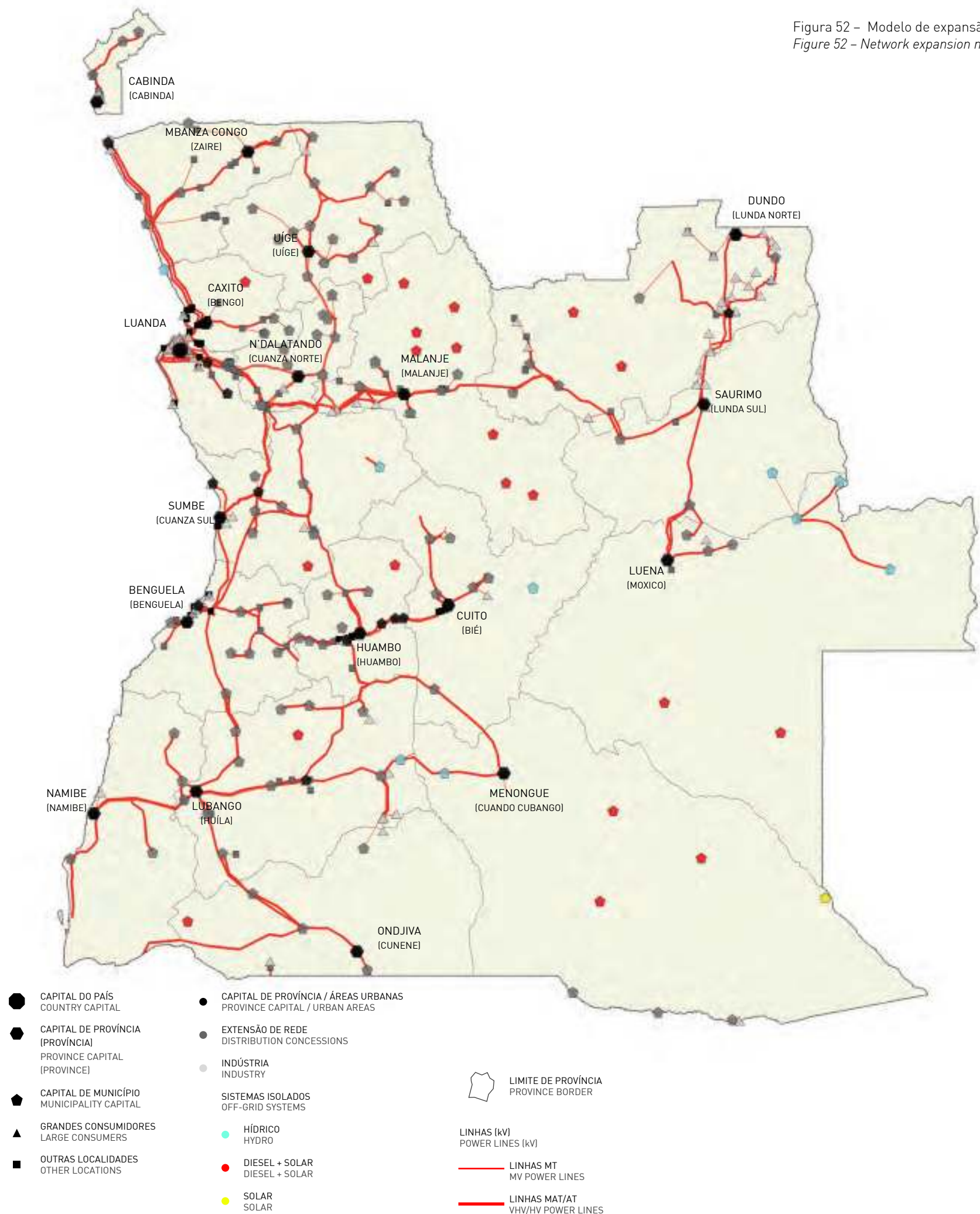
- 174 sites will be supplied through grid extension whereby the concessionaire buys the energy, ensures the billing and collection, and guarantees the operation and maintenance of the distribution infra-structures as well as its growth.
- 31 sites will be supplied through isolated systems in which the concessionaire will be responsible for both the production and distribution. Overall 21 sites are foreseen to be supplied by diesel-based generation with solar support, 9 sites by small hydropower plants and at least one township by 100% solar power.



**Electrificação rural
permitirá electrificar cerca
de 200 locais até 2025**

Rural electrification
will allow the electrification
of 250 locations until 2025

Figura 52 – Modelo de expansão de rede
 Figure 52 – Network expansion model



A industrialização do país é um desígnio da estratégia Angola 2025, pelo que se prevê que a indústria represente 25% do consumo em 2025, assente num conjunto vasto de projectos estruturantes com uma carga estimada de 1.134 MW. A indústria incluindo os Pólos de Desenvolvimento Industrial (PDI), e os recursos minerais – com destaque para a extracção e tratamento de ferro – são os clusters com maior peso na carga futura.

A quase totalidade dos projectos estruturantes identificados estará ligada à rede prevista em 2025, com excepção de apenas 4 projectos com um total de 4 MW de carga nas províncias do Moxico e Cunene (Figura 53).

A rede estará ainda preparada para receber um projecto de indústria intensiva, que caso avance poderá representar um consumo adicional de mais 800 MW. Neste caso seria necessário reforçar a geração com mais 400 MW de gás em Benguela e Zenzo 1.

A rede eléctrica e o sistema proposto para 2025 estão preparados para receber os projectos industriais e apoiar os clusters e mega clusters da estratégia Angola 2025.

The industrialization of the country is a priority of the Strategy Angola 2025. The vision foresees that industry will represent 25% of the consumption in 2025, based on a wide set of structuring projects with an estimated load of 1.134 MW. Industry, including the Industrial Development Clusters (PDI in its Portuguese acronym) and mineral resources – namely iron ore extraction and treatment – are the clusters which will weigh the most in the future load.

Nearly all of the structuring projects identified will be connected to the planned network in 2025, with the exception of only 4 projects representing a total load of 4 MW in the Moxico and Cunene provinces (Figure 53).

The grid will also be prepared to supply an intensive industry project that, if it comes to be, could represent an additional consumption of over 800 MW. In this scenario it would be necessary to reinforce generation with an extra 400 MW of gas-based generation and with Zenzo 1 hydro scheme.

The electrical network and the overall power system proposed for 2025 will be prepared to support the industrial projects and the clusters and mega-clusters of the Strategy Angola 2025.



O sistema estará preparado para apoiar a industrialização do país

The system will be prepared to support the industrialization of the country

Estação de caminho-de-ferro de Cazenga, província de Luanda
Cazenga railway station, Luanda province

Figura 53 – Projectos estruturantes electrificados
 Figure 53 – Electrified Structuring Projects



- | | | | | |
|---|--------------------------------|---|--|---|
| ● CAPITAL DO PAÍS
COUNTRY CAPITAL | POTÊNCIA (MW)
CAPACITY (MW) | ● ALIMENTAÇÃO, AGRO-INDÚSTRIA E FLORESTA
FEEDING, AGRO-INDUSTRY AND FOREST | ● TURISMO E LAZER
TOURISM AND LEISURE | ● INDÚSTRIA (PDI)
INDUSTRY (PDI) |
| ● CAPITAL DE PROVÍNCIA
(PROVÍNCIA)
PROVINCE CAPITAL
(PROVINCE) | ○ 0-1 | ● HABITAÇÃO E CONSTRUÇÃO
HOUSING AND CONSTRUCTION | ● TRANSPORTES E LOGÍSTICA
TRANSPORT AND LOGISTICS | ● OUTRAS INDÚSTRIAS
OTHER INDUSTRY |
| ○ LIMITE DE PROVÍNCIA
PROVINCE BORDER | ○ 1-2 | ● PETRÓLEO E GÁS NATURAL
OIL AND NATURAL GAS | ● RECURSOS MINERAIS
MINERAL RESOURCES | ● INDÚSTRIA DE ENERGIA INTENSIVA
ENERGY INTENSIVE INDUSTRY |
| | ○ 2-5 | | | |
| | ○ 5-50 | | | |
| | ○ 50-500 | | | |
| | ○ > 500 | | | |

PRODUÇÃO

Para abastecer com segurança a procura de energia eléctrica, mesmo em anos de menor afluência hídrica, Angola terá em 2025 cerca de 9,9 GW de potência instalada, com forte aposta na hídrica e gás natural.

A hídrica atingirá os 6,5 GW de potência instalada (66% do total), privilegiando-se o equilíbrio entre a economia e o desenvolvimento regional no pós 2017, ao apostar em novos rios e bacias como o rio Queve com os aproveitamentos de Balalunga e Cafula, o rio Catumbela com os aproveitamentos de Cacombo, Lomaum 2 e Calengue, os rios Cune, Cunhinga e Cutato com o projecto hidrotérmico, o rio Cunene com a construção de Jamba Ya Mina, Jamba Ya Oma e o projecto internacional de Baynes e vários novos projectos ao longo do país.

O gás natural atingirá 1,9 GW (19% do total) com a duplicação do Soyo e a conversão para gás de várias turbinas e/ou pequenos ciclos combinados em Cabinda, Luanda, Benguela e Namibe. O sector eléctrico contribuirá assim para a gaseificação dos principais polos industriais do país, aumentando a eficiência, reduzindo custos e diminuindo os subsídios ao gasóleo.

A estes valores acrescem 800 MW de capacidade instalada em renováveis, cerca de 8% do total da potencia instalada, e cerca de 700 MW de capacidade instalada em outras térmicas, cerca de 7% do total.

GENERATION

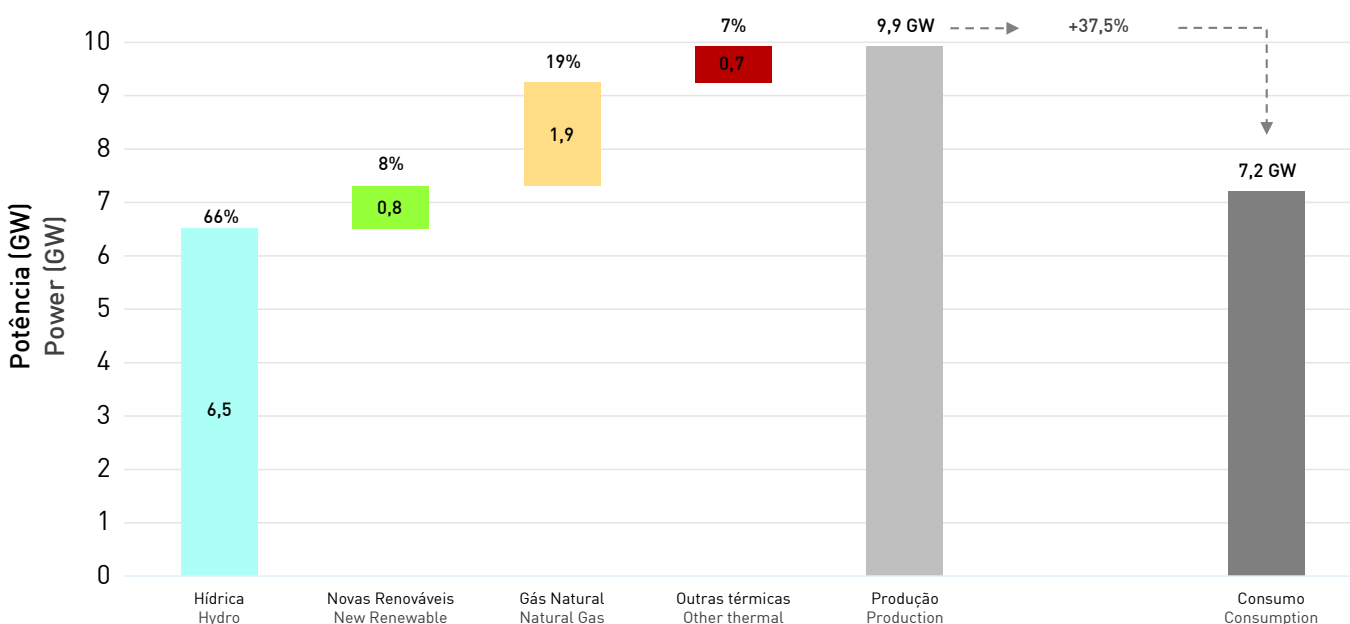
In order to meet the expected power demand in a secure way, even in years of less water flow, Angola will have in 2025 around 9,9 GW of installed power, with a strong focus on hydropower and natural gas.

Hydropower will reach 6,5 GW of installed power (66% of the total), favoring the balance between cost competitiveness and regional development in the post-2017 period, with a higher focus on new rivers and basins - such as the river Queve with the Balalunga and Cafula projects, the river Catumbela with the Cacombo, Lomaum 2 and Calengue projects, the rivers Cune, Cunhinga and Cutato with the hydrothermal project, the river Cunene with Jamba Ya Mina, Jamba Ya Oma and the international Baynes project, and other smaller hydro projects throughout the country.

Natural gas will reach 1,9 GW (19% of the total) with the doubling of Soyo and the conversion to natural gas of several turbines and/or small combined cycles in Cabinda, Luanda, Benguela and Namibe. The power sector will therefore contribute to the gasification of the main industrial clusters of the country, increasing their efficiency, reducing costs and decreasing diesel related subsidies.

These values are complemented with an additional 800 MW of installed capacity in renewable energies, around 8% of the total installed power, and 700 MW of installed capacity of other thermal-based generation, representing around 7% of the total.

Figura 54 – Potência instalada por fonte em 2025
Figure 54 – Installed Power by energy source in 2025



9,9 GW
de potência
instalada
até 2025

9.9 GW
of installed
capacity
by 2025

De forma a concretizar estes crescimentos até 2025, os 5 sistemas de Angola terão de se desenvolver:

SISTEMA NORTE

- No Soyo, aproveitar-se-á o total do potencial do gás e do corredor de 400 kV com a instalação de duas unidades de 360 MW adicionais aos 720 MW actualmente em construção, totalizando 1440 MW. O gás disponível actualmente permite que as centrais operem apenas em horas de cheia ou ponta ou funcionem a meia capacidade para garantir reserva. Prevê-se ainda a possibilidade de operarem em regime “dual fuel” podendo utilizar outro combustível – GNL, butano ou gasóleo – em anos secos extremos para maximizar a produção.
- Em Luanda não se prevê nova geração, com excepção da substituição dos grupos 4 e 5 de Cazenga por um ciclo combinado de média dimensão a gás natural que fará no futuro a regulação em Luanda. Até 2025 os grupos 1, 2 e 3 de Cazenga serão descomissionados e as barças da central da Boavista serão deslocadas para Benguela (80 MW) e Namibe (40 MW). As restantes centrais térmicas em Luanda operarão em regime de backup.
- A hídrica de Caculo Cabaça será construída de forma faseada, com um regime de funcionamento inicial próximo de uma central de base.
- Os aproveitamentos de Zenzo 1 e Túmulo do Caçador, de elevada competitividade, deverão ser estudados em detalhe e avançarão apenas no horizonte 2025 caso se verifiquem incrementos da procura como é o caso de um novo projecto de indústria intensiva ou a construção de um eixo de exportação de elevada capacidade.

SISTEMA CENTRO

- No rio Queve serão desenvolvidos dois aproveitamentos hidroeléctricos prioritários: próximo de Porto Amboim, o aproveitamento de Balalunga (também conhecido como Quilengue) com 220 MW e a montante o aproveitamento de Cafula com 400 MW, com capacidade de regularização e elevado potencial para rega. A solução prevista para Cafula será compatível com a possível construção da barragem de Utiundumbo no horizonte pós 2025 em reversibilidade com Cafula.
- No rio Catumbela, a montante, será construído o aproveitamento de Cacombo para regularização do caudal do rio, e a jusante, os aproveitamentos de Lomaum 2 com 160 MW e de Calengue com cerca de 200 MW.
- Nos rios Cutato, Cune e Cunhinga – no Bié – serão construídas várias médias e grandes hídricas integradas no projecto hidrotérmico, num total previsto até 2025 que poderá ir de 200MW até 450 MW, dependendo da evolução da procura.
- A geração térmica no sistema centro resultará essencialmente do projecto hidrotérmico que prevê a instalação de 300 MW com base em biomassa. Adicionalmente, prevê-se a deslocação da barça da Boavista com 80 MW para o Lobito, operando a GNL, passando a central de Quileva e Biópio a funcionar essencialmente em regime de backup.

In order for these evolutions to take place until 2025, all of the 5 Systems will have to develop:

NORTHERN SYSTEM

- In Soyo, the whole of the gas potential and of the 400 kV corridor will be put to profit with the installation of two 360 MW additional units to the 720 MW currently under construction, giving a total of 1.440 MW. The gas currently available allows the power plants to operate only in peak and mid-peak times or alternatively to operate at half-load in order to guarantee available reserve. It will also be possible for these units to operate in “dual-fuel” mode – with either LNG, Butane or Diesel – in dry years so as to maximize production.
- In Luanda new generation capacity is not planned, with the exception of the replacement of groups 4 and 5 in Cazenga with a medium-sized natural gas combined cycle that will in the future ensure power regulation in Luanda. Until 2025, groups 1, 2 and 3 in Cazenga will be decommissioned and the barges of Boavista Power Plant will be relocated to Benguela (80 MW) and Namibe (40 MW). The remaining thermal power plants in Luanda will operate as backup.
- The Caculo Cabaça hydropower plant will be built in phases, with an initial operating regime close to base load.
- The Zenzo 1 and Túmulo do Caçador hydropower plants, which are highly competitive projects, should be studied in detail and initiated within the 2025 timeframe only if there are evolutions in demand, such as a new intensive industry large scale project or the construction of a high capacity export axis.

CENTRAL SYSTEM

- In the river Queve two high priority hydropower projects will be developed: next to Porto Amboim, the Balalunga project (also known as Quilengue) with 220 MW and upstream the Cafula project with 400 MW, with regulation capacity and a high potential for irrigation. The solution considered for Cafula is compatible with the possible construction of the Utiundumbo dam in the post-2025 period, in reverse mode with Cafula.
- In the river Catumbela, in the upstream part, the Cacombo project will be built in order to regulate the river’s flow, and in the downstream part the projects of Lomaum 2 with 160 MW and Calengue with around 200 MW will be built.
- In the rivers Cutato, Cune and Cunhinga – in the Bié province – several medium-sized and large hydropower plants integrated in the hydrothermal project will be built, with a planned total power installed capacity between 200 MW and 450 MW until 2025, depending on the evolution of demand.
- Thermal generation in the Central system will come mainly from the hydrothermal project which includes a 300 MW biomass-based generation. In addition, the Boavista barges, operating with LNG and with a total of 80 MW, will be moved to Lobito. The power plants of Quileva and Biópio would work mainly as backup.

SISTEMA SUL

- O Namibe será reforçado com 80 MW em turbinas, dos quais 40 MW deverão corresponder à barça actualmente na Central da Boavista (Luanda).
- Os aproveitamentos da Jamba Ya Mina e Jamba Ya Oma, apesar do seu principal enfoque na regularização do rio Cunene, constituirão um importante apoio ao corredor Centro-Sul e às cidades de Lubango e Menongue – cujo abastecimento em 2025 se baseará essencialmente no transporte de energia dos outros sistemas e a sul, de Baynes e Namíbia.
- Na fronteira a Sul, o aproveitamento hídrico de Baynes avançará até 2025 com uma potência entre os 400 e os 600 MW, admitindo-se que pelo menos uma potência de 200 a 300 MW estará disponível para Angola.

SISTEMA LESTE

- Nas províncias das Lundas, está prevista a construção do Sistema Hidroeléctrico de Luapasso composto por 3 empreendimentos num total de 80 MW de potência instalada. Acresce a construção de uma média hídrica no rio Cuango, que enquanto o eixo norte-leste não for construído poderá electrificar de forma “off-grid” os milhares de pessoas que vivem naquela região.
- No Moxico a cidade de Luena necessitará de 80 MW de potência térmica até 2025 para garantir níveis de segurança n-1 caso suceda algum problema na linha prevista.

CABINDA

- A central de Fútila crescerá até cerca de 235 MW assente em 2 ciclos combinados de média dimensão com 100 MW cada acrescidos de cerca de 40 MW com base em turbinas de ciclo simples a operar em regime de backup. As 2 turbinas existentes serão convertidas num dos futuros ciclos combinados através da instalação de uma turbina de vapor.
- A central de Fútila será convertida para utilizar o gás natural produzido “on-shore” em Cabinda e será ligada a 220 kV com a cidade de Cabinda e com a RD do Congo.

SOUTHERN SYSTEM

- Namibe will be reinforced with 80 MW in turbines, of which 40 MW correspond to the barge currently operating in the Boavista power plant (Luanda).
- The Jamba Ya Mina and Jamba Ya Oma hydropower projects, despite their main objective being the regulation of the Cunene river, will play a major role in supporting the Center-South corridor and the cities of Lubango and Menongue – whose supply in 2025 will be mainly based on the transmission of energy from other systems and from Baynes and Namibia further south.
- In the Southern border, the Baynes hydropower project will move forward until 2025 with a total power between 400 and 600 MW, of which we can assume 200 to 300 MW will be available for Angola.

EASTERN SYSTEM

- In the Lunda Norte and Lunda South provinces the construction of the Hydroelectric System of Luapasso is planned, composed of 3 projects with a total of 80 MW of installed power. In addition, the construction of a medium-sized hydropower plant is planned in the Cuango river that, while the north east high voltage transport axis is not completed, can electrify “off-grid” thousands of people living in that region.
- In Moxico, the city of Luena will need 80 MW of thermal power until 2025 in order to guarantee n-1 security levels should a problem with the planned transmission line occur. Luau, Cazombo, Luacano and Muconda municipality townships will be powered by one or more hydropower plants to be installed in the Cassai river.

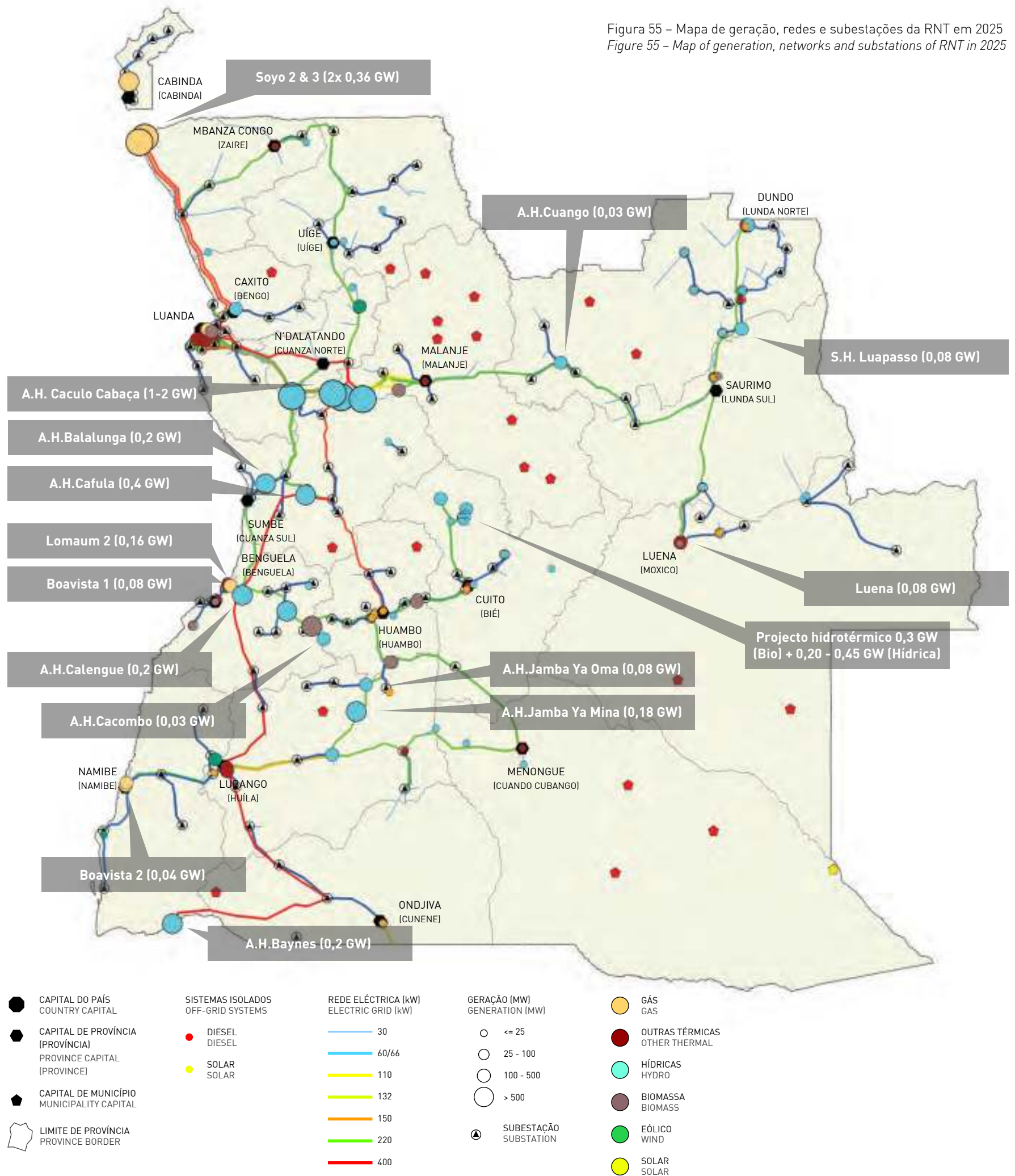
CABINDA

- The Fútila power plant will grow up until 235 MW based on 2 medium-sized combined cycles, with 100 MW each, complemented with a simple-cycle turbine of 40 MW operating as backup - the 2 existing turbines will be converted into one of the future combined cycles by installing a steam turbine.
- The Fútila power plant will be converted to operate with natural gas produced on-shore in Cabinda and will be connected at 220 kV with the city of Cabinda and with the DRC.

