

x 960982580

Boa tarde!



UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA

INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO

MESTRADO EM DESENVOLVIMENTO E COOPERAÇÃO
INTERNACIONAL

A VIABILIDADE DA HIDROELÉCTRICA DE CAHORA BASSA E DA
SUA INTEGRAÇÃO NA REDE ENERGÉTICA DA ÁFRICA
AUSTRAL

GRAÇA MARIA MARTINS DE LIMA

Orientação: Professor Doutor René Tapia Ormazábal

Jurí: Doutor Adelino Augusto Torres Guimarães

Vogais: Doutora Joana Helena Fajardo Pacheco Pereira Leite
Doutor Fernando Jorge de Castro Teixeira Cardoso

Abril/2000

ÍNDICE

	Pág.
GLOSSÁRIO DE TERMOS E ABREVIATURAS	4
RESUMO E PALAVRAS CHAVE	7
ABSTRACT AND KEY WORDS	8
PRÓLOGO	9
CRONOLOGIA DOS FACTOS MAIS RELEVANTES	11
CAPÍTULO I - A REALIDADE E POTENCIAL DA HCB	14
1.1. A HIDROELÉCTRICA DE CAHORA BASSA - ENQUADRAMENTO	14
1.1.1. Antecedentes Históricos	14
1.1.2. Constituição da Empresa	15
1.1.3. Situação Patrimonial	15
1.1.4. Actividade	17
1.2. AS BASES DO PROBLEMA	18
1.2.1. Regime Tarifário e Prémio de Fiabilidade	18
1.2.2. Contratos de Fornecimento de Energia	19
1.2.3. A Realidade Económico-Financeira da HCB	20
1.3. O POTENCIAL DA HCB	23
1.3.1. O Rio Zambeze e a sua Bacia Hidrográfica	23
1.3.2. A Capacidade de Produção de Energia	23
1.3.3. A Estabilidade das Redes Interligadas	24
CAPÍTULO II - A REALIDADE E POTENCIAL DA SAPP E A POSSIBILIDADE DE INTEGRAÇÃO DA HCB NESTA REDE	26
2.1. A REDE ENERGÉTICA DA ÁFRICA AUSTRAL - SAPP	26
2.2. A INSERÇÃO DA HCB NA SAPP	29



CAPÍTULO III - PERSPECTIVAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA	32
3.1. O SECTOR DA ENERGIA EM MOÇAMBIQUE	32
3.2. OS GRANDES PROJECTOS INDUSTRIAIS	34



CAPÍTULO IV - PERSPECTIVAS DE FUTURO E O PAPEL DOS PARCEIROS INTERNACIONAIS	38
---	----

4.1. A QUESTÃO EMPRESARIAL E POLÍTICO DIPLOMÁTICA	38
4.1.1. Enquadramento	38
4.1.2. As Negociações sobre a Questão Tarifária	39
4.2. O PAPEL DO BEI	64
4.3. O DESENVOLVIMENTO RECENTE DE MOÇAMBIQUE	67
4.4. O PAPEL DA ÁFRICA DO SUL NA REGIÃO SADC	68
4.5. POSIÇÃO DA HCB	70

CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
----------------------	----

BIBLIOGRAFIA	75
--------------	----

ANEXOS:

ANEXO I - MAPA DA REDE DE ENERGIA DA ÁFRICA AUSTRAL	77
ANEXO II -CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO EMPREENDIMENTO	78

QUADROS E FIGURAS:

FIGURA 1 - ESQUEMA DA ESTRUTURA ORGANIZATIVA DA REDE SAPP	27
QUADRO III.1 OS GRANDES PROJECTOS INDUSTRIAIS EM MOÇAMBIQUE	36

