



DIÁRIO DA REPÚBLICA

ÓRGÃO OFICIAL DA REPÚBLICA DE ANGOLA**Preço deste número — Kz: 550,00**

Toda a correspondência, quer oficial, quer relativa a anúncio e assinaturas do «Diário da República», deve ser dirigida à Imprensa Nacional — E. P., em Luanda, Caixa Postal 1306 — End. Teleg.: «Imprensa»	ASSINATURAS	Ano	O preço de cada linha publicada nos <i>Diários da República</i> 1.ª e 2.ª séries é de Kz: 75,00 e para a 3.ª série Kz: 95,00, acrescido do respectivo imposto do selo, dependendo a publicação da 3.ª série de depósito prévio a efectuar na Tesouraria da Imprensa Nacional — E. P.
	As três séries.	Kz: 440 375,00	
	A 1.ª série	Kz: 260 250,00	
	A 2.ª série	Kz: 135 850,00	
	A 3.ª série	Kz: 105 700,00	

IMPRENSA NACIONAL - E. P.

Rua Henrique de Carvalho n.º 2

E-mail-imprenac@ hotmail.com

Caixa Postal N.º 1306

CIRCULAR*Excelentíssimos Senhores:*

Havendo necessidade de se evitarem os inconvenientes que resultam para os nossos serviços do facto das respectivas assinaturas no *Diário da República* não serem feitas com a devida oportunidade.

Para que não haja interrupção no fornecimento do *Diário da República* aos estimados clientes, temos a honra de informá-los que estão abertas a partir desta data até 15 de Dezembro de 2011, as respectivas assinaturas para o ano 2012 pelo que deverão providenciar a regularização dos seus pagamentos junto dos nossos serviços.

1. Os preços das assinaturas do *Diário da República*, no território nacional passam a ser os seguintes:

As 3 séries Kz: 463 125,00
1.ª série Kz: 273 700,00
2.ª série Kz: 142 870,00
3.ª série Kz: 111 160,00

2. As assinaturas serão feitas apenas no regime anual.

3. Aos preços mencionados no n.º 1 acrescer-se-á um valor adicional para portes de correio por via normal das três séries, para todo o ano, no valor de Kz: 95 975,00 que poderá sofrer eventuais alterações em função da flutuação das taxas a praticar pela Empresa Nacional de Correios de Angola, E.P. no ano de 2012. Os clientes que optarem pela recepção dos *Diários da República* através do correio deverão indicar o seu endereço completo, incluindo a Caixa Postal, a fim de se evitarem atrasos na sua entrega, devolução ou extravio.

Observações:

- estes preços poderão ser alterados se houver uma desvalorização da moeda nacional, numa proporção superior à base que determinou o seu cálculo ou outros factores que afectem consideravelmente a nossa estrutura de custos;*
- as assinaturas que forem feitas depois de 15 de Dezembro de 2011 sofrerão um acréscimo de uma taxa correspondente a 15%;*
- aos organismos do Estado que não regularizem os seus pagamentos até 15 de Dezembro do ano em curso não lhes serão concedidas a crédito as assinaturas do *Diário da República*, para o ano de 2012.*

SUMÁRIO**Presidente da República****Decreto Presidencial n.º 256/11:**

Aprova a Política e a Estratégia de Segurança Energética Nacional.

PRESIDENTE DA REPÚBLICA**Decreto Presidencial n.º 256/11**

de 29 de Setembro

Considerando que a transformação do sector energético nacional assume-se como uma das prioridades na promoção do desenvolvimento económico e social sustentável do País e que os desafios de reforço de capacidades e de infra-estruturas e as alterações que se perspectivam ao longo da cadeia de valor dos subsectores energéticos, sugerem a revisão do actual paradigma energético;

Considerando que a luz desta realidade, urge dispor da Política e Estratégia de Segurança Energética Nacional, que define as principais orientações estratégicas para o sector, em particular para o subsector eléctrico e para o subsector petrolífero e de gás natural, e redefine o enquadramento institucional do sector, com base no reforço das funções de regulação, na clarificação de responsabilidades e na capacitação dos recursos;

Havendo necessidade de definir a entidade de coordenação dos subsectores no âmbito da Política e Estratégia de Segurança Energética, com um âmbito de intervenção que inclui a avaliação do nível de segurança energética a curto, médio e longo prazos, em particular do aprovisionamento de energia eléctrica, a monitorização e coordenação ao mais alto nível de todas as actividades em curso, a coordenação do planeamento estratégico intersectorial, e o apoio na definição do plano estratégico integrado para o subsector da energia eléctrica.

O Presidente da República decreta, nos termos da alínea d) do artigo 120.º e do n.º 3 do artigo 125.º, ambos da Constituição da República de Angola, o seguinte:

Artigo 1.º — É aprovada a Política e a Estratégia de Segurança Energética Nacional.

Artigo 2.º — É atribuída a coordenação dos subsectores no âmbito da Política e Estratégia de Segurança Energética à Comissão do Conselho de Ministros para o Sector Produtivo.

Artigo 3.º — O Grupo Técnico do Sector Produtivo assume o apoio técnico da respectiva Comissão na coordenação e supervisão dos programas no âmbito da implementação da Política e a Estratégia de Segurança Energética e em particular do subsector da energia eléctrica, para o efeito, pode recorrer a outros especialistas de reconhecida capacidade técnica.

Apreciada em Conselho de Ministros, em Luanda, aos 31 de Agosto de 2011.

Publique-se.

Luanda, aos 20 de Setembro de 2011.

O Presidente da República, JOSÉ EDUARDO DOS SANTOS.

SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento foi elaborado entre Junho e Agosto de 2011, baseado na síntese de Estratégia Energética para Angola realizada no quarto trimestre de 2009 e actualizado para reflectir os principais desenvolvimentos ocorridos nos dois anos decorridos. Para a realização deste estudo foi analisado um conjunto de documentos entretanto produzido, de onde se destacam os seguintes:

Processo de Implementação da Reforma do Sector Eléctrico de Angola – Relatório Final;

Programa Nacional de Electrificação Rural (incluindo os subprogramas de pequena geração hidro-eléctrica (mini-hídricas), Electrificação solar (Aldeia Solar) e pequena Geração Térmica);

Estratégia de Modernização e Reestruturação das Empresas Públicas de Electricidade e respectivo relatório explicativo, *Diário da República* 1.ª série n.º 22;

Proposta para o Reforço e Expansão da Energia Eléctrica a todo o Território Nacional, Estudo – Parcerias Público-Privadas para o Sector Eléctrico de Angola (documento de análise sobre modelos potenciais de Parcerias Público-Privadas a implementar em Angola);

Programação Financeira Anual para o Período 2010-2015 – Projectos estruturantes do Sector Eléctrico e Projectos de Energia Eléctrica em Angola (Curto-Médio Prazos);

Para além disso foi também consultada a legislação entretanto publicada sobre o tema, nomeadamente no que se refere à reorganização das empresas públicas de electricidade, definição de enquadramento regulatório na definição de tarifas e remuneração de activos energéticos, bem como à criação do Fundo Petrolífero.

I. Importância da transformação requerida no sector energético em Angola.

O desenvolvimento económico e social futuro de Angola requer que o sector energético multiplique por quatro a sua oferta até 2025 (consumo de 25 milhões de toneladas equivalentes de petróleo), assegurando um abastecimento regular, de qualidade e a custos competitivos às empresas e populações;

A matriz energética angolana deverá sofrer alterações profundas, com o subsector eléctrico a aumentar o seu peso na matriz de forma significativa (dos 3% actuais para 10-15% em 2025) e o subsector petrolífero a aumentar igualmente a sua importância (de 33% para cerca de 45-55%), em detrimento do elevado peso actual da biomassa;

Ao contrário de muitos outros países, a extraordinária riqueza de recursos em Angola (e o perfil destes recursos) permite uma convergência dos três objectivos principais da política energética, tipicamente conflitantes (segurança e autonomia energética, eficiência em custos, sustentabilidade ambiental). Esta situação confere uma posição privilegiada a Angola na resposta aos desafios que enfrenta.

II. Orientações estratégicas para o subsector eléctrico.

A actual situação de «crise» do subsector eléctrico (elevada inoperacionalidade e irregularidade no abastecimento das populações e empresas, falta de capacidade em toda a cadeia de valor) e, por outro lado, o enorme desafio associado ao crescimento a longo prazo (necessário multiplicar por 9 a oferta actualmente existente) requer uma actuação estruturada em dois horizontes;

A curto prazo é urgente assegurar a concretização dos projectos em curso, nomeadamente do «Programa Executivo do Sector Eléctrico» (PESE), com o objectivo de, até 2012, duplicar a capacidade que estava disponível em 2009, assegurando a reabilitação e reforço imediato das infra-estruturas, iniciando o processo de redução de subsídios nas tarifas ao cliente final, e lançando a implementação do Programa Nacional de Electrificação Rural. Finalmente, importa tomar desde já as decisões para iniciar o investimento estruturante (de longo prazo) na geração: CCGT (400-800MW) com base no gás do Soyo, hídricas (projectos em curso ou em fase avançada), e de *pet-coke* (250-350MW) – ou investimento alternativo (dependendo da configuração final da Refinaria do Lobito);

A longo prazo, a transformação do subsector requer uma actuação em torno dos seguintes eixos:

Forte crescimento do parque de geração (dos actuais 1GW para 9GW em 2025), essencial-

mente assente nos recursos hídricos e no gás natural;

Potenciação do papel das energias renováveis como tecnologias importantes para os sistemas isolados, com especial enfoque para os pequenos aproveitamentos hídricos e, em situações pontuais, para as energias eólica e solar, nos casos em que a competitividade em custos e/ou a indisponibilidade de alternativas o justifique. A geração com base em outros recursos endógenos (p.ex., combustão de resíduos sólidos urbanos e resíduos florestais) poderá assumir um papel complementar (tanto no sistema interligado como em sistemas isolados) devendo ser avaliada a competitividade em custos e outras externalidades em cada caso específico. A potenciação das energias renováveis deverá passar pela implementação de políticas públicas e enquadramentos regulamentares ajustados à competitividade de cada fonte energética, como forma de fomentar o investimento nos mesmos.

Expansão da electrificação, considerando o papel central de alguns sectores produtivos no desenvolvimento económico angolano e atingindo, de uma forma geograficamente equilibrada (ou seja, com uma preocupação de inclusão dos meios rurais 50% a 60% da população até 2025:

Actuação significativa a nível das tarifas com vista a assegurar a sustentabilidade económico-financeira do subsector e dos seus operadores (as tarifas cobrem actualmente apenas 20% dos custos do sistema);

Reforço das valências dos operadores do subsector, garantindo-lhes simultaneamente escala mínima e foco de actividade, o que deverá requerer um rearranjo do actual modelo organizativo-empresarial, através da criação de entidades públicas únicas especializadas em cada uma das etapas da cadeia de valor (produção, transporte e distribuição/comercialização), tal como preconizado, por exemplo, na Estratégia de Modernização e Reestruturação das Empresas Públicas de Electricidade e no recente estudo sobre a Reforma do Sector Eléctrico de Angola, resultando na seguinte configuração institucional para o Sector suportada em 5 entidades distintas:

MINEA na definição de políticas e estratégias para o sector Eléctrico;

IRSE (Instituto Regulador do Sector Energético) e AREA (Agência Reguladora de Energia Atómica) para regulação do sector Eléctrico, que inclui definição de tarifas e modelos de transferência de receitas entre os diferentes actores do sistema;

Empresa pública exclusivamente dedicada à gestão dos activos de Produção, a resultar da fusão de activos de produção da ENE e do GAMEK;

Empresa pública dedicada ao Transporte de energia em linhas de alta tensão e gestão do sistema;

Empresa pública dedicada à Distribuição, a resultar da fusão dos activos de distribuição da ENE, EDEL e Municípios, concessionária responsável por todas as redes de distribuição com possibilidade de desenvolvimento de estruturas locais quando tal se afigurar vantajoso.

Promoção da entrada de capital privado e de *know-how* de construção e operação no subsector, em casos específicos a detalhar, através, nomeadamente, da celebração de Parcerias Público-Privadas para a construção e concessão de equipamentos de produção e transporte, bem como do estabelecimento na geração de regimes remuneratórios atractivos para investidores privados através de PPAs para grandes projectos interligados e *feed-in tariffs* para projectos isolados de menor dimensão;

No caso específico das centrais a Gás Natural, CCGT, entrada da SONANGOL em conjunto com a ENE, integrando verticalmente com as valências de Gás Natural existentes, nomeadamente o acesso privilegiado desta empresa a recursos de gás natural e o seu *know how* operacional no sector;

No total, a execução do programa de transformação do subsector eléctrico implica um investimento de 13 mil milhões de dólares até 2025.

III. Orientações estratégicas para o subsector petrolífero e de gás natural.

A prioridade estratégica deverá ser a maximização da captura de riqueza para Angola, para o que será

necessário desenvolver novas capacidades no subsector e aumentar a angolanização da actividade económica, a par da racionalização dos elevados investimentos previstos para o subsector;

No *upstream*, é crítico reforçar o papel da SONANGOL como operador (crude e gás natural) e definir o modelo regulatório para potenciar o investimento na exploração de gás natural;

Na refinação, existe um elevado potencial de criação de valor associado à optimização integrada dos dois projectos existentes (Lobito e Luanda) e à sua implementação nos prazos previstos e com elevada eficiência na execução do investimento;

Na logística de produtos derivados, os investimentos previstos, apesar de colmatarem as lacunas existentes, apresentam um elevado potencial de racionalização (poupanças totais superiores a 2 mil milhões de dólares), pelas vias: (1) de racionalização da armazenagem prevista para reservas estratégicas, e (2) de captura de sinergias entre projectos da logística, distribuição e refinação (explorando modos alternativos de transporte, como são o pipeline e o transporte ferroviário);

Na distribuição, deverá ser tendencialmente eliminada a subsidiação ao consumidor final (as tarifas actuais cobrem apenas um terço a metade do custo real de abastecimento, gerando um défice anual de cerca de 2 mil milhões de dólares no subsector), e promovido o aumento acentuado da rede de postos em cerca de 500-1.000 postos até 2015, para o qual a recente liberalização constituiu um primeiro passo. A massificação da utilização de GPL através do reforço da rede de distribuição (e de subsídios iniciais e selectivos ao consumo) é crítica para a redução do consumo de biomassa;

A execução do programa implica um investimento de 13 a 15 mil milhões de dólares até 2025 (excluindo o *upstream* de petróleo e gás natural).

IV. Modelo institucional.

Para responder de forma efectiva aos desafios de desenvolvimento de capacidades e infra-estruturas, e acomodar as alterações que se perspectivavam no funcionamento do sector energético ao longo da cadeia de valor (como, por exemplo, a maior participação de privados), é importante

rever o enquadramento institucional do sector, robustecendo as funções de regulação, através da clarificação de funções e responsabilidades, e do desenvolvimento das competências necessárias. Em particular, deverão ser definidos os termos da definição de tarifas através do IRSE e uniformização e redução progressiva da subsídioção atribuída ao sector energético;

Adicionalmente, e face à escala de transformação necessária e ao significativo esforço de coordenação entre subsectores, recomenda-se que o esforço de transformação do Sector venha a integrado no âmbito da já existente Comissão do Sector Produtivo (CSP) – que coordenará e monitorizará ao mais alto nível todas as actividades em curso, incluindo o planeamento estratégico intersectorial e a definição do plano estratégico integrado para o sector energético a longo prazo. No contexto desta Comissão, as competências do Grupo Técnico do Sector Produtivo serão reforçadas com valências orientadas à execução dos planos para o Sector Energético;

Duas alternativas para ao âmbito de actuação do CSP no Sector Energético:

Foco na globalidade da Estratégia e Política Energética de Angola, incluindo Petróleo, Gás Natural e Energia Eléctrica;

Foco no Sector Eléctrico e suas prioridades de actuação no curto e médio prazos.

Neste contexto, perante a maior urgência dos desafios do Sector Eléctrico e face ao maior desenvolvimento do sector petrolífero de Angola, é recomendado que a CSP centre os seus esforços na Reforma do Sector Eléctrico. Como tal, o Grupo Técnico do Sector Produtivo e será essencialmente reforçado com valências dirigidas aos desafios do Sector Eléctrico, e terá como prioridade a execução das Linhas de Actuação do subsector eléctrico.

INTRODUÇÃO

O Executivo angolano aprovou a 14 de Janeiro de 2009 a constituição da Comissão Interministerial para a Segurança Energética de Angola, com as responsabilidades de definir a estratégia e política energética de Angola, elaborar o pro-

grama de segurança energética nacional e, finalmente, elaborar uma proposta de modelo institucional para o sector.

O presente documento pretende sintetizar as conclusões dos trabalhos da Comissão e apresentar as principais recomendações para aprovação pelo Governo, encontrando-se a esse efeito estruturado em cinco secções:

Numa primeira secção, é brevemente exposto o contexto de partida, onde se estabelece a urgência do desenvolvimento célere da oferta energética e se estabelecem os princípios orientadores que devem enquadrar a estratégia e a política do sector;

Numa segunda secção, são apresentados o diagnóstico e as orientações estratégicas para o subsector eléctrico, com caracterização da situação actual do subsector e identificação de objectivos e prioridades estratégicas para actuação (incluindo as linhas de actuação nas energias renováveis);

Numa terceira secção, são apresentados o diagnóstico e as orientações estratégicas para o subsector petrolífero e de gás natural, também com caracterização da situação actual do subsector e identificação de objectivos e prioridades estratégicas para desenvolvimento deste subsector;

Numa quarta secção, é exposto o impacto das orientações estratégicas propostas em termos da sustentabilidade ambiental do novo paradigma energético angolano;

Numa quinta secção, é apresentada uma proposta para evolução do modelo institucional, com o duplo objectivo de reforçar os mecanismos de supervisão e coordenação no seio do sector energético e de assegurar a concretização com sucesso das prioridades estratégicas delineadas;

Finalmente, numa sexta secção, é apresentado um programa de acção sintético com as prioridades concretas de actuação no sector.

I. Contexto de partida.

A economia angolana ambiciona crescer de forma sustentada e significativa nas próximas décadas, com as previsões até 2025 a apontarem para um crescimento acumulado do PIB não petrolífero na ordem dos 180% (i.e., triplicar da dimensão em cerca de 15 anos).

Para que este crescimento e o desenvolvimento económico e social associado se concretizem, é essencial dar res-

posta às crescentes necessidades de consumo de energia, assegurando um abastecimento regular, de qualidade e a custos competitivos às empresas e populações.

Com efeito, e para alimentar o crescimento esperado no PIB, Angola terá de aumentar o seu consumo energético total até 2025 em quase 300% face a 2008, quadruplicando a energia total consumida e atingindo um consumo anual estimado em cerca de 25 milhões de toneladas de petróleo equivalentes.

A par com este crescimento no consumo total energético, é previsível que se assista a uma alteração importante na configuração da matriz energética angolana, com fontes mais eficientes e sustentáveis a ganharem peso no *mix* (por exemplo, crescimento, até 2025, do peso da electricidade de 3% para 10-15% e do peso dos derivados de petróleo de 33% para 45-55%, em detrimento do peso da biomassa).

No sentido de responder de forma efectiva aos desafios importantes que o sector energético enfrenta actualmente, a Comissão Interministerial para a Segurança Energética estabeleceu quatro princípios orientadores da futura estratégia e política energética:

- Estabelecer a energia como alavanca de desenvolvimento económico, garantindo uma oferta de qualidade e com custos controlados como fonte de competitividade do tecido empresarial;
- Promover o abastecimento universal de energia, desenvolvendo as infra-estruturas necessárias e fornecendo energia a preços acessíveis para a generalidade da população;
- Incentivar a eficiência do funcionamento do sector energético, regulamentando para promover a qualidade do serviço e garantindo o equilíbrio financeiro dos agentes no sistema;
- Promover o desenvolvimento equilibrado da sociedade e economia angolanas, desenvolvendo opções que visem diminuir as assimetrias sociais e geográficas e constituindo um *mix* energético diversificado que privilegie as energias endógenas, a segurança energética e a sustentabilidade ambiental.

A riqueza de recursos da economia angolana permite uma convergência entre objectivos-chave da política energética. Com efeito, as opções estratégicas delineadas (designada-

mente, a aposta num *mix* de produção eléctrica assente em centrais hídricas e em CCGTs) permitem simultaneamente reforçar a segurança energética pela disponibilidade endógena das fontes primárias associadas a estes meios de produção, assegurar a eficiência em custos pela competitividade elevada destas tecnologias, e ainda, promover a sustentabilidade ambiental. Esta situação confere a Angola uma posição privilegiada para responder aos desafios que enfrenta a nível energético.