Existirão novos projectos de geração em todos os sistemas

There will be new generation projects in all systems

Figura 55 – Mapa de geração, redes e subestações da RNT em 2025
 Figure 55 – Map of generation, networks and substations of RNT in 2025

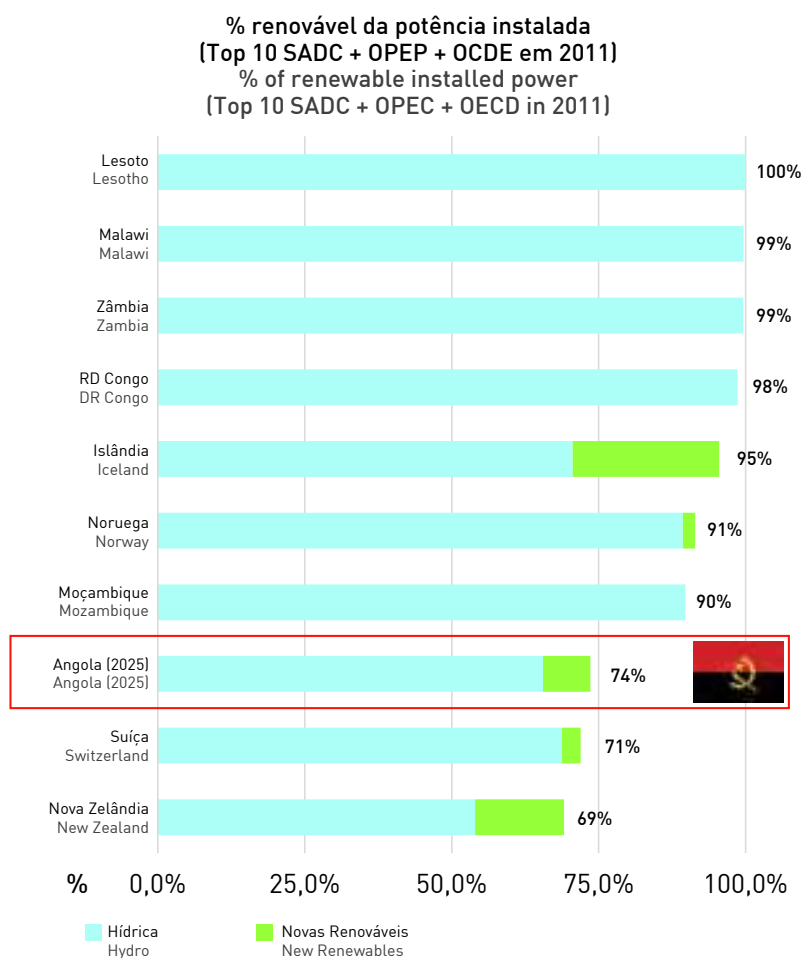


ENERGIAS RENOVÁVEIS

A Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis aprovou uma meta de 800 MW, com destaque para a biomassa com 500 MW e 100 MW para cada uma das restantes fontes: vento, sol e mini-hídricas. O mapa da figura 57 mostra uma possível distribuição dos projectos renováveis no território em 2025, cuja concretização dependerá da iniciativa privada e de estudos mais detalhados.

Assim, juntamente com as grandes e médias hídricas, Angola terá 74% de potência renovável instalada, ao nível do TOP 10 países a nível mundial entre a SADC, OPEP e OCDE. O elevado nível de renováveis permitirá também a Angola beneficiar de um dos factores de emissão mais baixos do mundo – 98 g CO₂/kWh.

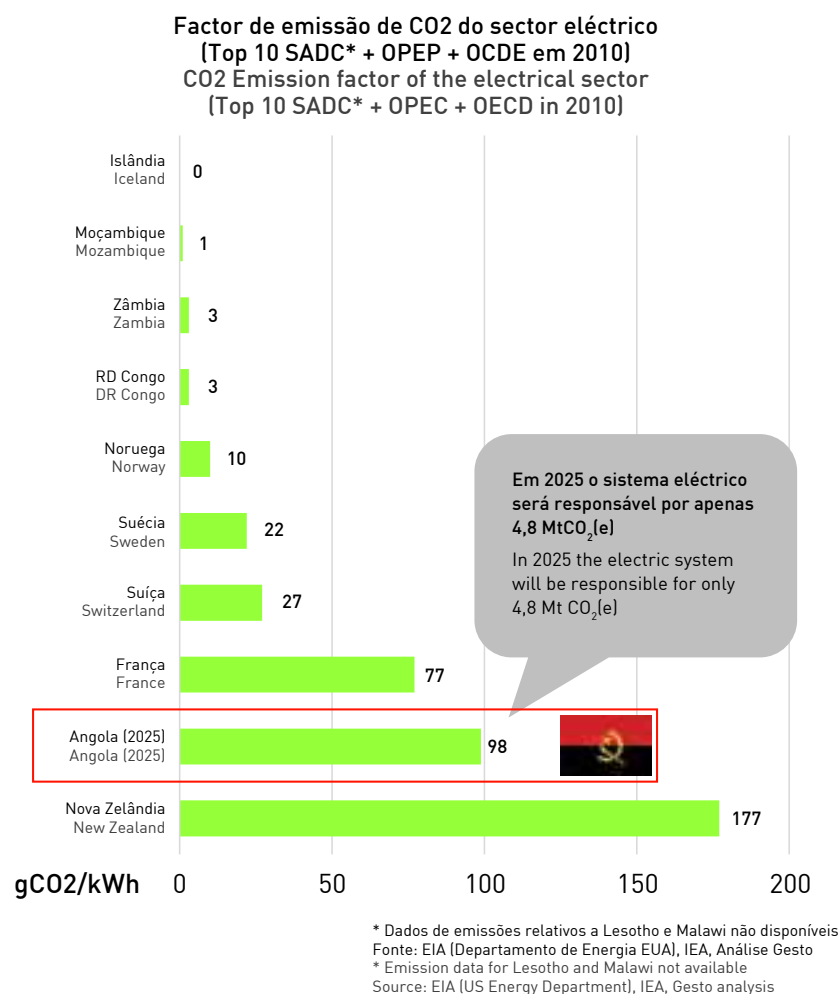
Figura 56 – Comparação de Angola com os melhores 10 países a nível mundial
Figure 56 – Comparison between Angola and the Top 10 countries worldwide



RENEWABLE ENERGIES

The National Strategy for New Renewable Energies approved a goal of 800 MW, with a share of 500 MW in biomass and 100 MW for each of the other sources: wind, sun and small hydropower plants. The map in figure 57 shows a possible distribution of renewable projects throughout the country in 2025, whose materialization will depend on private initiative and more detailed studies.

Therefore, along with the large and medium-sized hydropower projects, Angola will have 74% of its installed power based on renewable energies, which would qualify Angola into the top 10 countries in the World - amongst SADC, OPEP and OCDE countries. The high level of renewables will also allow Angola to benefit from one of the world's lowest power sector emission factors – 98 g CO₂/kWh.



Angola estará no top 10 mundial na penetração de renováveis e emissões mais baixas de CO₂

Angola will be in the world top 10 of renewable penetration and lower CO₂ emissions

Figura 57 – Mapa da localização prevista dos 800 MW de novas renováveis
 Figure 57 – Map with the planned location of 800 MW of renewable projects

**BIOMASSA (500MW)
 BIOMASS (500MW)**

- 110 MW Açucareiras (Biocom 100MW; 10 MW novas açucareiras - ex. Dombe Grande)
- 110MW Sugar Mills (Biocom 100MW; 10 MW in new sugar mills - ex. Dombe Grade)
- 340 MW Biomassa (300 MW Projecto hidrotérmico, 20 MW Saurimo, 20 MW Luena)
- 340 MW Biomass (300 MW hydrothermal Project, 20 MW Saurimo, 20 MW Luena)
- 50 MW RSU (30 MW Luanda e 20 MW Benguela)
- 50 MW MSW (30MW Luanda and 20 MW Benguela)

**SOLAR (100MW)
 SOLAR (100MW)**

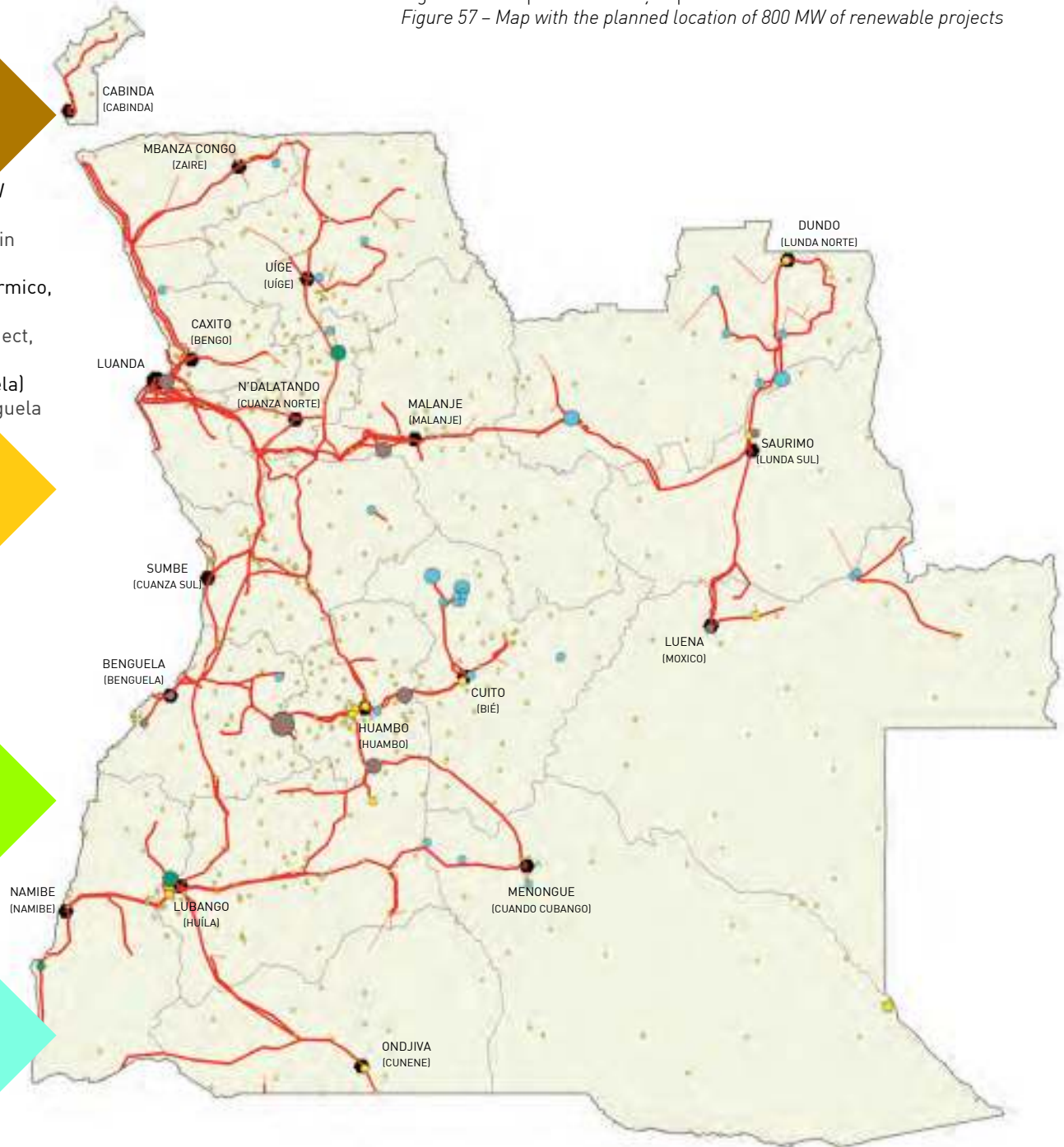
- 80 MW em múltiplos projectos
- 80 MW in multiple projects
- 10 MW para substituir diesel em sistemas isolados
- 10 MW to replace diesel in of grid systems
- 10 MW em 500 aldeias solares
- 10MW in solar villages

















**EÓLICO (100MW)
 WIND (100MW)**

- 20 MW Tombwa (de acordo com capacidade linha)
- 20MW Tombwa (according to line capacity)
- 80 MW no resto do País
- 80MW in the rest of the Country

**MINI HÍDRICA (100MW)
 MINI HYDRO (100MW)**

- 60 MW em projectos ligados à rede até 10 MW cada
- 60MW in projects connected to the grid, up to 10MW each
- 30 MW em 6 mini-redes isoladas
- 30MW in 6 isolated mini-grids



 CAPITAL DO PAÍS COUNTRY CAPITAL	 ALDEIAS SOLARES SOLAR VILLAGES	LINHAS (kV) POWER LINES (kV)	GERAÇÃO (MW) GENERATION (MW)	 HÍDRICA HYDRO
 CAPITAL DE PROVÍNCIA (PROVÍNCIA) PROVINCE CAPITAL (PROVINCE)	 SISTEMAS ISOLADOS OFF-GRID SYSTEMS	 LINHAS MT MV POWER LINES	 ≤ 25	 BIOMASSA BIOMASS
 CAPITAL DE MUNICÍPIO MUNICIPALITY CAPITAL	 SOLAR SOLAR	 LINHAS MAT/AT VHV/HV POWER LINES	 25 - 100	 EÓLICO WIND
 LIMITE DE PROVÍNCIA PROVINCE BORDER			 > 500	 SOLAR SOLAR

UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS E SEGURANÇA ENERGÉTICA

O funcionamento das centrais de produção instaladas dependerá muito das condições hidrológicas (Figura 58), sendo que o sistema eléctrico angolano beneficia de uma “protecção natural” pois os dois trimestres de Verão em que se regista o maior consumo são também os trimestres com maior produção hídrica. O último trimestre do ano é aquele que tem menor produção hídrica sendo necessária uma maior utilização das centrais a gás natural.

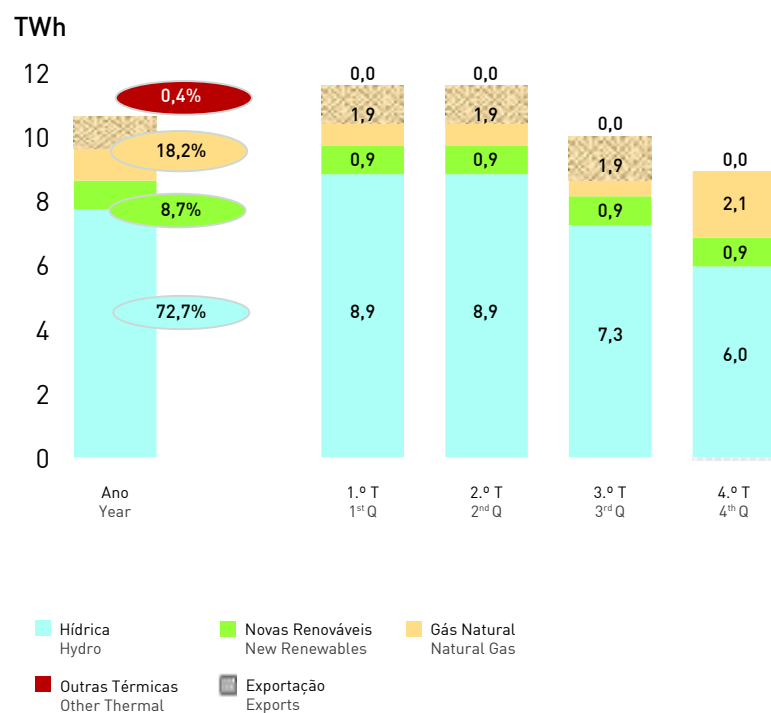
Num ano hidrológico médio, a hídrica e o gás assumem uma maior proporção relativamente à potência instalada devido à muito reduzida utilização das restantes centrais térmicas – que apenas fornecem 0,4% da energia produzida – essencialmente nas horas de ponta.

POWER PLANTS UTILIZATION AND ENERGY SECURITY

The operation of the installed generation plants will greatly depend on the hydrologic conditions (Figure 58). The Angolan power system benefits from a “natural protection” given that the two summer quarters (January to June), with greatest demand, are also those with highest hydroelectric production. The last quarter of the year is the one with the least hydroelectric production being necessary a higher usage of natural gas power plants.

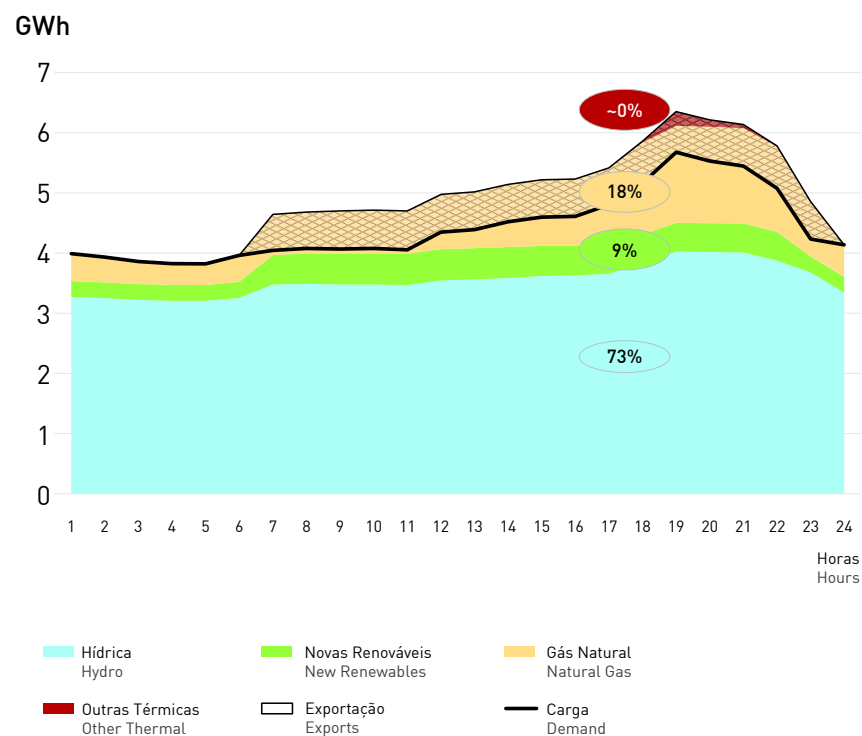
On an average hydrologic year, hydropower and gas will represent a higher share when compared to their installed power given the extremely low utilization of the remaining thermal power plants – which only supply 0,4% of the produced energy – mainly during peak hours.

Figura 58 – Perfil de utilização trimestral das centrais por fonte de energia (em ano médio) – Resultados da simulação GTMAX
Figure 58 - Quarterly usage profile of the power plants by energy source (in average year) - Simulation results GTMAX



Fonte: Simulação GTMAX; Análise Gesto
Source: GTMAX simulation; Gesto analysis

Figura 59 – Perfil de utilização médio diário das centrais por fonte de energia (em ano médio) – Resultados da simulação GTMAX
Figure 59 - Average daily use profile of the power plants by energy source (in average year) - GTMAX simulation results



Fonte: Simulação GTMAX; Análise Gesto
Source: GTMAX simulation; Gesto analysis

Neste cenário, a elevada produção hídrica e o gás disponível no Soyo – que tem de ser consumido – resultarão num excesso de produção relativamente às necessidades internas, especialmente no 2º trimestre, sendo importante aproveitar o potencial de exportação regional, de modo a manter níveis de utilização adequados das centrais do sistema, sendo que em anos hidrológicos mais favoráveis será difícil evitar o desperdício de energia.

Em Angola, o perfil de produção hidroeléctrico varia não só ao longo do ano, mas também ao longo do dia, pelo que a regularização hídrica permite reduzir a produção em vazio e aumentá-la nas horas de ponta, sendo a flexibilidade do gás fundamental para aproveitar o potencial de exportação nas horas de “cheia” e ponta.

In this scenario, the high hydropower production and the available gas in Soyo – which must be consumed – will result in an overproduction with respect to the internal demand, mainly during the 2nd quarter. It is therefore important to take advantage of the potential regional export opportunities in order to maintain adequate operation levels of the system’s power plants. It will be difficult, however, during more favorable hydrologic years to avoid discharging.

In Angola, the hydropower generation profile will vary not only along the year but also within the typical day. The existing regularization capacity of hydro reservoirs will allow generation to be minimized during off-peak periods and increased during peak hours. Gas flexibility will also play a major role in taking advantage of the export potential during peak-hours.



Central de Chipaca, província de Lunda Sul
Chipaca power plant, Lunda Sul province

Em 2025, a potência instalada de 9,9 GW corresponderá a uma potência garantida de 7,5 GW, dada a elevada necessidade de reserva resultante da aposta na hidro-electricidade, garantindo um índice de cobertura de 1,05 (Figura 58).

A necessidade de potência de reserva é visível se simularmos o funcionamento do sistema num ano “seco” (Figura 60).

Com efeito, o gráfico da figura 61 mostra um exemplo de funcionamento do sistema ao longo do dia, caso se verifiquem em 2025, níveis de caudal equivalentes aos verificados em 1971/72 – pior ano hidrológico de que existe registo. Neste caso a produção hídrica só representará 47% da produção, com o gás natural a assumir um peso de 25% e as restantes térmicas 6%.

In 2025, the 9,9 GW installed power will correspond to a guaranteed power of 7,5 GW, offering a 1,05 cover ratio relative to peak demand (Figure 58).

The need for such reserve level requirement is particularly visible in the following simulation of the system operation during a “dry year” (Figure 60).

Figure 61 exemplifies the operation of the system along one average day should the same water flow levels as those occurred in 1971/1972 – the worst hydrologic year ever recorded - be observed in 2025. In this situation the hydroelectric generation only represents 47% of the total, with natural gas mounting up to 25% and the remaining thermal plants to 6%.



Central de Quileva, província de Benguela
Quileva power plant, Benguela province

Em ano seco existirá uma muito maior concentração do recurso hídrico nas horas de maior necessidade, permitindo à geração térmica funcionar de forma estável e à máxima carga disponível (a reserva girante é assumida pelas hídricas). A central do Soyo terá de funcionar metade do tempo com base noutros combustíveis.

Nestes anos não existirá possibilidade de exportar, prevendo-se inclusive um contributo relevante da importação de energia das centrais de carvão de África do Sul nas horas de vazio, logo mais baratas, o que permitirá guardar água para as horas de maior consumo, quando a energia é mais cara.

During a dry year there will be a higher concentration of hydropower generation during the hours of greater demand, which will as a consequence allow the thermal generation to operate steadily and at the highest available load (the rotating reserve being assumed by hydropower). The Soyo power plant will have to operate half the time using other type of fuel.

In such years there will be very limited opportunities to export. The possibility of importing energy from coal-fired power plants of South Africa during off-peak hours - with lower costs and allowing the hydro reservoirs to hold more water for peak periods - maybe a relevant contribution to the power system security.

Figura 60 – Cálculo da potência garantida e índice de cobertura em 2025
Figure 60 – Ensured power and adequacy index computation in 2025

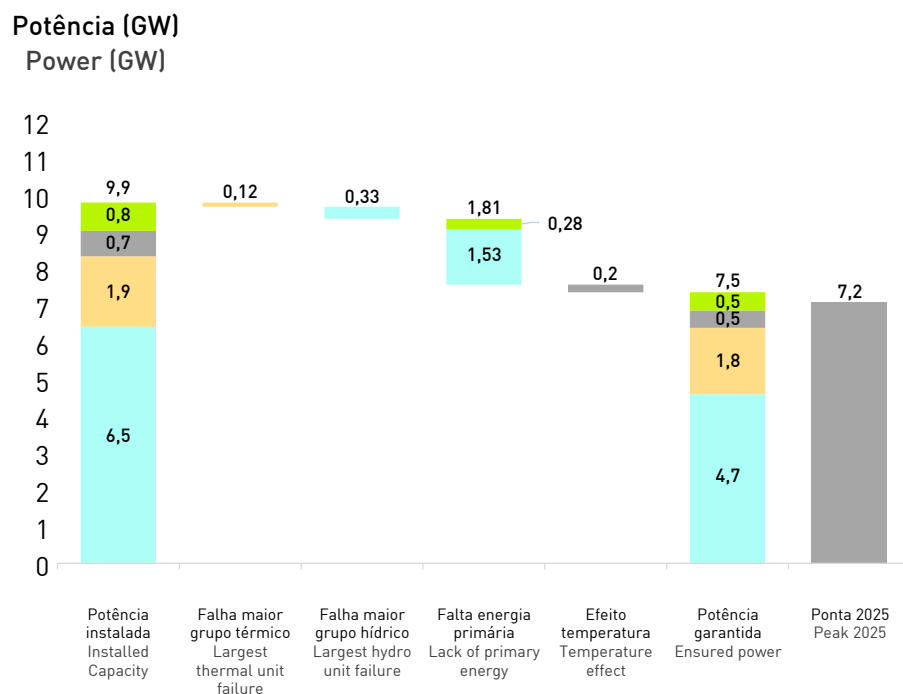
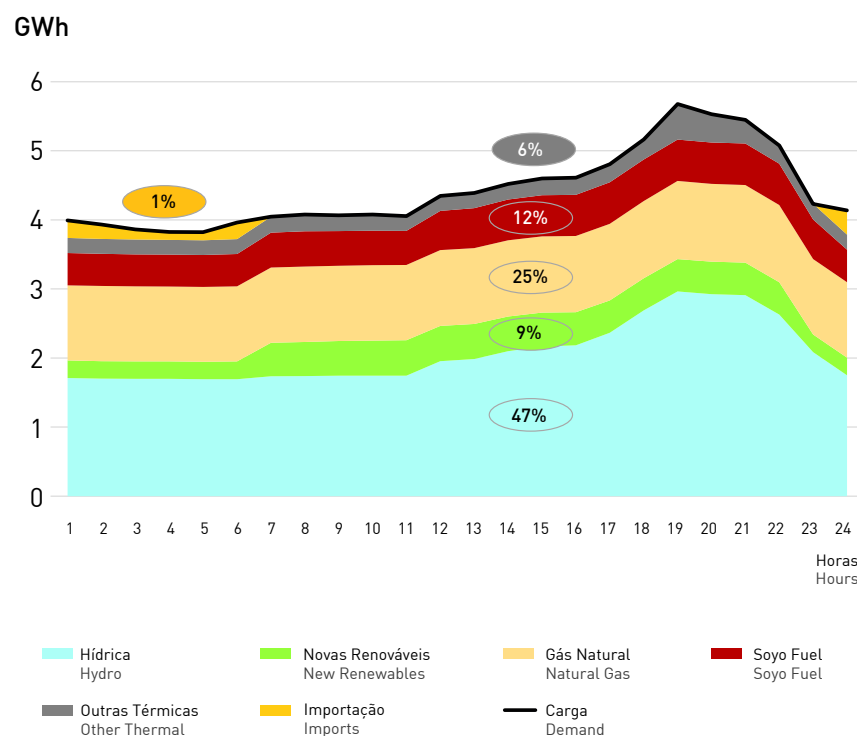


Figura 61 – Perfil de utilização médio diário das centrais por fonte de energia (em ano seco extremo) – Resultados da simulação GTMAX
Figure 61 – Average daily use profile of the power plants by energy source (in extremely dry year) – GTMAX simulation results



Fonte: Simulação GTMAX; Análise Gesto
Source: GTMAX simulation; Gesto analysis

TRANSPORTE E INTERLIGAÇÕES

A Rede Nacional de Transporte (RNT) continuará a crescer após 2017 e interligará em 2025 todas as capitais de Província do país. Parte significativa da rede de Muito Alta Tensão está já prevista no Plano de Acção, pelo que o ritmo de crescimento da RNT no período 2018-2025 será menor e com maior enfoque nos 60 kV necessários para apoiar a electrificação rural.