GLOSSÁRIO DE TERMOS E ABREVIATURAS

AC -	Alternating Current
AG -	Assembleia Geral
Avoided Costs -	Incremento de custos de energia e/ou a capacidade adicional que uma <i>utility</i> incorreria na geração de energia ou nas suas compras a outra fonte
BEI -	Banco Europeu de Investimento
BM -	Banco Mundial
BPC -	Botswana Power Corporation
BUSD -	Bilhões de dólares norte americanos
c -	Abreviatura de Cent
CPI -	Centro de Promoção de Investimentos (Moçambique)
Cent -	Cêntimo
cR -	Cêntimo de Rand
DC -	Direct Current
EC -	Executive Committee (na estrutura da SAPP)
EdM -	Electricidade de Moçambique
Escom -	Electricity Supply Commission of Malawi
Eskom -	Electricity Supply Kommission (South Africa)
FCE -	Fundo para a Cooperação Económica
FMI -	Fundo Monetário Internacional
FRELIMO -	Frente de Libertação de Moçambique (Partido do Governo)

HIPC -	Highly Indebted Poor Countries
HCB -	Hidroeléctrica de Cahora Bassa
HVDC -	High Voltage Direct Current (linha de transmissão)
IP -	República Portuguesa
ICP -	Instituto da Cooperação Portuguesa
IPP -	Independent Power Producer
SADC -	Southern Africa Development Community
kV -	Kilovolt
kW -	Kilowatt
kWh -	Kilowatt-hour
SENDEC -	Secretaria do Estado das Relações Económicas e Financeiras
LME -	London Metal Stock Exchange
SNED -	Sistema Nacional Eléctrico de Moçambique
Metical -	Unidade monetária moçambicana
MC -	Management Committee (na estrutura da SAPP)
MNE -	Ministério dos Negócios Estrangeiros (Portugal)
MOÇ -	Moçambique
MOU -	Memorandum of Understanding
MUSD -	Milhões de dólares norte americanos
MW -	Megawatt
ZESA -	Zimbabwe Electricity Supply Authority
NAMPOWER -	Namíbia Power
PJC -	Permanent Joint Committee
POR -	Portugal
PPI -	Productor Price Index
Rand -	Moeda sul-africana
RAS -	República da África do Sul

RENAMO -	RESUMO E PALAVRAS CHAVE
RP -	República Portuguesa
RPM -	República Popular de Moçambique
SADC -	Southern Africa Development Community
SAPP -	Southern African Power Pool
SEB -	Swaziland Electricity Board
SETF -	Secretário de Estado do Tesouro e das Finanças
SENEC -	Secretário de Estado dos Negócios Estrangeiros e da Cooperação
SHER -	Sistema Hidro-Eléctrico do Revué
TAU -	Technical Administrative Unit
UE -	União Europeia
USD -	Unidade de Conta norte - americana
ZAMCO -	Zambeze Consórcio Hidroeléctrico
ZESA -	Zimbabwe Electricity Supply Authority
ZESCO -	Zambia Electricity Supply Corporation

RESUMO E PALAVRAS CHAVE

A VIABILIDADE DA HIDROELÉCTRICA DE CAHORA BASSA E DA SUA INTEGRAÇÃO NA REDE ENERGÉTICA DA ÁFRICA AUSTRAL

Graça Maria Martins de Lima

Mestrado em: Desenvolvimento e Cooperação Internacional

Orientador: Professor Doutor René Tapia Omazábal

Provas concluídas em:

A Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB) constitui um problema de grande importância e de difícil resolução na política externa portuguesa. Existem dois intervenientes directos - Portugal e Moçambique - mas existe um outro *stakeholder* - a África do Sul - que, face a uma posição dominante, contratualmente protegida, como comprador de energia, é quem realmente tem poder para decidir dos destinos do Empreendimento.

A presente tese demonstra que a actual situação potencia a permanência de condições tarifárias e de endividamento inviáveis para a sobrevivência do Projecto. No entanto, a possível integração da HCB numa Rede Energética da África Austral, associada à política moçambicana de desenvolvimento energético permitem vislumbrar uma possível futura rentabilização do Empreendimento. Este processo tem, no entanto, um longo e difícil caminho a percorrer. A presente tese descreve pormenorizadamente o processo de negociações tarifárias que subsiste desde há muito sem consensos que facilitem essa viabilização.