II. Subsector Eléctrico – Diagnóstico e Orientações Estratégicas.

Principais elementos do diagnóstico:

O subsector eléctrico apresenta uma infra-estrutura subdimensionada face à procura, facto que é agravado pela elevada inoperacionalidade e ineficiência dos activos existentes. O sistema apresenta custos elevados, em paralelo com uma política de forte subsidiação que isola os clientes finais dos custos económicos reais, resultando num crescente desequilíbrio financeiro do subsector, designadamente das empresas públicas que dele fazem parte. As várias tentativas de reestruturação do subsector têm-se confrontado com importantes desafios de implementação.

Subdimensionamento da infra-estrutura, evidenciado por:

Significativas restrições no acesso – estima-se que em 2008 apenas cerca de 30% da população tinha acesso a energia eléctrica (face a *benchmarks* de entre 50% e 100% em países como Nigéria, África do Sul e Brasil). As limitações no acesso fazem-se sentir particularmente no meio rural (*Quadro 1*);

Fortes limitações na capacidade de produção de energia eléctrica – estima-se que em 2008, o sistema eléctrico tenha satisfeito apenas cerca de 50% dos 8TWh de procura eléctrica existente anualmente, sendo a diferença proveniente de auto-geração.

Elevada inoperacionalidade dos activos (estimada entre 40% e 50% da infra-estrutura existente ao longo de toda a cadeia de valor), motivada por um conjunto de factores, como a elevada intensidade de exploração, a idade avançada dos equi-

pamentos, a inexistência de manutenção regular, ou ainda a insuficiência nas acções de reabilitação (*Quadro 2*);

Custos elevados de fornecimento, estimados em cerca de 220 dólares por MWh distribuído (cerca de 60% superiores aos valores de referência), motivados por perdas técnicas elevadas (cerca de 15% da energia produzida face a *benchmark* de 10%), e pela desadequação e ineficiência da infra-estrutura de produção ao longo de três dimensões: (i) elevados custos variáveis das tecnologias utilizadas (em particular pela utilização de combustíveis dispendiosos), (ii) elevados investimentos unitários (vs *benchmarks* internacionais), e (iii) inoperacionalidade elevada do sistema (a gerar reduzida disponibilidade e utilização dos activos) (*Quadro 3*);

Elevada subsidiação, com a manutenção de uma tarifa média de 42 dólares por MWh, suportando o Estado cerca de 80% do custo total do sistema. Este desequilíbrio é agravado por um nível elevado de perdas comerciais, quer pela via de ligações irregulares e fraudulentas (cerca de 50% do total), quer por não pagamento ou outras deficiências no ciclo comercial. Se considerados estes factores, a tarifa média resultante que é efectivamente cobrada é de apenas 26 dólares por MWh distribuído, gerando-se um desequilíbrio financeiro de cerca de 800 milhões de dólares em 2008 (cerca de 2% do OGE) (*Quadro 4*);

Insuficiência de valências e capacidades, com impacto a nível de aumento do risco de atrasos e de não sincronização de projectos, de redundância entre investimentos em curso, como demonstrado pela incompleta implementação das recomendações delineadas em anteriores documentos de estratégia e política subsectorial;

Défices financeiros estruturais das empresas públicas do subsector, que resultam em grande medida dos factores acima descritos e que contribuem também para o seu agravamento, num ciclo auto-alimentado de tendência negativa. Estes défices financeiros resultam numa situação patrimonial insustentável numa perspectiva empresarial estrita, que dificultam grandemente o recurso ao crédito privado e exigem da parte do Estado um comprometimento de capitais excessivo face à dimensão dos activos subjacentes.

No seu conjunto, estas lacunas limitam fortemente a capacidade do sistema para fazer face às necessidades energéticas actuais e representam uma pesada herança a ultrapassar para responder aos desafios do futuro.

Prioridades de actuação:

O contexto de partida caracteriza-se assim pela existência de lacunas importantes na oferta eléctrica actual, com um risco significativo de agravamento desta situação de carência a prazo, na medida em que o aumento esperado até 2025 na procura eléctrica (de cerca de 5TWh para cerca de 30 a 35 TWh por ano) virá aumentar de forma dramática a pressão sobre o sistema.

Face a este cenário, a estratégia para o subsector eléctrico deverá passar por dois horizontes de actuação: um horizonte de estabilização (até 2012), em que se pretende implementar um conjunto de iniciativas com impacto a curto-médio prazo que contribuam para a minimização das carências actuais; e um horizonte de consolidação (a partir de 2013), que pretende lançar as bases para uma transformação mais profunda do subsector, capacitando-o para dar resposta segura, eficiente e sustentável às necessidades a médio e longo prazos.

1. No *horizonte de estabilização* recomenda-se a actuação em alavancas com impacto no curto prazo, que permitam aumentar a capacidade disponível do sistema em cerca de 2 vezes até 2012 (de ~1 GW para ~2 GW) de forma a satisfazer o aumento previsto da procura. As acções devem abranger toda a cadeia de valor, segundo cinco vectores de actuação prioritários:

- a) Reabilitação de capacidade inoperacional;
- b) Reforço da capacidade da rede para prevenir estrangulamentos;
- c) Investimentos em tecnologias de implementação rápida e custos controlados (nomeadamente, turbinas a gás em sistemas interligados, e mini-hídricas, e turbinas eólicas em sistemas isolados consoante as condições específicas locais e após avaliação e ponderação de custos e desafios de implementação das várias opções possíveis);
- d) Interconexão dos principais sistemas para otimizar a alocação da capacidade instalada e facilitar resposta a picos;
- e) Reforço da taxa de electrificação (não só em centros urbanos e áreas com elevado potencial económico, como pólos industriais e agrícolas, mas

também tendo também em atenção a necessidade de desenvolvimento do meio rural.

Estas acções estavam em boa medida já previstas no «Programa Executivo do Sector Eléctrico» 2009 (PESE), que estimava um investimento aproximado de cerca de 4 mil milhões de dólares até 2012, repartido em investimentos nos sistemas interligados e isolados, ao longo de toda a cadeia de valor do sistema eléctrico. Em particular, destacam-se alguns exemplos:

A reabilitação de pelo menos 500MW de capacidade produtora, onde se incluem, entre outros projectos, a modernização da central hídrica de Cambambe (4x45MW) reabilitação, (4x65MW) alteamento e construção da central 2 (4x65MW) e a construção da central do Gove (60MW), bem como a reabilitação da rede de transporte e de distribuição (por exemplo, a linha de 60KV Lubango-Namibe, e as redes de distribuição das Cidades de Luena, Ndalatando, Malanje, Menongue e Soyo);

A construção de activos para disponibilização de pelo menos 700MW de capacidade adicional, onde se destaca o reforço da capacidade térmica e da rede em Luanda (200MW), a conclusão da linha de 400KV Capanda-Luanda (disponibilização de 100MW) e respectivas subestações (também com financiamento aprovado no âmbito do Fundo de Infra-estruturas), e a instalação de 165MW em turbinas a gás em Cabinda, no Namibe, Dundo, Xangongo e Ondjiva (também estas constantes do plano de investimentos);

A interligação do sistema Norte-Centro-Sul, e a ligação da Província do Uíge ao Sistema Norte;

A electrificação de centros urbanos (p.ex. Lobito, Luanda) e a electrificação e construção de pequenos aproveitamentos hídricos, em sistema isolados como Chiumbe-Dala (Moxico).

De acordo com a última versão disponível do PESE (correspondente a 2009), estavam em execução 46% dos projectos previstos no PESE (mais de 100), existindo assim um importante caminho a percorrer para assegurar a execução do plano no curto espaço de tempo disponível (3-4 anos). Para o período 2011-2017 deverão ser implementadas as prioridades de investimento já definidas, destacando-se as seguintes (*Quadro 5*):

O lançamento de primeiras fases de grandes projectos hídricos de médio-longo prazos, como a Central 2 de Cambambe, Laúca (no rio Kwanza) e Caculo Cabaça;

O investimento no reforço das redes de distribuição de Luanda e Novas Centralidades;

A ampliação (Cabinda) e construção de novas centrais térmicas no Namibe, Dundo, Xangongo e Ondjiva.

Por outro lado, o desígnio de extensão da electrificação ao meio rural é tratado por programa específico que numa primeira fase prioriza todas as sedes municipais, num total de 139 localidades, incluindo, no curto prazo, iniciativas com impacto na electrificação de cerca de 540 mil habitantes, incluindo projectos como:

Desenvolvimento de Subprograma de Pequena Produção Hidroeléctrica, incluindo a realização de estudos de viabilidade e projectos executivos de 50 aproveitamentos e construção de pelo menos 8 aproveitamentos com estudos de viabilidade já realizados, com o objectivo de garantir o acesso a electricidade a cerca de 400 mil habitantes até 2014;

Desenvolvimento de Subprograma de Sistemas de Geração Térmica, que preconiza um piloto de 30 unidades de geração térmica com grupos de 500KVA, implicando o acesso a electricidade a um total de 120 mil habitantes;

Desenvolvimento de Subprograma de Implementação de Sistemas Solares Fotovoltaicos, que prevê a instalação até 2012 de 63 sistemas fotovoltaicos em 52 localidades, implicando o acesso a electricidade a um total de 20 mil habitantes.

2. No horizonte de consolidação recomenda-se a actuação em alavancas que permitam transformar o paradigma do sistema eléctrico, privilegiando, em particular, a segurança no abastecimento e a autonomia energética. Para tal, o sistema deverá garantir o aumento de capacidade 4,5 vezes até 2025 (de cerca de 2GW em 2012 para cerca de 9GW em 2025). As acções devem abranger toda a cadeia de valor, segundo cinco vectores de actuação prioritários:

a) Criação de um *mix* de produção que privilegie a eficiência e a utilização de fontes endógenas (em particular, os recursos hídricos e o gás natural) e

que deverá inclusivamente passar pela descontinuação progressiva de tecnologias não competitivas;

- b) Expansão da electrificação de forma a atingir 50% a 60% da população até 2025, priorizando também o serviço a pólos de desenvolvimento agrícola e industrial;
- c) Sustentabilidade económico-financeira dos operadores do subsector, com uma aproximação progressiva do preço pago pelos consumidores ao custo completo da energia, mantendo-se possivelmente alguma subsídição para camadas sociais mais desfavorecidas. Esta aproximação deverá resultar no saneamento financeiro dos operadores, permitindo-lhes investir em infra-estruturas e recursos humanos. Este processo está já em curso preconizando-se a passagem da responsabilidade pela definição das tarifas para o IRSE, bem como pela definição de remuneração dos vários activos energéticos;
- d) Extensão e interligação dos vários sistemas eléctricos, com impacto a nível da segurança de abastecimento mas também a nível da eficiência do investimento em activos de produção;
- e) Promoção da utilização das energias renováveis enquanto tecnologias preferenciais em sistemas isolados (sempre que sejam localmente competitivas em custos e em tempo de implementação vis-à-vis outras fontes energéticas). Esta promoção deverá dar especial atenção ao total aproveitamento dos recursos hídricos já identificados e potenciais, à energia solar (com pilotos já a decorrer), e potencialmente à energia eólica em virtude dos recursos existentes em Angola, do custo competitivo destas tecnologias (sobretudo mini-hídrica) para servir esses sistemas, e da elevada velocidade de implementação, menores necessidades de manutenção e dificuldades logísticas (por exemplo no abastecimento de combustível) face a outras tecnologias. Nos sistemas isolados onde seja adoptada energia hídrica, solar ou eólica, deverá manter-se geração térmica e/ou sistemas de armazenamento de energia (albufeiras e equipamentos de bombagem em sistemas hídricos, sistemas de baterias para equipamentos solares/ eólicos) para salvaguardar a continuidade do fornecimento. A criação de um quadro regulamentar e de apoio público às renováveis é um factor crítico do seu desenvolvi-

mento, dando ao sector privado os incentivos e a estabilidade regulatória necessários ao investimento.

Em concreto, nos sistemas interligados será de privilegiar a construção de grandes centrais hídricas e de ciclos combinados a gás natural (CCGT), aproveitando os recursos endógenos para assegurar uma produção eléctrica a preços competitivos (*Quadros 6 e 7*).

Nos sistemas isolados, as energias renováveis (em particular as mini-hídricas, e a energia eólica e solar) poderão constituir-se como as alternativas mais interessantes não só numa perspectiva de sustentabilidade como também numa perspectiva económica e de celeridade em assegurar o abastecimento às populações. Sempre que tal não for possível, ou que a interligação não seja viável, deverá ser equacionada a geração por pequenos grupos térmicos (*Quadro 8*).

Adicionalmente, deverão ser consideradas outras tecnologias que se apresentem como oportunidades eficientes e céleres de aumentar a capacidade de produção eléctrica. Em particular, poderá ser considerado o recurso a tecnologias de produção eléctrica através de biomassa (p.ex., resíduos sólidos urbanos, resíduos florestais) desde que a sua adopção faça sentido do ponto de vista económico e assente numa lógica de exploração sustentável de recursos. Por exemplo, poderão ser criadas infra-estruturas de valorização de resíduos sólidos urbanos que realizem o aproveitamento energético dos mesmos e que fomentem a salubridade urbana.

Importa também tomar desde já as decisões necessárias para implementar o *mix* mais eficiente de tecnologias, actuando designadamente nos seguintes eixos:

O processo de lançamento da construção de uma CCGT, com capacidade de 400 a 800MW (alimentada pelo gás do projecto Angola LNG), bem como o alteamento e a construção da segunda central de Cambambe, e criar uma equipa de estudo que desenvolva o projecto de caracterização do potencial energético por fontes renováveis em Angola, focando a sua actividade nos sistemas isolados;

Os investimentos para assegurar a criação de um sistema Leste que ligue as Províncias de Lunda Norte, Lunda Sul, Moxico e Cuando Cubango até 2015, bem como os planos que assegurem energia aos principais pólos industriais e agrícolas;

A reabilitação transversal das redes de distribuição MT e BT, entre outras no Uíge, Cabinda, Malanje, Lobito, Benguela, Huambo;

A implementação das centrais hídricas do rio Kwanza, com finalização da segunda central e alteamento do Cambambe (960MW) e Central no Kwanza (Laúca), correspondentes a cerca de 2GW;

Adaptação da configuração da Refinaria do Lobito incluindo a construção de uma central a *pet-coke* ou lançamento de projecto alternativo com capacidade entre 250 e 350MW.

No seu conjunto, os investimentos estimados para assegurar a transformação do subsector eléctrico totalizam cerca de 13 mil milhões de dólares entre 2009 e 2025 e deverão ser suficientes para satisfazer as necessidades de procura durante esse período (*Quadro 9*).

Alavancas de transformação do subsector:

A transformação do subsector eléctrico enfrenta desafios muito importantes em termos de recursos financeiros e humanos, que não podem ser resolvidos de forma célere dentro do actual modelo regulatório e institucional.

O *modelo de participação pública e privada* do subsector deverá promover a entrada de capital privado e de *know-how* de construção e de operação no subsector, sendo que a celebração de Parcerias Público-Privadas poderá ser considerada em casos específicos, e após ponderação de riscos e eventuais impedimentos decorrentes da utilização desta solução (em particular na produção e transporte). É igualmente crítico assegurar que os operadores possuem a escala, os recursos e o foco que lhes permita fazer face aos novos desafios de transformação. Adicionalmente, deverá promover-se uma reestruturação das empresas públicas, assegurando um reforço de valências e da eficiência (*Quadro 10*).

Na *produção*, os novos investimentos deverão ser abertos ao capital privado, complementando os potenciais investimentos públicos, uma vez que esta é a área da cadeia de valor com maiores lacunas em capital financeiro e humano, e que tradicionalmente mais atrai operadores privados. O operador público incumbente deverá concentrar toda a infra-estrutura de produção existente actualmente (incluindo o aproveitamento Hidro-Eléctrico do Capanda) e também deter um papel determinante em novos investimentos públicos –

em moldes a definir de forma mais detalhada num momento futuro. Nos investimentos de produção a partir do gás natural advoga-se um modelo de parceria entre a SONANGOL-E.P., e a ENE considerado desejável, dado o acesso privilegiado da primeira empresa a recursos de gás natural e o seu *know how* operacional no sector;

No *transporte*, deverá actuar um operador público único, focado no desenvolvimento da infra-estrutura de base e que garanta uma visão integrada do sistema. O operador deverá ainda coincidir com o operador de mercado e de comprador único para os geradores privados. (*Quadro 11*);

Na *distribuição e comercialização*, propõe-se a centralização de todos os activos de distribuição existentes – ou pelo menos da sua grande maioria – numa entidade pública única, possibilitando desta forma maior sinergia operacional, potenciação do escasso talento existente, homogeneização de processos, aprovisionamentos e tecnologias. Poder-se-á também equacionar, se se entender necessário à luz da Lei Geral da Electricidade, o estabelecimento de concessões (*Quadros 12 e 13*);

O modelo proposto é ainda compatível com a possível criação futura de uma *holding* nacional que agrupe as empresas públicas de produção, transporte e distribuição, em função da aspiração estratégica que se tenha para o subsector eléctrico. Do ponto de vista estratégico, esta opção permite o desenvolvimento de um grupo de relevo a nível nacional e potencialmente a nível internacional, resultando também num reforço da capacidade de atrair talento, de desenvolver capacidades e de captar recursos nos mercados financeiros. Este modelo corporativo poderia ser flexível, podendo a prazo permitir a separação da empresa de transporte da *holding*, à imagem do que acontece em outros países (p.ex., REN em Portugal), dada a importância crítica deste negócio em termos de serviço público;

O novo modelo empresarial acima descrito – que representa uma alteração significativa do actual panorama – é um elemento fundamental da nova Estratégia Energética nacional. A implementação desta nova estrutura empresarial por si só não é contudo suficiente para dar resposta aos desafios enfrentados, sendo também indispensável garantir a eficácia dos novos veículos empresariais. A

eficácia das novas (ou reformuladas) empresas públicas do sector eléctrico depende em parte da resolução dos problemas estruturais do sector, designadamente no que diz respeito ao *gap* tarifário e à insuficiência de valências técnicas, mas também de garantir o saneamento dos balanços destas empresas e a sua adequada capitalização. Apenas nestas condições estas empresas terão capacidade de, gradualmente, acederem ao crédito bancário e, dessa forma, reduzirem a sua dependência do accionista estatal. Esse saneamento financeiro é também essencial para permitir a adopção das práticas de gestão empresarial preconizadas.

O *enquadramento regulatório* deverá ser revisto para permitir a coexistência de investimentos públicos com atracção de investimentos privados na construção de nova capacidade de produção (e eventualmente transporte). Adicionalmente, a estrutura tarifária a clientes finais deverá ser única em todo o País, com um objectivo de convergência das tarifas para os reais custos do sistema, permitindo, a prazo, a sustentabilidade financeira das empresas públicas do sector.

Os recursos financeiros necessários à realização do plano energético deverão ser disponibilizados através de um Fundo, financiado por um leque abrangente de fontes, como por exemplo receitas originárias da produção de petróleo, impostos e taxas de concessão e multas;

Em determinados casos, a detalhar, pode ainda ser considerada a celebração de Parcerias Público-Privadas (PPP) como forma de contornar a necessidade intensiva de capitais nesta fase de investimentos e reforço de infra-estruturas, que permitem ao governo a partilha com investidores privados dos custos e/ou riscos específicos de cada projecto. Existem vários modelos possíveis, a seleccionar de acordo com as características do projecto específico, nomeadamente no que se refere à responsabilidade pela construção, propriedade das infra-estruturas (Governo ou entidade privada) e duração do período da concessão (podendo no limite ser indefinido). A adopção de PPP deverá exigir da parte da entidade pública responsável, o desenho e monitorização cuidadosos do desempenho de cada uma das PPP, para assegurar a máxima eficiência e eficácia;

Para garantir uma remuneração atractiva para o sector privado, mas sem comprometer a eficiência

de custos por parte do Governo e dos utilizadores finais, propõe-se o regime de PPA como instrumento privilegiado para o investimento e operação de novas unidades de produção de grande dimensão (superiores a 10MW). Este modelo permite algum grau de competição, potenciando dessa forma os níveis de eficiência, mas evita desregular totalmente o mercado, tornando o investimento menos arriscado e logo mais atractivo para um investidor privado. Ao operador público poderá ser dada a opção de participar como parceiro em investimentos desta natureza;

Para os projectos de menor dimensão, as tarifas *feed-in* deverão ser o instrumento-chave de remuneração da electricidade produzida (capacidade inferior a 10MW, mas apenas em sistemas isolados para não estimular o aparecimento de unidades de dimensão subótima no sistema interligado) e em unidades de co-geração. A instalação destas unidades deverá estar sujeita a licenciamento, ficando ainda o acesso à rede sujeito à aprovação da empresa pública operadora do sistema (*Quadro 14*);

As tarifas ao consumidor final serão idênticas em todo o território nacional de forma a promover o serviço universal e o desenvolvimento económico regional, e devendo convergir para o real custo do sistema de forma a promover a eficiência na utilização dos recursos. A convergência gradual e previsível das tarifas com os custos reais do sistema é também essencial para assegurar o objectivo de sustentabilidade financeira das empresas públicas do sector. A protecção de classes com menores rendimentos deverá ser garantida por tarifas sociais, cujo financiamento deverá ser devidamente regulamentado, com obrigações claras para todas as partes, designadamente o Estado e as empresas públicas do sector. (*Quadro 15*).