Passar-se-á dos 2.850 km de linhas eléctricas existentes no ano de 2013 (linhas de 60, 220 e 400 kV) para os 16.350 km em 2025. O número de subestações da RNT também aumentará de 36 em 2013 para 152 em 2025, registando-se um forte crescimento das subestações de 60 kV (Figura 62).

Na figura 63 é possível ver a evolução prevista da RNT, sobreposta com o mapa de desenvolvimento territorial da estratégia Angola 2025. Verifica-se que a rede acompanhará preferencialmente os corredores de desenvolvimento, mostrando um forte alinhamento entre o sector eléctrico até 2025 e a Estratégia Angola 2025.

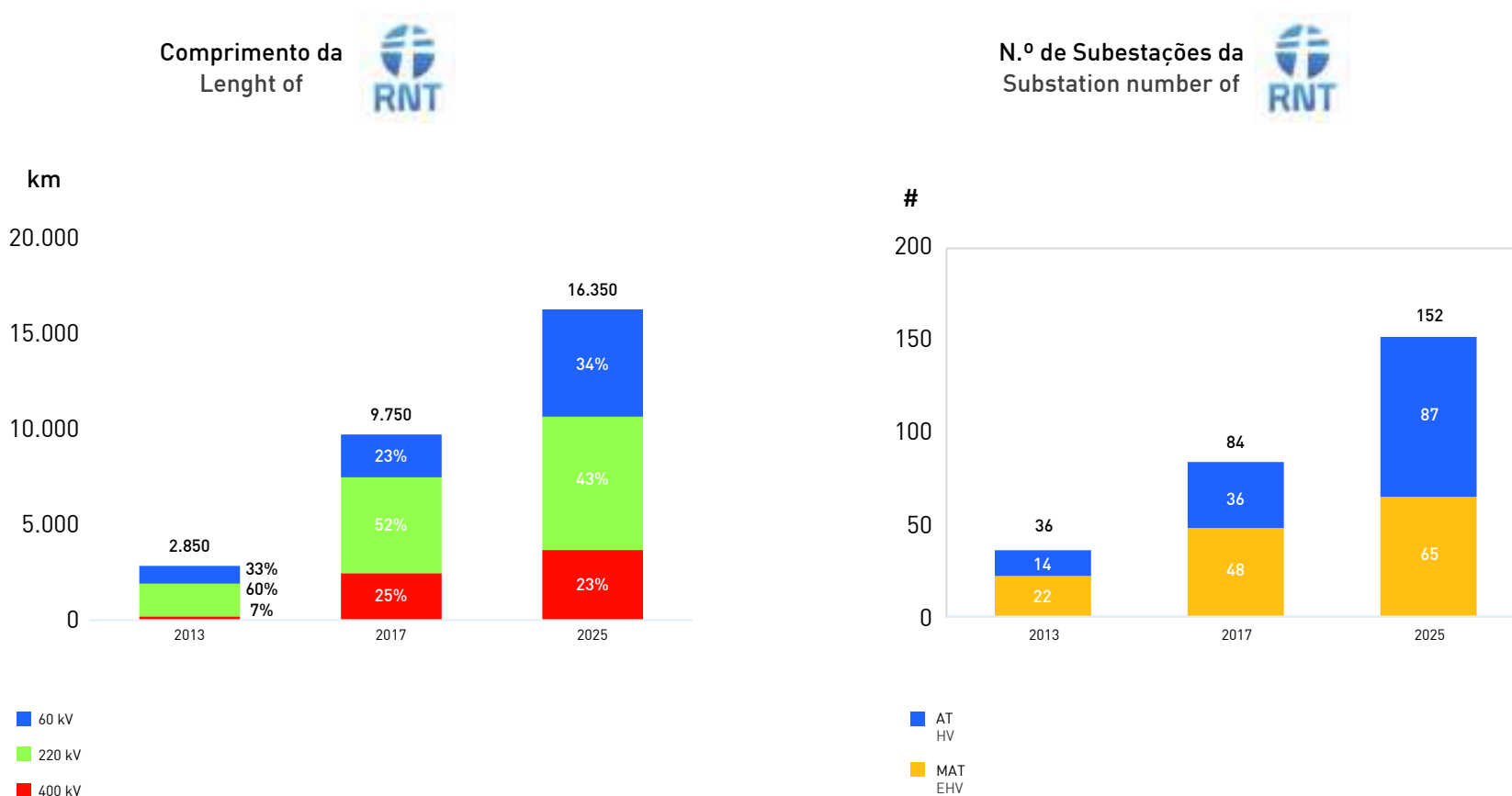
TRANSMISSION AND INTERCONNECTIONS

The National Transmission Network (RNT in its Portuguese acronym) will continue to grow in the post-2017 period and will interconnect in 2025 all of the country's Provincial capitals. A significant part of the Very High-Voltage network is already foreseen in the Action Plan, therefore the growth rate of the National Transport Network during the 2018-2025 period will be smaller and more focused on the 60 kV investments needed to support rural electrification.

The total length of transmission lines will go from 2.850 km in 2013 (60, 220 and 400 kV lines) to 16.350 km in 2025. The number of substations belonging to the National Transport Network will also increase from 36 in 2013 to 152 in 2025, with a marked increase of 60 kV substations (Figure 62).

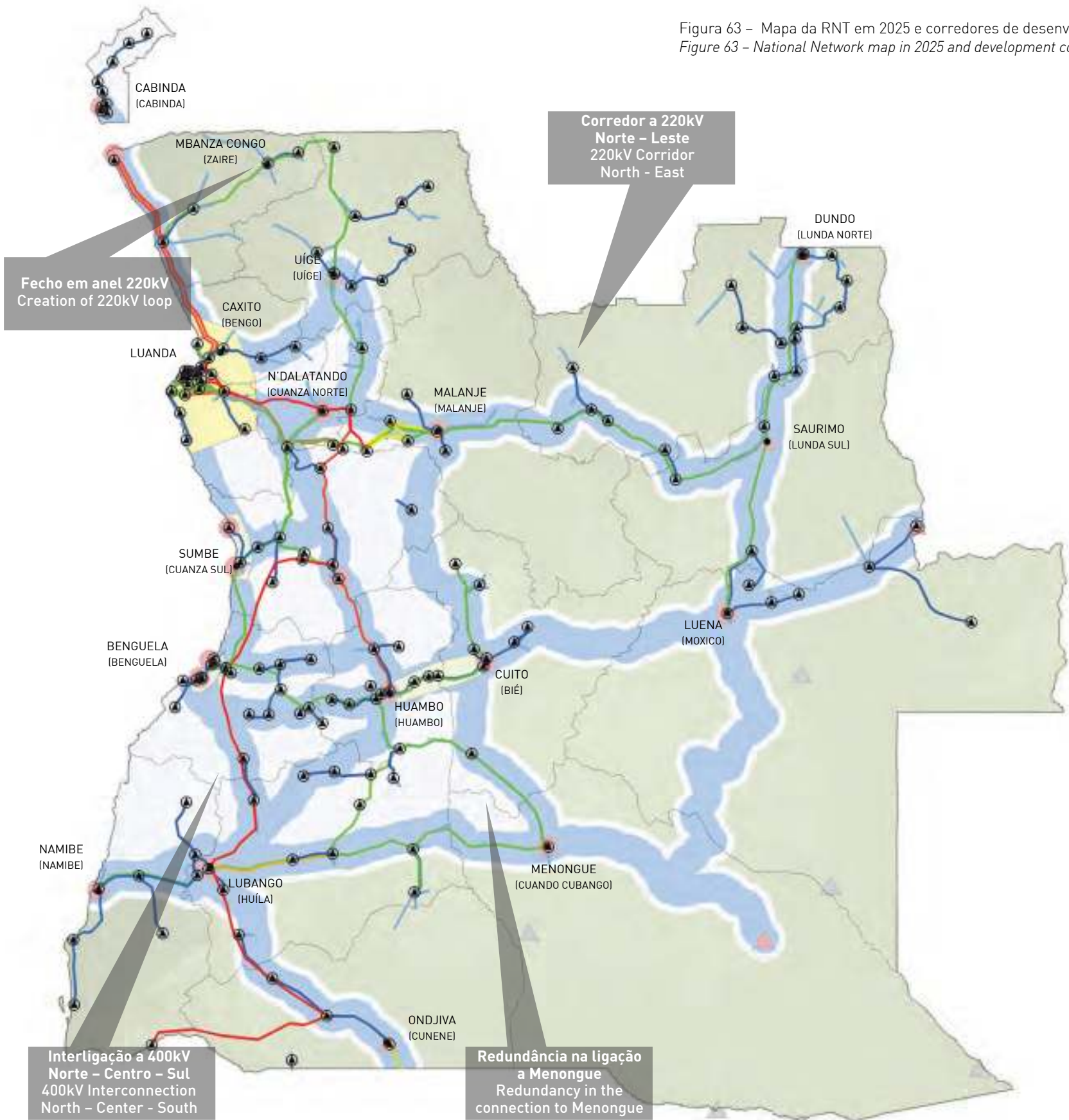
Figure 63 shows the planned National Transport Network evolution overlapped with the Angola 2025 map of territorial development. It can be observed that the network growth will follow the country's development corridors, showing a strong alignment between the power sector evolution until 2025 and the Angola 2025 Strategy.

Figura 62 – Evolução do comprimento e número de subestações da RNT
Figure 62 – Evolution of the length and substation number of RNT



Nota: Existem cerca de 460 km nos níveis de Tensão de 66kV, 110kV, 132kV e 150kV; Fonte: Simulação Anarede; Análise Gesto
Note: There are about 460km with the voltages levels of 66kV, 110kV, 132kV and 150kV; Source: AnaredeSimulation; Gesto analysis

Figura 63 – Mapa da RNT em 2025 e corredores de desenvolvimento
 Figure 63 – National Network map in 2025 and development corridors



- | | | | |
|--|---|--|--|
| ◆ CAPITAL DO PAÍS
COUNTRY CAPITAL | REDE ELÉCTRICA (kW)
ELECTRIC GRID (kW) | ● PÓLO DE DESENVOLVIMENTO
DEVELOPMENT CENTER | ■ REGIÃO METROPOLITANA
METROPOLITAN REGION |
| ● CAPITAL DE PROVÍNCIA
PROVINCE CAPITAL
(PROVINCE) | — 60/66 | ▲ PÓLO DE EQUILÍBRIO
BALANCING POLE | ■ CONURBAÇÃO A PROMOVER
CONURBATION TO PROMOTE |
| ◊ LIMITE DE PROVÍNCIA
PROVINCE BORDER | — 110 | ▲ PÓLO DE EQUILÍBRIO A ESTUDAR
BALANCING POLE FOR STUDY | ■ ESPAÇOS PERIFÉRICOS
PERIPHERAL AREAS |
| ⊙ SUBESTAÇÃO
SUBSTATION | — 132 | | ■ ESPAÇOS NÃO PERIFÉRICOS
NON PERIPHERAL AREAS |
| | — 150 | | ■ CORREDORES DE DESENVOLVIMENTO
DEVELOPMENT CORRIDORS |
| | — 220 | | |
| | — 400 | | |

São de realçar os seguintes investimentos na RNT pós 2017:

- Novo corredor a 220 kV, com linha dupla, entre o norte e o leste. A opção pelos 220 kV deve-se à necessidade de garantir redundância e segurança n-1;
- Um corredor a 400 kV do Queve em direcção a sul à Namíbia passando por Benguela e Lubango – completando uma espinha dorsal norte-sul a 400 kV. Este novo corredor aproximar-se-á do litoral criando flexibilidade para no futuro escoar geração ligada a um eventual novo local de abastecimento de gás;
- Um novo eixo de 220 kV para reforço do abastecimento a Menongue;
- O fecho em anel das antenas a 220 kV do sistema norte, unindo M'banza Congo e Maquela do Zombo.

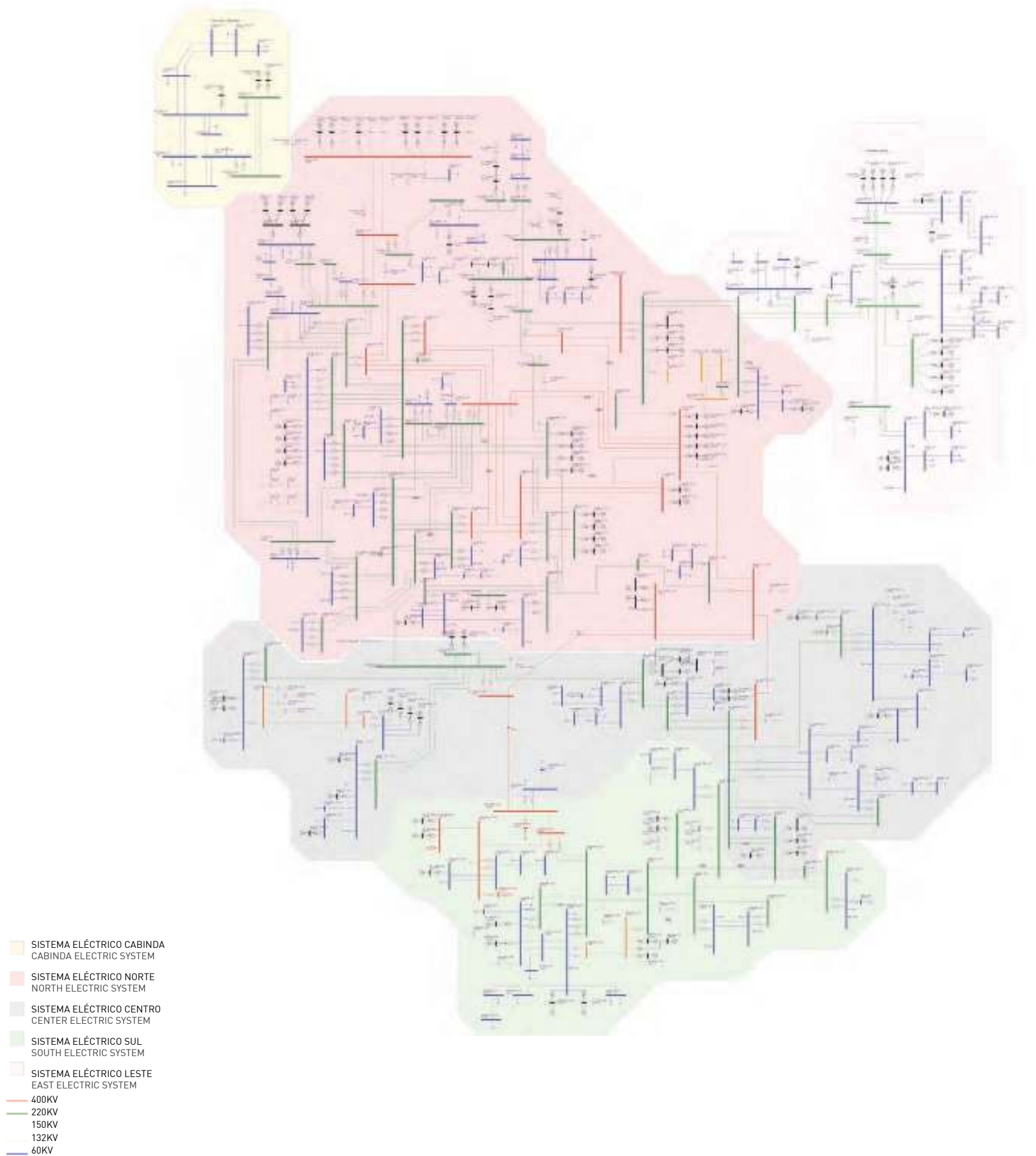
The following National Network investments in the post-2017 period are noteworthy:

- New 220 kV corridor with a double transmission line between north and east. The selection of the 220 kV option is due to the fact that a n-1 redundancy and security level is required;
- A 400 kV corridor from Queve towards Namibia in the south going through Benguela and Lubango - thus completing the 400 kV north-south backbone. This new corridor will be closer to the coastline, providing the necessary flexibility to, in the future, flow power from generation based on a new gas supply site;
- A new 220 kV axis to reinforce the supply to Menongue;
- The ring network closure of the 220 kV antennas in the Northern system, connecting M'banza Congo and Maquela do Zombo.

Os investimentos previstos na RNT permitem garantir o funcionamento do sistema proposto para 2025

Investments in the national network guarantee the functioning of the proposed system for 2025

Figura 64 - Esquema unifilar do Sistema de Transporte de energia eléctrica Angola Energia 2025 – Simulação ANAREDE
Figura 64 - Single line diagram of the Electric Transmission System Angola Energy 2025 – ANAREDE Simulation



LUANDA

No caso de Luanda, verifica-se que os investimentos previstos para 2017 permitem sustentar o crescimento da carga da cidade até 3,3 GW, com excepção da subestação de Viana. Em 2025, segundo as simulações realizadas, a electricidade que circula na tensão de 400 kV em direcção a Luanda terá tendência para fluir em direcção a Viana, ultrapassando em muito a capacidade de transformação 400/220 kV aí disponível caso não se verifiquem novos investimentos.

Com vista a evitar este problema, até 2025, serão implementadas um conjunto de medidas para minimizar e gerir a pressão sobre a Subestação de Viana no futuro:

- Criação do andar de 400 kV na subestação de Cacucaco para Seccionamento da linha 400 kV Kapary – Catete;
- Substituição e ampliação da transformação de Viana 400/220 kV para 2 x 450 MVA;
- Criação de novas Subestações a 220 kV no centro da cidade – em particular em Chicala aproveitando a nova auto-estrada e no Zango.

LUANDA

In the particular case of Luanda, the investments planned until 2017 will allow to support the load increase of the city until the expected 3,3 GW load, with the exception of the Viana substation. In 2025, according to the simulations performed, the electricity that flows at 400 kV in the direction of Luanda will tend to flow towards Viana, exceeding by far the 400/220 kV transformation capacity available should there be no new investments.

In order to avoid this problem, a series of measures are to be implemented until 2025 so as to minimize and manage the pressure on the Viana substation in the future:

- Creation of a 400 kV switchyard in the Cacucaco substation in order to section the 400 kV Kapary-Catete transmission line;
- Replacing and Expansion of the Viana 400/220 kV transformation capacity to 2 x 450 MVA;
- Creation of new 220 kV substations in the center of the city – in particular Chicala, taking advantage of the new motorway, and in Zango.



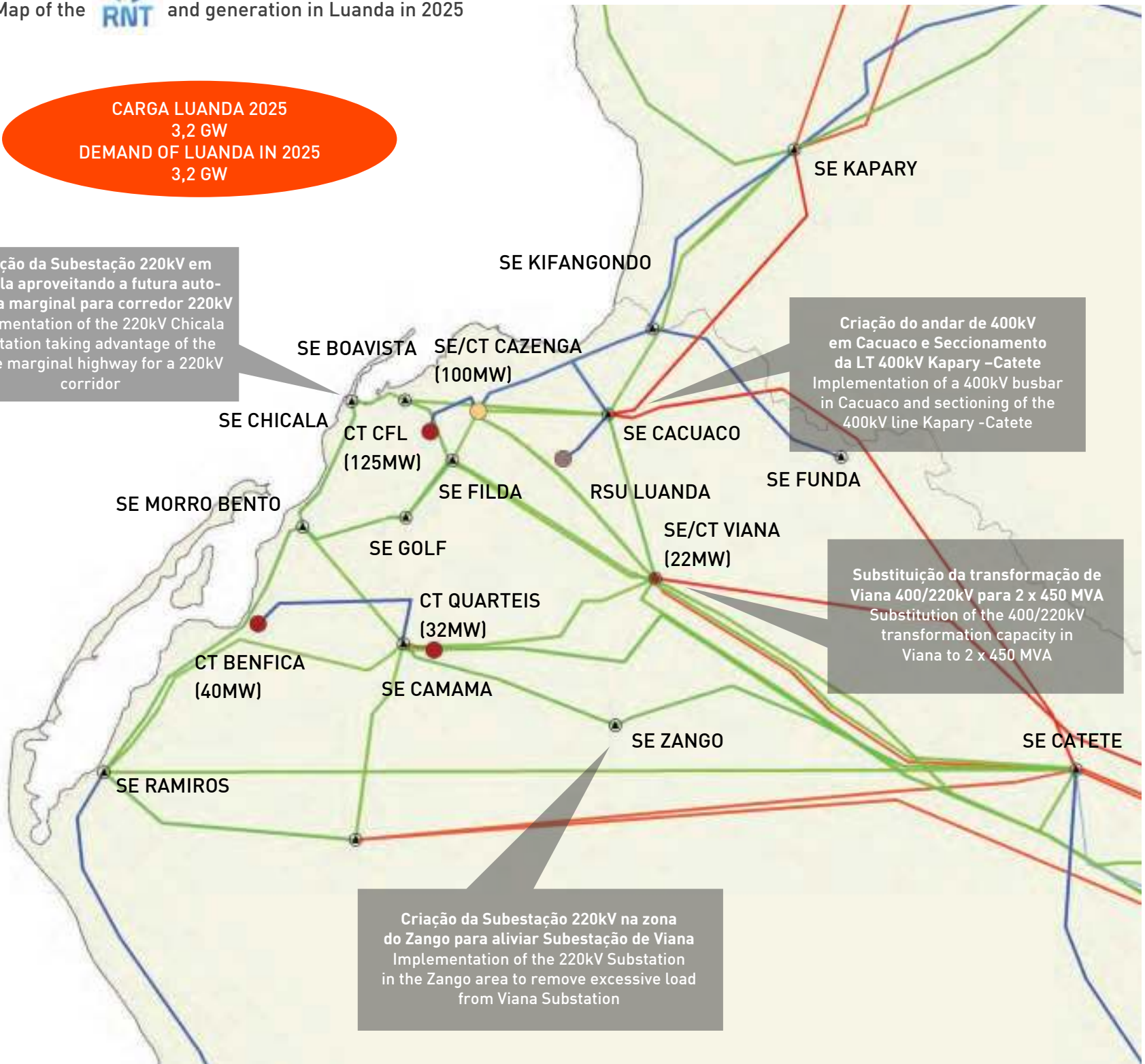
CARGA LUANDA 2025
 3,2 GW
DEMAND OF LUANDA IN 2025
 3,2 GW

Criação da Subestação 220kV em Chicala aproveitando a futura auto-estrada marginal para corredor 220kV
 Implementation of the 220kV Chicala substation taking advantage of the future marginal highway for a 220kV corridor

Criação do andar de 400kV em Cacuoaco e Seccionamento da LT 400kV Kapary - Catete
 Implementation of a 400kV busbar in Cacuoaco and sectioning of the 400kV line Kapary - Catete

Substituição da transformação de Viana 400/220kV para 2 x 450 MVA
 Substitution of the 400/220kV transformation capacity in Viana to 2 x 450 MVA

Criação da Subestação 220kV na zona do Zango para aliviar Subestação de Viana
 Implementation of the 220kV Substation in the Zango area to remove excessive load from Viana Substation



REDE ELÉCTRICA (kW)
 ELECTRIC GRID (kW)

30
60/66
110
132
150
220
400

GERAÇÃO (MW)
 GENERATION (MW)

≤ 25
25 - 100
100 - 500
> 500

● GÁS GAS
● OUTRAS TÉRMICAS OTHER THERMAL
● BIOMASSA BIOMASS

■ PROPOSTAS PÓS 2017
 PROPOSAL AFTER 2017

INTERLIGAÇÕES

A interligação de Angola à rede regional da SADC é importante face à forte aposta na hidroelectricidade. Em anos hidrológicamente favoráveis Angola terá excesso de energia que ou terá de exportar ou desperdiçar. Em anos “secos” a possibilidade de importar energia em vazio das centrais de carvão da África do Sul permitirá ajudar o sistema nas horas de vazio a custos mais baixos.