A tese conclui apresentando um conjunto de questões que se apresentam como fundamentais para o futuro do Empreendimento de Cahora Bassa. Essas questões não se resumem à revisão tarifária, passando pela reavaliação da posição monopsonista da África do Sul e do próprio papel que o Empreendimento poderá ter no desenvolvimento da região em que se insere, face aos imperativos de carácter político e económico que se levantam.

Palavras chave: Viabilidade; Tarifas; Acordos; Política Energética; Desenvolvimento; Energia

ABSTRACT AND KEY WORDS

THE VIABILITY OF CAHORA BASSA HYDRO PROJECT AND ITS INTEGRATION IN THE SOUTHERN AFRICAN POWER POOL

Graça Maria Martins de Lima

Master Degree in Development and International Cooperation

Tutor: Professor Doutor René Tapia Omazábal

Requirements completed in:

The Cahora Bassa HydroElectric Project represents a very important problem for Portuguese foreign policy, whose solution appears to be extremely difficult. There are two direct participants - Portugal and Mozambique -, but there is an additional stakeholder - South Africa - who, thanks to a dominant position as the sole purchaser of energy which is contractually established, has almost total power regarding the faith of the undertaking.

This dissertation demonstrates that the present situation allows for the preservation of tariff conditions and debt requirements that make the survival of the Cahora Bassa Project unfeasible. However, the possible integration of the dam in a Southern African Power Pool, associated with the new energy and development policies of the Mozambican Government may result in a possible future viability of the Cahora Bassa undertaking. Still, this process has a long and difficult path to cross. The present dissertation provides a detailed description of the tariff negotiation process which has been going on for a long time, without any consensus to provide such viability.

The dissertation concludes by presenting a set of questions that seem to be fundamental to the future of the Cahora Bassa Project. These questions call not just for advances in the tariff revision process, but also for a re-appraisal of South Africa's monopsonistic role in the project, as well as of the role this undertaking is to assume in the development of its region, given the political and economic forces at stake.

Key words: Viability; Tariffs, Agreements; Energy Policy; Development; Energy.

PRÓLOGO

A Hidroelétrica de Cahora Bassa (HCB) constitui um problema de grande importância e de difícil resolução na política externa portuguesa. Constatem-se os factos que se apresentam de seguida:

1. Existe uma Empresa com três Intervenientes; localizada em Moçambique e de direito privado moçambicano, tem um sócio maioritário português, um sócio minoritário moçambicano e um cliente monopsonista sul-africano. Existem, assim, dois intervenientes directos - Portugal e Moçambique - mas existe um outro *stakeholder* - a África do Sul - que, face à sua posição dominante como comprador de energia, é quem realmente tem poder para decidir dos destinos do Empreendimento. Sem a sua existência, o Projecto poucas probabilidades teria de ter sido construído.
2. Existe um Acordo entre os três intervenientes, que são três Governos soberanos, acordo este que legisla e regulamenta a empresa, mas sobre cujo cumprimento não há consenso entre os mesmos três intervenientes. Decorrentes desse Acordo, existem contratos de fornecimento de energia entre as respectivas entidades produtoras e distribuidoras de energia que potenciam a garantia da permanência de uma tarifa inviável para a sobrevivência/existência da Empresa que, recorde-se, constitui-se como Pessoa jurídica moçambicana.
3. Existe uma limitação contratual face à contratualização com novos clientes, sem o prévio acordo do monopsonista, que é particularmente limitativa num contexto de desenvolvimento de uma rede energética na Região e de um

vasto leque de projectos energia-intensivos em Moçambique, em fase de execução e pré-execução.

4. Os contratos existentes configuram os elementos *viability* e *profitability* da Empresa (que se poderão, quanto a nós, traduzir pelos conceitos de viabilidade, sustentabilidade e autonomia), pelos quais as três Partes devem zelar nos termos do Acordo Tripartido, mas sobre os quais não há acordo entre as três Partes envolvidas.
5. Existem negociações tarifárias desde há cerca de vinte anos que, se bem que não ininterruptas, subsistem sem consensos nem acordos.
6. Existe uma questão económico-financeira, porque empresarial, e uma questão político-diplomática, ambas ainda insolúveis, e uma inseparabilidade - desejável ou não -, por ora, das duas vertentes.
7. Existe um processo de arbitragem internacional a decorrer, actualmente, entre duas empresas dos três Governos signatários do Acordo: HCB (POR e MOÇ) e Eskom (RAS). As negociações encontram-se paradas, pelo que se configura um novo impasse no processo.