III. Subsector Petrolífero e de Gás Natural – Diagnóstico e Orientações Estratégicas.

Principais elementos do diagnóstico:

O subsector petrolífero e de gás natural é a principal fonte de geração de riqueza da economia angolana, representando quase 60% do PIB em 2008.

Ao contrário do subsector eléctrico, o subsector petrolífero e de gás natural não enfrenta uma situação de crise, devendo a prioridade ser colocada na concretização de uma estratégia que maximize a captura de riqueza para Angola e racionalize os investimentos vultuosos previstos para o subsector.

No *upstream de petróleo*, Angola possui reservas significativas de crude, embora com uma importância crescente dos campos em águas profundas (*deep e ultradeep waters*). O principal desafio reside em encontrar o equilíbrio adequado no modelo de concessões que maximize o valor para Angola, reforçando a posição da SONANGOL como operador de referência (*Quadro 16*).

Em finais de 2008, as reservas alcançavam 13.500 milhões de barris (reservas provadas), o que representa 21 anos de produção, um valor próximo da mediana de 20 anos para os 50 maiores países produtores;

A produção tem-se deslocado de forma significativa para os campos de águas profundas (de 31% da produção total em 2003 para 71% em 2007), o que acarreta desafios tecnológicos e operacionais significativos, e se traduz em elevados montantes de investimentos e de custos de produção;

A SONANGOL apresenta uma experiência limitada na operação em águas profundas, sendo fundamental a sua capacitação nesta área para assegurar o reforço da sua posição como operador nacional de referência no subsector petrolífero;

No *upstream de gás natural*, Angola apresenta um elevado potencial exportador face ao volume do gás potencialmente existente. O principal entrave para a evolução do subsector é a insuficiência do regime legal actual para estimular os investimentos (*Quadro 17*);

Angola tem um elevado potencial de produção de gás natural, com reservas provadas de 270 mil milhões de m³ (cerca de 40 anos de produção do Angola LNG), apontando algumas estimativas para recursos superiores a 1.200 mil milhões de m³. A verificarem-se estes valores, Angola disporia deste recurso em quantidade bastante superior ao potencial de consumo nacional, devendo por isso a exploração de gás natural focar-se prioritariamente nos mercados de exportação;

Os investimentos têm sido limitados, especialmente nos blocos de gás não associado, resultando num número reduzido de novas descobertas. O principal investimento concentra-se no transporte e processamento de gás associado no projecto Angola LNG;

O principal entrave ao investimento no subsector encontra-se nas lacunas existentes no enquadramento legal, sendo prioritário estabelecer um modelo de concessão específico para o gás natural, bem como definir o enquadramento legal para as actividades de transporte e de processamento.

Na *refinação de derivados de petróleo*, Angola possui uma capacidade de produção deficitária e ineficiente que resulta em importações elevadas de produtos essenciais como a gasolina ou o gasóleo e gera prejuízos avultados. Os projectos previstos para Luanda e Lobito apresentam um elevado potencial económico e estratégico, que deverá ser reforçado através da optimização dos montantes previstos de investimento (*Quadro 18*).

A capacidade de refinação de Angola é actualmente composta por duas unidades de reduzida complexidade e dimensão – a Refinaria de Luanda e a unidade móvel do Sanha – que são insuficientes para fazer face às necessidades de consumo do País, traduzindo-se em importações anuais de cerca de 1.000 milhões de dólares de produtos refinados;

A Refinaria de Luanda apresenta um forte desafio de rentabilidade, com perdas de cerca de 100 milhões de dólares por ano (excluindo os subsídios), em virtude da reduzida complexidade que não lhe permite extrair o máximo valor dos cru- des processados;

Existe um elevado potencial de criação de valor associado à optimização integrada dos projectos do Lobito e de Luanda, com um importante impacto ao nível da segurança de abastecimento e da autonomia energética. A sua implementação nos prazos previstos e com elevada eficiência na execução do investimento (total de cerca de 6 a 8 mil milhões de dólares na Refinaria do Lobito, e um valor superior a 2 mil milhões de dólares previsto na Refinaria de Luanda) assume-se como fundamental para o robustecimento da capacidade refinadora;

Na *logística de produtos derivados*, e em virtude do legado histórico e do forte crescimento da procura, existem lacunas significativas ao longo de toda a cadeia de valor. Os investimentos previstos introduzem melhorias significativas face à situação actual, apresentando, no entanto, um significativo potencial de racionalização (*Quadro 19*);

Existe um desequilíbrio significativo na distribuição de capacidade de armazenagem, com excesso de capacidade no Litoral e carência no Interior, existindo igualmente lacunas de capacidade em diversos produtos;

O sistema de distribuição é ineficiente, apresentando uma utilização excessiva de camiões-tanque, a par de uma elevada inoperacionalidade dos activos, contribuindo para as frequentes rupturas de *stock* a jusante, no retalho, com consequente degradação do serviço aos clientes;

Os investimentos previstos para a reserva operacional conduzirão a uma melhoria das condições de armazenagem, mas poderão ser optimizados por eliminação de redundâncias e por coordenação com os investimentos previstos pela Refinação e pela Distribuição;

Os investimentos previstos para as reservas estratégicas apresentam um potencial de poupança superior a 2 mil milhões de dólares até 2025. Os objectivos de armazenagem foram definidos por forma a garantir 90 dias de consumo quando, tomando por referência os indicadores da International Energy Agency, os objectivos devem ser definidos face às necessidades de *importações líquidas*. Dado que Angola deverá ser exportador líquido de derivados a partir de 2015, o montante global de investimentos para reservas estratégicas poderá ser racionalizado. Adicionalmente, os investimentos em reserva operacional deverão ter em consideração o potencial de reconversão da reserva estratégica a partir de 2015;

Deverão ser analisadas as alternativas de transporte mais adequadas face às evoluções esperadas de consumo, designadamente a construção de um *pipeline* entre a futura Refinaria do Lobito e os parques de armazenagem de Luanda, que se afigura preliminarmente atractiva face ao fluxo previsto de produtos refinados para alimentar as necessidades de consumo de Luanda e do Norte de Angola não supridas pela refinaria de Luanda.

Na *distribuição de produtos derivados*, existem lacunas significativas na infra-estrutura de comercialização (em particular em Luanda), a que o plano de investimentos previsto dá uma resposta parcial. Adicionalmente, os elevados subsídios a par de margens reduzidas limitam os incentivos à expansão de postos, e estimulam um excesso de procura e a existência de um mercado informal significativo (*Quadro 20*).

A rede de Retalho é insuficiente para responder à procura actual (cerca de 133 ilhas por cada 100.000 automóveis vs *benchmarks* internacionais de aproximadamente 300), sobretudo nas zonas urbanas, em particular em Luanda (cerca de 105 ilhas por cada 100.000 automóveis);

Os investimentos previstos no Plano de Desenvolvimento da Rede da SONANGOL não são suficientes para fazer face ao aumento da procura (objectivo de 229 ilhas por 100.000 automóveis em 2015 vs *benchmark* de aproximadamente 300) e apresentam desequilíbrios (por exemplo, com excesso de postos no Norte e fortes lacunas em Luanda);

Os subsídios aos combustíveis são substanciais, resultando no excesso de procura e num encargo anual total de cerca 1,8 mil milhões de dólares para o Governo (cerca de 5% do OGE). Adicionalmente, a venda de combustíveis a um preço inferior ao seu real valor de mercado estimula um significativo mercado informal, onde o preço é habitualmente três a dez vezes superior ao valor oficial em bomba.

Na *produção e distribuição de GPL*, o consumo tem vindo a crescer fruto do reforço das infra-estruturas de armazenagem e distribuição, existindo ainda assim um significativo potencial de crescimento tendo em vista reduzir o consumo da biomassa.

O GPL é um produto altamente disponível uma vez que Angola é (e continuará a ser) um forte exportador líquido, e existem as infra-estruturas de armazenagem e enchimento de garrafas para fazer face à procura existente;

Apesar de o GPL estar a substituir o carvão vegetal nas áreas urbanas e peri-urbanas a penetração é ainda reduzida (consumo de 10kg per capita por ano vs 27kg no Brasil), em virtude de insuficiências na cadeia de distribuição que se traduzem em rupturas de *stock* frequentes nos pontos de revenda, e em virtude dos elevados custos relativos da caução e do fogão face aos rendimentos da maior parte da população angolana.

Prioridades de actuação:

O objectivo estratégico para o subsector petrolífero e de gás natural deverá ser o de assegurar, de forma sustentável, o papel de motor fundamental do desenvolvimento da economia angolana. Face ao diagnóstico apresentado, este objectivo estratégico implica duas linhas claras de actuação: em *primeiro lugar*, maximizar a captura de riqueza para Angola (aumentando a participação nacional na criação de riqueza ao longo da cadeia de valor), e, em *segundo lugar*, racionalizar os vastos investimentos previstos para o subsector.

Neste sentido, e para operacionalizar os objectivos estratégicos, recomenda-se o desenvolvimento de políticas concretas obedecendo a seis linhas de actuação estratégica.

1. No *upstream de petróleo*, continuar o processo de reforço do papel da SONANGOL como operador (crude e gás natural), em particular através de:

- a) Reforço da posição da SONANGOL como operador integrado com capacidades de gestão e integração de projectos em águas profundas (*deep e ultra deep water*);
- b) Manutenção da gestão das concessões na SONANGOL, lançando-se uma reflexão sobre o estabelecimento de um período para a transição da gestão das concessões para uma outra entidade;
- c) Avaliação e estabelecimento do ritmo ideal de extracção do crude que maximize a riqueza criada para o País e potencie o seu desenvolvimento.

2. No *upstream de gás natural*, definir o modelo regulatório para potenciar o investimento no aproveitamento dos recursos, e aumentar o enfoque das políticas de apoio ao programa de investimentos em exploração.

3. Na *refinação*, garantir a optimização integrada dos planos para construção da Refinaria do Lobito e para *upgrade* da Refinaria de Luanda, assegurando a viabilidade económica dos investimentos e o cumprimento dos prazos previstos.

4. Na *logística de produtos derivados*, optimizar o plano de armazenagem e logística através de (*Quadros 21 e 22*):

- a) Racionalização dos investimentos previstos em reservas estratégicas, considerando a reconversão parcial das capacidades constituídas até 2015 em capacidades operacionais;

b) Optimização de forma integrada das capacidades de armazenagem das Refinarias de Lobito e de Luanda e da Sonangol Logística;

c) Avaliação de modos de transporte alternativo dados os volumes de consumo previstos após entrada em funcionamento da Refinaria do Lobito (por exemplo, *pipeline* Lobito-Luanda, caminho-de-ferro Namibe-Lubango), tendo em consideração o potencial de exportação para outros países (Zâmbia e para a R.D. do Congo).

5. Na *distribuição de produtos derivados*, reforçar os planos existentes para assegurar o crescimento agressivo da rede de postos de abastecimento, e aumentar a eficiência do subsector, designadamente através de quatro linhas de actuação (*Quadro 23*):

- a) Reforço do plano de investimentos e da capacidade de construção de postos da SONANGOL;
- b) Implementação do quadro legal para permitir a aceleração do licenciamento de postos de abastecimento em Luanda;
- c) Aceleração da liberalização do mercado de forma a atrair novos operadores privados para reforçar a capacidade de construção;
- d) Eliminação, a curto-médio prazos, da subsidiação dos combustíveis no Retalho.

6. Na *produção e distribuição de GPL*, desenvolver um plano operacional para a massificação do GPL, aproveitando os recursos endógenos e promovendo a redução do consumo de biomassa através de três linhas de actuação (*Quadro 24*):

- a) Reforço da infra-estrutura de distribuição (incluindo incrementar o número de distribuidores e de pontos de venda, aumentar a fiabilidade da rede de distribuição, assegurar o acréscimo do *stock* de garrafas em circulação), e a promoção da infra-estrutura de gás canalizado em novas urbanizações;
- b) Diminuição de barreiras económicas à utilização do GPL, considerando a alteração do perfil de subsídios (reforçando o subsídio à caução por contraposição da redução do subsídio ao consumo), e reduzindo a dimensão das garrafas comercializadas;
- c) Sensibilização dos clientes para as vantagens do GPL face ao carvão vegetal (nas zonas peri-urbanas).

A prossecução destas prioridades de actuação permitirá aumentar a eficiência na utilização dos recursos e consolidar a segurança energética nos combustíveis, em particular, face à existência de recursos petrolíferos endógenos e face à criação de uma futura capacidade de refinação exportadora.

Neste contexto, e apesar de não serem necessárias fontes alternativas de combustível numa perspectiva de segurança de abastecimento, a exploração de biocombustíveis pode assumir-se como uma oportunidade a considerar, quer numa perspectiva de exportação, quer numa perspectiva de consumo interno complementar. Para garantir a efectiva competitividade dos biocombustíveis, é essencial assegurar um rendimento agrícola ao nível dos melhores do mundo.

Estas linhas de actuação deverão ser vertidas em políticas concretas por forma a assegurar a optimização dos investimentos previstos para o subsector petrolífero e de gás natural que totalizam, à partida, valores de 12 a 15 mil milhões de dólares até 2015 (*Quadro 25*).

Alavancas de transformação do subsector:

A consecução dos objectivos definidos exige alterações ao actual *modelo empresarial* ao longo da cadeia de valor, bem como ao *modelo regulatório* do subsector petrolífero e de gás natural, designadamente face ao objectivo expresso de liberalização de elementos da cadeia de valor do subsector e face a lacunas organizativas e no quadro regulamentar (por exemplo, inexistência de um órgão regulador para o subsector petrolífero, e de enquadramento regulamentar para o subsector de gás natural).

O *modelo empresarial do subsector petrolífero* deverá sofrer alterações ao longo de toda a cadeia de valor (entretanto já aprovadas no modelo de liberalização para o subsector dos combustíveis) (*Quadro 26*).

A operação do *upstream* manter-se-á aberta a operadores privados e à Sonangol P&P, com a gestão das concessões sob a responsabilidade da Sonangol Concessionária;

O mercado de refinação ficará aberto a novos operadores, estabelecendo-se um regime temporário de refinador em regime especial para a Refinaria de Luanda (assegurando-se o escoamento de produto a preços regulados), e ficando as restantes refinarias a funcionar tendencialmente em *import parity*. É crítico assegurar que os futuros preços ex-refinaria praticados para o mercado interno sejam efectivamente de *import parity*;

O mercado de logística ficará sob a responsabilidade de um operador de logística único (a Sonangol Logística) que deverá assegurar preços e níveis de serviço idênticos a todos os operadores de distribuição. É crítico assegurar (através de supervisão do regulador) que os níveis de serviço praticados sejam de elevada qualidade e não discriminem entre operadores da distribuição;

O mercado de distribuição será liberalizado, permitindo-se a entrada de novos operadores para reforçar a capacidade de cobertura do território nacional. A implementação de postos em zonas remotas será assegurada pelo distribuidor de último recurso. O *modelo empresarial do subsector de gás natural* deverá adoptar no *upstream* um modelo semelhante ao do subsector petrolífero. No *downstream*, e face à reduzida procura interna de gás natural (centrada em grandes unidades industriais), o modelo *deverá ser estabilizado no futuro face ao interesse* demonstrado pelos operadores (*Quadro 27*);

A operação do *upstream* será aberta a operadores privados, com a gestão das concessões sob a responsabilidade da Sonangol Concessionária. A actividade de prospecção e exploração será responsabilidade da Sonangol P&P e da Sonagás, sendo o desenvolvimento e produção de gás da responsabilidade da Sonagás;

O transporte primário e o processamento de gás não associado deverão ser da responsabilidade do operador de cada uma das concessões (e, nessa medida, abertos a operadores privados e à Sonagás); quanto ao gás associado deverá ser da responsabilidade do proprietário do gás;

A distribuição e comercialização deverão estar abertas à Sonagás e a operadores privados, destinando-se à venda, essencialmente, à grande indústria e à produção energética.

O *modelo regulatório* do subsector petrolífero sofre alterações na estrutura de preços ao longo de toda a cadeia de valor (entretanto já aprovadas no modelo de liberalização para o subsector dos combustíveis).

Será estabelecido um preço máximo no Retalho, idêntico em todo o País. De igual modo, será definido um preço único idêntico à saída de cada parque de armazenagem de logística. Assim, ficará garantida uma margem máxima para os operadores de Retalho. É crítico eliminar a incerteza existente quanto à fórmula e montante concreto da margem de comercialização por forma a incentivar o lançamento de investimentos privados no Retalho;

O Governo subsidiará o operador de logística por forma a compensar os custos diferenciados de aprovisionamento e transporte em diferentes áreas do País (e que não são compensadas por preços diferenciados);

Poderão existir mecanismos de subsidiação dos operadores de Retalho para assegurar a abertura de postos em zonas de volume reduzido.

IV. Sustentabilidade Ambiental.

O conjunto de recomendações estratégicas foi delineado para permitir o aproveitamento dos recursos endógenos da economia Angolana, assegurando a convergência entre os princípios de garantia de segurança energética, utilização das tecnologias mais eficientes e promoção de desenvolvimento económico e ambiental sustentável.

A promoção de uma estratégia energética com uma forte ênfase na sustentabilidade ambiental é evidenciada por um conjunto de propostas fundamentais:

Redução do consumo de biomassa através da massificação do GPL: a aposta no GPL, uma tecnologia relativamente «limpa», para substituição progressiva da biomassa como recurso energético base da economia Angolana permitirá reduzir o peso da biomassa na matriz energética Angolana de 64% para 35% até 2025, protegendo a floresta e savana angolanas (que têm um papel fundamental na preservação da biodiversidade e na absorção das emissões de CO₂ para a atmosfera);

Racionalização do consumo através do alinhamento das tarifas e preços com os custos de produção: a proposta de eliminação progressiva dos actuais níveis de subsidiação, tanto no subsector eléctrico como no subsector petrolífero (*downstream*), conduzida pelo IRSE, conduz à aproximação das tarifas e preços aos seus reais custos de produção, racionalizando o consumo de energia eléctrica e de derivados de petróleo;

Definição de um mix de produção eléctrica com uma reduzida «pegada de CO₂»: o desenvolvimento de um parque de produção eléctrica assente fundamentalmente em infra-estruturas hídricas e centrais a gás natural, complementadas por sistemas descentralizados de mini-geração térmica, hídrica e solar por substituição da actual matriz de geração eléctrica fortemente dependente de geradores a diesel, permite a Angola transformar-se num dos países com a matriz de geração eléctrica menos poluente a nível mundial, apresentando um reduzido número de emissões de CO₂ por MWh de electricidade produzido;

Aproveitamento complementar de tecnologias renováveis: o potencial desenvolvimento de soluções

energéticas alternativas (como os biocombustíveis ou a geração eléctrica com base em resíduos sólidos urbanos) sempre que a sua competitividade em custos esteja assegurada, permite o aproveitamento eficiente dos recursos internos, p.ex., através do desenvolvimento do sector agrícola ou da melhoria das condições de salubridade nos grandes centros urbanos (pela existência de melhores infra-estruturas de recolha de resíduos).

Angola deverá tirar partido de outras oportunidades que possam decorrer de esforços globais de redução de emissões de gases de estufa, como por exemplo, a realização de investimentos que possam resultar na atribuição de CDMs (*Clean Development Mechanisms*19).

O conjunto de recomendações acima apresentado incorpora de forma holística a dimensão de sustentabilidade ambiental, permitindo que Angola apresente todas as condições para, no futuro, se afirmar como uma potência líder e pioneira em termos de sustentabilidade ambiental entre os países em desenvolvimento.

V. Modelo Institucional Recomendado para o Sector Energético Angolano.

Para responder de forma efectiva aos desafios de desenvolvimento de capacidades e infra-estruturas, mas também para acomodar as alterações que se perspectivam no funcionamento do sector energético ao longo da cadeia de valor (como, por exemplo, a maior participação de privados), é importante rever o enquadramento institucional do sector, particularmente a dois níveis:

Um primeiro, de robustecimento das funções de regulação, com clarificação de funções e desenvolvimento de competências;

Um segundo, de reforço da supervisão sobre os planos de desenvolvimento do sector e da coordenação entre estratégias dos subsectores, que poderá passar pela criação de um órgão a nível interministerial.