Em termos de interligações com países fronteiriços, prevêem-se as seguintes a implementar até 2025:

- A norte, 3 ligações à República Democrática do Congo: entre o Soyo e o Inga a 400 kV; entre Cabinda e o Inga a 220 kV e entre Luachimo e Kananga também a 220 kV;
- A sul, 2 ligações à Namíbia: via Baynes a 400 kV, via Ondjiva, que ficará ligada à rede a 60 kV;
- Acrescem as ligações fronteiriças à Namíbia para fornecimento a Calueque, Cuangar, Calai e Dirico.

A ligação à República Democrática do Congo permitirá reforçar a segurança energética de Cabinda e, dependendo dos prazos de concretização do Inga, exportar energia para a cidade de Kinshasa. No leste a ligação a Kananga ajudará a reforçar a estabilidade do sistema.

A Namíbia, a Sul, constitui um potencial cliente, em particular nos meses com menos produção hídrica – devido à importância de Ruacaná. Acresce que a Namíbia está fortemente interligado com a região constituindo um elo de ligação à África do Sul, ao Zimbabwe e à Zâmbia. A central hidroelétrica de Baynes, a desenvolver de forma conjunta, constitui o ponto natural de interligação a 400 kV.

Propõe-se ainda um novo eixo opcional a desenvolver em HVDC para a zona do “Copper Belt” na Zâmbia. Todavia, só se prevê que este eixo seja desenvolvido se viabilizado por iniciativa privada. Nesta óptica, Angola disponibilizaria aos promotores do projecto a possibilidade de construir a central hídrica do Túmulo do Caçador e uma central de ciclo combinado no Lobito.

As interligações permitem exportar o excesso de energia para a região em anos hidrológicamente favoráveis

INTERCONNECTIONS

The interconnection of Angola to the SADC regional network is of high importance given the strong focus in hydroelectric power. In highly favorable hydrologic years Angola will have an excess of energy that it will either have to export or discharge. In “dry” years the possibility to import energy during off-peak hours from South Africa’s coal-fired power plants will facilitate system operation during off-peak hours at lower costs.

In terms of interconnections with neighboring countries, the following lines are to be agreed and implemented until 2025:

- To the north, 3 connections to the DRC: between Soyo and Inga at 400 kV; between Cabinda and Inga at 220 kV and between Luachimo and Kananga at 220 kV also;
- To the south, connections to Namibia: via Baynes at 400 kV, via Ondjiva, which will be connected to the network at 60 kV;
- In addition border connections to Namibia to supply Calueque, Cuangar, Calai and Dirico.

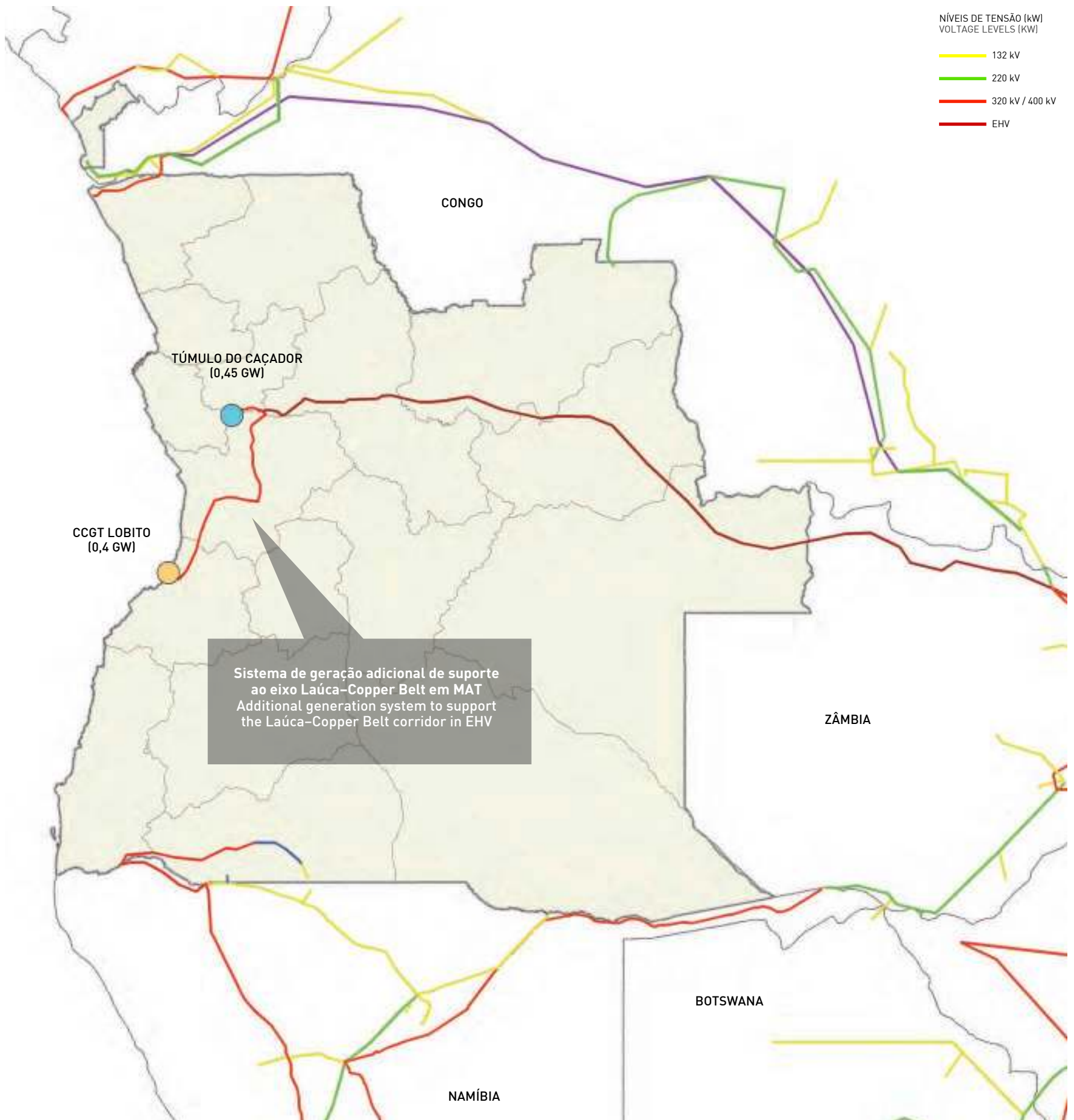
The connection to DRC will reinforce Cabinda’s energy security and, depending on the Inga’s completion calendar, export energy to the city of Kinshasa. To the east the connection to Kananga will help reinforce the system’s stability.

Namibia, to the south, constitutes a potential client, in particular during the months of less hydropower production – due to the importance of Ruacaná hydro scheme. Namibia is also highly interconnected to the region, representing therefore an important link to South Africa, Zimbabwe and Zambia. Baynes hydroelectric power station, to be developed in cooperation, constitutes the natural interconnection point at 400 kV.

It is also proposed a new optional axis to be developed in HVDC to the “Copper Belt” area in Zambia. However, this axis should only be developed if supported by private initiative. In this scenario, Angola could provide to the promoters the possibility of building the Túmulo do Caçador hydro scheme and a combined cycle power plant in Lobito.

The interconnections allow you to export excess energy to the region in hydrologically favorable years

Figura 66 - Mapa das interligações e redes de transporte regionais
Figure 66 - Map of interconnection and regional transmission lines



UTILIZAÇÃO DA RNT E INTERLIGAÇÕES

A figura 66 demonstra a utilização da RNT de forma simplificada num ano hidrológico médio, em particular a direcção principal dos fluxos de energia entre os principais nós da rede, o volume de energia transportado e a taxa de utilização dos diferentes corredores. Em cada nó é calculado o custo marginal de geração ao longo do ano – que será maior quanto mais restrições se verificarem no transporte.

O corredor a 400 kV assume uma importância estrutural no transporte de energia em 2025, sendo neste nível de tensão que circula a maior parte da energia:

O maior fluxo de energia ocorre do Soyo e das centrais do Cuanza em direcção a Luanda, não se verificando restrições;

A ligação a 400 kV entre o norte e o centro e entre o centro e o sul apresenta uma maior taxa de ocupação verificando-se um aumento do preço marginal da geração à medida que nos deslocamos para sul.

Ao nível dos corredores de 220 kV destaque para o corredor entre as Jambas e o sistema sul (Lubango e Menongue) que será utilizado em pleno, bem como para o corredor entre o norte e o leste com elevada taxa de utilização.

Constata-se que as diferenças de preço entre os vários nós não são significativas com excepção do sistema sul, leste e cabinda onde se verificam preços superiores. Esta aproximação dos preços e as reduzidas restrições nos corredores são indicadores que o sistema estará próximo de se comportar como uma rede única e interligada.

As interligações permitirão exportar em ano médio e, no caso do sul, importar energia em anos secos durante as horas de vazio.

NATIONAL TRANSMISSION NETWORK UTILIZATION AND INTERCONNECTIONS

Figure 66 shows a simplified vision of the utilization of the National Network during an average hydrologic year, namely the main direction of the energy flows between the main nodes of the network, the volume of energy transmitted and the utilization rate of the different corridors. For each node the generation's marginal cost along the year is calculated – marginal cost tends to increase with the number of restrictions occurring in transmission.

The 400 kV corridor takes an increasing structural importance in energy transmission in 2025, given that most of the energy flows at this tension level:

The biggest energy flow occurs from Soyo and the Cuanza based hydro power plants in the direction of Luanda, and no restrictions are observed;

The 400 kV connection between the north and the center and between the center and the south presents a higher occupancy rate with an increase in the generation's marginal price as we move towards the south.

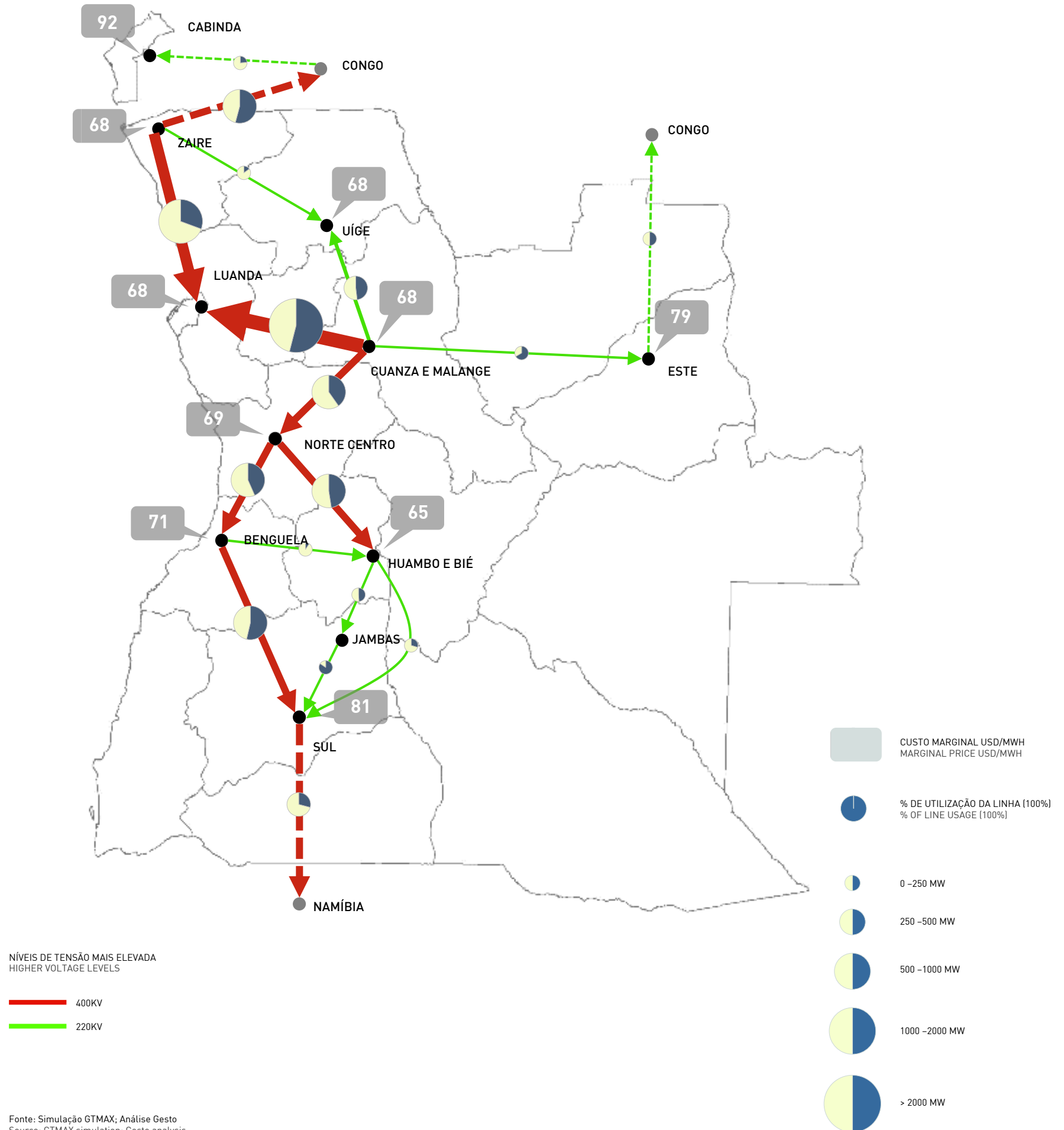
As for the 220 kV corridors we can point out the corridor between the Jambas hydro schemes and the southern system (Lubango and Menongue) that will be used to its full capacity, as well the corridor between the north and the east with also a high utilization rate.

The price differences between the various nodes are not significant with the exception of the Southern, Eastern and Cabinda's Systems, where the prices are higher. This similarity in prices and the reduced corridor restrictions are indications that the system is close in behavior to a single interconnected network.

Interconnections will allow to export energy in an average year and, in what concerns the south, also import energy during dry years and off-peak hours.



Figura 67 - Simulação dos fluxos e preços marginais em ano médio (GTMAX)
 Figure 67 - Energy flow simulation and marginal costs for na average year (GTMAX)



Fonte: Simulação GTMAX; Análise Gesto
 Source: GTMAX simulation; Gesto analysis



Rápidos de M'Pupa, rio Cuito, província do Cuando Cubango
M'Pupa rapids, Cuito river, Cuando Cubango province



III.2 ATLAS E IMPACTO NO TERRITÓRIO

III.2 ATLAS AND IMPACT ON THE TERRITORY

PARTE III. VISÃO E ATLAS 2025

PART III. 2025 VISION AND ATLAS

A Estratégia Angola 2025 estabelece como objectivo estratégico o desenvolvimento harmonioso do território nacional através de uma distribuição espacial equilibrada das actividades económicas e sociais.

Os investimentos no sector eléctrico têm necessariamente um impacto territorial. O presente capítulo apresenta o Atlas das futuras infra-estruturas previstas para o sector no âmbito da visão Angola Energia 2025. O Atlas permite entender com maior detalhe a dimensão territorial da visão e o possível impacto em cada Província, Município ou Comuna - que será diferente consoante o tipo de investimento:

IMPACTO TERRITORIAL DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO DE ENERGIA

Ao nível da produção a fase de construção dos aproveitamentos, em particular os hidroeléctricos, implica a mobilização de centenas de postos de trabalho durante vários anos com reflexos muito positivos em termos do emprego directo e indirecto que geram.

Os aproveitamentos hidroeléctricos com regularização - como Laúca e Cafula - são os que maior contributo trazem ao território pois adicionalmente à geração de emprego, constituem reservas estratégicas de água com potencial para o abastecimento humano, agrícola, turismo e combate aos incêndios.

A construção implica em muitos casos a construção de infra-estruturas de acesso aos locais que beneficiarão a região e a central constitui também um ponto de partida para a electrificação do território em redor. As novas energias renováveis, ao apostarem em empreendimentos de menor dimensão, permitem uma maior dispersão do investimento e dos benefícios no território.

Após a fase de construção, a operação e manutenção dos empreendimentos permite manter alguma actividade económica na região. As Centrais de Biomassa assumem-se como prioritárias no impacto económico ao nível da operação e manutenção uma vez que o combustível tem de ser recolhido através de actividades de exploração florestal ou agrícola - com impacto no emprego e na melhoria da racionalidade económica associada à criação de novas fileiras agro-florestais.

IMPACTO TERRITORIAL DOS INVESTIMENTOS EM TRANSPORTE

Ao nível do transporte o impacto no território passa essencialmente pela construção de linhas de transporte e subestações.

O impacto da construção destas linhas no território é limitado a alguns benefícios nos acessos e estradas pois a construção não tem presença estável num local e não é possível às populações próximas beneficiarem da sua energia em muito alta tensão.

As subestações apresentam maior impacto pela construção mais concentrada num local, por constituírem pontos de expansão da electrificação e por, em muitos casos, existir pessoal permanente ao nível da operação e manutenção.

The Angola Strategy 2025 sets out as strategic objective the harmonious development of the national territory through a balanced spatial distribution of economic and social activities.

Investments in the electricity sector have inevitably a territorial impact. This chapter presents the Atlas of the expected future infrastructure for the sector under the scope of the Angola Energy 2025 vision. The Atlas allows us to understand in greater detail the territorial dimension of the vision and the possible impact in each Province, Municipality or Commune - which will be different depending on the type of investment:

ENERGY PRODUCTION INVESTMENTS TERRITORIAL IMPACT

At generation level, the construction of plants, in particular hydropower, implies the mobilization of hundreds of jobs for several years with very positive impact in terms of the direct and indirect employment generated. The hydropower plants with regularization - like Laúca and Cafula - are the ones that bring greater contribution to the territory because in addition to the job creation, they act as strategic water reserves with potential for human consumption, agriculture, tourism and fire fighting.

The construction involves, in many cases, the construction of site access infrastructures that will benefit the region and the plant is also a starting point for the electrification of the surrounding territory. New renewables, by focusing on smaller projects, allow a greater dispersion of investment and benefits along the territory.

After the construction, projects' operation and maintenance allows to maintain some economic activity in the region. Biomass Power Plants are considered as priorities at economic impact on operation and maintenance level once the fuel has to be collected through forest or farm activities - with impact on employment and improving economic rationality associated with the creation of new agro-forestry lines.

TRANSPORT INVESTMENT TERRITORIAL IMPACT

Regarding transport the impact on the territory is mainly caused by the construction of transmission lines and substations.

The impact of the construction of these lines in the territory is limited to some benefits in access and roads since the construction has no stable presence in one place. Also close-by populations cannot benefit from the energy at very high voltage.

Substations have greater impact due to a more concentrated construction in one site, because they constitute electrification expansion points and, in many cases, requires permanent staff for operation and maintenance.

IMPACTO TERRITORIAL DOS INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIÇÃO

A existência de rede eléctrica é, por si, fonte de desenvolvimento. Os habitantes de uma povoação electrificada têm acesso a serviços básicos importantes para o seu bem-estar e desenvolvimento humano: iluminação, comunicação e acesso a informação, conservação e cozinhar de alimentos, entre outros. Adicionalmente, a existência de electricidade permite aumentar a produtividade das tarefas tradicionais e fomenta o aparecimento de pequenas indústrias e usos produtivos com benefícios nas trocas comerciais entre povoações.

O Atlas identifica não só as povoações que estarão ligadas à rede nacional, como também os sistemas isolados previstos e as “aldeias solares” a instalar no território.

A operação e manutenção de uma rede de distribuição, uma pequena rede assente em energias renováveis ou de um sistema isolado pode também criar emprego. No entanto, mais importante que o emprego gerado é a capacidade de manter estas instalações, fundamentais para o desenvolvimento das regiões beneficiadas, em funcionamento.

DISTRIBUTION INVESTMENTS TERRITORIAL IMPACT

The existence of electrical grid is, by itself, a source of development. The inhabitants of an electrified village have access to basic services important for their well-being and human development: lighting, communication and access to information, food cooking and storage, among others. Additionally, the existence of electricity will increase the productivity of traditional tasks and foster the emergence of small industries and productive uses with benefits in trade between villages.

The Atlas identifies not only the settlements that will be connected to the national grid, as well as the anticipated isolated systems and the “solar villages” to install in the territory.

The operation and maintenance of a distribution network, a small network based on renewable energy or an isolated system, can also create jobs. However, more important than the employment generated is the ability to maintain these facilities in operation, essential for the development of the benefited regions.

O Atlas permite entender com maior detalhe a dimensão territorial da visão e o possível impacto em cada Província, Município ou Comuna

The Atlas allows to understand in greater detail the vision's territorial dimension and the possible impact in each Province, Municipality or Commune

VISÃO ANGOLA ENERGIA 2025 ANGOLA ENERGY 2025 VISION

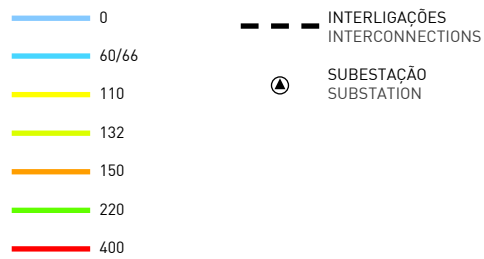
DADOS DE BASE DATABASE



MODELO DIGITAL DE TERRENO (m) DIGITAL ELEVATION MAP (m)

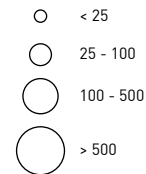


REDE ELÉCTRICA (kW) ELECTRIC GRID (kW)

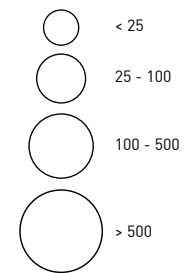


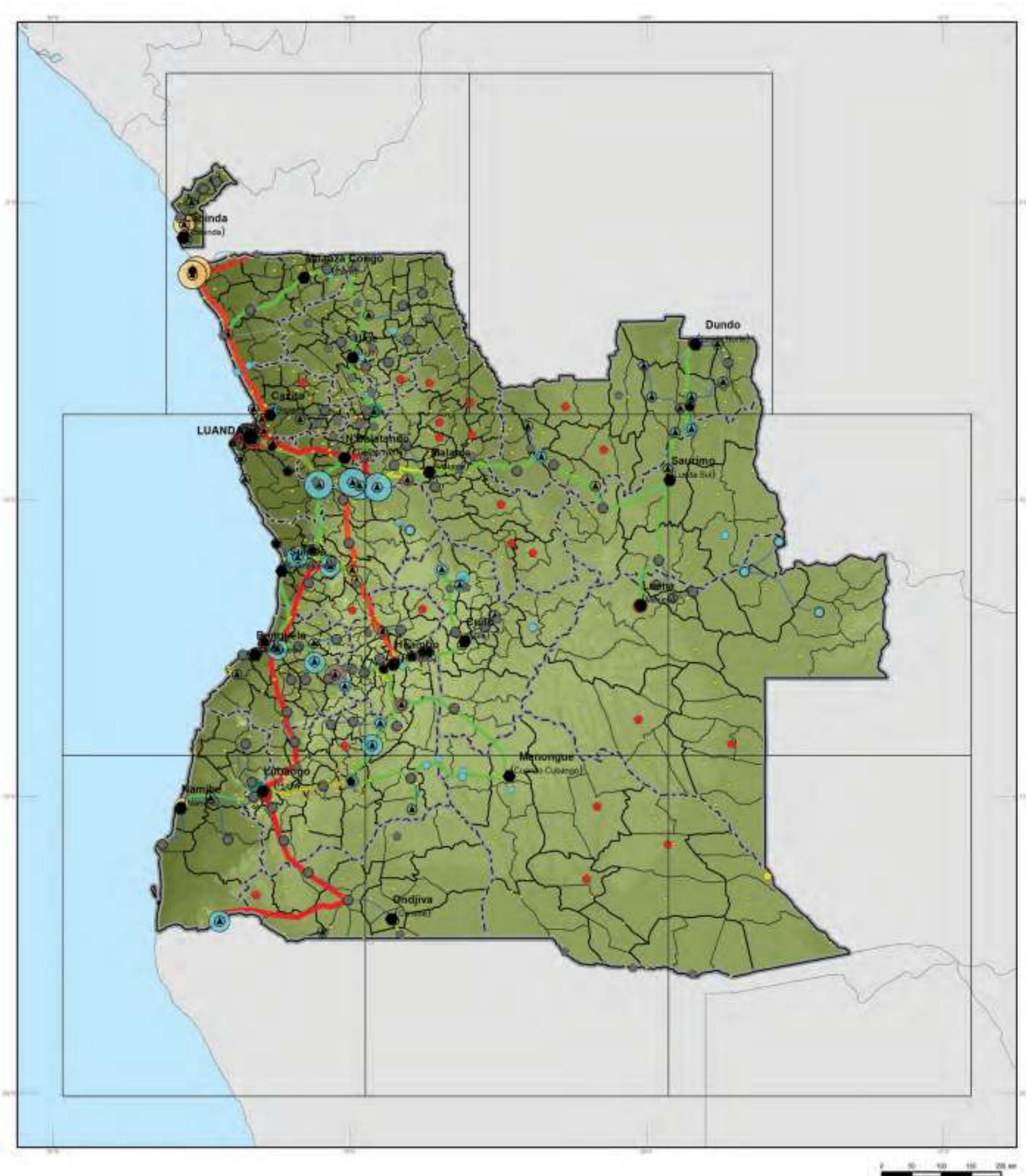
GERAÇÃO (MW) GENERATION MAP (MW)