CRONOLOGIA DOS FACTOS MAIS RELEVANTES

- **1969** - Acordo entre os Governos de Portugal e da RAS relativamente ao Projecto de Cahora Bassa: decisão de construção da Barragem (Central Sul), para produção de energia e do sistema de transporte para a RAS; Primeiros Contratos de Fornecimento (HCB - Eskom).
- **1974** - Revolução de 25 de Abril em Portugal; Acordos de Lusaka.
- **1975** - Protocolo de acordo sobre o Empreendimento de Cahora Bassa entre a Frelimo e o Governo da República Portuguesa (RP): elaborados os estatutos e legislação de enquadramento da empresa => Princípio base: recuperação do investimento (e juros) do Estado português; transição progressiva do capital para o Estado moçambicano, após três anos do reembolso integral, num horizonte de 35 anos; capital social: Estado português - 82%; Estado moçambicano - 18%.
- **1977 a 1979** - Diversas fases da entrada em funcionamento da hidroeléctrica e do sistema de transporte e transformação de energia para a RAS.
- **1979** - Negociações tarifárias, visando o aumento em 0.5 cR/Kwh da tarifa inicialmente contratada (1 cR/Kwh, Acordo de 1969) e a mudança da moeda de pagamento (do Escudo para o Rand). Apenas se acordou na mudança para o Rand.
- **1981** - Protocolo entre a RP e a República (Popular) de Moçambique (RPM) sobre o Empreendimento de Cahora Bassa: criação da Comissão Mista RP/RPM => estabelecido um regime paritário para tratar dos assuntos mais relevantes para a gestão da empresa.

- **1983** - Interrupção definitiva do transporte de energia para a RAS - devido à sabotagem das linhas com derrube de torres -, sendo suspensa a execução do Contrato de Fornecimento de 1969, com base na clausula de "Força Maior".
- **1984** - Acordo entre os Governos da RP, da RAS e da RPM relativo ao Projecto de Cahora Bassa: "reciclagem" do Acordo e Contratos de Fornecimento de 1969 e criação do "Prémio de Fiabilidade" a favor da RPM. De iniciativa sul-africana, este destinava-se inicialmente a ser um contributo para a defesa da barragem, tendo, contudo, passado a ser uma espécie de *royalty* que representa 10% da receita bruta da empresa; criação do *Permanent Joint Committee* (PJC), órgão intergovernamental que toma decisões, emite pareceres e faz recomendações sobre aspectos operacionais, de manutenção ou económicos do Projecto HCB; redução do período de transição da propriedade da empresa para o Estado moçambicano, de 35 para 32 anos.
- **1988** - Negociações tarifárias tripartidas, em conclusão das quais foi definida uma tarifa de 2 cR/Kwh, válida, nos termos do Acordo de 1984, até 2029, sem indexação.
- **1992** - Contrato de Fornecimento com a ZESA (*Zimbabwe Electricity Supply Authority*); tarifa em USD (0,76 cUSD/Kwh, em 1992), com indexação (0,97 cUSD/Kwh, em 1998); válido até 2003, para um máximo de 500 Mw (o que corresponde à consignação ao Zimbabwe de um dos cinco grupos geradores).
- **1993** - Início dos trabalhos para a reabilitação do empreendimento (concluída em 1997).
- **OUT 96** - 30ª Reunião do PJC; criada uma Sub-comissão para renegociação da tarifa; abordada, pela primeira vez, a eventualidade da revisão do Acordo entre Governos de 1984.