Quanto ao *robustecimento das funções de tutela e de regulação*, a recomendação é clarificar as funções regulatórias, definir as fronteiras de responsabilidade e actuação e reforçar as valências técnicas nos dois subsectores.

No subsector eléctrico recomenda-se o reforço das competências da entidade reguladora (IRSE), clarificando as fronteiras de responsabilidade com o Ministério da Energia e

Águas e com os operadores de mercado (em particular com o operador do sistema e o comprador único, a assegurar pela entidade responsável pelo transporte) (*Quadro 28*).

A definição da estratégia eléctrica e a planificação do sistema deverão ficar a cargo da Comissão do Sector Produtivo, em estreita articulação com o Ministério da Energia e Águas. As empresas do subsector deverão realizar o planeamento dos investimentos, para posterior coordenação e validação pela Comissão e o Ministério da Energia e Águas;

A responsabilidade pelo licenciamento da operação dos equipamentos (de produção, de rede de transporte e de distribuição) e pelo licenciamento e a fiscalização das obras de construção de novos activos de produção deverá ser do Ministério da Energia e Águas;

A abertura de concursos para construção e/ou operação de novos activos deverá ser da exclusiva responsabilidade do Ministério da Energia e Águas, excepto na construção dos activos de produção, em que Ministério e operador do sistema (que funcionará como Comprador Único da energia gerada) deverão actuar em conjunto;

A proposta de definição de tarifas e de preços será da responsabilidade do IRSE (que deverá consultar o operador do sistema sobre as tarifas na geração), sendo esta posteriormente validada pelo Ministério das Finanças e pelo Gabinete de preços e concorrência do Ministério da Economia. O IRSE deverá ficar responsável pela supervisão da aplicação das tarifas e preços definidos;

A revisão de contratos de geração bilaterais entre operadores e grandes consumidores, e o estabelecimento e controlo de níveis de serviço dos distribuidores ao cliente final serão também responsabilidade do IRSE;

A definição das normas de funcionamento e dos standards de qualidade (e respectivo controlo de cumprimento) serão da responsabilidade do IRSE (no transporte e distribuição) e do Comprador Único na produção.

No subsector petrolífero e de gás natural recomenda-se a clarificação das actividades de regulação (em particular no *downstream*), através da criação de uma entidade que agregue as funções regulatórias, resultando na seguinte divisão de responsabilidades para o subsector (*Quadro 29*):

A definição da estratégia no subsector deverá ficar a cargo do Ministério dos Petróleos, em coordenação com o CSP. As empresas do subsector realizarão o planeamento dos investimentos, para posterior coordenação e validação pelo Ministério dos Petróleos;

A responsabilidade pelo concessão e gestão das concessões no *upstream* deverá permanecer da responsabilidade da Sonangol Concessionária;

A responsabilidade pelo licenciamento das operações no *downstream* (refinação e distribuição) deverá ser do Ministério dos Petróleos;

A definição de tarifas e de preços ao longo de toda a cadeia de valor será da responsabilidade política do Governo após proposta técnica da unidade com funções regulatórias (que ficará responsável pela supervisão da aplicação das tarifas e preços definidos);

A definição das normas de funcionamento e dos standards de qualidade (e respectivo controlo de cumprimento) serão da responsabilidade da unidade com funções regulatórias (na refinação logística e distribuição) e da Sonangol Concessionária (na exploração e produção)¹⁷.

Em ambos os subsectores existe uma necessidade de significativo reforço de valências no sentido de assegurar o cumprimento das funções regulatórias na íntegra, devendo a contratação e a formação de quadros técnicos nestas áreas constituir uma prioridade estratégica.

O *modelo institucional* deverá ser integrado num órgão abrangendo vários domínios – a já existente Comissão do Sector Produtivo (CSP) – que assegure o acompanhamento da execução das medidas propostas, coordene as estratégias e o planeamento e preste assessoria ao mais alto nível ao Governo em temas de estratégia e política energética. (*Quadro 30*).

As novas funções da Comissão do Sector Produtivo incluiriam a supervisão e monitorização da implementação da estratégia definida para o sector energético (por exemplo, supervisão da implementação do PESE), de coordenação de estratégias e de planeamento (garantindo a compatibilidade dos vários planos de cada subsector), de aconselhamento do Chefe do Executivo em matérias de política energética, de elaboração de propostas (sobre enquadramento regulatório e legal do sector), e de apoio na definição do plano estratégico integrado de longo prazo para todo o sector energético.

O Grupo Técnico de do Sector Produtivo será responsável por prestar apoio técnico à Comissão do Sector Produtivo. Este grupo deverá ver reforçadas as suas capacidades com profissionais de reconhecida capacidade técnica, sobretudo em valências de Logística e Operações, Tecnologia, Finanças e Jurídica.

O reforço do poder regulatório e a constituição de um órgão supraministerial com poder de supervisão e intervenção no sector energético são factores críticos para alcançar os objectivos delineados para o sector, e, consequentemente, para a consecução do desafio de desenvolvimento de Angola.

O foco das novas funções do CSP poderá dirigir-se à globalidade da política e estratégia energética para Angola ou centrar-se nas prioridades do Subsector Eléctrico. (*Quadro 31*).

Face ao maior desenvolvimento do sector petrolífero em Angola, recomenda-se o foco no subsector eléctrico, permitindo:

Maior especialização e concentração dos recursos nas valências necessárias à execução dos desafios do Sector Eléctrico;

Foco do âmbito de actuação e nos objectivos a atingir, reduzindo o risco de dispersão em questões de âmbito menos urgente no contexto actual de Angola;

Clarificação das capacidades necessárias dos recursos da CSP a integrar as futuras equipas de Apoio Técnico, concentrando as valências no Sector Eléctrico.

Vi. Síntese do Programa de Acção.

Este capítulo apresenta uma síntese das prioridades de actuação para o subsector eléctrico e para o subsector petrolífero e de gás natural.

Prioridades de actuação para o subsector eléctrico (*Quadros 32 e 33*)

Finalizar estrutura subsectorial de acompanhamento do PESE e iniciar o seu processo de monitorização regular da evolução (*Ministérios da Energia e Águas e do Planeamento*).

1. Finalizar estrutura subsectorial de acompanhamento de investimentos e iniciar o seu processo de monitorização regular da evolução;

2. Garantir a implementação do programa de investimentos, acelerando o lançamento dos projectos de construção das energias do futuro (CCGT e hídricas) e projectos de transporte e distribuição;

3. Implementar plano de reestruturação do modelo de participação pública e privada do subsector, em termos de modelo empresarial e organizativo alvo, bem como reforçar capacidades internas através do recrutamento e formação de talento;

4. Desenvolver o enquadramento estratégico e regulamentar das energias renováveis;

5. Promover o reforço das capacidades de actuação do IRSE (reforço de funções e de valências) e iniciar a revisão do quadro regulatório para a evolução do subsector;

6. Definir o modelo de atracção de investimento privado e respectivo enquadramento regulatório;

7. Propor evolução progressiva das tarifas que assegure a redução da subsidiação de tarifas ao cliente final e a uniformização de preços em todo o país;

8. Reestruturar as empresas públicas e reforçar as valências e a eficiência em todo o subsector;

9. Promover uma contratualização das relações entre agentes do subsector que assegure a sustentabilidade económico-financeira ao longo da cadeia de valor.

Prioridades de actuação para o subsector petrolífero e de gás natural (*Quadros 34 a 36*):

1. Assegurar a Angolanização do upstream, definindo um plano para o upgrade das capacidades de gestão e integração de projectos em águas profundas da Sonangol (*Ministério dos Petróleos e Sonangol*);

2. Avaliar a oportunidade de estabelecer um período de transição para a evolução do regime regulatório das concessões no upstream (*Ministérios dos Petróleos e das Finanças, e Sonangol*);

3. Avaliar o ritmo ideal de extracção do crude que maximize a riqueza criada para o País (*Ministérios dos Petróleos e da Economia, e Sonangol*);

4. Definir o regime regulatório para o upstream de gás natural (*Ministério dos Petróleos*);

5. Concretizar o reforço da capacidade nacional de refinação, desenvolvendo uma perspectiva integrada dos investimentos previstos e assegurando optimização do investimento e cumprimento de prazos (Sonangol);

6. Concluir os projectos de curto prazo na logística, p.ex., pipelines e caminhos-de-ferro (Sonangol);

7. Rever o plano de investimento de armazenagem, assente na racionalização das necessidades de reservas estratégicas (*Ministério dos Petróleos e Sonangol*);

8. Avaliar a viabilidade económica de modos de transporte alternativos de derivados de petróleo – rede de pipelines (*Ministério dos Petróleos e Sonangol*);

9. Implementar de forma célere o processo de liberalização do mercado, estabelecendo um novo enquadramento legislativo e regulatório com base nas orientações já definidas (*Ministério dos Petróleos*);

10. Definir o novo modelo tarifário que assegure a redução da subsídio de tarifas nos combustíveis (*Ministérios das Finanças, da Economia e dos Petróleos*);

11. Criar a nova entidade reguladora e reforçar funções e valências no subsector (*Ministério dos Petróleos*);

12. Estabelecer com os Governos Provinciais o quadro para acelerar o licenciamento e abertura de postos de abastecimento de combustíveis (*Ministério dos Petróleos*);

13. Rever com a Sonangol e com os potenciais novos investidores no Retalho os objectivos de abertura de postos vis-à-vis as necessidades efectivas (*Ministério dos Petróleos e Sonangol*);

14. Desenvolver a estratégia de massificação do GPL, incluindo a definição de planos de reforço da rede de distribuição e alterações possíveis ao perfil de subsídio (*Sonangol e Ministério dos Petróleos*).

Adicionalmente, é fundamental a integração rápida do programa nas funções do CSP que, no âmbito das suas funções, realizaria o acompanhamento da implementação das medidas acima propostas.

GLOSSÁRIO

CCGT: *Combined cycle gas turbine*, centrais de ciclo combinado a gás natural.

CDM: *Clean development mechanism*, acordos no âmbito do Protocolo de Quioto que permitem aos países desenvol-

vidos com metas de emissão de CO₂ o investimento em projectos de redução de emissões em países em desenvolvimento como alternativa a projectos de redução de emissões mais caros nos próprios países (actualmente em revisão).

Downstream: Engloba todas as actividades da cadeia de valor de *oil&gás* a jusante da exploração e produção (refinação, transporte, distribuição e comercialização).

GPL: Gás Petrolífero Liquefeito.

IRSE: Instituto Regulador do Sector Eléctrico.

Kbpd: milhares de barris por dia.

MW: Megawatt, medida de capacidade instalada para produção de energia eléctrica.

1 megawatt (MW) = 10⁶ watts

1 kilowatt (KW) = 10³ watts

1 gigawatt (GW) = 10⁹ watts

1 terawatt (TW) = 10¹² watts

MWh: Megawatt/hora, medida de energia eléctrica produzida e que corresponde à quantidade de energia utilizada para alimentar uma carga com potência de um *megawatt* durante o período de uma hora.

Pet-Coke: resíduo resultante do processo de refinação que pode ser utilizado como combustível para geração de energia eléctrica.

PPA: *Power Purchase Agreement*, estabelece um contrato entre o operador do sistema (comprador único) e o investidor privado em que se garante uma remuneração do investimento através da compra da totalidade energia produzida.

Tarifas feed-in: Estrutura de incentivos à geração que implica o pagamento de um preço estabelecido pelo Governo, tipicamente com incentivos e garantia de compra associada.

Upstream: Engloba as actividades da cadeia de valor de *oil&gás* a montante da refinação (prospecção, exploração, desenvolvimento, produção e transporte).

Estrutura dos quadros de suporte

- Subsector eléctrico - diagnóstico e orientações estratégicas

- Principais elementos do diagnóstico

- Prioridades de actuação

- Alavancas de transformação do subsector

- Subsector petrolífero e de gás natural - diagnóstico e orientações estratégicos

- Modelo Institucional

- Programa de acção

QUADRO 1

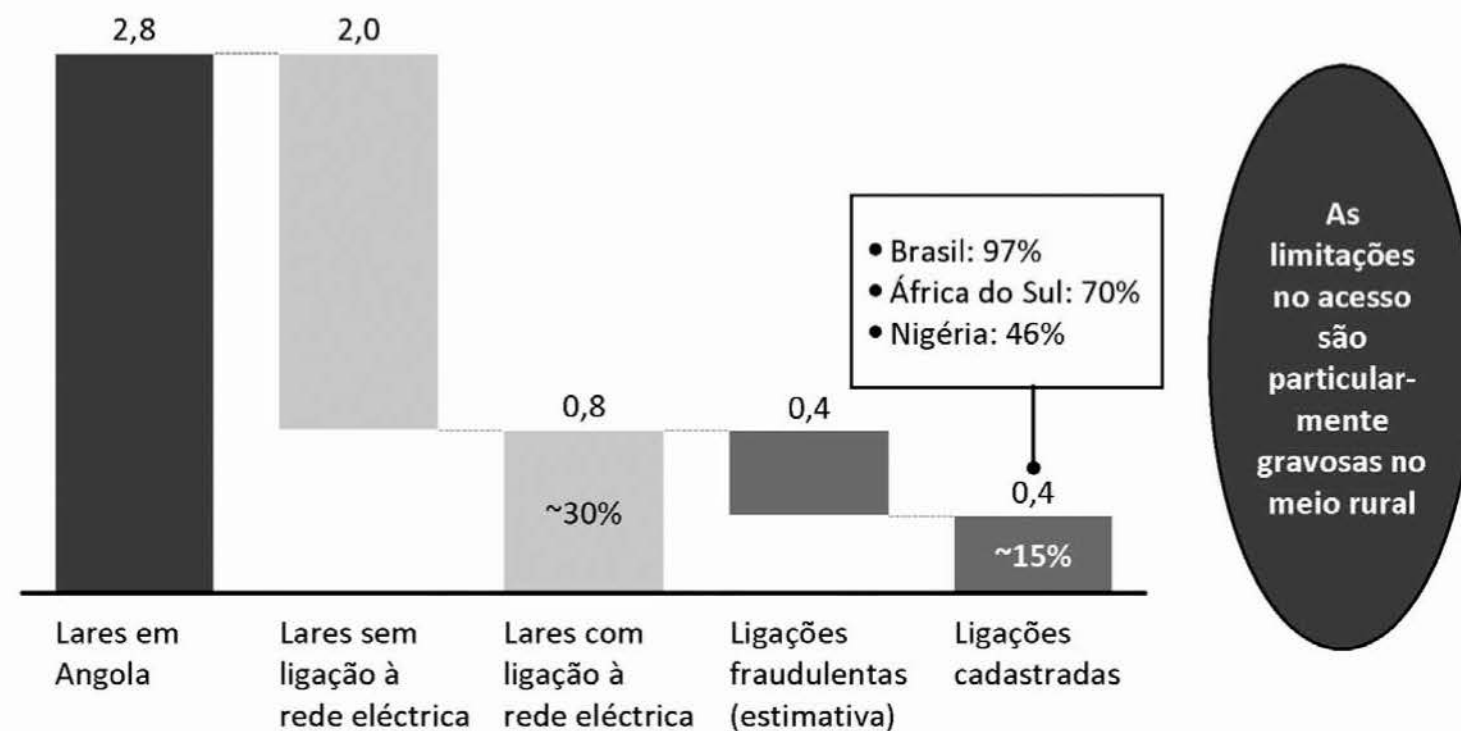
LIS-LB0782110620Q5

Apenas 30% da população com acesso a electricidade

ESTIMATIVA

2008

Milhões de lares angolanos



QUADRO 2

LIS-LB0782110620Q5

Cerca de 45% de inoperacionalidade na produção

2008

MW instalados

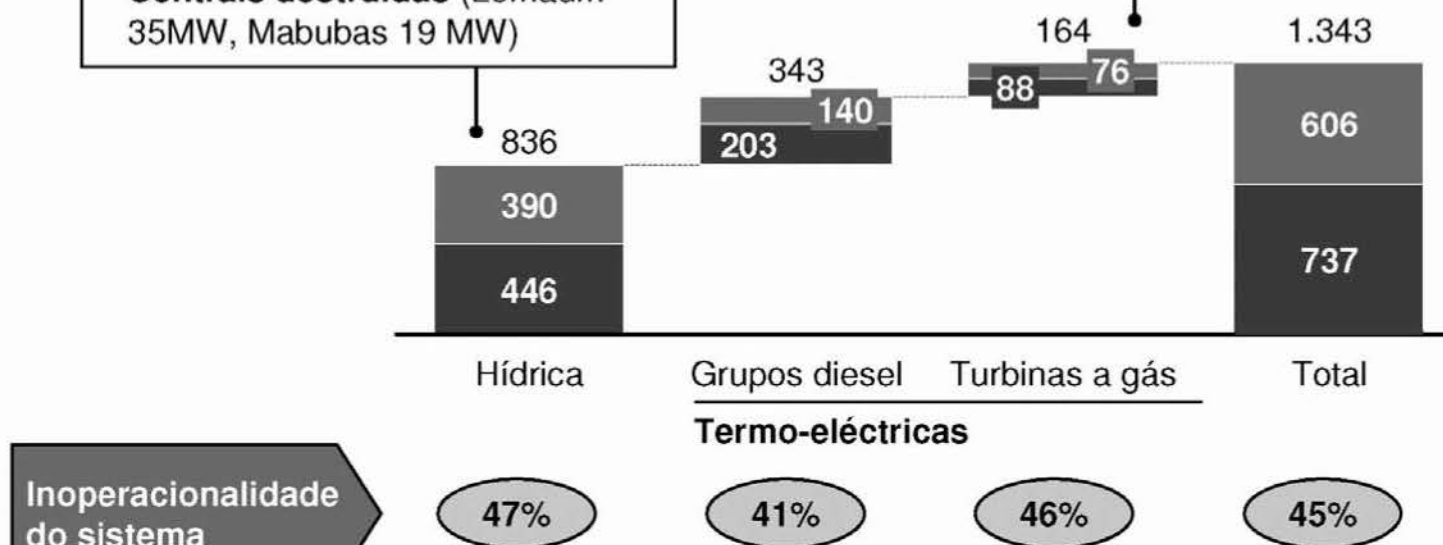
■ Não operacional

■ Operacional

- **Não escoamento na rede de transporte** (Cambambe 90 MW, Capanda 200 MW)
- **Centrais destruídas** (Lomaum 35MW, Mabubas 19 MW)

Avarias e longos períodos de manutenção

- 2 grupos em Luanda (Cazenga 60 MW)
- Turbina a gás de Cabinda (15 MW)



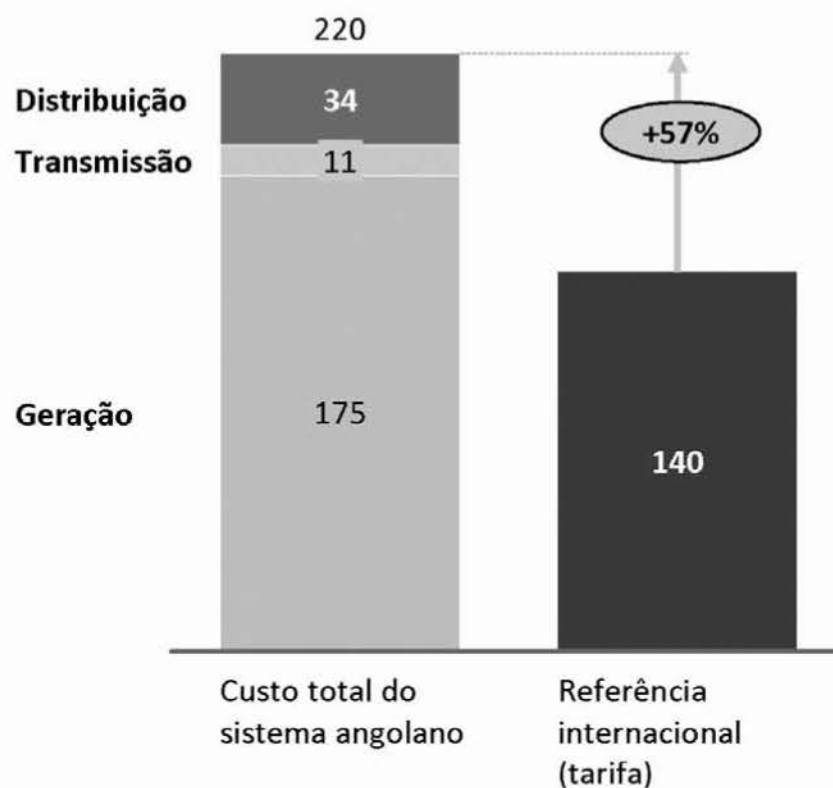
QUADRO 3

LIS-LB0782110620Q5

Elevados custos do sistema

2008

USD/MWh distribuído



Principais causas

- Perdas técnicas elevadas (~15% vs. benchmark de 10%)
- Tecnologias pouco eficientes, com elevados custos variáveis
 - Grupos diesel
 - Turbinas a gás (a queimar diesel e jet)
- Elevados investimentos unitários (vs benchmarks)
- Inoperacionalidade elevada do sistema (reduzida disponibilidade dos activos)