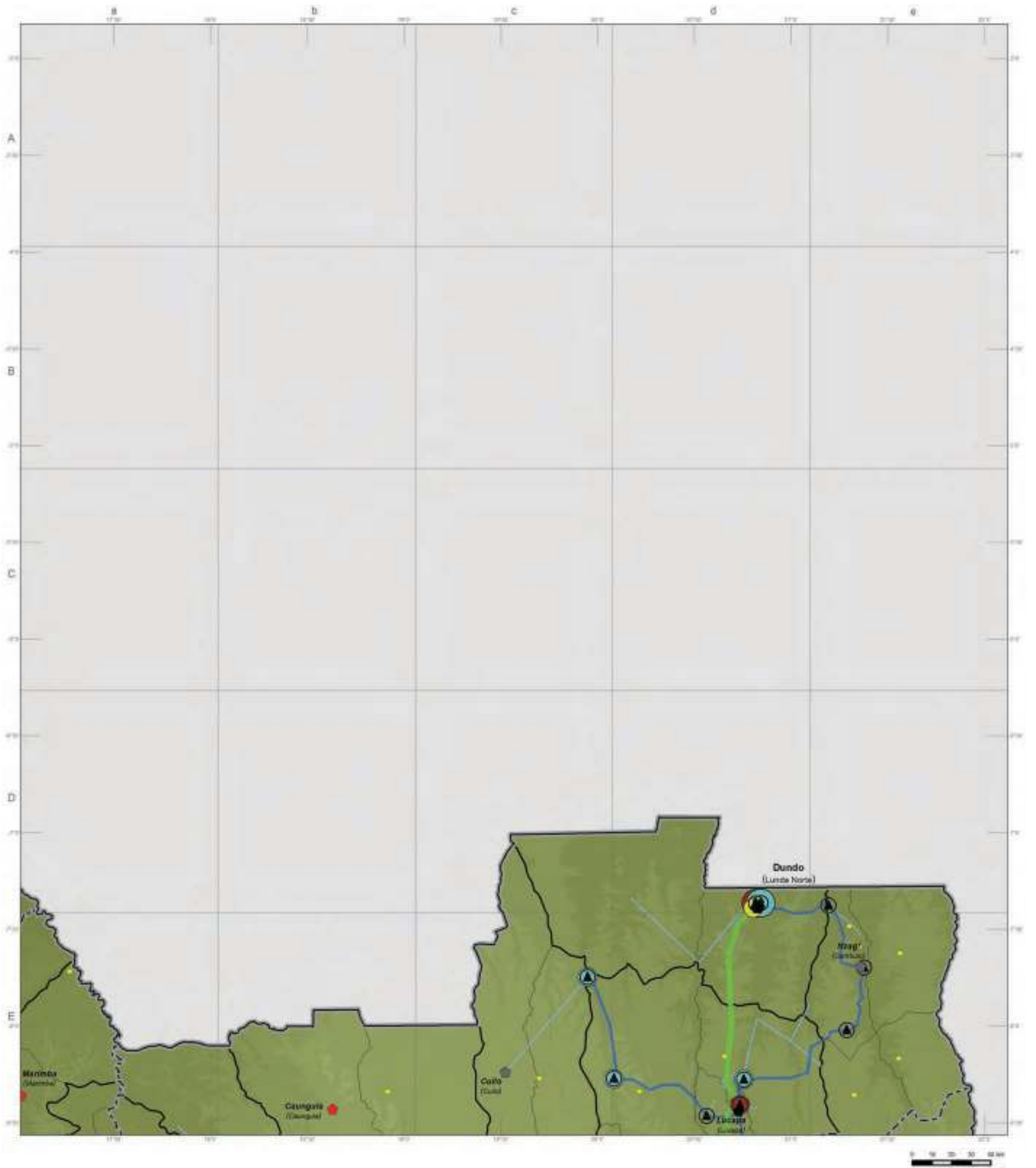
MAPA RESUMO (MW) SUMMARY MAP (MW)



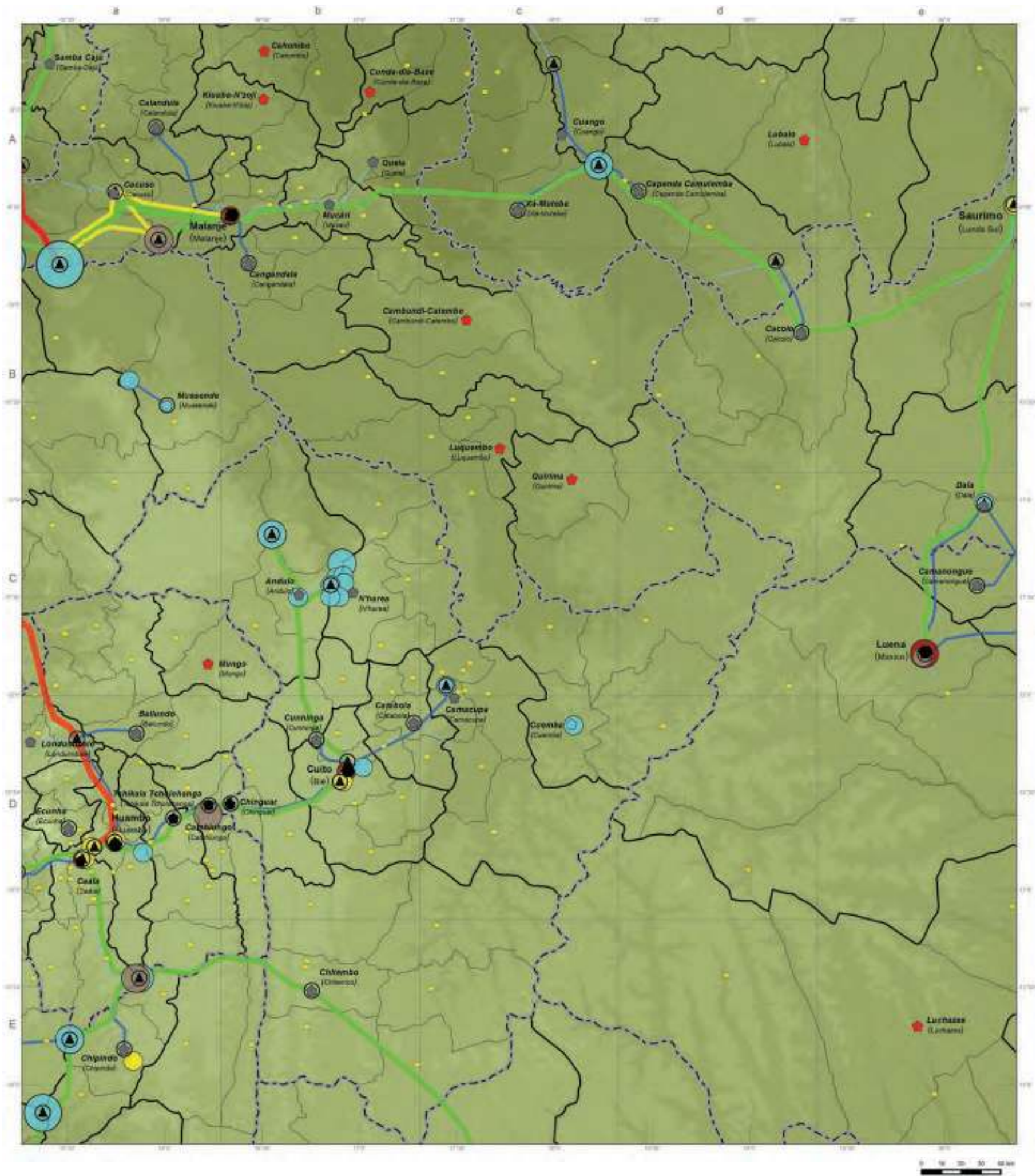
MAPAS DE DETALHE (MW) DETAILED MAPS (MW)

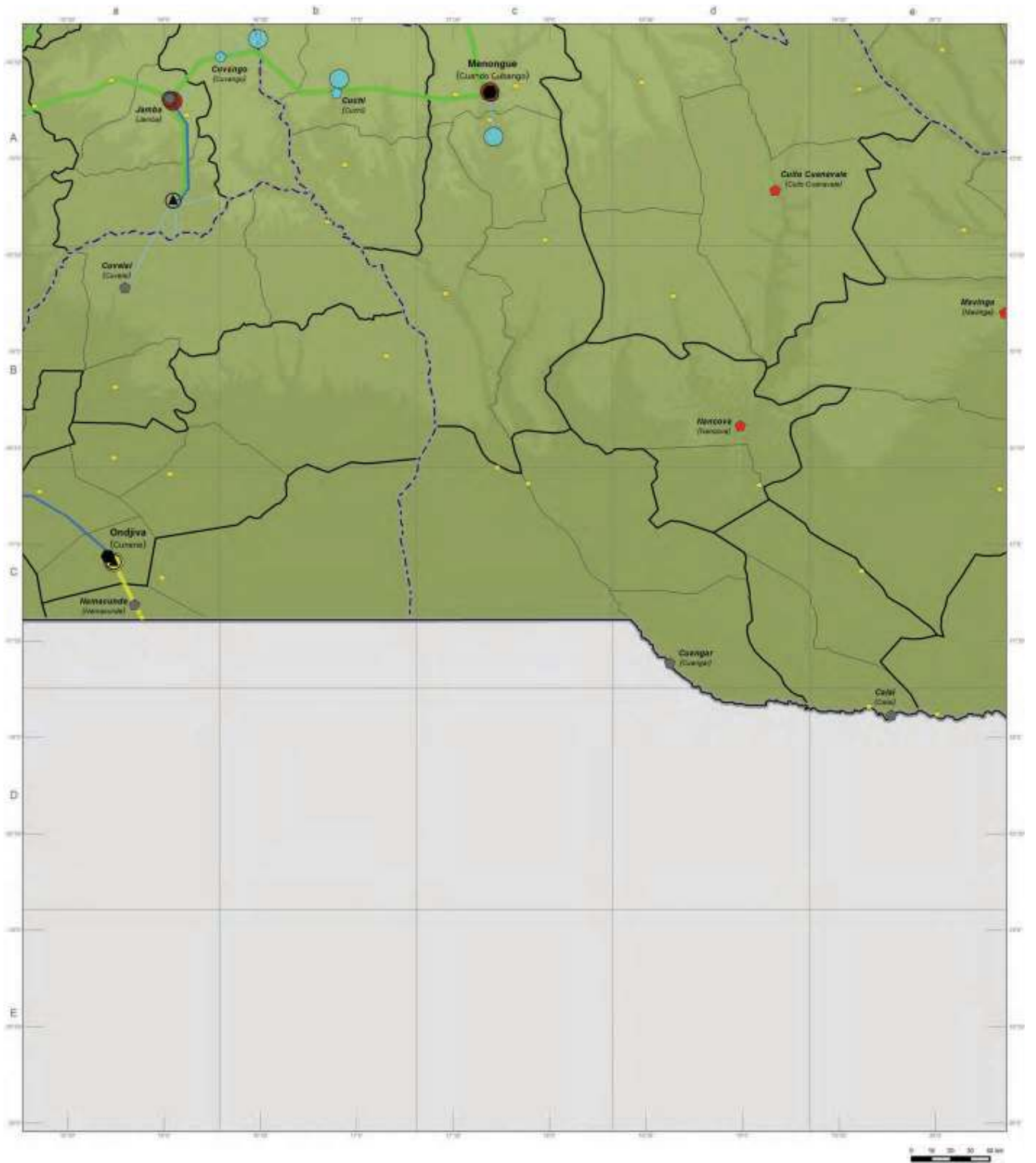


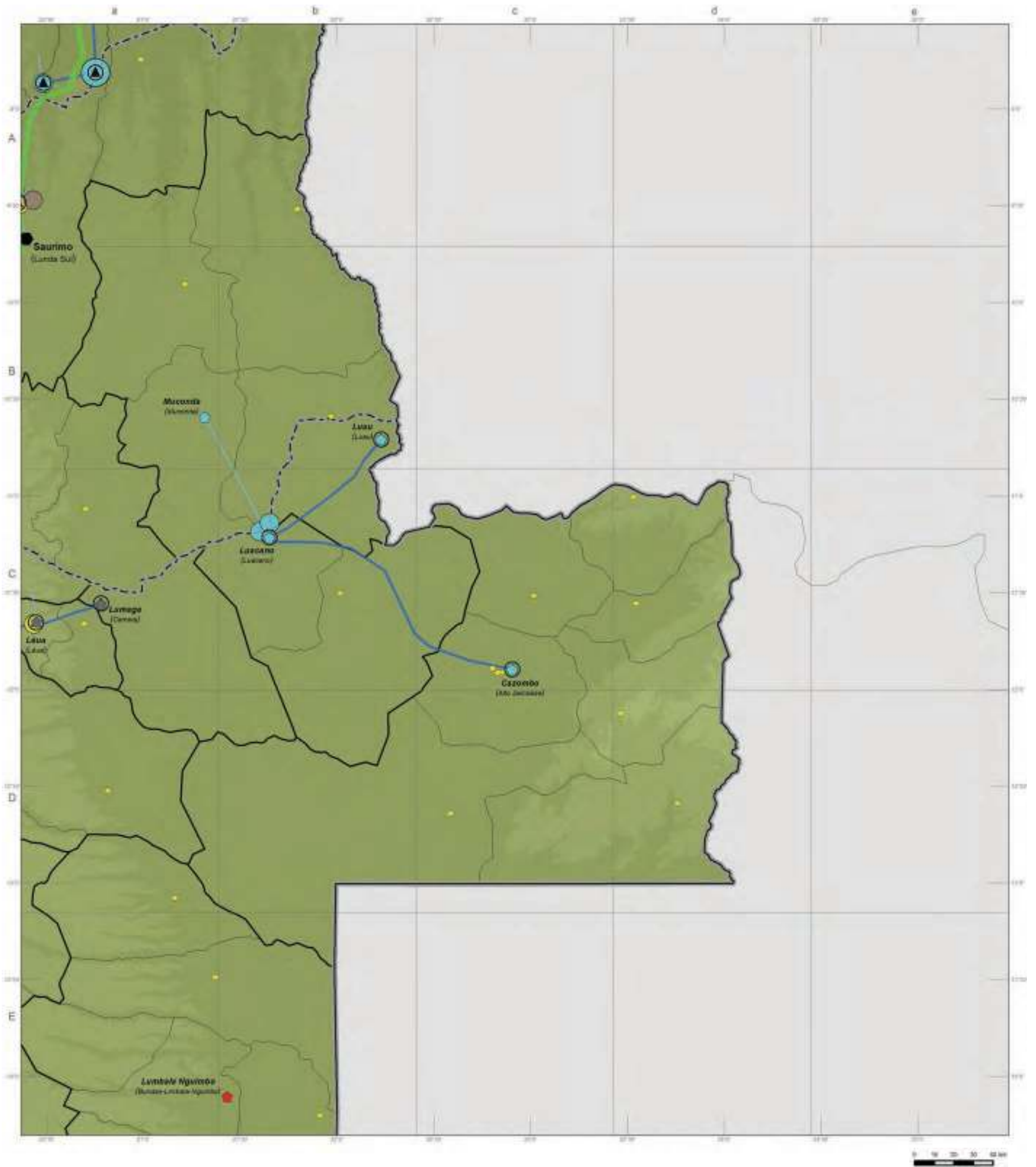


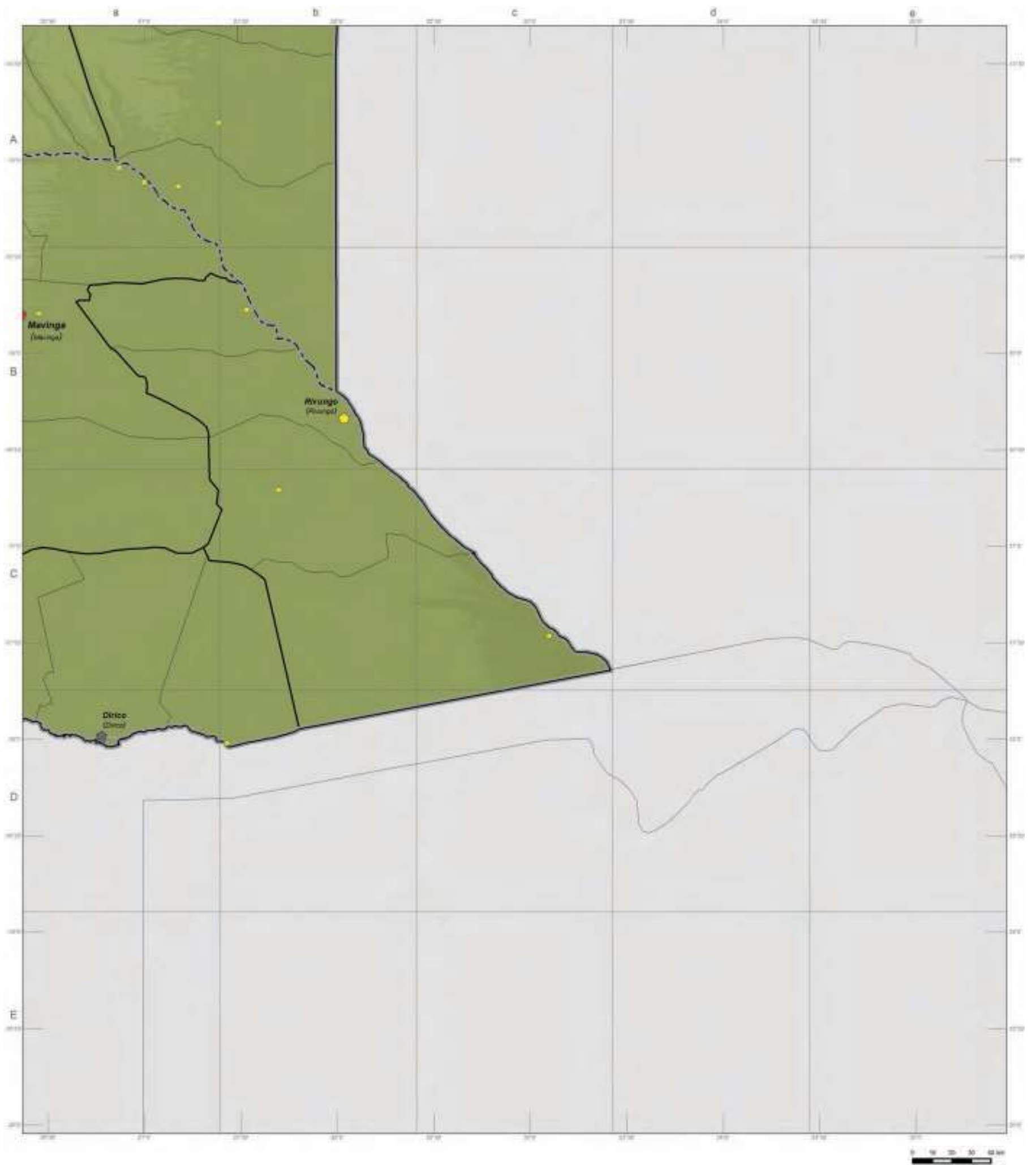






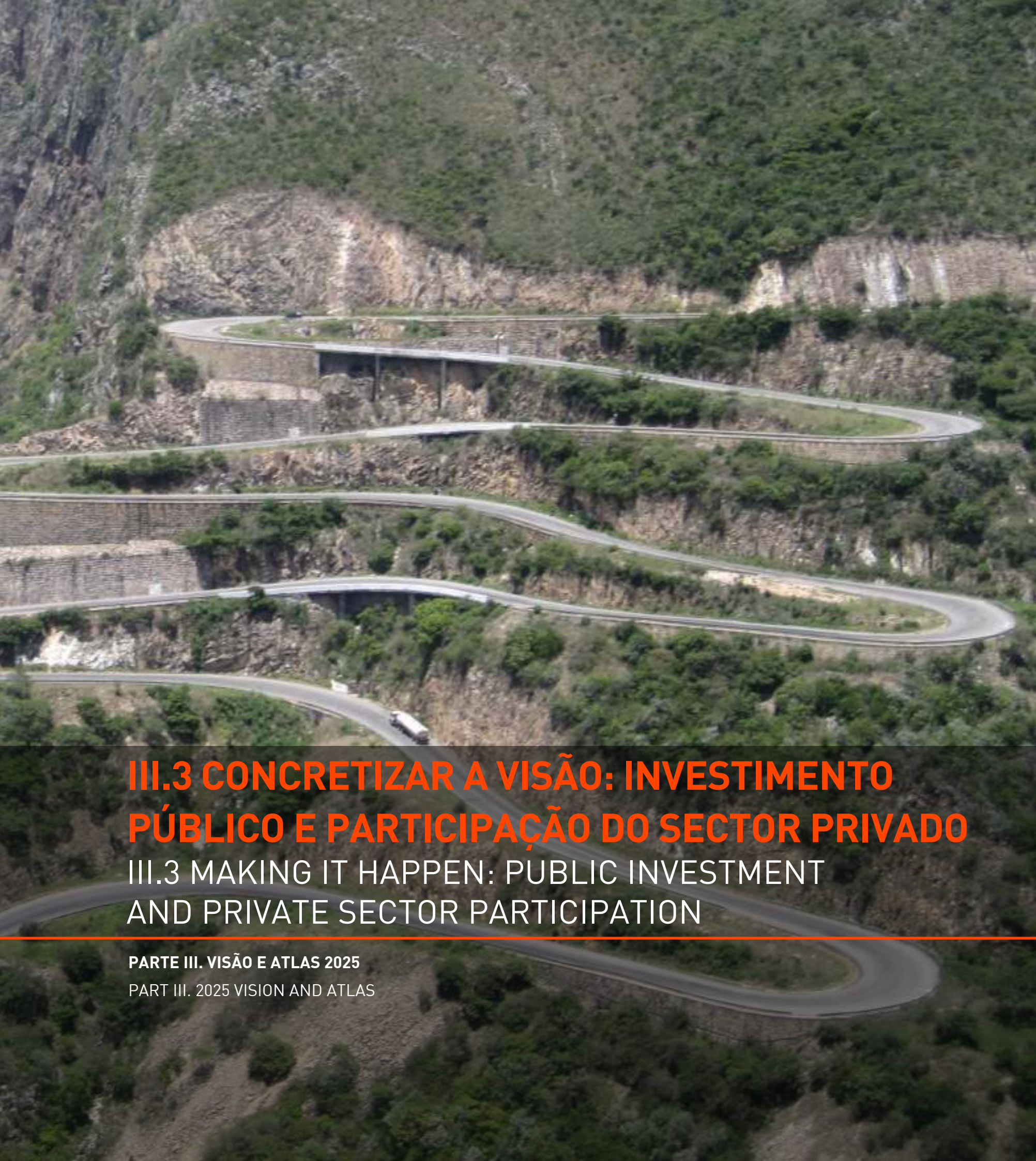








Serra da Leba, província da Huíla
Serra da Leba, Huíla province

An aerial photograph of a winding asphalt road on a steep, rocky mountain slope. The road curves through several hairpin turns, with stone retaining walls visible on the outer edges of the curves. The surrounding landscape is covered in dense green vegetation. A small white truck is visible on the road in the lower-left quadrant.

III.3 CONCRETIZAR A VISÃO: INVESTIMENTO PÚBLICO E PARTICIPAÇÃO DO SECTOR PRIVADO

III.3 MAKING IT HAPPEN: PUBLIC INVESTMENT AND PRIVATE SECTOR PARTICIPATION

PARTE III. VISÃO E ATLAS 2025

PART III. 2025 VISION AND ATLAS

A Estratégia Angola 2025 assume a ambição de “transformar Angola num país próspero, moderno, sem pobres...”. A existência de um sector eléctrico estável, seguro, competitivo e sustentável é condição necessária para esta ambição e para o desenvolvimento do país.

A ambição da Estratégia Angola 2025 reflecte-se também numa forte ambição da visão Angola Energia 2025. Os investimentos previstos em produção, transporte e distribuição requerem um novo ciclo de investimento no horizonte 2018-2025 estimado em \$23,3b.