Nota: Valores de estimados baseando-se nas instalações existentes em 2008 cuja o grau médio de inoperacionalidade era de 45%

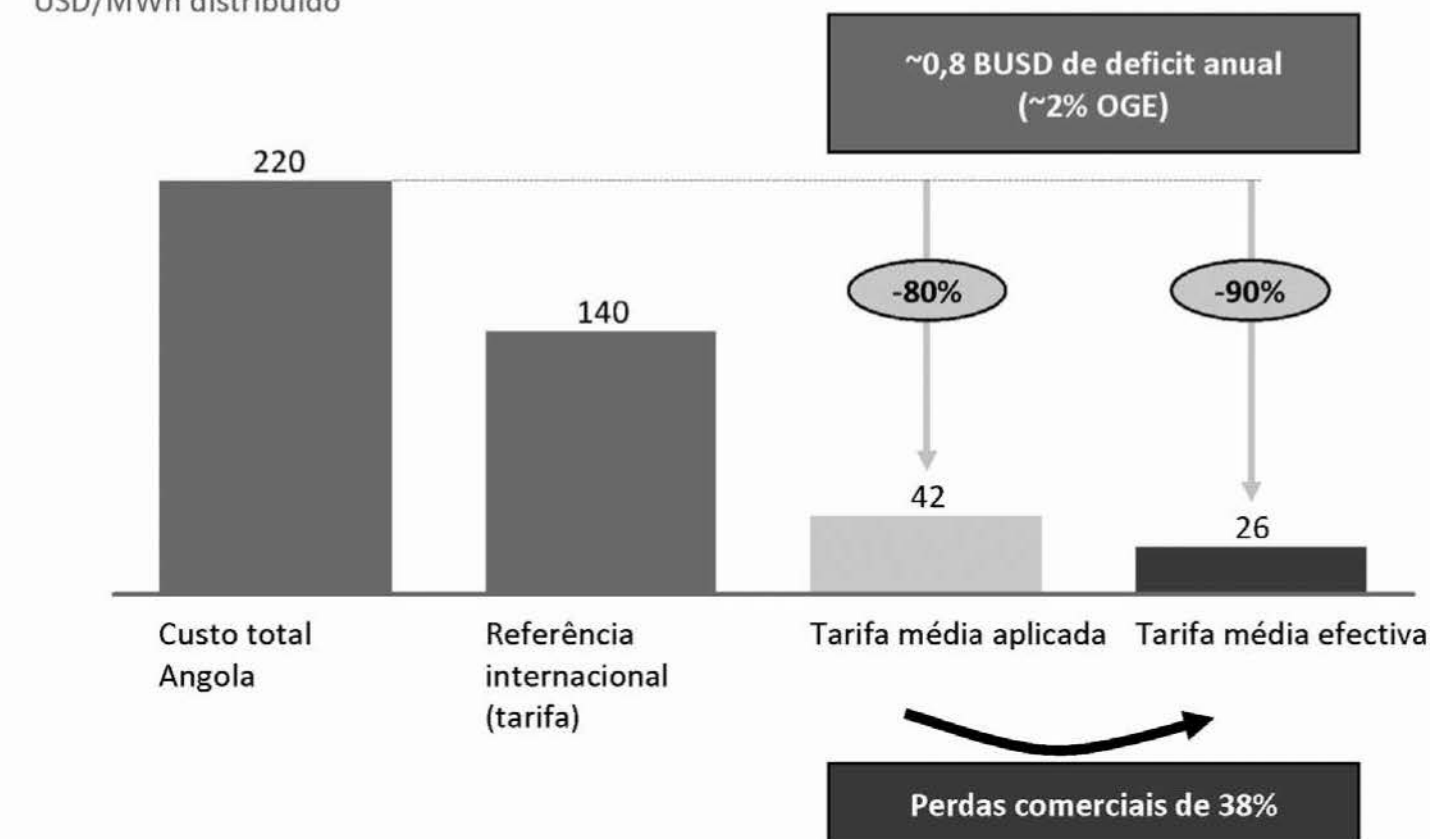
QUADRO 4

LIS-LB0782110620Q5

Elevada subsidiação e desequilíbrio financeiro

2008

USD/MWh distribuído



Estrutura dos quadros de suporte

- Subsector eléctrico - diagnóstico e orientações estratégicas

- Principais elementos do diagnóstico

- Prioridades de actuação**

- Alavancas de transformação do subsector

- Subsector petrolífero e de gás natural - diagnóstico e orientações estratégicas

- Modelo Institucional

- Programa de acção

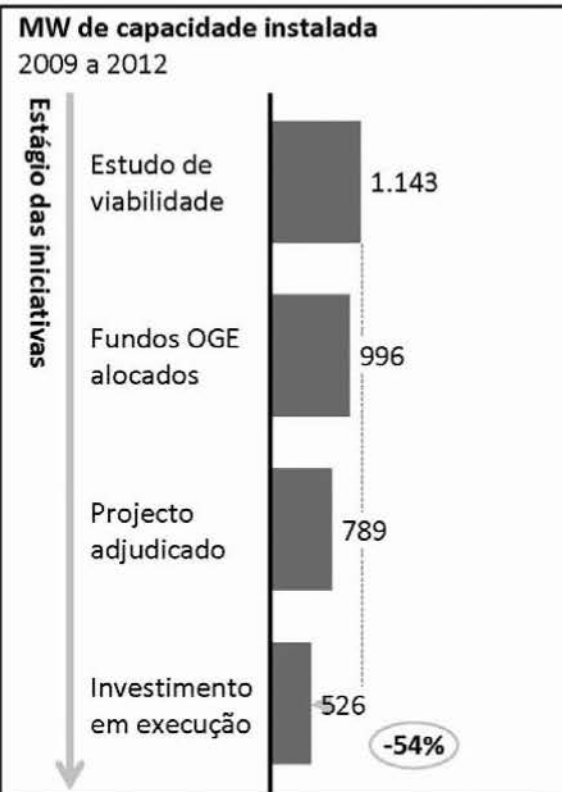
QUADRO 5

LIS-LB0782110620Q5

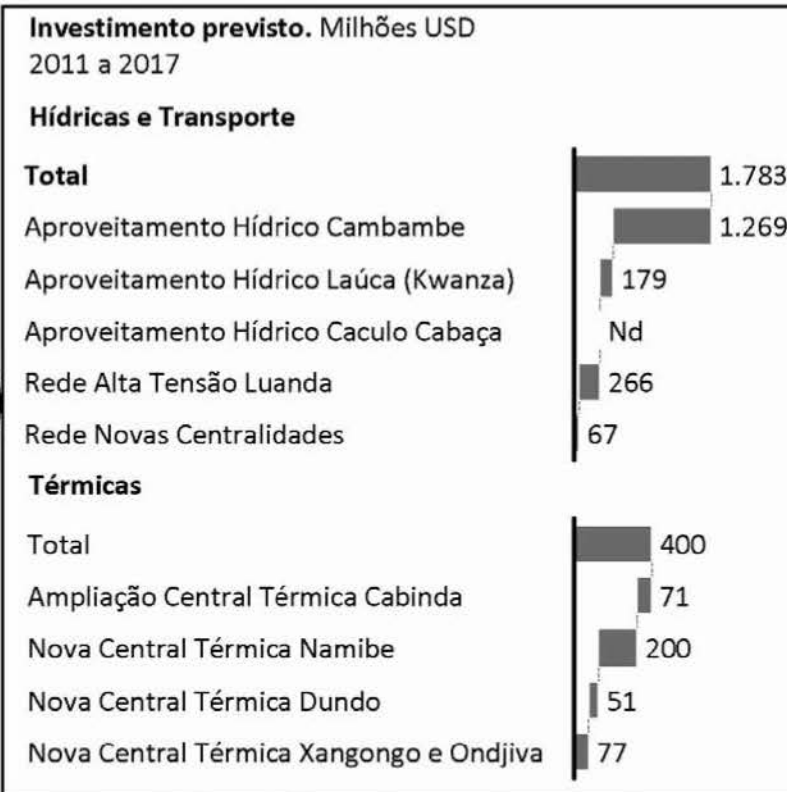
Fundamental continuar implementação do Programa Executivo do Sector Eléctrico

NÃO EXAUSTIVO

Em 2009 foram preconizados um conjunto importante de 45 projectos até 2012...



... sendo que até 2017 está já definido um plano ambicioso de investimentos, que importa concretizar



QUADRO 6

LIS-LB0782110620Q5

Investimento em tecnologias prioritárias

	Detalhe	Recursos endógenos
Centrais hídricas 	▪ Execução rigorosa de projectos já em curso ou em fase avançada de planeamento ▪ Até 2020: aproveitamento de 3 GW no Kwanza (parte de Laúca ou Caculo Cabaça) ▪ Até 2025: 1,5 GW no Catumbela¹	Rios nacionais (p.ex., Kwanza, Catumbela)
CCGT 	▪ Lançamento de CCGT para início de operação em 2013 — 400 a 800 MW — Localização no Soyo (?) ▪ Regime de utilização inicial em base, a ajustar em função da procura e da nova capacidade hídrica	Gás natural do Angola LNG (2012)
Central de pet Coke 	▪ Central de 250 a 350 MW perto da refinaria do Lobito ▪ Início de operação após 2016 ▪ 1,3 a 1,5 milhões de ton/ano de pet coke da refinaria do Lobito ▪ Utilização em regime de base	<i>Pet-coke</i> do Lobito (2016) – condicionado à configuração final da refinaria

¹ Potencial hídrico total estimado de ~2GW

Nota: Os projectos propostos a médio/longo prazo deverão ser validados por estudos de viabilidade

QUADRO 7

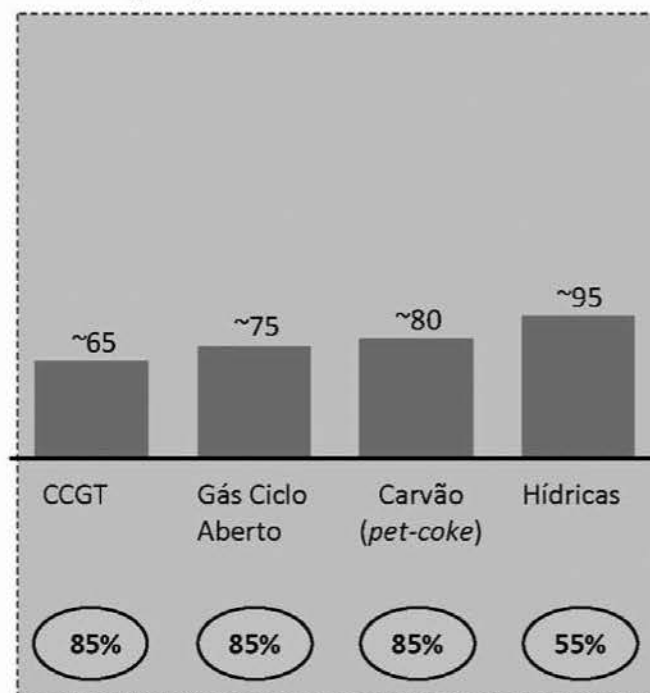
LIS-LB0782110620Q5

Prioridade para as tecnologias competitivas em custos

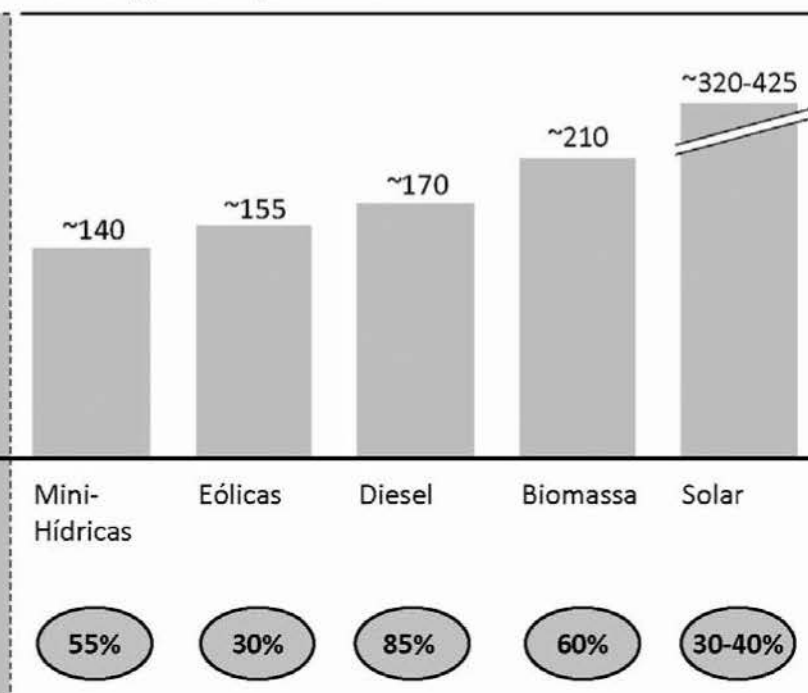
Custo total de produção (USD/MWh)

Taxa de utilização
indicativa

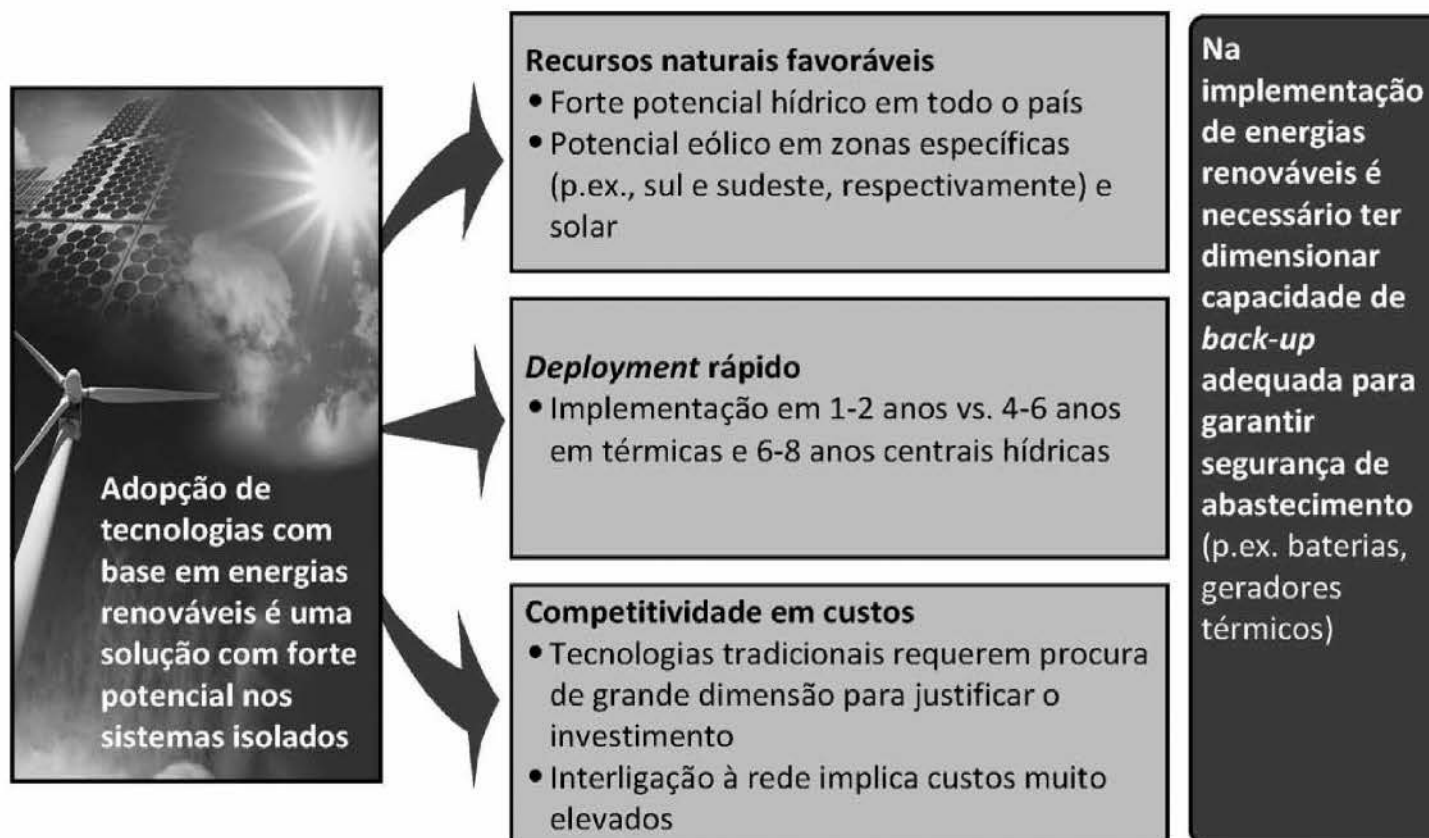
Tecnologias prioritárias



Tecnologias complementares



Energias renováveis com potencial em sistemas isolados



QUADRO 9

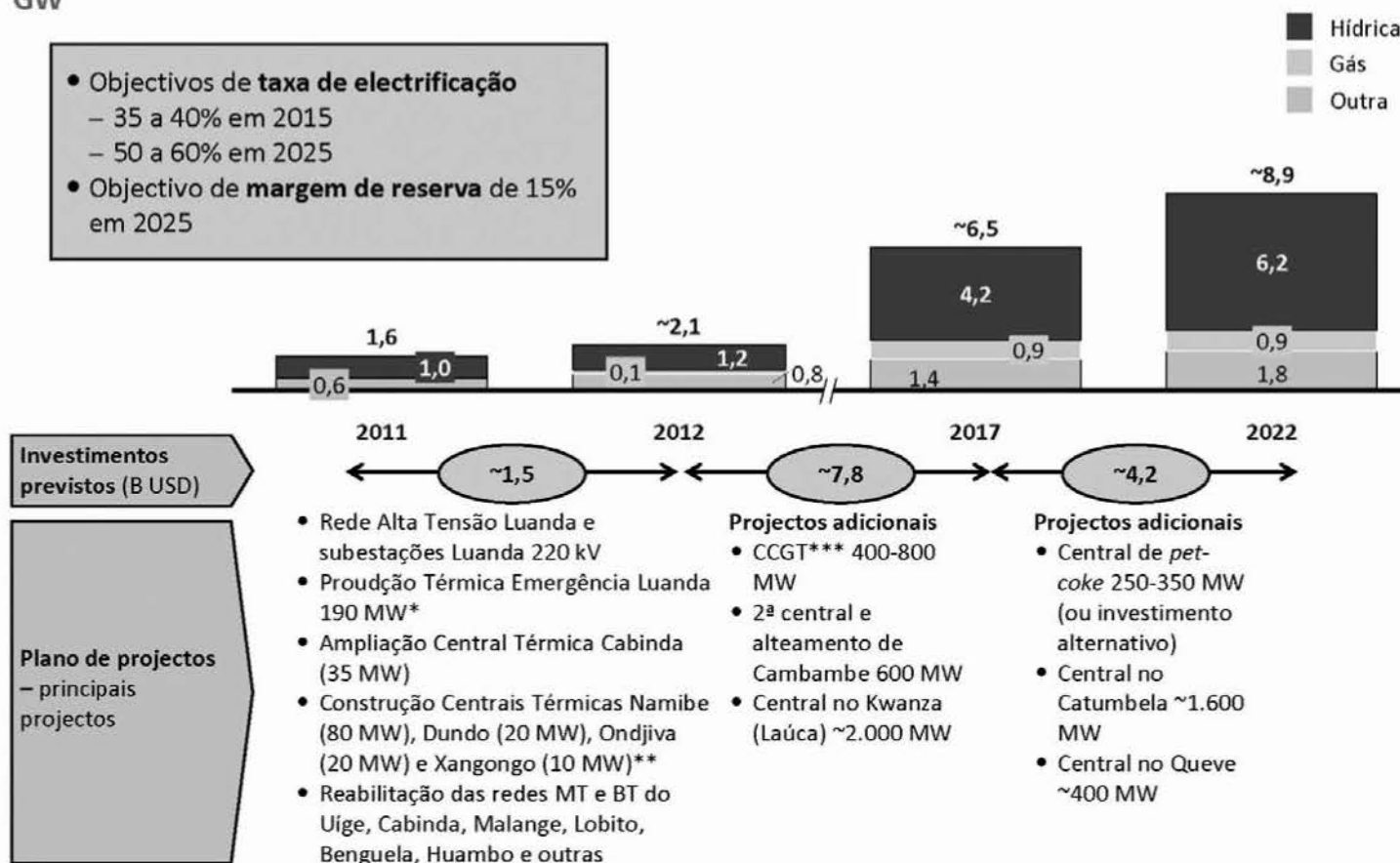
LIS-LB0782110620Q5

Oferta Eléctrica de 2011 a 2022

GW

NÃO EXAUSTIVO

- Objectivos de **taxa de electrificação**
 - 35 a 40% em 2015
 - 50 a 60% em 2025
- Objectivo de **margem de reserva** de 15% em 2025



* Não mencionado no plano de investimentos. Necessário entender se estará já concluído

** Novos projectos não previstos na Estratégia Energética anterior

*** Combined Cycle Gas Turbine – Central a Gás de Ciclo Combinado

Nota: Admite que objectivos de crescimento de capacidade até final de 2011 são concretizados

Estrutura dos quadros de suporte

- **Subsector eléctrico - diagnóstico e orientações estratégicas**

- Principais elementos do diagnóstico

- Prioridades de actuação

- **Alavancas de transformação do subsector**

- Subsector petrolífero e de gás natural - diagnóstico e orientações estratégicas

- Modelo Institucional

- Programa de acção

Essencial transformar modelo empresarial do subsector

Principais linhas orientadoras



- Abertura de novos investimentos a **capital privado** (atrair capital financeiro e humano), complementando possíveis investimentos públicos
- **Responsabilidade** por toda a infra-estrutura estatal existente a cargo de um único **operador público incumbente**
- **Operador público único** assegurando a **visão integrada do sistema** e o **desenvolvimento da infra-estrutura de base** por forma a equilibrar a oferta e a procura no longo prazo
- Coincidência entre o operador da **rede de transporte** e o operador **nacional do sistema eléctrico** (podendo acumular também funções de **comprador único** aos produtores públicos e privados)
- **Opção preferencial por operador público único**, podendo em casos pontuais ser considerado um **modelo de concessões** (estatais, provinciais ou municipais), atribuídas a entidades públicas ou privadas
- Nos casos em que se opte por concessões, necessidade de assegurar **escala mínima** por forma a potenciar sinergias de gestão e de operação*

* Potencialmente, nos sistemas isolados poderá recorrer-se a soluções mais flexíveis e geridas localmente

QUADRO 11

LIS-LB0782110620Q5

Operador do sistema coincidente com gestor da rede de Transporte



Gestor dos activos de transporte é também operador do sistema



- + Melhor coordenação transporte/ operação
- + Clarificação dos incentivos e responsabilidades
- + Facilidade de implementação
- + Utilização pelo operador do sistema de conhecimentos técnicos de gestão de activos
- Excesso de incentivos para minimizar custos de congestionamento vs custos totais
- Incentivos a sobreinvestir em transporte

Entidade independente responsável pela operação do sistema não detendo activos



- + Garantia de independência para todos os participantes do mercado
- + Melhor alocação de investimentos, se estiver envolvido no planeamento
- + Planeamento de rede eficiente, se existirem vários proprietários da rede transporte
- Aumento dos custos de operação do sistema (p.ex., duplicação de funções)
- Dificuldade em estabelecer fronteiras de responsabilidades entre operações de transporte
- Complexidade dos sistemas de *governance*

Funções-chave do operador do sistema

Controlo e despacho da rede, programação de grandes manutenções e gestão de dados do sistema

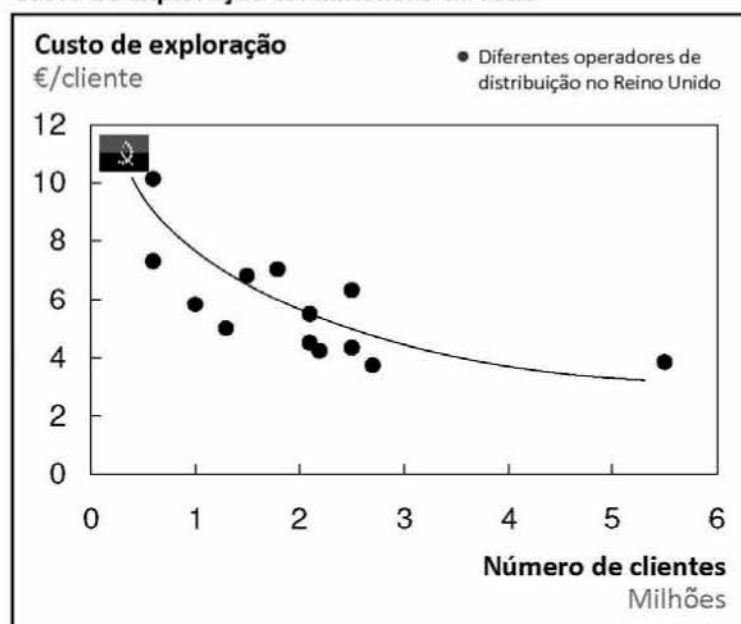
QUADRO 12

LIS-LB0782110620Q5

Na distribuição, o controlo por uma entidade única permite maximizar as sinergias operacionais e minimização de custos

ILUSTRATIVO

Custo de exploração vs. dimensão da rede



Custos de exploração decrescentes com o aumento da dimensão da rede de distribuição

Principais fontes de sinergias de escala

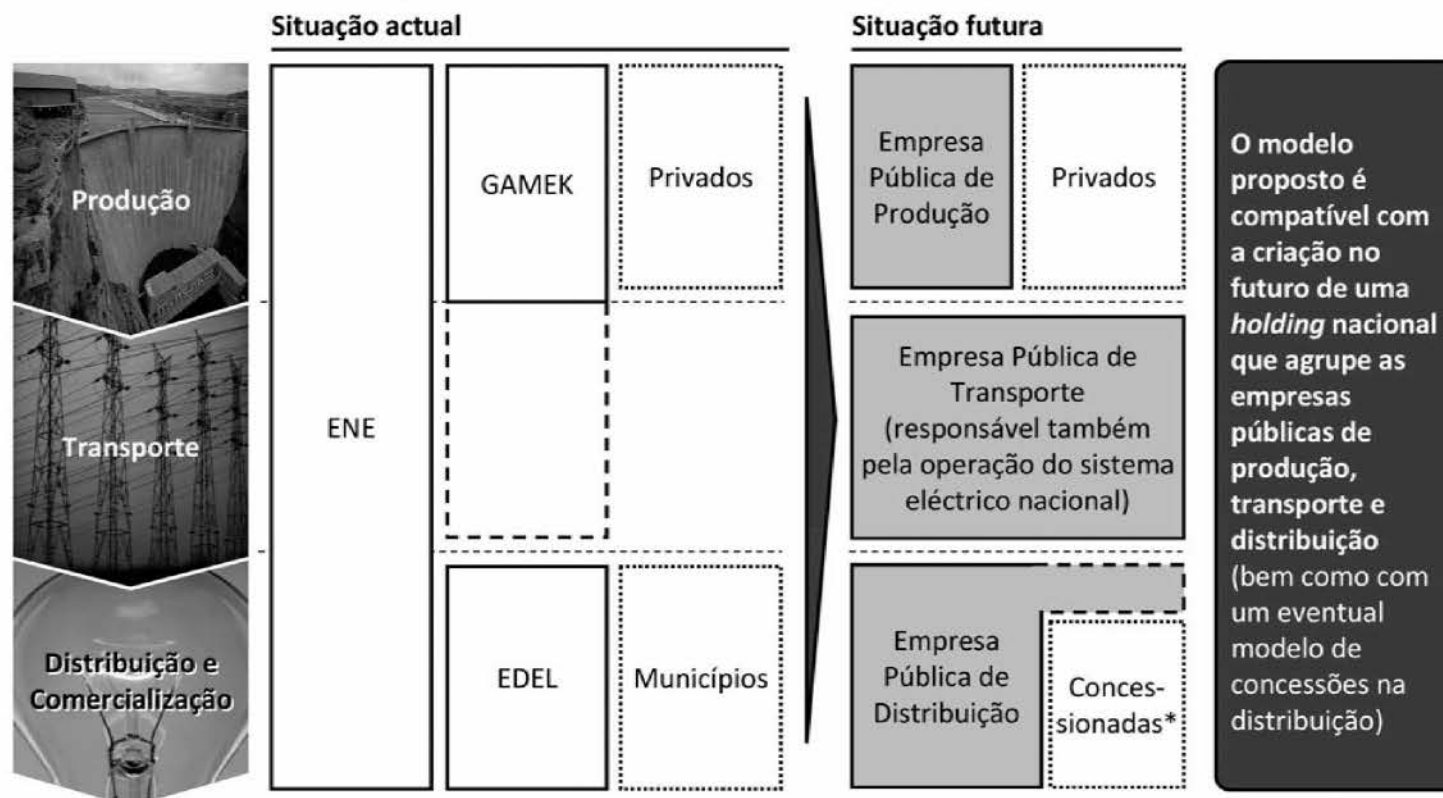
- **Negociação conjunta** de materiais, equipamento e serviços (p.ex., empreitadas, cabos, transformadores)
- **Homogeneização e standardização** técnica de rede
- **Gestão comercial** de clientes (p.ex., facturação, cobranças, atendimento telefónico, sistemas comerciais)
- **Centralização de funções-chave** do negócio e partilha com unidades regionais (p.ex., planeamento de rede, normalização técnica, projecto e construção, funções administrativas e financeiras)

10-30% de potenciais sinergias a capturar

QUADRO 13

LIS-LB0782110620QS

Propõe-se a existência de entidades autónomas responsáveis por cada uma das etapas da cadeia de valor



* Concessão a realizar em casos pontuais por entidades estatais, provinciais ou municipais, atribuídas a entidades públicas ou privadas e desde que assegurada escala mínima, de forma a potenciar sinergias de gestão e de operação

Nota: Decisão quanto à empresa que manterá a denominação e marca da Empresa Nacional de Electricidade sem impacto no sistema per se, podendo ser tomada num momento futuro

QUADRO 14

LIS-LB0782110620Q5

Remuneração da produção ajustada aos diferentes tipos de activos

Produção	Descrição
Produção de grande dimensão (>10 MW)	• Incentivo ao investimento através de modelos PPAs – Contrato de longo prazo que cobre custos e remunera activos a taxa predefinida sempre que cumpridos requisitos operacionais acordados (p.ex., disponibilidade, eficiência térmica) – Baixo risco de investimento e baixo custo de financiamento
Produção de pequena dimensão (<10 MW) em sistemas isolados	• Tarifas <i>feed-in</i> (caso exista ligação à rede de distribuição) – Preço fixado no longo prazo, garantindo retorno adequado ao operador – Garantia de compra da totalidade da produção – Ajuste das tarifas a cada tipo de tecnologia, alinhando incentivos com a competitividade específica de cada tecnologia
Co-geração	• Tarifas <i>feed-in</i> (caso exista ligação à rede de distribuição) – Preço fixado no longo prazo, garantindo retorno ao operador – Garantia de compra da totalidade da produção

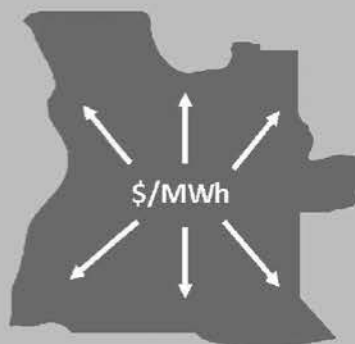
QUADRO 15

LIS-180782110620Q5

Tarifa final uniforme e próxima do custo real

Homogeneidade nacional

Assegurar uma **tarifa final igual** em todas as regiões do país (seg-mento residencial), promovendo o **serviço universal** e o **desenvolvimento regional**

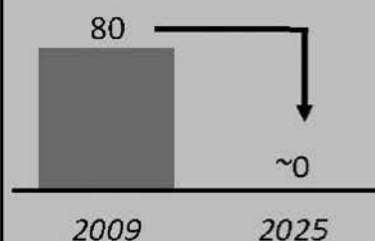


+

Alinhamento com custo

Garantir a **convergência da tarifa ao custo real** eliminando subsídios e melhorando a **eficiência na utilização de recursos públicos**

Subsídio (%)



+

Tarifa social

Criar um regime de **protecção dos consumidores com menores rendimentos**, de forma a mitigar as **assimetrias sociais e económicas**



Estrutura dos quadros de suporte

- Subsector eléctrico - diagnóstico e orientações estratégicas

- Subsector petrolífero e de gás natural - diagnóstico e orientações estratégicas

- Principais elementos do diagnóstico

- Prioridades de actuação

- Alavancas de transformação do subsector

- Modelo Institucional

- Programa de acção

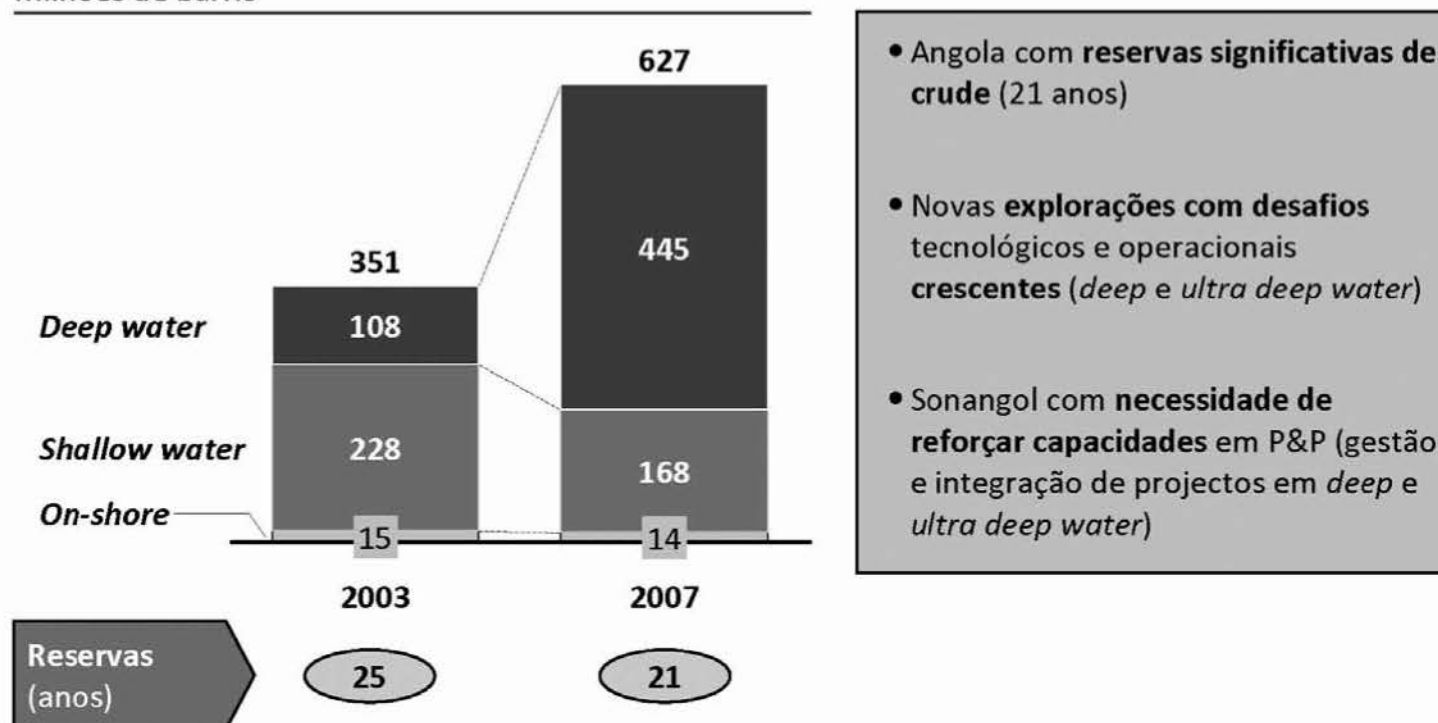
QUADRO 16

LIS-LB0782110620Q5

Complexidade crescente da exploração e produção de crude

Produção anual

Milhões de barris



Nota: Decreto Lei nº 11/04 de 12 de Novembro do Ministério dos Petróleos estabelece que: "A Sonangol é concessionária exclusiva para a exploração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos no subsolo e na plataforma continental de Angola"

QUADRO 17

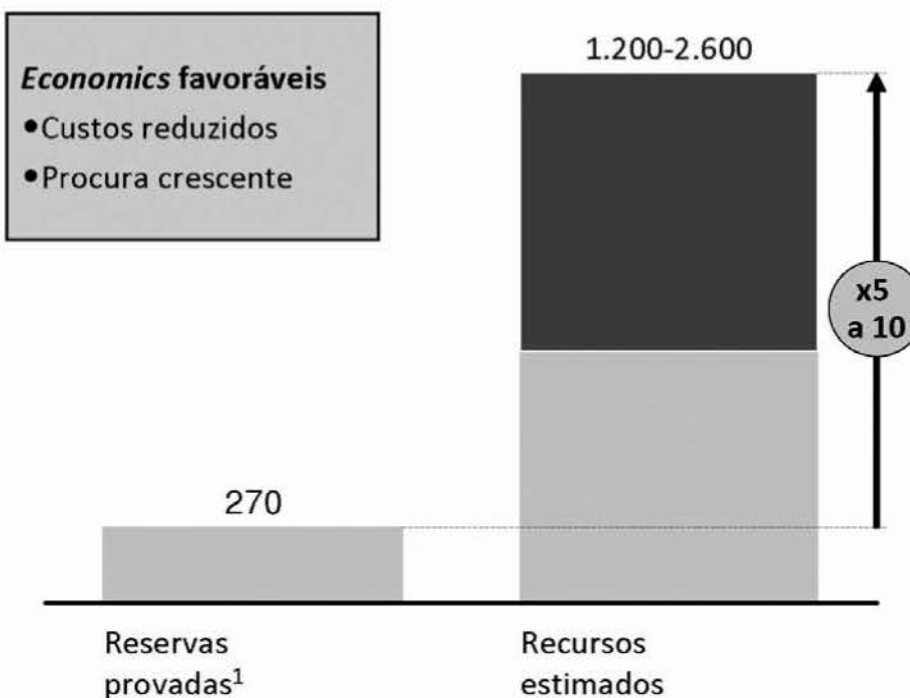
LIS-LB0782110620Q5

Potencial significativo justifica exploração de reservas de gás natural

Reservas de gás natural

Bcm

■ Gás associado
■ Gás não associado



Alavancas-chave

- **Reforçar investimento em exploração** (p.ex., de gás não associado)
- **Assegurar enquadramento legislativo transparente** (p.ex., direitos de concessão, clarificação de funções ao longo da cadeia de valor)

¹ Principalmente gás associado

Fonte: Oil & Gas Journal

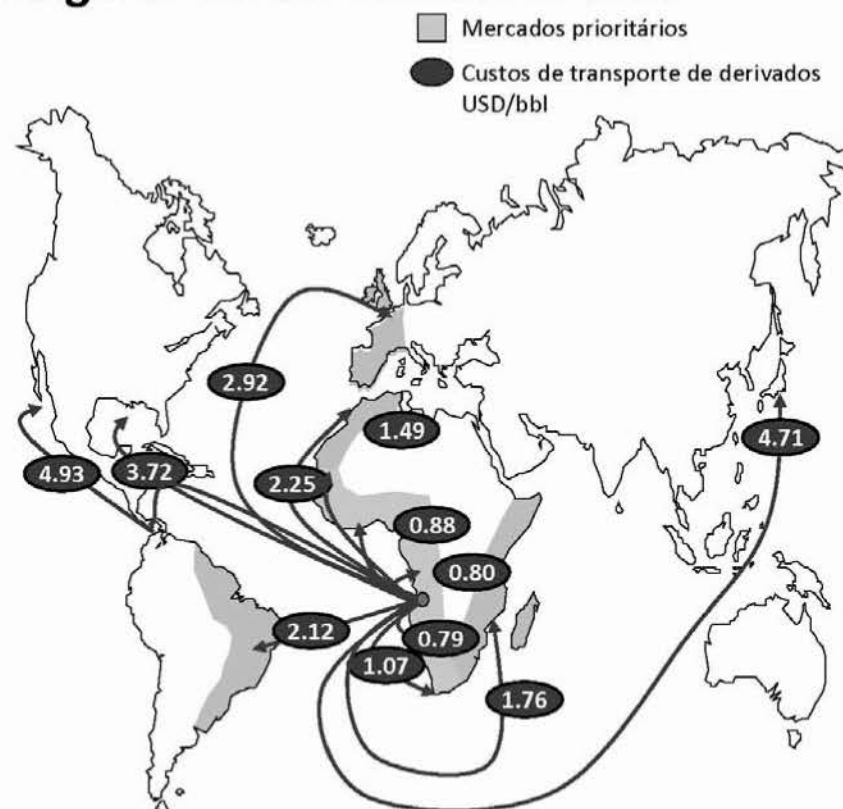
QUADRO 18

LIS-LB0782110620QS

Construção de refinaria em Angola: um investimento com elevado potencial

Rationale de investimento

- **Atractividade económica**¹ em virtude da vantagem comparativa na exportação para mercados da África Austral e Central
 - Custos de transporte reduzidos
 - Quota de mercado não excessiva (nenhum país ficaria dependente de Angola)
- **Justificação técnica** (processamento dos crudes pesados dos blocos angolanos)
- **Segurança energética** (independência do consumo de produtos refinados face a terceiros)