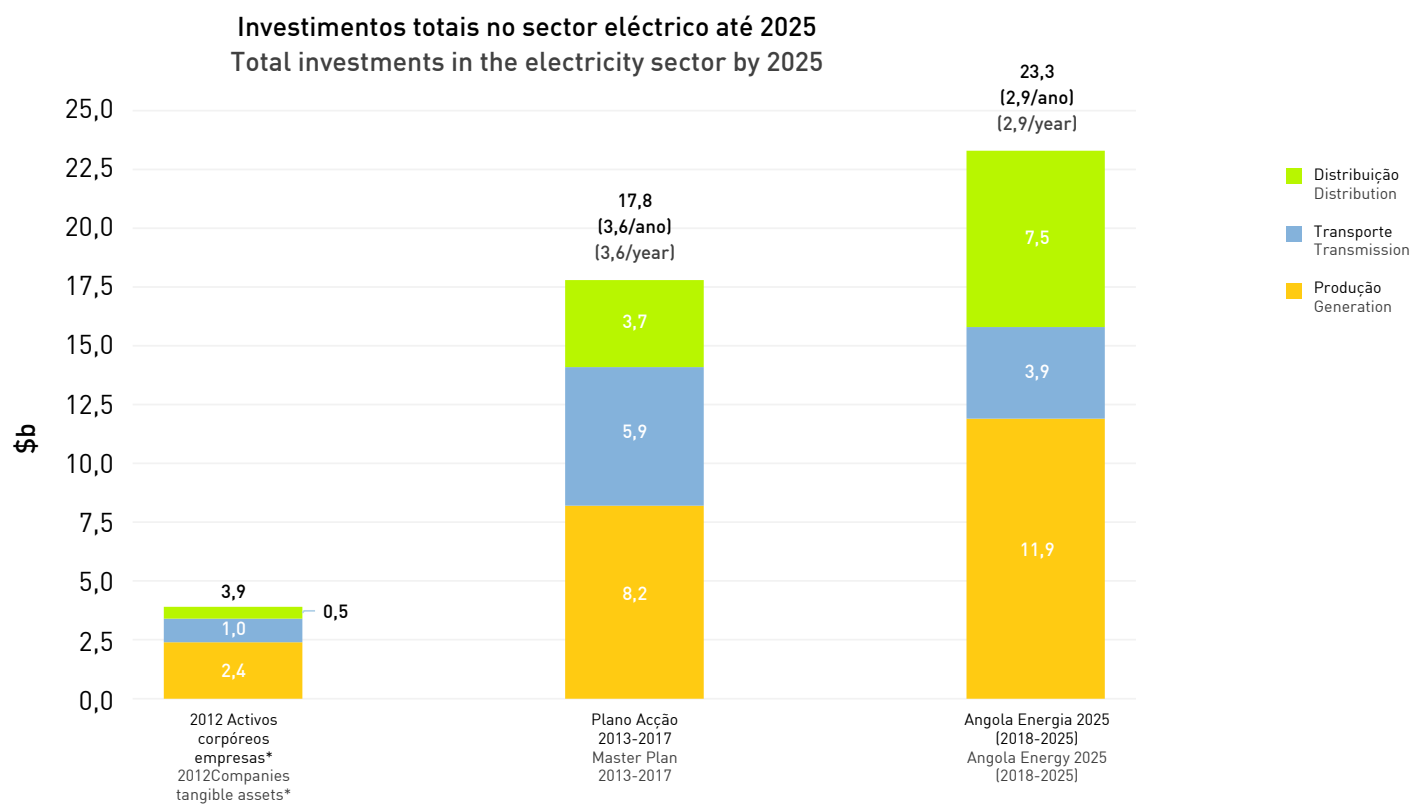
Este novo ciclo de investimento, apesar de maior do que o previsto no plano de acção em curso, terá um período mais longo de execução reflectindo-se num investimento médio anual inferior (\$2,9b por ano vs. \$3,6b entre 2013 e 2017).

The Angola 2025 Strategy assumes the ambition of “transforming Angola into a prosperous, modern, poverty free country...”. The existence of a stable, secure, competitive and sustainable power sector is a necessary condition for this ambition to come true and for the development of the country.

The ambition of the Strategy Angola 2025 motivates a strong ambition for the Angola Energy 2025 Vision. The planned investments in production, transmission and distribution require a new investment cycle in the 2018-2025 timeframe estimated in \$23,3b.

This new investment cycle, although higher than the one planned in the currently on-going Action Plan, will have a larger execution period resulting in a lower average annual investment (\$2,9b per year vs. \$3,6b between 2013 and 2017).

Figura 68 – Investimentos previstos até 2025
Figure 68 - Planned investments by 2025



*Investimentos até 2012 calculados com base nos Activos Corpóreos do Gamek, ENE e EDEL, assumindo-se 40% dos activos da ENE para produção e 60% para transporte.

*Investments by 2012 calculated based on Tangible Assets of Gamek, ENE and EDEL, assuming 40% of ENE assets to production and 60% for transport.

Fonte: Balanços GAMEK, ENE, EDEL, Plano de Acção 2013-2017, Análise Gesto

Source: GAMEK, ENE, EDEL Balance Sheets, Master Plan 2013-2017, Gesto analysis

O novo ciclo de investimento apresenta um menor peso do transporte – prioridade até 2017 - em favor da distribuição. Sem investimento na distribuição não será possível electrificar 60% da população e o consumo não atingirá os valores previstos, adiando as necessidades na produção. Por outro lado, investir na distribuição sem investimento na produção resultará em procura reprimida, apagões e necessidade de geradores que tornarão Angola menos competitiva para as indústrias que pretende atrair. O investimento em produção terá de ser acompanhado por investimento em distribuição.

Sem investimento quer em produção quer em distribuição, Angola continuará sub-electrificada e as oportunidades e aspirações dos angolanos limitadas. A concretização da visão Angola Energia 2025 requer a capacidade de mobilizar níveis tão elevados de investimento.

In the new investment cycle transmission – which was a priority until 2017 – will have a lower weight in favor of distribution. Without investment in distribution it will not be possible to electrify 60% of the population and consumption will not reach the predicted levels, postponing the need for more generation. On the other hand, investing in distribution without investment in generation will result in repressed demand, blackouts and in the need for generators which will cause Angola to be less competitive for the industries it is trying to attract. The investment in generation will therefore have to be accompanied by investment in distribution.

Without investment in either generation or distribution, Angola will continue to be under-electrified and the opportunities and aspirations of Angolans limited. The realization of the vision Angola Energy 2025 requires the capacity to mobilize such high levels of investment.



**\$23,3b de investimento
no horizonte 2018-2025 com
menos investimento público**

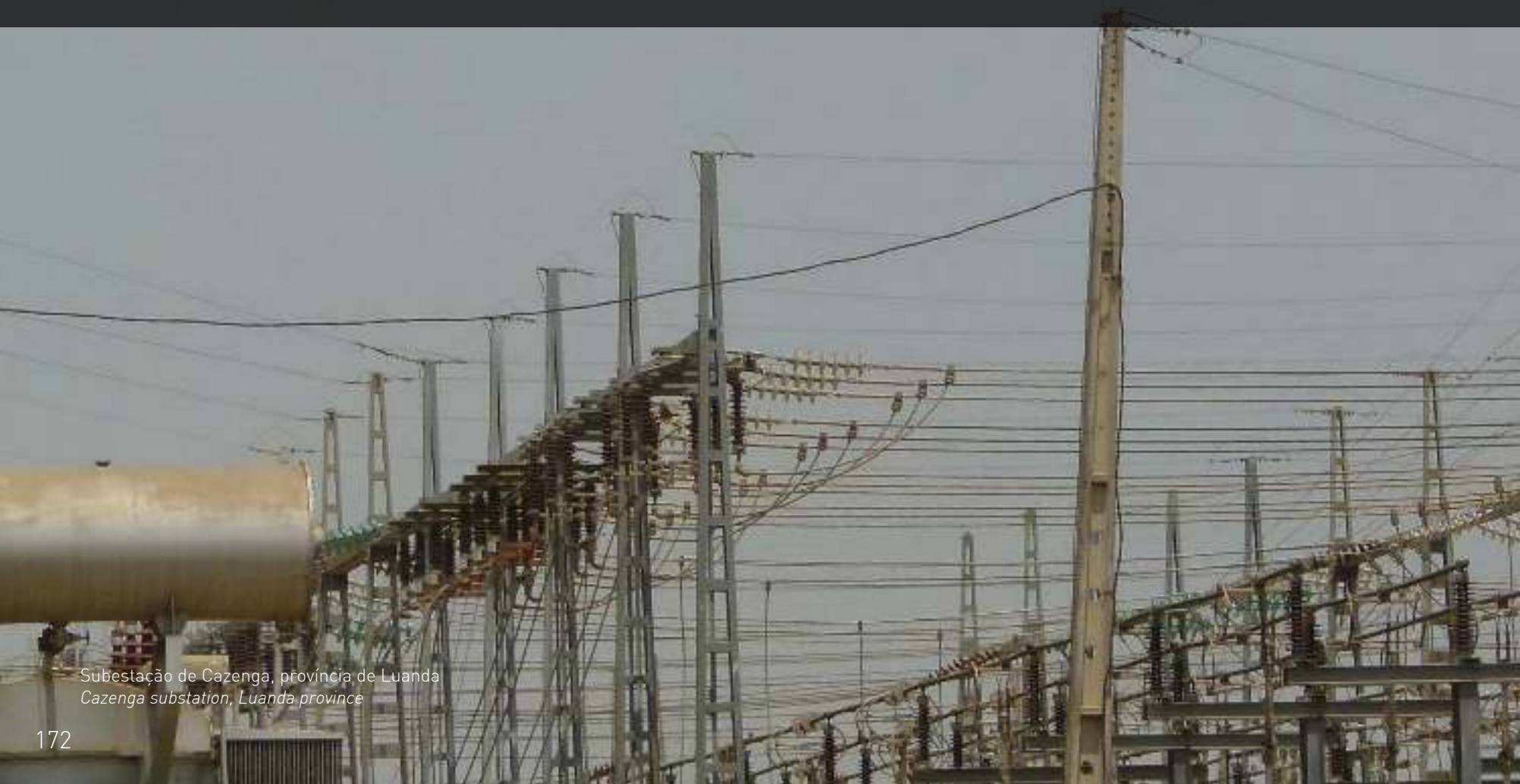
Investment of \$ 23,3b
in horizon 2018-2025 with
less public investment

O modelo actual de investimento assente quase na totalidade no Orçamento de Estado e em investimento público não é pretendido para o horizonte 2018-2025.

The current investment model, which relies almost exclusively in the National Budget and in public investment, is not what is intended for the 2018-2025 timeframe.

Torna-se assim fundamental no horizonte 2025:

- **Garantir a capacidade do sector de gerar receitas que permitam sustentar os financiamentos no médio e longo prazo.**
- **Reduzir o nível de investimento público e aumentar a participação do sector privado, com maior enfoque na angariação de financiamento e na implementação e eficiência.**



Subestação de Cazenga, província de Luanda
Cazenga substation, Luanda province

A visão Angola Energia 2025 é uma visão de um sector auto-sustentável economicamente em que o desenvolvimento do país e os excelentes recursos energéticos de que dispõe permitem que seja o próprio sector a pagar os seus investimentos, libertando verbas do orçamento de estado para investir noutros sectores que melhorem o bem-estar e a capacidade económica dos angolanos de pagar o custo dos serviços energéticos que utilizam.

The vision Angola Energy 2025 is a vision of an economically self-sustainable sector in which the development of the country and the outstanding energy resources which it disposes will allow the sector to pay for its own investments, thus releasing part of the National Budget to be invested in other sectors that will improve Angolan's well-being and the economic capability of paying for the energy services they use.

It is therefore fundamental, in the 2025 horizon, to:

- Guarantee the capacity of the sector to generate revenues that will allow supporting investments in the medium and long term.
- Reduce the level of public investment and increase the participation of the private sector, with a particular focus in fundraising, implementation and efficiency.



Sustentabilidade económica do sector eléctrico

A concretização da visão Angola Energia 2025 começa em colocar a eficácia na cobrança de receitas no topo das prioridades do sector eléctrico de Angola. Só se os kWh distribuídos forem contabilizados e pagos pelos seus utilizadores será possível ao sector gerar receitas para fazer face aos seus custos de funcionamento e às suas necessidades de investimento.

O controlo, monitorização e fiscalização das perdas, o fim das avenças e a instalação generalizada de contadores pré-pagos, a disponibilização de meios de pagamento práticos e acessíveis e o alargamento e optimização do sistema de agentes de cobrança, bem como a concessão ou sub-concessão progressiva de áreas de distribuição a privados devem constituir a primeira prioridade de longo prazo do sector.

A segunda prioridade de longo prazo diz respeito à actualização progressiva das tarifas. As áreas urbanas do país, onde existe poder de compra, representarão 90% do consumo em 2025. Os serviços representarão cerca de 30% do consumo. A ideia de que os consumidores não têm capacidade de pagar pelos serviços de energia é incorrecta.

A comparação com a região no gráfico abaixo demonstra que a maioria dos consumidores africanos pagam hoje valores entre os \$100/MWh e os \$200/MWh.

Economic sustainability of the power sector

The realization of the vision Angola Energy 2025 begins by placing efficiency in revenue collection amongst the top priorities of the power sector in Angola. Only if the distributed kWh are metered and paid for by their consumers can the sector generate enough revenues to cover its operating costs and its needs of investment.

Controlling, monitoring and inspection of energy losses, the end of estimated consumptions and the generalized installation of pre-paid meters, the availability of practical and accessible means of payment, the expansion and optimization of the collection agents system and the progressive concession or sub-concession of distribution areas to private entities should constitute the first long-term priority of the sector.

The second long-term priority concerns the progressive update of power tariffs. Urban areas, where purchasing power is higher, will represent 90% of the consumption by 2025. Services will represent around 30% of the consumption. The conceived idea that consumers do not have the capacity of paying for energy services is erroneous.

The comparison shown in the graphic below demonstrates that the majority of African consumers currently pay between \$100/MWh and \$200/MWh.

Figura 69 – Preço de electricidade na região (IEA, 2013)
Figure 69 - Electricity price in the region (IEA, 2013)



A sustentabilidade financeira do sector é possível com tarifas regionalmente competitivas e socialmente aceitáveis

The financial sustainability of the sector is possible with regionally competitive and socially acceptable tariffs



Estação de comboios da cidade de Luau, província do Moxico
City of Luau train station, Moxico province

O gráfico seguinte apresenta o custo global de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica em 2025 sem qualquer subsídio. Angola beneficia de opções de geração muito competitivas – como é o caso da hídrica e do gás natural.

Uma tarifa média em redor dos \$110/MWh permitiria ao sector pagar os seus custos variáveis, incluindo os contratos de venda de energia, os sobre-custos das renováveis e electrificação rural, bem como recuperar – com prazos de maturidade longos e baixa remuneração – os grandes investimentos públicos suportados pelo orçamento de estado ou financiamentos públicos.

Em ano seco os custos do sistema aumentarão devido à maior utilização das centrais térmicas sendo fundamental prever mecanismos para gerir o défice nestes anos, designadamente a não recuperação dos investimentos públicos em anos secos.

Face ao elevado peso dos serviços no consumo e à existência de consumidores de maior rendimento, uma adequada discriminação tarifária entre segmentos permitiria obter uma tarifa média em redor dos \$110/MWh, mantendo uma tarifa social baixa e limitada em quantidade.

É assim possível aspirar a ter um sector financeiramente auto-sustentável com tarifas de electricidade regionalmente competitivas e socialmente aceitáveis.

The following figure presents the global generation, transmission and distribution cost of power in 2025 without any kind of subsidy. Angola benefits of highly competitive generation options – such as hydropower and natural gas.

An average fee of around \$110/MWh (in 2014 real terms) would allow the sector to cover its variable costs, including power purchase agreements, renewable’s additional costs and rural electrification, as well as recover – with long-term maturities and low remuneration – the great public investments supported by the National Budget or public financing.

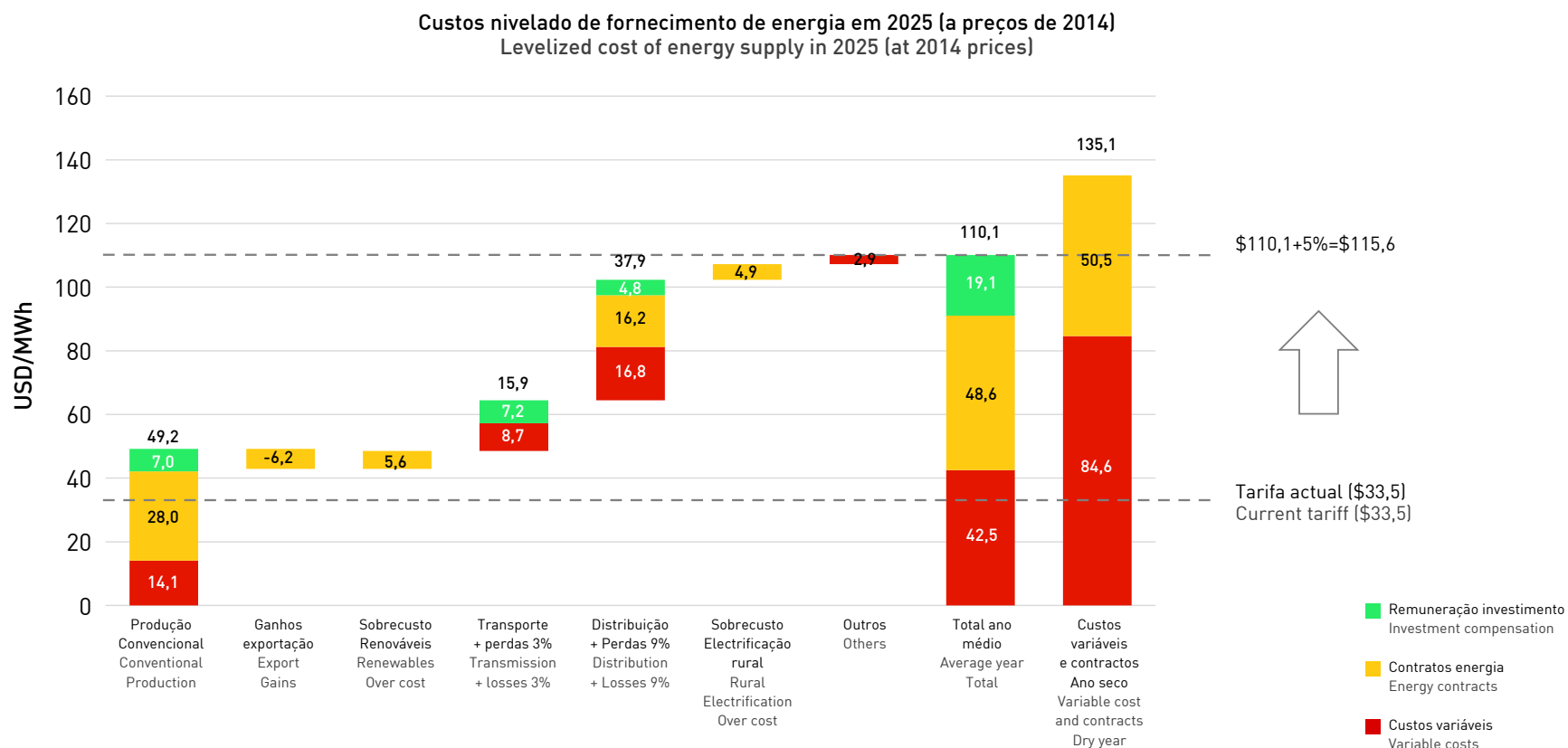
During a dry year the system’s costs will increase due to a higher usage rate of the thermal power plants, being fundamental to plan mechanisms capable of managing the deficit during these years, namely the non-recovery of public investments in dry years.

Given the significant share that services represent in total consumption and the existence of consumers with higher purchasing power, an adequate tariff discrimination between segments would allow obtaining an average tariff of around \$110/MWh (in 2014 real terms), maintaining a low social tariff for a limited quantity of power per client.

It is therefore possible to aspire having a self-sustainable sector from the financial point of view, with electricity tariffs competitive at the regional level and socially acceptable.

Figura 70 – Preço de electricidade na região (IEA, 2013)

Figure 70 - Electricity price in the region (IEA, 2013)



Nota: Taxa de desconto de 4% para investimentos do Estado e 15% para investimentos por privados em Kwanzas (com garantia do Ministério das Finanças). Outros: 3% custos adicionais. Taxa de inflação considerada de 5,5% Fonte: Balanços GAMEK, ENE, EDEL, Plano de Acção 2013-2017, Análise Gesto
 Note: Discount rate at 4% for State investments and 15% for private investments in Kwanzas (with Ministry of Finance warranty). Other: 3% additional costs. Considered Inflation rate of 5,5%. Source: GAMEK, ENE, EDEL, Master Plan 2013-2017, Gesto Analysis

É possível aspirar a ter um sector financeiramente auto-sustentável com tarifas de electricidade regionalmente competitivas e socialmente aceitáveis

It is possible to aim for a financially self-sustaining sector with regionally competitive and socially acceptable electricity tariffs

INVESTIMENTO PÚBLICO E PARTICIPAÇÃO DO SECTOR PRIVADO

Os principais activos do sector ao nível da produção, transporte e distribuição têm sido adquiridos através de investimento público. Apesar do investimento público apresentar vantagens ao nível da menor complexidade associada aos contratos de empreitada e dos menores custos financeiros associados aos empréstimos concessionais, em muitos casos, a participação do sector privado permite uma maior eficiência nas decisões de investimento, na mitigação de riscos e na operação – constituindo também uma fonte de financiamento adicional para o sector.

A Estratégia de Segurança Energética Nacional prevê a promoção da entrada de capital e know-how privado como um dos eixos estratégicos de longo prazo do sector.

Assim, para o futuro o investimento público deve ser reduzido e reservado para actividades e infra-estruturas que fiquem a cargo do sector público ou que beneficiem a electrificação rural, designadamente:

- As grandes barragens que pela dimensão não possam ser viabilizadas por financiamento privado;
- O Transporte em Muito Alta Tensão – actividade garante da segurança energética nacional;
- Os investimentos em distribuição das áreas que fiquem a cargo da empresa pública concessionária de distribuição de energia eléctrica;
- Os investimentos na electrificação rural, incluindo as infra-estruturas de transporte e distribuição dos sistemas isolados, que deverão ser geridos posteriormente pelos privados responsáveis pela construção.

PUBLIC INVESTMENT AND PRIVATE SECTOR PARTICIPATION

The main assets of the sector on generation, transmission and distribution have been so far acquired through public investment. Despite the fact that public investment presents advantages in what concerns works contract lower complexity and less financial costs associated to concessional loans, in many cases the participation of the private sector allows a better efficiency in investment decisions, risk mitigation and operations – constituting also an additional financing source for the sector.

The National Energy Security Strategy promotes the introduction of know-how and capital by the private sector as one of the main long-term strategic axis for the power sector.

Therefore, public investment in the future should be reduced and reserved for those infrastructures and activities that will remain under the public sector's responsibility as well as those who benefit rural electrification, namely:

- Large hydropower projects, which due to their dimension cannot be supported by private financing;
- Transmission at Very High Voltage – activity which safeguards the national energy security;
- Investments in distribution in areas that will remain under the public company's responsibility as concession-owner of power distribution;
- Investments in rural electrification, including generation, transmission and distribution in isolated systems, which shall be managed by the private entities in charge of the construction works.



Cidade de Luanda, província do Euanda
City of Luanda, Luanda province

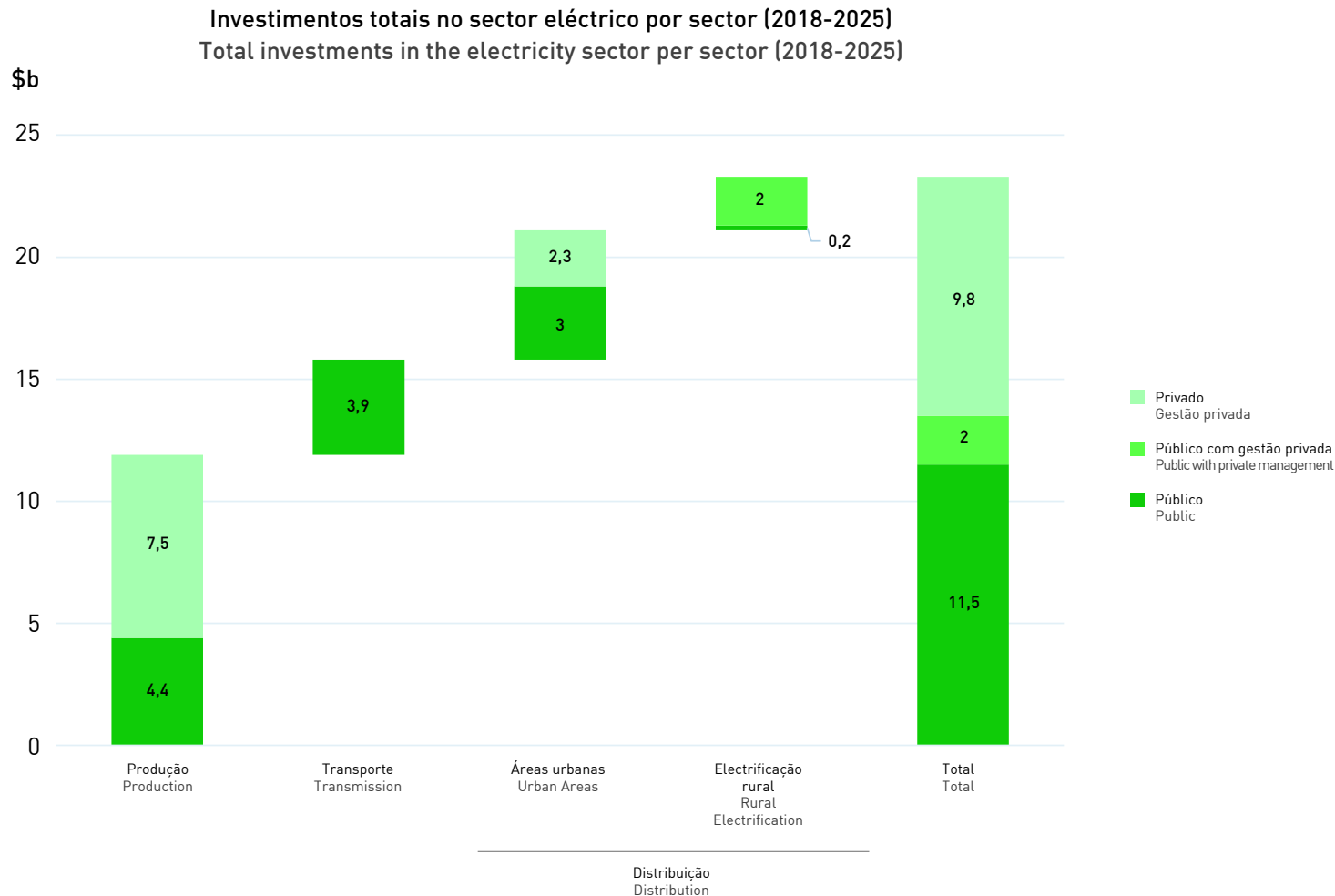
A participação do sector privado deverá abranger um investimento de \$8,9b essencialmente ao nível da Produção e da Distribuição Urbana assumindo dois objectivos fundamentais:

- Expansão do investimento minimizando os apoios públicos: a participação do sector privado deverá permitir prosseguir a expansão do programa de investimentos no sector, minimizando o recurso ao Orçamento de Estado (permitindo reduzir o investimento ou financiamento público para apenas \$1,7b/ano no horizonte 2018-2025).
- Alcançar a sustentabilidade económica do sector: a participação do sector privado deverá ser direccionada para projectos que possam ser executados de forma mais eficiente pelo sector privado, quer otimizando o custo do investimento e exploração, quer maximizando receitas. Neste contexto, considera-se fundamental que a Distribuição nas áreas urbanas e a gestão dos projectos de Electrificação Rural integrem o programa, na medida em que é crítico para a geração de receitas e auto-sustentabilidade do sector.