Espaço para penetração nos mercados prioritários uma vez que a quota de Angola nas importações desses mercados será sempre inferior a 30% (em 2020)

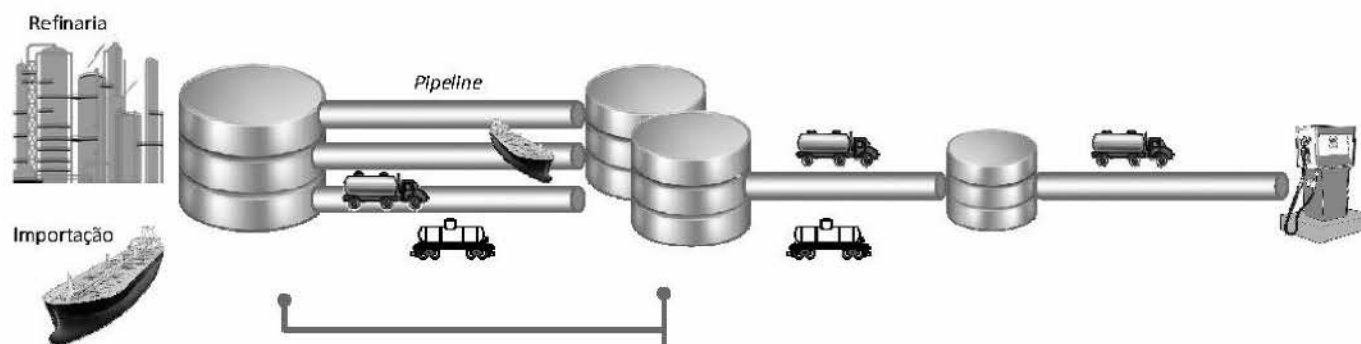
1 O potencial de criação de valor dos projectos dependerá do controlo/optimação dos investimentos (capex com impacto elevado na rentabilidade económica dos projectos)

QUADRO 19

LIS-LB0782110620QS

Lacunas na cadeia de valor da logística

Armazenagem



Armazenagem primária e secundária

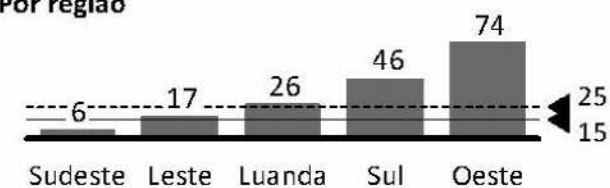
- **Carências na capacidade portuária** e lentidão alfandegária conduzem a um excesso de armazenagem flutuante
- **Desequilíbrio na armazenagem**
 - Desequilíbrio litoral ("hub") vs interior
 - Desequilíbrio entre produtos
- **Reserva estratégica ad hoc** (inexistência de armazéns dedicados)

Dias de consumo

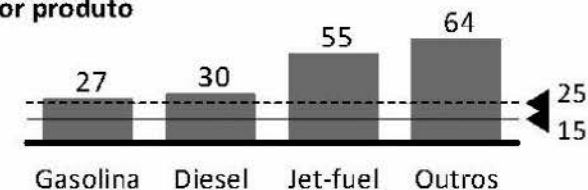
2008

--- } Intervalo
— } benchmark

Por região



Por produto

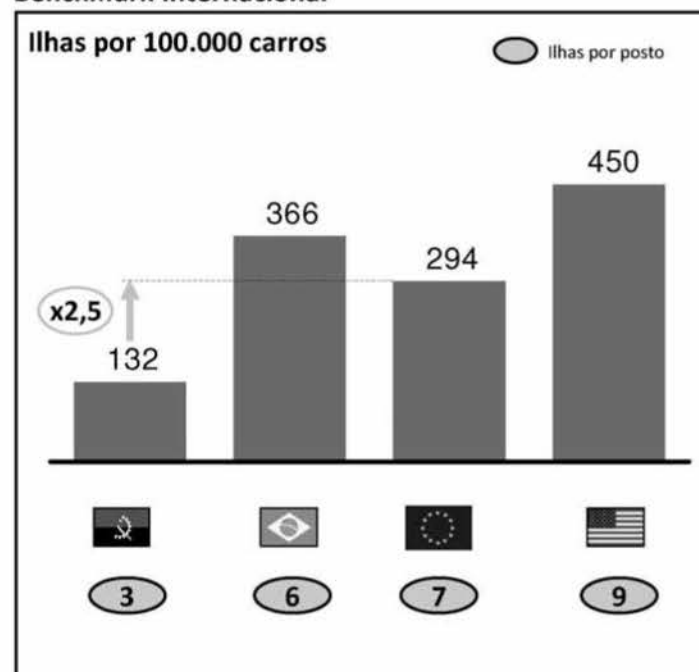


QUADRO 20

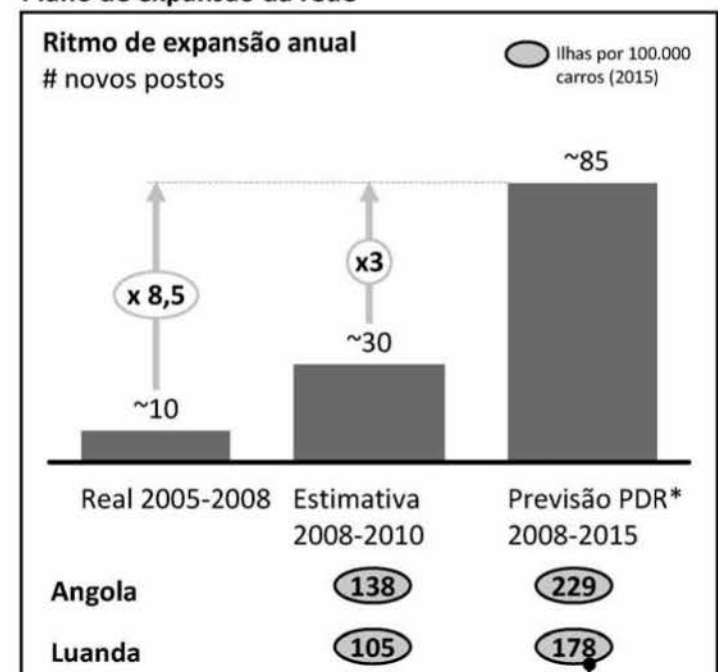
LIS-LB0782110620Q5

Reduzida rede de Retalho e plano de expansão previsto

Benchmark internacional



Plano de expansão da rede



Dificuldade de licenciamento e elevado custo dos terrenos

* Sonangol

Estrutura dos quadros de suporte

- Subsector eléctrico - diagnóstico e orientações estratégicas
- Subsector petrolífero e de gás natural - diagnóstico e orientações estratégicas
 - Principais elementos do diagnóstico
 - **Prioridades de actuação**
 - Alavancas de transformação do subsector
- Modelo Institucional
- Programa de acção

QUADRO 21

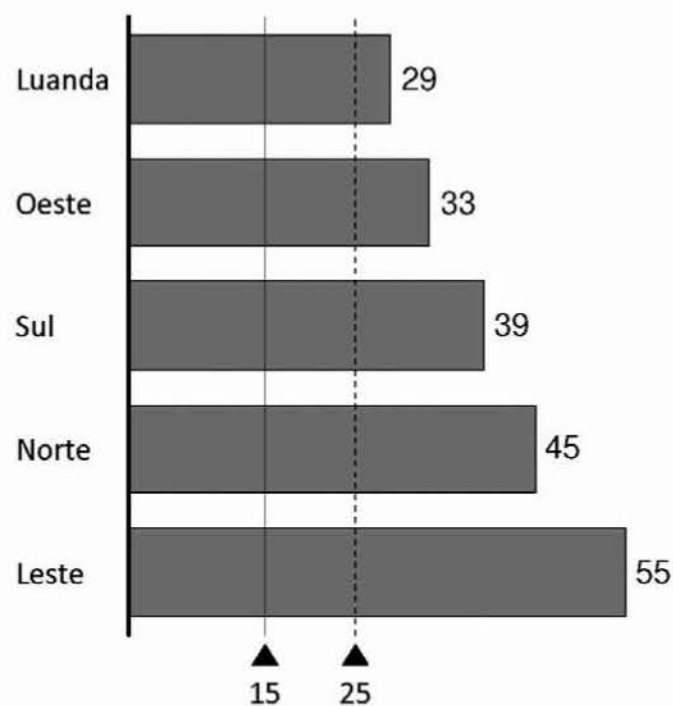
LIS-LB0782110620Q5

Potencial de racionalização do investimento previsto

--- } Intervalo
— } benchmark

Capacidade operativa total em 2025

Dias de consumo



Alavancas-chave de optimização

- **Coordenação de necessidades com capacidades existentes nas refinarias** (Luanda e futuramente Lobito)
- **Coordenação de investimentos com Sonangol Distribuição** (p.ex., utilização de futuros relais disponíveis).
- **Reconversão das capacidades estratégicas constituídas até 2015** em capacidades operacionais

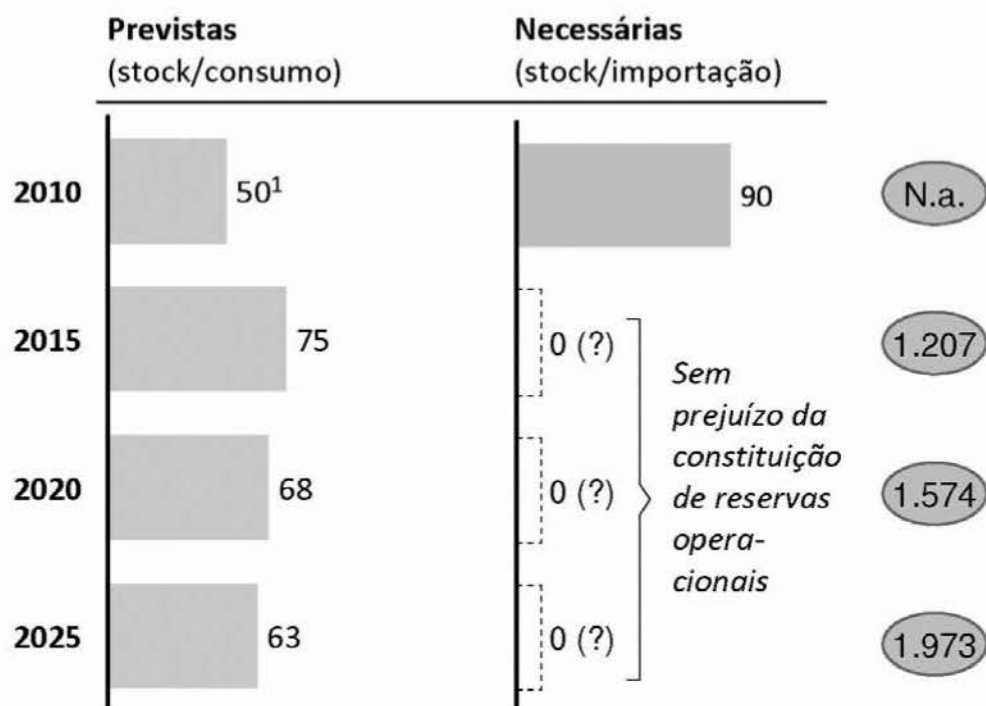
QUADRO 22

LIS-LB0782110620QS

Oportunidade de revisão dos objectivos de reservas estratégicas

Reservas estratégicas. Dias de consumo

m³ Excesso de capacidade



Questões-chave

- Segundo o IEA, os países **exportadores líquidos, como a Noruega e o Canadá, não necessitam** de reservas estratégicas
- **Angola** será exportador líquido a partir de **2015**
- **Racionalização** da capacidade estratégica (p.ex., reutilizar como operacional) com poupanças >2 BUSD (a avaliar)

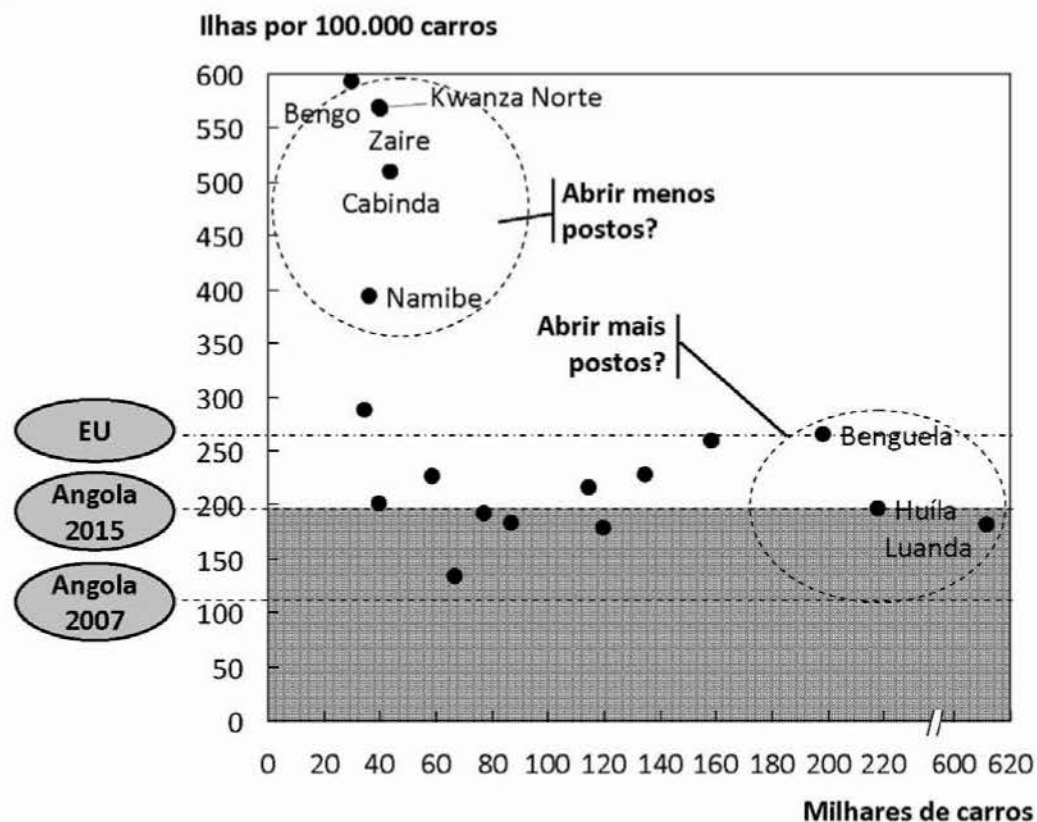
* 87 dias de reservas prevista em termos de stock/importação líquida

QUADRO 23

LIS-LB0782110620Q5

Necessidade de assegurar o desenvolvimento equilibrado da rede de Retalho

Distribuição por província
2015



Alavancas-chave

- **Rever plano de desenvolvimento** reforçando expansão nas maiores zonas urbanas
- **Lançar programa especial de licenciamento** de postos em Luanda
- **Assegurar enquadramento legislativo** que evite especulação a nível dos terrenos (p.ex., expropriação a preços de mercado)

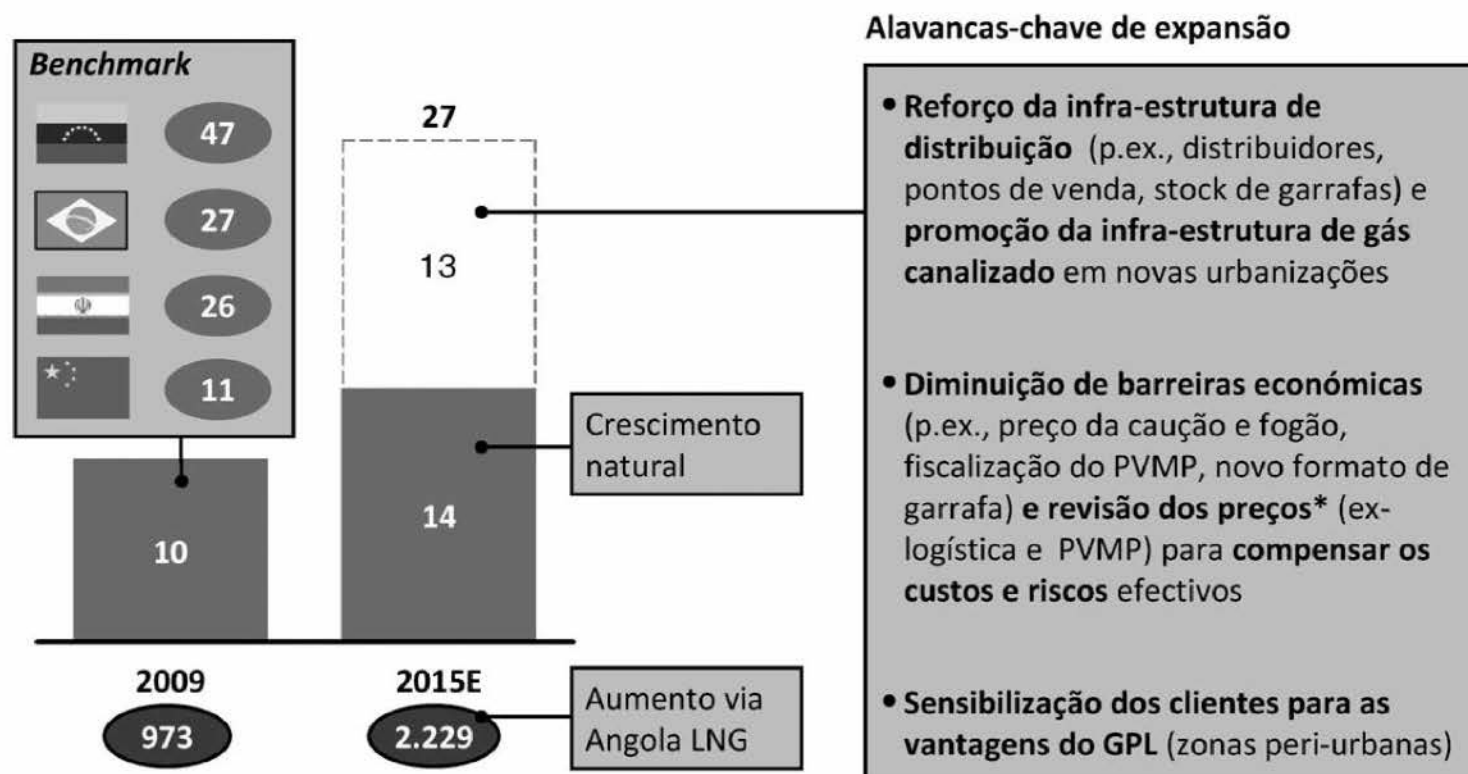
QUADRO 24

LIS-LB0782110620QS

GPL como chave para a redução do consumo de biomassa

Consumo de GPL residencial per capita
Kg/ano

● Produção anual (K ton)



* Mantendo o mesmo nível de subsídios ao GPL

QUADRO 25

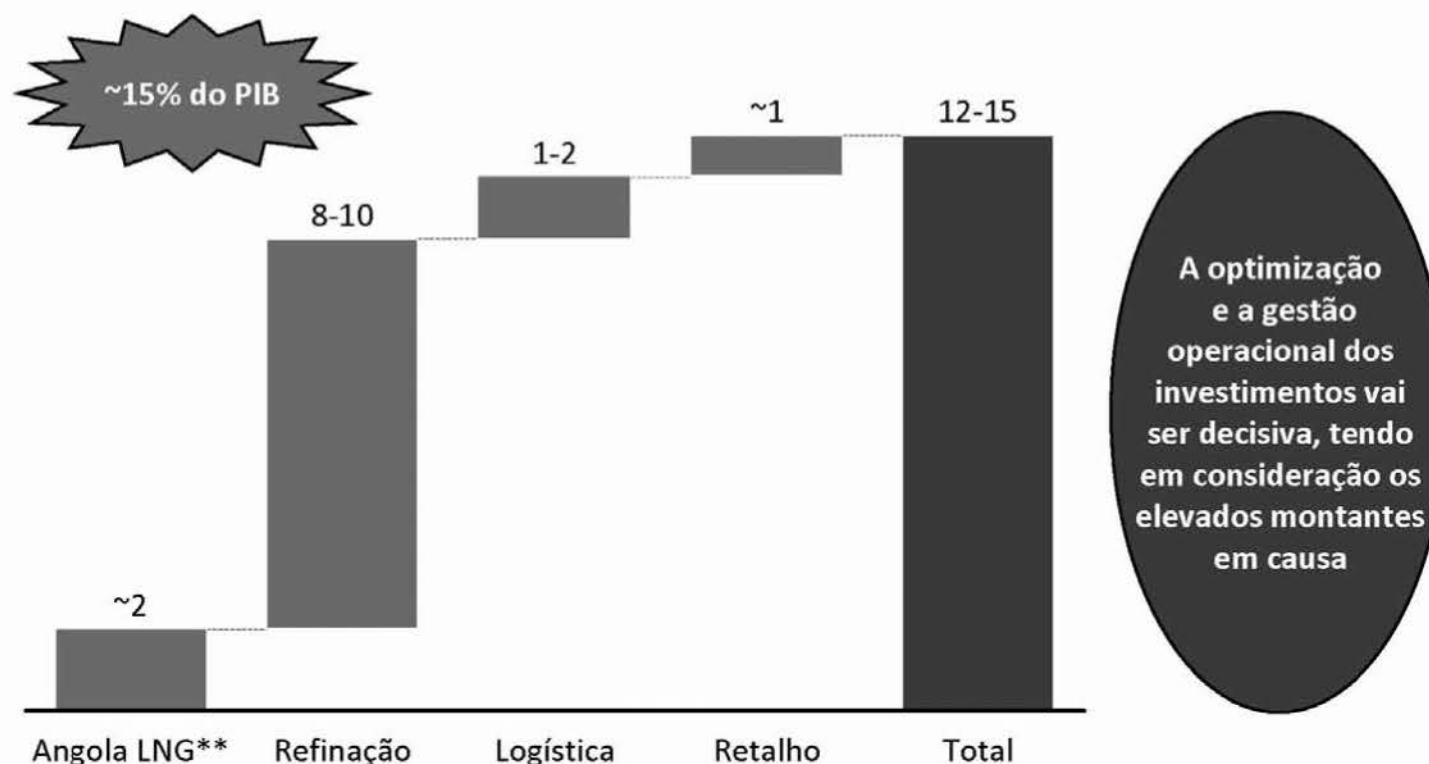
LIS-LB0782110620Q5

Investimentos necessários até 2015

ESTIMATIVAS

Investimentos em infra-estruturas*

BUSD



* Valores estimados à data do 30 de Outubro. Valores mais recentes apontam para um investimento na ordem dos 15 mil milhões de USD até 2012 (2 no Angola LNG, 8 na refinação, 2 na logística e 3 no Retalho). Adicionalmente, o investimento previsto no upstream até 2012 é de 9 mil milhões de USD

** Quota-parte Sonangás

Estrutura dos quadros de suporte

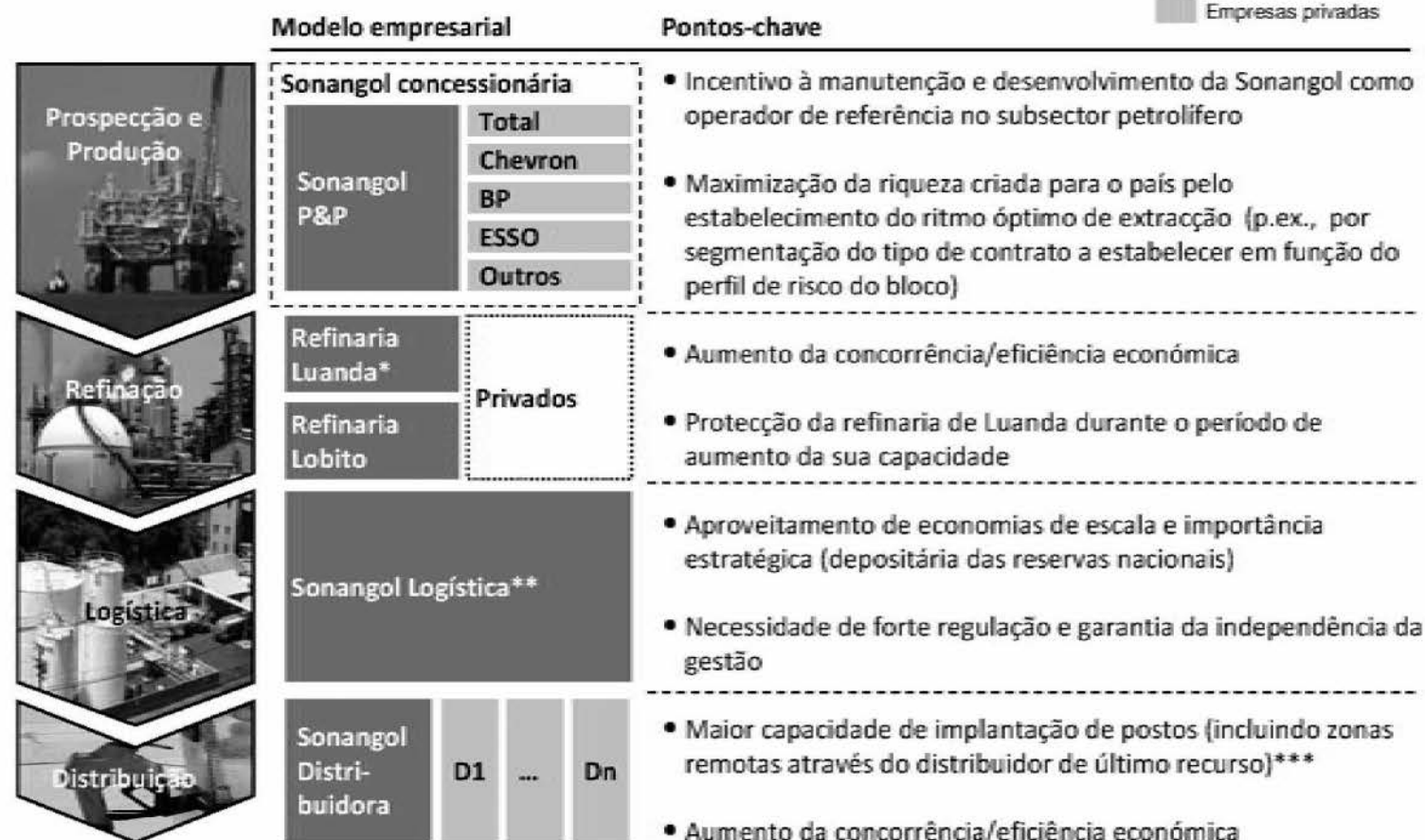
- Subsector eléctrico - diagnóstico e orientações estratégicas
- Subsector petrolífero e de gás natural - diagnóstico e orientações estratégicas
 - Principais elementos do diagnóstico
 - Prioridades de actuação
 - **Alavancas de transformação do subsector**
- Modelo Institucional
- Programa de acção

QUADRO 26

US-LB078213062005

Modelo empresarial no subsector petrolífero

■ Empresas públicas
■ Empresas privadas



* Refinaria em regime especial (p.ex., garantia de escoamento da produção, remuneração dos níveis de eficiência)

** Existe a possibilidade de haver distribuidores privados com alguma actividade logística, dentro de determinados limites

*** Necessário modelo de DUR que incentive a eficiência nos investimentos

QUADRO 27

LIS-LB0782110620Q5

Modelo empresarial no subsector do gás natural

■ Empresas públicas
■ Empresas privadas

	Modelo empresarial	Pontos-chave										
 Prospecção e Produção	Sonangol concessionária <table><tr><td>Sonangol P&P</td><td>Total</td></tr><tr><td></td><td>Chevron</td></tr><tr><td>Sonagás</td><td>BP</td></tr><tr><td></td><td>ESSO</td></tr><tr><td></td><td>Outros</td></tr></table>	Sonangol P&P	Total		Chevron	Sonagás	BP		ESSO		Outros	• Alinhamento com modelo do <i>upstream</i> do petróleo • Incentivo ao desenvolvimento da Sonangol como referência internacional na P&P de gás natural
Sonangol P&P	Total											
	Chevron											
Sonagás	BP											
	ESSO											
	Outros											
 Transporte e Processamento	<table><tr><td>Sonagás</td><td>Operadores Privados</td></tr></table>	Sonagás	Operadores Privados	• Aumento da capacidade de construção e exploração de activos • Maior eficiência económica e maior flexibilidade (p.ex., através da partilha de responsabilidades no desenvolvimento dos activos)								
Sonagás	Operadores Privados											
 Distribuição e Comercialização	<table><tr><td>Sonagás</td><td>Operadores Privados</td></tr></table>	Sonagás	Operadores Privados	• Maior capacidade de penetração nacional (p.ex., grande indústria e produção energética)								
Sonagás	Operadores Privados											

Estrutura dos quadros de suporte

- Subsector eléctrico - diagnóstico e orientações estratégicas
- Subsector petrolífero e de gás natural - diagnóstico e orientações estratégicos
- **Modelo Institucional**
- Programa de acção

QUADRO 28

LIS-LB0782110620Q5

Modelo da tutela e regulação do subsector eléctrico



QUADRO 29

LIS-LB0782110620QS

Modelo da tutela e regulação do subsector petrolífero e de gás natural

	 Produção	 Refinação	 Logística	 Distrib. e Comerc.
Funções-chave				
Definição de estratégias e planeamento	Ministério dos Petróleos Validação e aprovação dos planos de investimento do subsector em coordenação com o CSP - Modelo de concessões - Plano de desenvolvimento da armazenagem - Plano de desenvolvimento da rede - Estratégia de liberalização do <i>downstream</i> - Políticas tarifárias CSP* - Coordenação do plano estratégico integrado de longo prazo - Articulação e validação do plano subsectorial - Acompanhamento e monitorização da implementação do plano subsectorial			
Concessio-namento (lançamento concursos) e/ou licenciamento	Sonangol Concessionária - Gestão das concessões (responsabilidade delegada) - Licenciamento das infra-estruturas e operações (responsabilidade delegada)	Ministério dos Petróleos - Atribuição e gestão das concessões - Licenciamento das infra-estruturas e operações	Ministério dos Petróleos Atribuição de concessão para período alargado ao Operador Único (Público)	Ministério dos Petróleos - Atribuição e gestão das concessões - Licenciamento das infra-estruturas e operações
Tarifas e preços	Órgão com funções regulatórias (a criar) - Proposta de tarifas e preços - Supervisão da aplicação das tarifas e preços definidos Ministérios das Finanças e da Economia - Aprovação de tarifas e preços**			
Normas e standards de qualidade	Sonangol Concessionária - Criação de objectivos de qualidade - Fiscalização do cumprimento das normas/standards	Órgão com função regulatórias (a criar) - Criação de objectivos de qualidade - Estabelecimento de standards de serviço comercial - Fiscalização do cumprimento das normas/standards - Investigação e actuação sobre queixas de consumidores		

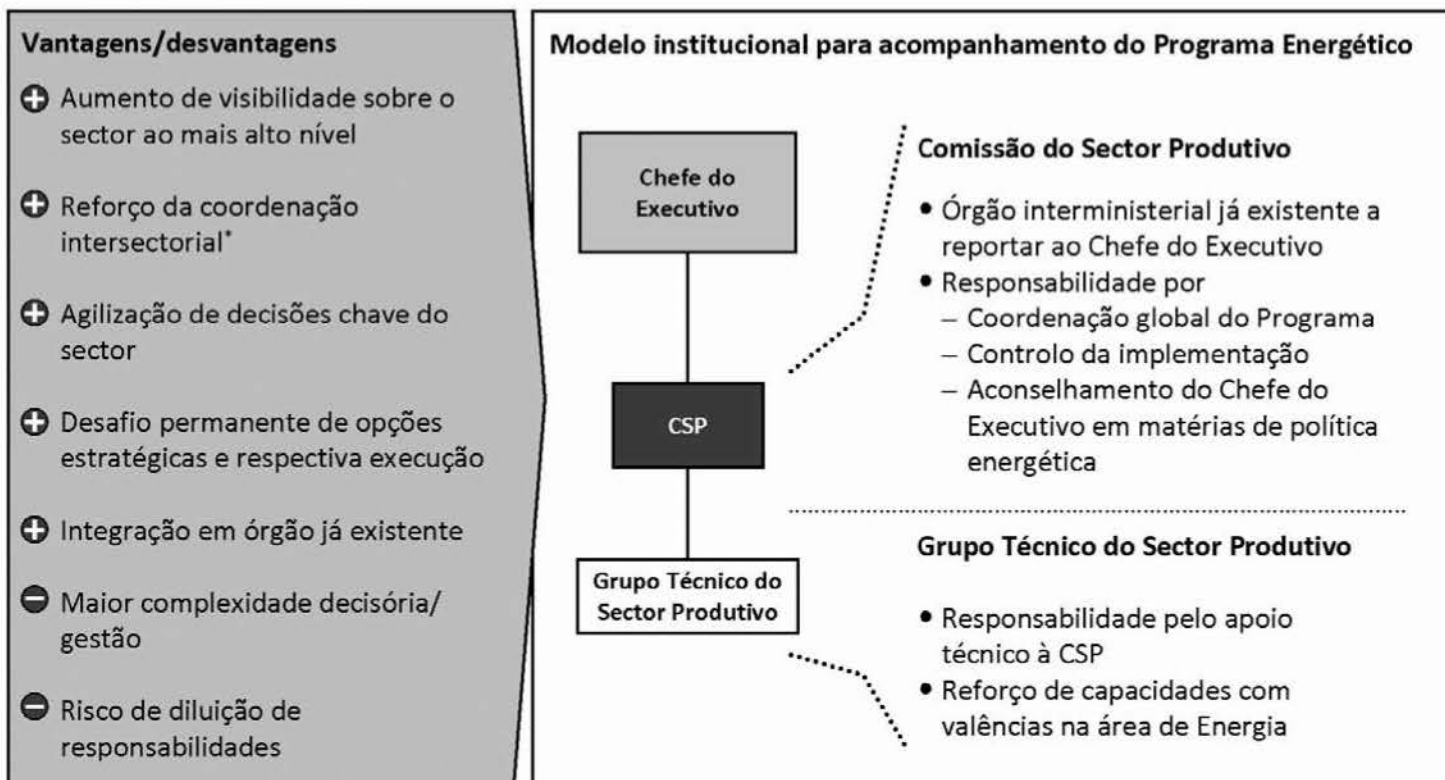
* Opcional – CSP potencialmente focada no Sector Eléctrico

** Após proposta técnica da unidade com funções regulatórias e em conjugação com o Ministério dos Petróleos

QUADRO 30

LIS-LB0782110620Q5

Comissão do Sector Produtivo (CSP) será o elemento-chave no acompanhamento do Programa Energético



QUADRO 31

LIS-LB0782110620Q5

Duas alternativas para o foco do CSP no contexto actual

Modelo preconizado

	Alternativa 1: Foco na globalidade da Política Energética de Angola	Alternativa 2: Foco exclusivo no Sector Eléctrico
Descrição	CSP a liderar a totalidade das frentes de acção do processo de implementação da nova estratégia e política energética de Angola, incluindo Petróleo, Gás Natural, Electricidade	CSP focada na implementação da nova estratégia e políticas para o Sector Eléctrico
Vantagens de cada modelo	⊕ Visão holística do processo ⊕ Alinhamento dos diferentes intervenientes em torno dos objectivos globais das políticas energéticas ⊕ Facilidade na articulação entre as diferentes empresas/sectores na concretização da estratégia	⊕ Maior prioridade/urgência de actuação no Sector Eléctrico a requerer concentração e especialização de recursos ⊕ Maior evolução do Sector Petrolífero a requerer menor foco face aos desafios do Sector Eléctrico ⊕ Clareza nas competências necessárias nos diferentes órgãos para a execução da transformação necessária no sector

Estrutura dos quadros de suporte

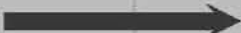
- Subsector eléctrico - diagnóstico e orientações estratégicas
- Subsector petrolífero e de gás natural - diagnóstico e orientações estratégicos
- Modelo Institucional
- Programa de acção

QUADRO 32

LIS-LB0782110620QS

Prioridades de actuação no subsector eléctrico (1/2)

DATAS INDICATIVAS

Acção	Responsável	Enquadramento na EM	11	12				13
			Set	Jan	Mar	Jun	Set	Jan
1 Finalizar estrutura subsectorial de acompanhamento de investimentos e iniciar o seu processo de monitorização regular da evolução	Ministérios da Energia e Águas e do Planeamento	Monitorização e Controlo						
2 Garantir a implementação do programa de investimentos , acelerando o lançamento dos projectos de construção das energias do futuro (CCGT e Hídricas) e projectos de transporte e distribuição	Ministério da Energia e Águas	Monitorização e Controlo						
3 Implementar plano de reestruturação do modelo de participação pública e privada do subsector , em termos de modelo empresarial e organizativo alvo	Ministérios da Economia e da Energia e Águas	Planeamento e Estudos						
4 Desenvolver o enquadramento estratégico e regulamentar das energias renováveis	Ministério da Energia e Águas /Assessor Económico do PR	Planeamento e Estudos						

* Ou eventual capacidade alternativa

QUADRO 33

LIS-LB0782110620QS

Prioridades de actuação no subsector eléctrico (2/2)

DATAS INDICATIVAS

Acção	Responsável	Enquadramento na EM	11	12				13
			Set	Jan	Mar	Jun	Set	Jan
5 Promover o reforço das capacidades de actuação do IRSE (reforço de funções e de valências) e iniciar a revisão do quadro regulatório para a evolução do subsector	Ministérios da Energia e Águas e da Economia	Planeamento e Estudos	→	→	→	→	→	→
6 Definir o modelo de atração de investimento privado e respectivo enquadramento regulatório**	Ministério da Energia e Águas/ANIP	Planeamento e Estudos	→	→	→	→	→	→
7 Propor evolução progressiva das tarifas que assegure a redução da subsidiação de tarifas ao cliente final e a uniformização de preços em todo o país	Ministérios das Finanças e da Economia/IRSE*	Planeamento e Estudos	→	→	→	→	→	→
8 Reestruturar as empresas públicas e reforçar as valências e a eficiência em todo o subsector	Ministérios da Energia e Águas e da Economia	Monitorização e Controlo	→	→	→	→	→	→
9 Promover a contratualização das relações entre agentes do subsector que assegure a sustentabilidade económico-financeira ao longo da cadeia de valor	Ministério da Energia e Águas/IRSE	Planeamento e Estudos	→	→	→	→	→	→

* Sob tutela do Ministério da Energia e Águas actualmente

** Apenas em circunstâncias excepcionais e quando se justifique

DATAS INDICATIVAS

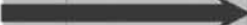
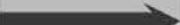
[illegible]

QUADRO 35

LIS-LB0782110620Q5

Prioridades de actuação no subsector petrolífero e de gás natural (2/3)

DATAS INDICATIVAS

Acção	Responsável	Enquadramento na EM	11	12				13
			Set	Jan	Mar	Jun	Set	Jan
6 Concluir os projectos de curto prazo na logística (p.ex., <i>pipelines</i> e caminhos de ferro)	Sonangol	Monitorização e Controlo						
7 Rever o plano de investimento de armazenagem , assente na racionalização das necessidades de reservas estratégicas	Ministério dos Petróleos/ Sonangol	Planeamento e Estudos						
8 Avaliar a viabilidade económica de modos de transporte alternativos de derivados de petróleo (rede de <i>pipelines</i>)	Ministério dos Petróleos/ Sonangol	Planeamento e Estudos						
9 Implementar de forma célere o processo de liberalização do mercado (estabelecendo um novo enquadramento legislativo e regulatório com base nas orientações já definidas)	Ministério dos Petróleos	Monitorização e Controlo	 (Em curso)					

QUADRO 36

LIS-LB0782110620Q5

Prioridades de actuação no subsector petrolífero e de gás natural (3/3)

DATAS INDICATIVAS

Acção	Responsável	Enquadramento na EM	11	12				13	
			Set	Jan	Mar	Jun	Set	Jan	
10 Definir o novo modelo tarifário que assegure a redução da subsidiação de tarifas nos combustíveis	Min. Finanças, Economia e Petróleos	Planeamento e Estudos		→					
11 Criar a nova entidade reguladora e reforçar funções e valências no subsector	Ministério dos Petróleos	Planeamento e Estudos		→					
12 Estabelecer com os Governos Provinciais o quadro para acelerar o licenciamento e abertura de postos de abastecimento de combustíveis	Ministério dos Petróleos	Monitorização e Controlo		→					
13 Rever com a Sonangol e com os potenciais novos investidores no Retalho os objectivos de abertura de postos vs. as necessidades efectivas	Ministério dos Petróleos/ Sonangol	Planeamento e Estudos		→				→	
14 Desenvolver a estratégia de massificação do GPL , incluindo a definição de planos de reforço da rede de distribuição e alterações possíveis ao perfil de subsidiação	Sonangol/ Ministério dos Petróleos	Planeamento e Estudos		→					