The participation of the private sector must cover a total investment of \$8,9b mainly in Production and Urban Distribution, assuming two main objectives:

- Expansion of the investment while minimizing public support: the participation of the private sector should allow to proceed with the expansion of the sector's investment plan, minimizing resorting to the National Budget (allowing to reduce the investment or public financing to only \$1,7b a year in the 2018-2025 period)
- Reach the economic self-sustainability of the sector: the participation of the private sector should be directed to projects that can be executed in a more efficient way by the private sector, either by optimizing investment and operating costs or by maximizing revenues. It is therefore fundamental that Distribution in urban areas and management of rural electrification projects integrate the program, given its crucial role in the generation of revenues and in the self-sustainability of the sector.

Figura 71 – Investimentos 2018-2025 por sector
Figure 71 - 2018-2025 investments per sector



No caso da electrificação rural deverá ser criado um fundo para suportar os investimentos ficando a gestão e manutenção destes activos bem como a responsabilidade pela cobrança concessionada aos privados que vierem a construir as infra-estruturas.

Enquanto o sector não é financeiramente sustentável, o aumento da participação do sector privado no financiamento dos investimentos do sector requer que o Comprador Único tenha capacidade "creditícia", ou seja, capacidade de cumprir os pagamentos dos contratos que assinar.

É fundamental que o Comprador Único não entre em desequilíbrio financeiro, prevendo-se um papel activo do regulador no acompanhamento das suas responsabilidades futuras, na definição de um plano de financiamento pluri-anual que deverá estar associado à celebração de um contrato programa entre o Comprador Único e o Estado e à criação de mecanismos de liquidez adequados.

Finalmente, as responsabilidades do sector devem ser geridas de forma a permitir, no caso de empréstimos ou contratos de aquisição de energia suportados por empréstimos de prazos intermédios, o seu refinanciamento e prolongamento dos respectivos prazos de pagamento por forma a viabilizar o seu pagamento pelo sector de forma financeiramente sustentável.

In the case of rural electrification, a Fund shall be created in order to support investment, while the management and maintenance of the created assets together with revenue collection will be guaranteed by the private contractor who builds the infra-structures.

While the sector does not reach financial sustainability, the increase in the participation of the private sector in financing investments requires the creditworthiness of the Single Buyer, which means that it must be able to honor payments under the contracts it signs.

It is fundamental that the Single Buyer does not suffer from financial imbalance. The regulator should therefore play an active role in helping the Single Buyer account for its future responsibilities, in defining a multi-annual financing plan, which should be associated with the creation of a framework program between the Single Buyer and the State, and in the creation of adequate credit enhancement mechanisms.

Finally, the future responsibilities of the sector must be managed so that, in the case of loans with medium term tenors or power purchase agreements supported by loans with medium term tenors, they will allow for the refinancing and extension of the payment schedules and tenors in order for the sector to be able to honor its payments in a financially sustainable way.



Crianças na praia, província do Namibe
Children at the beach, Namibe province



Luremo, província de Lunda Norte
Luremo, Lunda Norte province

A photograph of a rural landscape. In the foreground, there is a wide, reddish-brown dirt road. In the middle ground, a large, dark green tree stands prominently. To its right, a white building with a red roof is visible. Further back, there are more trees and a utility pole with a street light. The sky is overcast with grey clouds. A thin black power line runs across the top of the image.

ANEXOS ANNEXES

**ANEXO I - LISTA DE INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO, TRANSPORTE E INTERLIGAÇÃO
PRIORITÁRIOS PARA O HORIZONTE 2018-2025**

**ANNEX I - LIST OF GENERATION, TRANSPORT AND INTERCONNECTION PRIORITY
INVESTMENTS FOR THE 2018-2025 HORIZON**

ANEXO II - MODELO DE ELECTRIFICAÇÃO DAS SEDES DE MUNICÍPIO NO HORIZONTE 2025

ANNEX II - ELECTRIFICATION MODEL OF MUNICIPAL CAPITALS IN THE 2025 HORIZON



Rio Cuelel perto da Missão Velha, província de Cuando Cubango
Cuelel river, near Missão Velha, Cuando Cubango province



ANEXO 1

ANNEX 1

**LISTA DE INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO, TRANSPORTE E INTERLIGAÇÃO
PRIORITÁRIOS PARA O HORIZONTE 2018-2025**

**LIST OF GENERATION, TRANSPORT AND INTERCONNECTION PRIORITY
INVESTMENTS FOR THE 2018-2025 HORIZON**

PRODUÇÃO

Tipologia	Operador	Projecto	Potência Instalada (MW)	Investimento Total (M\$)
Muito grande hídrica	PRODEL	CH Caculo Cabaça (Cuanza)	2000,0*	4000,0*
		CH Cafula (Queve)	402,6	1120,6
		CH Baynes (50% Angola)	200,0	660,0
		CH Túmulo do Caçador (Condicional)	453,0	1041,0
		CH Zenzo 1 (Condicional)	460,0	1206,0
Grande hídrica	Privado	CH Jamba Ya Mina	180,0	710,0
		CH Jamba Ya Oma	75,0	500,0
		CH Cacombo (Catumbela)	29,2	319,0
		CH Calengue (Catumbela)	189,7	471,0
		CH Quilengue (Queve)	217,2	475,3
		CH Cutato 1 (Hidrotérmico)	157,0	502,4
		CH Cutato 2 (Hidrotérmico)	86,0	422,4
		CH Cutato 3 (Hidrotérmico)	57,3	160,6
		CH Lomaum 2	160,0	385,0
		Média hídrica	Privado	CH Luapasso (S.H.Luapasso)
CH Camanengue (S.H.Luapasso)	29,0			172,9
CH Samuela (S.H.Luapasso)	15,0			92,8
CH Cuango	30,0			158,0
CH Cune 1 (Hidrotérmico)	24,4			53,2
CH Cune 2 (Hidrotérmico)	19,3			56,4
CH Cune 3 (Hidrotérmico)	15,3			135,6
CH Cunhinga 1 (Hidrotérmico)	28,5			94,4
CH Cunhinga 2 (Hidrotérmico)	22,4			90,4
CH Cunhinga 3 (Hidrotérmico)	22,4			72,4
CH Cunhinga 5 (Hidrotérmico)	17,4			90,2
CH Chiumbe Dala (em curso)	12,0			24,0
Mini-hídrica	Privado			CH Cunje (em curso)
		CH Luquixe 2 (em curso)	2,1	13,0
		CH Andulo (Concurso M.H.)	0,5	3,1
		CH Kuito 2 (Concurso M.H.)	0,6	3,7
		CH Kuando (Concurso M.H.)	2,0	12,4
		CH Liapeca (Concurso M.H.)	4,0	24,8
		Mini-hídricas várias on-grid (A02025)	46,6	240,7
		CH M'Bridge (Concurso M.H.)	4,6	28,4
Mini-hídrica off-grid	Privado	CH Cuemba (Concurso M.H.)	0,5	3,1
		Mini-hídricas várias off-grid (A02025)	28,3	220,5
CCGT	Privado	CCGT Soyo 2A	360,0	432,0
		CCGT Soyo 2B	360,0	432,0
Térmica	PRODEL	Central térmica em Luena	80,0	104,0
	Privado	CCGT Fútila II	100,0	154,0
Eólico	Privado	Vários Parques eólicos (Estratégia Novas Renováveis)	100,0	350,4
Solar	Privado	Várias Centrais solares (Estratégia Novas Renováveis)	99,9	267,8
Biomassa	Privado	Biocom	100,0	174,0
		Outras açucareiras	10,0	30,0
		Projecto hidrotérmico	300,0	776,3
		Centrais de biomassa no Leste	40,0	134,3
		Resíduos sólidos urbanos - Luanda	30,0	178,8
		Resíduos sólidos urbanos - Benguela	20,0	110,9

* Considera-se a possibilidade no horizonte 2025 de uma construção e entrada em exploração faseada.

GENERATION

Typology	Utility	Project	Installed Capacity (MW)	Total Investment (M\$)
Very large hydro	PRODEL	HPP Caculo Cabaça (Cuanza)	2000,0*	4000,0*
		HPP Cafula (Queve)	402,6	1120,6
		HPP Baynes (50% Angola)	200,0	660,0
		HPP Túmulo do Caçador (Condicional)	453,0	1041,0
		HPP Zenzo 1 (Condicional)	460,0	1206,0
Large hydro	Private	HPP Jamba Ya Mina	180,0	710,0
		HPP Jamba Ya Oma	75,0	500,0
		HPP Cacombo (Catumbela)	29,2	319,0
		HPP Calengue (Catumbela)	189,7	471,0
		HPP Quilengue (Queve)	217,2	475,3
		HPP Cutato 1 (Hydrothermal)	157,0	502,4
		HPP Cutato 2 (Hydrothermal)	86,0	422,4
		HPP Cutato 3 (Hydrothermal)	57,3	160,6
		HPP Lomaum 2	160,0	385,0
Medium hydro	Private	HPP Luapasso (H.S. Luapasso)	24,6	205,9
		HPP Camanengue (H.S. Luapasso)	29,0	172,9
		HPP Samuela (H.S. Luapasso)	15,0	92,8
		HPP Cuango	30,0	158,0
		HPP Cune 1 (Hydrothermal)	24,4	53,2
		HPP Cune 2 (Hydrothermal)	19,3	56,4
		HPP Cune 3 (Hydrothermal)	15,3	135,6
		HPP Cunhinga 1 (Hydrothermal)	28,5	94,4
		HPP Cunhinga 2 (Hydrothermal)	22,4	90,4
		HPP Cunhinga 3 (Hydrothermal)	22,4	72,4
		HPP Cunhinga 5 (Hydrothermal)	17,4	90,2
		HPP Chiumbe Dala (in progress)	12,0	24,0
Mini-hydro	Private	HPP Chiumbe Dala (in progress)	7,5	30,0
		HPP Luquixe 2 (in progress)	2,1	13,0
		CH Andulo (M.H. tender)	0,5	3,1
		HPP Kuito 2 (M.H. tender)	0,6	3,7
		HPP Kuando (M.H. tender)	2,0	12,4
		HPP Liapeca CH Liapeca (Concurso M.H.)	4,0	24,8
		Several on-grid Mini-Hydro (AO2025)	46,6	240,7
		HPP M'Bridge (M.H. tender)	4,6	28,4
Off-grid mini-hydro	Private	HPP Cuemba (M.H. tender)	0,5	3,1
		Several off-grid Mini-Hydro (AO2025)	28,3	220,5
CCGT	Private	CCGT Soyo 2A	360,0	432,0
		CCGT Soyo 2B	360,0	432,0
Thermal	PRODEL	Thermal power plant in Luena	80,0	104,0
	Private	CCGT Fútila II	100,0	154,0
Wind	Private	Several Wind farms (New Renewable Strategy)	100,0	350,4
Photovoltaic	Private	Several Photovoltaic plants (New Renewable Strategy)	99,9	267,8
Biomass	Private	Biocom	100,0	174,0
		Other sugar mills	10,0	30,0
		Hydrothermal Project	300,0	776,3
		Biomass power plants in the East	40,0	134,3
		Municipal solid waste - Luanda	30,0	178,8
Municipal solid waste - Benguela	20,0	110,9		

* A phased approach to construction and start operation until 2025 is considered.

ÁREAS URBANAS

Tipologia	Operador	Projecto	N.º Estimado de Clientes 2025(k)	Investimento Estimado (M\$)
Distribuição urbana	ENDE	Área de Distribuição urbana de Luanda	1 272,0	1 111,9
		Área de Distribuição urbana de Lubango	124,5	295,8
		Área de Distribuição urbana de Benguela	179,9	307,5
		Área de Distribuição urbana de Huambo	120,0	309,8
	Privado	Área de Distribuição peri-urbanade Cacucaco Leste (Luanda)	139,4	206,4
		Área de Distribuição peri-urbana de Viana Sul (Luanda)	163,9	241,8
		Área de Distribuição peri-urbana de Belas Sul (Luanda)	143,1	193,0
		Área de Distribuição peri-urbana de Lubango (incl. Matala)	83,0	197,2
		Área de Distribuição peri-urbana de Benguela	119,9	205,0
		Área de Distribuição peri-urbana de Huambo	80,0	206,5
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana de Saurimo	89,9	227,3
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana do Uíge	87,1	175,4
		Área de Distribuição urbana e peri-urbanado Cuito	80,5	218,8
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana de Malanje	87,2	167,7
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana de Cuanza Sul	89,9	137,2
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana de Menongue	53,2	135,1
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana do Namibe	61,7	122,9
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana de Luena	59,0	174,6
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana do Dundo/Lucapa	52,7	127,1
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana de Cabinda	93,5	75,1
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana do Zaire (Mbanza Congo e Soyo)	53,1	58,1
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana de Caxito	37,1	96,6
		Área de Distribuição urbana e peri-urbana de Ndalatando	42,1	49,1
Área de Distribuição urbana e peri-urbana de Ondjiva	17,5	39,1		

URBAN AREAS

Tipology	Utility	Project	# Estimated Clients 2025(k)	Estimated Investment (M\$)
Urban Distribution	ENDE	Urban distribution area of Luanda	1 272,0	1 111,9
		Urban distribution area of Lubango	124,5	295,8
		Urban distribution area of Benguela	179,9	307,5
		Urban distribution area of Huambo	120,0	309,8
	Private	Peri-urban distribution area of East Cacucaco (Luanda)	139,4	206,4
		Peri-urban distribution area of South Viana (Luanda)	163,9	241,8
		Peri-urban distribution area of South Belas (Luanda)	143,1	193,0
		Peri-urban distribution area of Lubango (incl. Matala)	83,0	197,2
		Peri-urban distribution area of Benguela	119,9	205,0
		Peri-urban distribution area of Huambo	80,0	206,5
		Urban and peri-urban distribution area of Saurimo	89,9	227,3
		Urban and peri-urban distribution area of Uíge	87,1	175,4
		Urban and peri-urban distribution area of Cuito	80,5	218,8
		Urban and peri-urban distribution area of Malanje	87,2	167,7
		Urban and peri-urban distribution area of Cuanza Sul	89,9	137,2
		Urban and peri-urban distribution area of Menongue	53,2	135,1
		Urban and peri-urban distribution area of Namibe	61,7	122,9
		Urban and peri-urban distribution area of Luena	59,0	174,6
		Urban and peri-urban distribution area of Dundo/Lucapa	52,7	127,1
		Urban and peri-urban distribution area of Cabinda	93,5	75,1
		Urban and peri-urban distribution area of Zaire (Mbanza Congo and Soyo)	53,1	58,1
		Urban and peri-urban distribution area of Caxito	37,1	96,6
		Urban and peri-urban distribution area of Ndalatando	42,1	49,1
		Urban and peri-urban distribution area of Ondjiva	17,5	39,1

ELECTRIFICAÇÃO RURAL

Tipologia	Operador	Projecto	Potência Instalada (MW)	N.º Estimado de Clientes 2025(k)	Investimento Estimado (M\$)
Extensão de rede	Privado	Concessões de Distribuição Rural do Sistema Norte (vários grupos)	N.A	72,9	155,5
		Concessões de Distribuição Rural do Sistema Centro (vários grupos)	N.A	78,7	254,6
		Concessões de Distribuição Rural do Sistema Sul (vários grupos)	N.A	75,4	240,0
		Concessões de Distribuição Rural do Sistema Leste (vários grupos)	N.A	47,0	152,8
		Concessões de Distribuição Rural do Sistema Cabinda (vários grupos)	N.A	9,9	15,7
S. I. Térmico	Privado	Sistema Isolado de Cuito Cuanavale (em Curso)	6,0	3,7	21,6
		Sistema Isolado de Mavinga	4,8	2,4	15,2
		Sistema Isolado de Oncócuá	1,2	0,5	3,4
		Sistema Isolado de Vila Nova Armada	0,6	0,2	1,6
		Sistema Isolado de Cangola	0,2	0,3	1,4
		Sistema Isolado de Gombe (Nambuangongo)	0,2	0,3	1,3
		Sistema Isolado de Massango	0,6	0,2	1,5
		Sistema Isolado de Caomba	1,2	0,4	3,3
		Sistema Isolado de Quiuaba Nzogi	0,2	0,0	0,5
		Sistema Isolado de Marimba	1,2	0,3	2,9
		Sistema Isolado de Cunda diá Baze	0,6	0,1	1,4
		Sistema Isolado de Caungula	1,2	0,4	3,2
		Sistema Isolado de Lubalo	1,2	0,5	3,3
		Sistema Isolado de Luquembo	1,2	0,5	3,4
		Sistema Isolado de Cambundi	2,4	0,8	6,4
		Sistema Isolado de Quirima	1,2	0,5	3,4
		Sistema Isolado de Cassongue	1,2	0,5	3,5
		Sistema Isolado de Mungo	2,4	0,8	6,4
		Sistema Isolado de Cangamba	3,6	1,3	9,7
		Sistema Isolado de Chicomba	0,2	0,1	0,7
Sistema Isolado de Lumbala Nguimbo	2,4	1,0	7,1		
S. I. Renovável	Privado	Sistema Hídrico de Cuemba (Concurso M.H.)	0,5	1,7	12,4
		Sistema Hídrico de Freitas Morna / Ambriz	3,2	4,1	39,0
		Sistema Hídrico de Quedas de Kaquima / Cuchi	2,2	2,8	36,6
		Sistema Hídrico de Cutato	3,6	1,9	36,6
		Sistema Hídrico de Cassai / Luau	14,5	22,2	260,2
		Sistema Hídrico de Muanga Tumbo	4,9	5,6	79,6
		Sistema Solar de Rivungo	2,0	0,8	22,3
Aldeias Solares	Privado	Aldeias Solares	N.d.	N.d.	219,0

RURAL ELECTRIFICATION

Tipology	Utility	Project	Installed Capacity (MW)	# Estimated Clients 2025(k)	Estimated Investment (M\$)
Grid extension	Private	Rural Distribution concessions of the North System (various groups)	N.A	72,9	155,5
		Rural Distribution concessions of the Center System (various groups)	N.A	78,7	254,6
		Rural Distribution concessions of the South System (various groups)	N.A	75,4	240,0
		Rural Distribution concessions of the East System (various groups)	N.A	47,0	152,8
		Rural Distribution concessions of Cabinda System (various groups)	N.A	9,9	15,7
Offgrid thermal system	Private	Offgrid system of Cuito Cuanavale (in progress)	6,0	3,7	21,6
		Offgrid system of Mavinga	4,8	2,4	15,2
		Offgrid system of Oncócuá	1,2	0,5	3,4
		Offgrid system of Vila Nova Armada	0,6	0,2	1,6
		Offgrid system of Cangola	0,2	0,3	1,4
		Offgrid system of Gombe (Nambuanguo)	0,2	0,3	1,3
		Offgrid system of Massango	0,6	0,2	1,5
		Offgrid system of Caomba	1,2	0,4	3,3
		Offgrid system of Quiuaba Nzogi	0,2	0,0	0,5
		Offgrid system of Marimba	1,2	0,3	2,9
		Offgrid system of Cunda diá Baze	0,6	0,1	1,4
		Offgrid system of Caungula	1,2	0,4	3,2
		Offgrid system of Lubalo	1,2	0,5	3,3
		Offgrid system of Luquembo	1,2	0,5	3,4
		Offgrid system of Cambundi	2,4	0,8	6,4
		Offgrid system of Quirima	1,2	0,5	3,4
		Offgrid system of Cassongue	1,2	0,5	3,5
		Offgrid system of Mungo	2,4	0,8	6,4
		Offgrid system of Cangamba	3,6	1,3	9,7
		Offgrid system of Chicomba	0,2	0,1	0,7
Offgrid system of Lumbala Nguimbo	2,4	1,0	7,1		
Offgrid renewable system	Private	Hydro System of Cuemba (M.H. Tender)	0,5	1,7	12,4
		Hydro System of Freitas Morna / Ambriz	3,2	4,1	39,0
		Hydro System of Quedas de Kaquima / Cuchi	2,2	2,8	36,6
		Hydro System of Cutato	3,6	1,9	36,6
		Hydro System of Cassai / Luau	14,5	22,2	260,2
		Hydro System of Muanga Tumbo	4,9	5,6	79,6
		Photovoltaic System of Rivungo	2,0	0,8	22,3
Aldeias Solares	Private	Solar Villages (500 Systems)	N.d.	N.d.	219,0

LINHAS DE MUITO ALTA TENSÃO (MAT)

Tipologia	Operador	Nível de Tensão / Linha	Comprimento Estimado (km)	Investimento Estimado (M\$)
Linha MAT 220kV	RNT	Cacolo - Chicapa	151,0	58,1
		Belém do Dango - Caála	12,0	4,6
		Calengue - Nova Biópio	10,0	3,9
		Capanda - Malange II	112,0	35,3
		Catete - Zango	40,0	15,4
		Chitembo - Menongue	167,0	52,6
		Gove - Chitembo	104,0	32,8
		Jamba - Tchamutete	63,0	19,8
		Kapary - Caxito	25,0	9,6
		Kuito - CH Queiroz Galvão	132,0	41,6
		Lubango - Namibe II	163,3	51,4
		Lucala - Pambos de Sonhe II	90,0	28,4
		Malange - Ngana Calunga	219,0	84,3
		Maquela do Zombo - M'Banza Congo	106,0	33,4
		Ngana Calunga - Cacolo	185,0	71,2
		Nova Biópio - Benguela Sul	49,2	15,5
		Nova Biópio - Quileva II	19,2	6,0
		Pambos de Sonhe - Uíge II	121,0	38,1
		Ramiro - Kilamba	25,0	9,6
		Camama - Zango	20,0	6,3
		Biocom - Malange	43,0	13,5
		Fútila - São Pedro	30,0	11,6
		Morro Bento - Ramiro	25,0	9,6
		Chicala - Morro Bento	15,0	5,8
Linha MAT 400kV	RNT	C. Cabaça - Cambutas I	75,0	30,8
		Cafula - Wako Kungo	45,0	18,5
		CH Cafula - Nova Biópio	195,0	80,0
		Lubango - Quilengues	125,0	51,3
		Nova.Biópo - Quilengues	194,0	79,5
		Lubango - Xangongo	275,0	112,8
		Xangongo - Baynes	250,0	102,5
Total Geral			3085,7	1133,7

INTERLIGAÇÕES

Tipologia	Operador	Nível de Tensão / Linha	Comprimento Estimado (km)	Investimento Estimado (M\$)
Interligação 220kV	RNT	Cabinda - RDC	20,0	6,3
Interligação 220kV	RNT	Luachimo - RDC	10,0	3,2
Interligação 400kV	RNT	Soyo - RDC	130,0	53,3
Total Geral			160,0	62,8

EXTRA HIGH VOLTAGE POWER LINES (EHV)

Typology	Utility	Voltage Level / Power Line	Estimated Length (km)	Estimated Investment (M\$)
Linha MAT 220kV	RNT	Cacolo -Chicapa	151,0	58,1
		Belém do Dango - Caála	12,0	4,6
		Calengue - Nova Biópio	10,0	3,9
		Capanda - Malange II	112,0	35,3
		Catete - Zango	40,0	15,4
		Chitembo - Menongue	167,0	52,6
		Gove - Chitembo	104,0	32,8
		Jamba - Tchamutete	63,0	19,8
		Kapary - Caxito	25,0	9,6
		Kuito - CH Queiroz Galvão	132,0	41,6
		Lubango - Namibe II	163,3	51,4
		Lucala - Pambos de Sonhe II	90,0	28,4
		Malange - Ngana Calunga	219,0	84,3
		Maquela do Zombo - M'Banza Congo	106,0	33,4
		Ngana Calunga - Cacolo	185,0	71,2
		Nova Biópio - Benguela Sul	49,2	15,5
		Nova Biópio - Quileva II	19,2	6,0
		Pambos de Sonhe - Uíge II	121,0	38,1
		Ramiro - Kilamba	25,0	9,6
		Camama - Zango	20,0	6,3
		Biocom - Malange	43,0	13,5
		Fútila - São Pedro	30,0	11,6
		Morro Bento - Ramiro	25,0	9,6
Linha MAT 400kV	RNT	Chicala - Morro Bento	15,0	5,8
		C. Cabaça - Cambutas I	75,0	30,8
		Cafula - Wako Kungo	45,0	18,5
		CH Cafula - Nova Biópio	195,0	80,0
		Lubango - Quilengues	125,0	51,3
		Nova.Biópo - Quilengues	194,0	79,5
		Lubango - Xangongo	275,0	112,8
		Xangongo - Baynes	250,0	102,5
Total Geral			3085,7	1133,7

INTERCONNECTIONS

Typology	Utility	Voltage Level / Power Line	Estimated Length (km)	Estimated Investment (M\$)
Interligação 220kV	RNT	Cabinda - RDC	20,0	6,3
Interligação 220kV	RNT	Luachimo - RDC	10,0	3,2
Interligação 400kV	RNT	Soyo - RDC	130,0	53,3
Total Geral			160,0	62,8

SUBESTAÇÕES DE TRANSPORTE MAT/AT

Tipologia	Operador	Sistema/Projectos	Investimento Estimado (M\$)
Cabinda			30,2
Subestação MAT 220/60kV	RNT	Subestação Fútila	17,8
Subestação MAT	RNT	Reforços	12,4
Centro			195,3
Subestação MAT 220/30kV	RNT	Subestação Chitembo	15,4
Subestação MAT 220/60kV	RNT	Subestação Caála	28,5
Subestação MAT 400/220kV	RNT	Subestação Nova Biópio	46,6
Subestação MAT	RNT	Ligação de Centrais	19,7
		Reforços	85,0
Leste			69,2
Subestação MAT 220/60kV	RNT	Subestação Cacolo	21,2
		Subestação Ngana Calunga	32,0
Subestação MAT	RNT	Reforços	16,0
Norte			727,0
Subestação MAT 220/60kV	RNT	Subestação Caxito	27,9
		Subestação Chicala	49,9
		Subestação Ebo	15,4
		Subestação Zango	49,6
		Subestação 31 Janeiro	31,2
Subestação MAT 400kV	RNT	Subestação Cafula	18,4
Subestação MAT 400/220kV	RNT	Subestação Cacucaco	64,7
Subestação MAT	RNT	Ligação de Centrais	33,0
		Reforços	436,9
Sul			318,1
Subestação MAT 60/30kV	RNT	Subestação Ondjiva	11,3
Subestação MAT 220/60kV	RNT	Subestação Tchamutete	20,4
Subestação MAT 400/60kV	RNT	Subestação Quilengues	30,6
		Subestação Xangongo	93,2
Subestação MAT 400/220kV	RNT	Subestação Lubango	41,3
Subestação MAT	RNT	Reforços	121,3
Total			1 308,7

LINHAS E SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO DE APOIO À ELECTRIFICAÇÃO RURAL

Tipologia	Operador	Sistema	Comprimento Estimado (km)	# de Subestações	Investimento Estimado (M\$)
Apoio à Distribuição Rural	RNT	Sistema a 60kV de apoio à Distribuição Rural do Sistema Centro	571,0	16,0	275,9
		Sistema a 60kV de apoio à Distribuição Rural do Sistema Leste	669,2	6,0	199,8
		Sistema a 60kV de apoio à Distribuição Rural do Sistema Norte	1436,0	21,0	486,4
		Sistema a 60kV de apoio à Distribuição Rural do Sistema Sul	714,2	12,0	263,3
Total Geral			3390,4	55,0	1225,4

TRANSMISSION SUBSTATION EHV/HV

Tipology	Utility	System/Projects	Estimated Investment (M\$)
Cabinda			30,2
EHV Substation 220/60kV	RNT	Fútila Substation	17,8
EHV Substation	RNT	Reinforcements	12,4
Center			195,3
EHV Substation 220/30kV	RNT	Chitembo Substation	15,4
EHV Substation 220/60kV	RNT	Caála Substation	28,5
EHV Substation 400/220kV	RNT	Nova Biópio Substation	46,6
EHV Substation	RNT	Power plant conection	19,7
		Reinforcements	85,0
East			69,2
EHV Substation 220/60kV	RNT	Cacolo Substation	21,2
		Ngana Calunga Substation	32,0
EHV Substation	RNT	Reinforcements	16,0
North			727,0
EHV Substation 220/60kV	RNT	Caxito Substation	27,9
		Chicala Substation	49,9
		Ebo Substation	15,4
		Zango Substation	49,6
		31 Janeiro Substation	31,2
EHV Substation 400kV	RNT	Cacula Substation	18,4
EHV Substation 400/220kV	RNT	Cacuaco Substation	64,7
EHV Substation	RNT	Power plant conection	33,0
		Reinforcements	436,9
South			318,1
EHV Substation 60/30kV	RNT	Ondjiva Substation	11,3
EHV Substation 220/60kV	RNT	Tchamutete Substation	20,4
EHV Substation 400/60kV	RNT	Quilengues Substation	30,6
		Xangongo Substation	93,2
EHV Substation 400/220kV	RNT	Lubango Substation	41,3
EHV Substation	RNT	Reinforcements	121,3
Total			1 308,7

POWER LINES AND SUBSTATIONS TO SUPPORT RURAL ELECTRIFICATION

Tipology	Utility	System	Estimated Length (km)	# of Substations	Estimated Investments (M\$)
Rural Electrification Support	RNT	60kV System to support Rural Electrification in Center System	571,0	16,0	275,9
		60kV System to support Rural Electrification in East System	669,2	6,0	199,8
		60kV System to support Rural Electrification in North System	1436,0	21,0	486,4
		60kV System to support Rural Electrification in South System	714,2	12,0	263,3
Overall Total			3390,4	55,0	1225,4



Cazombo, província do Moxico
Cazombo, Moxico province



ANEXO 2

ANNEX 2

MODELO DE ELECTRIFICAÇÃO DAS SEDES DE MUNICÍPIO NO HORIZONTE 2025
ELECTRIFICATION MODEL OF MUNICIPAL CAPITALS IN THE 2025 HORIZON

Província	Município	Sede de Município	Distribuição
Bengo	Ambriz	Ambriz	Sistema Isolado Renovável
	Bula-Atumba	Bula Atumba	Extensão de Rede
	Dande	Caxito	Capital de Província / Á. Urbana
	Dembos-Quibaxe	Quibaxi	Extensão de Rede
	Nambuagongo	Gombe (Nambuagongo)	Sistema Isolado Térmico
	Pango-Aluquem	Pango Aluquem	Extensão de Rede
Benguela	Baía Farta	Baía Farta	Extensão de Rede
	Balombo	Balombo	Extensão de Rede
	Benguela	Benguela	Capital de Província / Á. Urbana
	Bocoio	Bocoio	Extensão de Rede
	Caimbambo	Caimbambo	Extensão de Rede
	Catumbela	Catumbela	Capital de Província / Á. Urbana
	Chongoroi	Chongoroi	Extensão de Rede
	Cubal	Cubal	Extensão de Rede
	Ganda	Ganda	Extensão de Rede
	Lobito	Lobito	Capital de Província / Á. Urbana
	Bié	Andulo	Andulo
Camacupa		Camacupa	Extensão de Rede
Catabola		Catabola	Extensão de Rede
Chinguar		Chinguar	Capital de Província / Á. Urbana
Chitembo		Tchitembo	Extensão de Rede
Cuamba		Cuamba	Sistema Isolado Renovável
Cuito		Cuito	Capital de Província / Á. Urbana
Cunhinga		Cunhinga	Extensão de Rede
N'harea		Nharea	Extensão de Rede
Cabinda		Belize	Belize
	Buco Zau	Buco Zau	Extensão de Rede
	Cabinda	Cabinda	Capital de Província / Á. Urbana
	Cacongo	Landana	Extensão de Rede
Cuando Cubango	Calai	Calai	Extensão de Rede
	Cuanger	Cuanger	Extensão de Rede
	Cuchi	Cuchi	Sistema Isolado Renovável
	Cuito Cuanavale	Cuito Cuanavale	Sistema Isolado Térmico
	Dirico	Dirico	Extensão de Rede
	Mavinga	Mavinga	Sistema Isolado Térmico
	Menongue	Menongue	Capital de Província / Á. Urbana
	Nancova	Vila Nova Armada	Sistema Isolado Térmico
	Rivungo	Rivungo	Sistema Isolado Renovável
	Cuanza Norte	Ambaca	Camabatela - Incontável
Banga		Banga	Extensão de Rede
Bolongongo		Bolongongo	Extensão de Rede
Cambambe		Dondo	Extensão de Rede
Cazengo		Ndalatando	Capital de Província / Á. Urbana
Golungo Alto		Golungo Alto	Extensão de Rede
Lucala		Lucala	Extensão de Rede
Ngonguembo		Quilombo dos Dembos	Extensão de Rede
Quiculungo		Quiculungo	Extensão de Rede
Samba Cajú		Samba Caju	Extensão de Rede
Cuanza Sul		Amboim (Gabela)	Gabela
	Cassongue	Cassongue	Sistema Isolado Térmico
	Cela (Waku-Kungo)	Cela	Extensão de Rede
	Conda	Conda	Extensão de Rede
	Ebo	Ebo	Extensão de Rede
	Libolo (Calulo)	Calulo	Extensão de Rede
	Mussende	Mussende	Sistema Isolado Renovável
	Porto Amboim	Porto Amboim	Capital de Província / Á. Urbana
	Quibala	Quibala	Extensão de Rede
	Quilenda	Quilenda	Extensão de Rede
	Seles (Uku Seles)	Seles	Extensão de Rede
	Sumbe (Ngangula)	Sumbe	Capital de Província / Á. Urbana

Province	Municipality	Municipality Capital	Distribution
Bengo	Ambriz	Ambriz	Renewable Off-grid System
	Bula-Atumba	Bula Atumba	Grid Extension
	Dande	Caxito	Province Capital / U. Area
	Dembos-Quibaxe	Quibaxi	Grid Extension
	Nambuagongo	Gombe (Nambuagongo)	Thermal Off-grid System
	Pango-Aluquem	Pango Aluquem	Grid Extension
Benguela	Baía Farta	Baía Farta	Grid Extension
	Balombo	Balombo	Grid Extension
	Benguela	Benguela	Province Capital / U. Area
	Bocoio	Bocoio	Grid Extension
	Caimbambo	Caimbambo	Grid Extension
	Catumbela	Catumbela	Province Capital / U. Area
	Chongoroi	Chongoroi	Grid Extension
	Cubal	Cubal	Grid Extension
	Ganda	Ganda	Grid Extension
	Lobito	Lobito	Province Capital / U. Area
	Bié	Andulo	Andulo
Camacupa		Camacupa	Grid Extension
Catabola		Catabola	Grid Extension
Chinguar		Chinguar	Province Capital / U. Area
Chitembo		Tchitembo	Grid Extension
Cuamba		Cuamba	Renewable Off-grid System
Cuito		Cuito	Province Capital / U. Area
Cunhinga		Cunhinga	Grid Extension
N'harea		Nharea	Grid Extension
Cabinda	Belize	Belize	Grid Extension
	Buco Zau	Buco Zau	Grid Extension
	Cabinda	Cabinda	Province Capital / U. Area
	Cacongo	Landana	Grid Extension
Cuando Cubango	Calai	Calai	Grid Extension
	Cuanger	Cuanger	Grid Extension
	Cuchi	Cuchi	Renewable Off-grid System
	Cuito Cuanavale	Cuito Cuanavale	Thermal Off-grid System
	Dirico	Dirico	Grid Extension
	Mavinga	Mavinga	Thermal Off-grid System
	Menongue	Menongue	Province Capital / U. Area
	Nancova	Vila Nova Armada	Thermal Off-grid System
	Rivungo	Rivungo	Renewable Off-grid System
Cuanza Norte	Ambaca	Camabatela - Incontável	Grid Extension
	Banga	Banga	Grid Extension
	Bolongongo	Bolongongo	Grid Extension
	Cambambe	Dondo	Grid Extension
	Cazengo	Ndatatando	Province Capital / U. Area
	Golungo Alto	Golungo Alto	Grid Extension
	Lucala	Lucala	Grid Extension
	Ngonguembo	Quilombo dos Dembos	Grid Extension
	Quiculungo	Quiculungo	Grid Extension
	Samba Cajú	Samba Caju	Grid Extension
	Cuanza Sul	Amboim (Gabela)	Gabela
Cassongue		Cassongue	Thermal Off-grid System
Cela (Waku-Kungo)		Cela	Grid Extension
Conda		Conda	Grid Extension
Ebo		Ebo	Grid Extension
Libolo (Calulo)		Calulo	Grid Extension
Mussende		Mussende	Renewable Off-grid System
Porto Amboim		Porto Amboim	Province Capital / U. Area
Quibala		Quibala	Grid Extension
Quilenda		Quilenda	Grid Extension
Seles (Uku Seles)		Seles	Grid Extension
Sumbe (Ngangula)		Sumbe	Province Capital / U. Area

Província	Município	Sede de Município	Distribuição	
Cunene	Cahama	Cahama	Extensão de Rede	
	Cuanhama	Ondjiva	Capital de Província / Á. Urbana	
	Curoca	Oncócuá	Sistema Isolado Térmico	
	Cuvelai	Cuvelai	Extensão de Rede	
	Namacunde	Namacunde	Extensão de Rede	
	Ombadja	Xangongo	Extensão de Rede	
Huambo	Bailundo	Bailundo	Extensão de Rede	
	Caála	Caala	Capital de Província / Á. Urbana	
	Catchiungo	Catchiungo	Capital de Província / Á. Urbana	
	Ecunha	Ecunha	Extensão de Rede	
	Huambo	Huambo	Capital de Província / Á. Urbana	
	Londuimbale	Londuimbali	Extensão de Rede	
	Longonjo	Longonjo	Extensão de Rede	
	Mungo	Mungo	Sistema Isolado Térmico	
	Tchikala Tcholohanga	Tchicala Tcholohanga	Capital de Província / Á. Urbana	
	Tchinjenje	Tchindjendje	Extensão de Rede	
	Ukuma	Ucuma1	Extensão de Rede	
Huíla	Caconda	Caconda	Extensão de Rede	
	Cacula	Cacula	Extensão de Rede	
	Caluquembe	Caluquembe	Extensão de Rede	
	Chibia	Chibia	Extensão de Rede	
	Chicomba	Chicomba	Sistema Isolado Térmico	
	Chipindo	Chipindo	Extensão de Rede	
	Cuvango	Cuvango	Sistema Isolado Renovável	
	Gambos	Chiange	Extensão de Rede	
	Humpata	Humpata	Extensão de Rede	
	Jamba	Jamba	Extensão de Rede	
	Lubango	Lubango	Capital de Província / Á. Urbana	
	Matala	Matala	Capital de Província / Á. Urbana	
	Quilengues	Quilengues	Extensão de Rede	
	Quipungo	Quipungo	Extensão de Rede	
	Luanda	Belas	Belas	Capital de Província / Á. Urbana
		Cacuaco	Cacuaco	Capital de Província / Á. Urbana
		Cazenga	Cazenga	Capital de Província / Á. Urbana
Icolo e Bengo		Catete	Capital de Província / Á. Urbana	
Quissama		Muxima	Capital de Província / Á. Urbana	
Viana		Luanda	Capital de Província / Á. Urbana	
Viana		Viana	Capital de Província / Á. Urbana	
Lunda Norte	Cambulo	Nzagi	Extensão de Rede	
	Capenda Camulemba	Capenda Camulemba	Extensão de Rede	
	Caungula	Caungula	Sistema Isolado Térmico	
	Chitato	Dundo (Chitato)	Capital de Província / Á. Urbana	
	Cuango	Luzamba I	Extensão de Rede	
	Cuilo	Cuilo	Extensão de Rede	
	Lubalo	Lubalo	Sistema Isolado Térmico	
	Lucapa	Lucapa	Capital de Província / Á. Urbana	
	Xá-Muteba	Xá Muteba	Extensão de Rede	
Lunda Sul	Cacolo	Cacolo	Extensão de Rede	
	Dala	Dala	Extensão de Rede	
	Muconda	Muconda	Sistema Isolado Renovável	
	Saurimo	Saurimo	Capital de Província / Á. Urbana	

Province	Municipality	Municipality Capital	Distribution	
Cunene	Cahama	Cahama	Grid Extension	
	Cuanhama	Ondjiva	Province Capital / U. Area	
	Curoca	Oncócuá	Thermal Off-grid System	
	Cuvelai	Cuvelai	Grid Extension	
	Namacunde	Namacunde	Grid Extension	
	Ombadja	Xangongo	Grid Extension	
Huambo	Bailundo	Bailundo	Grid Extension	
	Caála	Caala	Province Capital / U. Area	
	Catchiungo	Catchiungo	Province Capital / U. Area	
	Ecunha	Ecunha	Grid Extension	
	Huambo	Huambo	Province Capital / U. Area	
	Londuimbale	Londuimbali	Grid Extension	
	Longonjo	Longonjo	Grid Extension	
	Mungo	Mungo	Thermal Off-grid System	
	Tchikala Tcholohanga	Tchicala Tcholohanga	Province Capital / U. Area	
	Tchinjenje	Tchindjendje	Grid Extension	
	Ukuma	Ucuma1	Grid Extension	
Huíla	Caconda	Caconda	Grid Extension	
	Cacula	Cacula	Grid Extension	
	Caluquembe	Caluquembe	Grid Extension	
	Chibia	Chibia	Grid Extension	
	Chicomba	Chicomba	Thermal Off-grid System	
	Chipindo	Chipindo	Grid Extension	
	Cuvango	Cuvango	Renewable Off-grid System	
	Gambos	Chiange	Grid Extension	
	Humpata	Humpata	Grid Extension	
	Jamba	Jamba	Grid Extension	
	Lubango	Lubango	Province Capital / U. Area	
	Matala	Matala	Province Capital / U. Area	
	Quilengues	Quilengues	Grid Extension	
	Quipungo	Quipungo	Grid Extension	
	Luanda	Belas	Belas	Province Capital / U. Area
		Cacuaco	Cacuaco	Province Capital / U. Area
		Cazenga	Cazenga	Province Capital / U. Area
Icolo e Bengo		Catete	Province Capital / U. Area	
Quissama		Muxima	Province Capital / U. Area	
Viana		Luanda	Province Capital / U. Area	
Viana		Viana	Province Capital / U. Area	
Lunda Norte		Cambulo	Nzagi	Grid Extension
	Capenda Camulemba	Capenda Camulemba	Grid Extension	
	Caungula	Caungula	Thermal Off-grid System	
	Chitato	Dundo (Chitato)	Province Capital / U. Area	
	Cuango	Luzamba I	Grid Extension	
	Cuilo	Cuilo	Grid Extension	
	Lubalo	Lubalo	Thermal Off-grid System	
	Lucapa	Lucapa	Province Capital / U. Area	
	Xá-Muteba	Xá Muteba	Grid Extension	
Lunda Sul	Cacolo	Cacolo	Grid Extension	
	Dala	Dala	Grid Extension	
	Muconda	Muconda	Renewable Off-grid System	
	Saurimo	Saurimo	Province Capital / U. Area	

Província	Município	Sede de Município	Distribuição	
Malanje	Cacuso	Cacuso	Extensão de Rede	
	Cahombo	Caomba	Sistema Isolado Térmico	
	Calandula	Calandula	Extensão de Rede	
	Cambundi-Catembo	Cambundi	Sistema Isolado Térmico	
	Cangandala	Cangandala	Extensão de Rede	
	Cunda-dia-Baze	Cunda diá Baze	Sistema Isolado Térmico	
	Kiuaba-N'zaji	Quiuaba Nzogi	Sistema Isolado Térmico	
	Luquembo	Luquembo	Sistema Isolado Térmico	
	Malanje	Malanje	Capital de Província / Á.Urbana	
	Marimba	Marimba	Sistema Isolado Térmico	
	Massango	Massango	Sistema Isolado Térmico	
	Mucari	Caculama	Extensão de Rede	
	Quela	Quela	Extensão de Rede	
	Quirima	Quirima	Sistema Isolado Térmico	
	Moxico	Alto Zambeze	Cazombo	Sistema Isolado Renovável
		Bundas-Limbala-Nguinbo	Lumbala Nguimbo	Sistema Isolado Térmico
Camanongue		Camanongue	Extensão de Rede	
Cameia		Lumeji	Extensão de Rede	
Léua		Leua	Extensão de Rede	
Luacano		Luacano	Sistema Isolado Renovável	
Luau		Luao	Sistema Isolado Renovável	
Luchazes		Cangamba	Sistema Isolado Térmico	
Luena		Luena	Capital de Província / Á.Urbana	
Namibe	Bibala	Bibala	Extensão de Rede	
	Camucuio	Camucuio	Extensão de Rede	
	Namibe	Namibe	Capital de Província / Á.Urbana	
	Tômbwa (ex Porto Alexandre)	Tombwa	Extensão de Rede	
	Virei	Virei	Extensão de Rede	
Uíge	Ambuíla	Ambula	Extensão de Rede	
	Bembe	Bembe	Extensão de Rede	
	Buengas	Nova Esperança	Extensão de Rede	
	Bungo	Bungo	Extensão de Rede	
	Cangola	Cangola	Sistema Isolado Térmico	
	Damba	Damba	Extensão de Rede	
	Maquela do Zombo	Maquela do Zombo	Extensão de Rede	
	Milunga	Piloto	Extensão de Rede	
	Mucaba	Mucaba	Extensão de Rede	
	Negage	Aldeia	Extensão de Rede	
	Puri	Puri	Extensão de Rede	
	Quimbele	Quimbele	Extensão de Rede	
	Quitexe	Quitexe	Extensão de Rede	
	Sanza Pombo	Sanza Pombo	Extensão de Rede	
	Songo	Songo	Extensão de Rede	
	Uíge	Uíge	Capital de Província / Á.Urbana	
	Zaire	Cuimba	Cuimba	Extensão de Rede
Mbanza Congo		Mbanza Congo	Capital de Província / Á.Urbana	
Nóqui		Nóqui	Extensão de Rede	
Nzeto		Nzeto	Extensão de Rede	
Soyo		Santo António do Zaire	Capital de Província / Á.Urbana	
Tomboco		Tomboco	Extensão de Rede	

Province	Municipality	Municipality Capital	Distribution
Malanje	Cacuso	Cacuso	Grid Extension
	Cahombo	Caomba	Thermal Off-grid System
	Calandula	Calandula	Grid Extension
	Cambundi-Catembo	Cambundi	Thermal Off-grid System
	Cangandala	Cangandala	Grid Extension
	Cunda-dia-Baze	Cunda diá Baze	Thermal Off-grid System
	Kiuaba-N'zaji	Quiuaba Nzogi	Thermal Off-grid System
	Luquembo	Luquembo	Thermal Off-grid System
	Malanje	Malanje	Province Capital / U. Area
	Marimba	Marimba	Thermal Off-grid System
	Massango	Massango	Thermal Off-grid System
	Mucari	Caculama	Grid Extension
	Quela	Quela	Grid Extension
	Quirima	Quirima	Thermal Off-grid System
	Moxico	Alto Zambeze	Cazombo
Bundas-Limbala-Nguinbo		Lumbala Nguimbo	Thermal Off-grid System
Camanongue		Camanongue	Grid Extension
Cameia		Lumeji	Grid Extension
Léua		Leua	Grid Extension
Luacano		Luacano	Renewable Off-grid System
Luau		Luao	Renewable Off-grid System
Luchazes		Cangamba	Thermal Off-grid System
Luena		Luena	Province Capital / U. Area
Namibe	Bibala	Bibala	Grid Extension
	Camucuio	Camucuio	Grid Extension
	Namibe	Namibe	Province Capital / U. Area
	Tômbwa (ex Porto Alexandre)	Tombwa	Grid Extension
	Virei	Virei	Grid Extension
Uíge	Ambuíla	Ambula	Grid Extension
	Bembe	Bembe	Grid Extension
	Buengas	Nova Esperança	Grid Extension
	Bungo	Bungo	Grid Extension
	Cangola	Cangola	Thermal Off-grid System
	Damba	Damba	Grid Extension
	Maquela do Zombo	Maquela do Zombo	Grid Extension
	Milunga	Piloto	Grid Extension
	Mucaba	Mucaba	Grid Extension
	Negage	Aldeia	Grid Extension
	Puri	Puri	Grid Extension
	Quimbele	Quimbele	Grid Extension
	Quitexe	Quitexe	Grid Extension
	Sanza Pombo	Sanza Pombo	Grid Extension
	Songo	Songo	Grid Extension
	Uíge	Uige	Province Capital / U. Area
	Zaire	Cuimba	Cuimba
Mbanza Congo		Mbanza Congo	Province Capital / U. Area
Nóqui		Nóqui	Grid Extension
Nzeto		Nzeto	Grid Extension
Soyo		Santo António do Zaire	Province Capital / U. Area
Tomboco		Tomboco	Grid Extension

Ficha Técnica *Technical Data*

Supervisão

Supervision

Joaquim Ventura, Secretário de Estado da Energia

Joaquim Ventura, Secretary of State for Energy

Coordenação

Coordination

José Neto, Coordenador do Projecto Angola Energia 2015

José Neto, Angola 2025 Energy Project Coordinator

Grupo de trabalho MINEA

MINEA Work group

Adérito Figueira

Alcides Bravo da Rosa

Fernanda Domingos

Gilberto Van Dunem

Landa João

Manuel Neto

Marcolino Yava

Maria Graciette Pitra

Oswaldo Gonçalves

Paulo Emídio

Tárcio Cardoso

Design, concepção gráfica e edição de imagem

Graphic design and image edition

GESTO ENERGIA

Pedro Borges Fernandes

Joana Namorado

Sales Group

Foto de capa

Cover photo

Ademar Rangel

Equipa

Team

GESTO

Miguel Barreto

Pedro Borges Fernandes

José André

Carlos Gueifão

Nuno Nóbrega

João Dias

Pedro Araújo

Joana Santos

Gonçalo Cúmano

Sónia André

Mafalda Morais

Bernardo Mendonça

Rui Chaves

Paulo Preto dos Santos

Diogo Falcão

Filipe Rosa

Carlos Martins

Miguel Vieira Pita

Fábio Lucas

João Gil

VIGWORLD

Saidy Vieira Dias

Jorge Calvillo

Roque Bergareche

Francisco Vásquez

ISBN 978-989-97416-3-8

Depósito Legal / Legal Deposit N0 373118/14

1.ª Edição / 1st Edition: 2000/2016.06

Copyright © Gesto-Energia, S.A.

Em memória de Roque Bergareche

In memory of Roque Bergareche



Tribo Mamuila, província da Huila
Mamuila tribe, Huila province



REPÚBLICA DE ANGOLA
MINISTÉRIO DA ENERGIA E ÁGUAS