- **DEZ 96** - Primeira Reunião da Sub-Comissão da PJC para a renegociação tarifária.
- **FEV 97** - Segunda Reunião da Sub-Comissão da PJC para a renegociação tarifária.
- **ABR 97** - Terceira Reunião da Sub-Comissão da PJC para a renegociação tarifária.
- **SET 97** - Reunião Informal da PJC.
- **1DEZ 97** - Início do fornecimento de energia à ZEZA
- **16 JUN 98** - Início do fornecimento de 130 Mw (em média) à região Sul de Moçambique, sem activação do sistema Acordo/contratos de 1984.
- **JUL 98** - Segunda Sessão da Terceira Reunião da Sub-Comissão da PJC para a renegociação tarifária e 31ª Reunião da PJC, na qual foi obtido o denominado *Acordo do Vimeiro*.
- **1 AGO 98** - Início dos fornecimentos à Eskom (cerca de 1200 Mw), após conclusão do período experimental.
- **4 SET 98** - Pedido de suspensão pela Eskom dos fornecimentos - com excepção do segmento destinado a Moçambique (130 Mw) -, com base na recusa, por parte do *Electricity Council*¹, em aprovar o Acordo do Vimeiro.
- **FEV 99** - Início do processo de arbitragem internacional entre a HCB e a Eskom.

¹Entidade responsável pela definição das políticas para o sector eléctrico da RAS que são, depois, executadas pelo *Board* da Eskom. É composto por quinze individualidades - nomeadas pelo Ministro das Empresas Públicas - representantes dos consumidores públicos e privados, autarquias, indústria extractiva e transformadora, serviços e centrais sindicais.

CAPÍTULO I - A REALIDADE E POTENCIAL DA HCB

1.1. A HIDROELÉCTRICA DE CAHORA BASSA - ENQUADRAMENTO

1.1.1. Antecedentes Históricos

O Projecto da Hidroeléctrica de Cahora-Bassa foi iniciado em 1969, com a assinatura do *Acordo entre os Governos de Portugal e da República da África do Sul relativo ao Projecto de Cahora Bassa*, tendo por pressuposto o aproveitamento da bacia do Zambeze, dadas as potencialidades hídricas, agrícolas e mineiras daquele vale. Paralelamente, a República da África do Sul (RAS), como país mais desenvolvido da África Austral, apresentava-se como praticamente o único mercado consumidor da energia produzida pela hidroeléctrica, assegurando a viabilidade do Projecto e contribuindo para o crescimento económico de Moçambique. Outras considerações de natureza política, com vista à concertação dos interesses estratégicos de Portugal e da RAS, naquela altura, estiveram naturalmente presentes.

Nos termos do *Protocolo de Acordo sobre o Empreendimento de Cahora Bassa*, entre o Estado Português e a Frelimo, assinado em 14 de Abril de 1975, está prevista a transferência integral das acções da Empresa para o Estado Moçambicano, nos três anos imediatos à completa recuperação, pelo Estado português, do capital e dos juros do seu investimento na HCB.

Apesar da RAS sempre ter tido capacidade excedentária de produção de energia eléctrica por meios térmicos (que se prevê continuar até ao ano 2006/7), resultava mais vantajoso a esta importar energia aos baixos preços então negociados (equivalentes ao custo de produção da Electricity Supply Commission - Eskom - da República da África do Sul, e representando cerca de

40% da tarifa média praticada na região), ao mesmo tempo que evitava canalizar reservas de carvão para construção e operação de novas centrais termo-eléctricas (conduzindo a elevados custos de instalação e ambientais). Está, nesta perspectiva, em vigor um contrato assinado em 1984 que confere à Eskom, até ao ano de 2029, o exclusivo da compra de energia produzida pela HCB².

1.1.2 Constituição da Empresa

Tendo como antecedentes os acordos de Setembro de 1969, entre os Governos de Portugal e da República da África do Sul, a HCB, com sede no Songo - Tete, foi constituída nos termos do Protocolo de Acordo entre o Estado Português e a FRELIMO, assinado em Lourenço Marques, em 14 de Abril de 1975. Os estatutos da empresa foram posteriormente alterados em 1995, quando do aumento de capital.

1.1.3. Situação Patrimonial

O Capital Social da HCB é de 5 000 000 de milhões de Meticais, representado por acções com o valor unitário de 1000 Meticais. O Estado Português detém 82% do Capital Social da concessionária, cabendo os restantes 18% ao Estado Moçambicano.

A dívida total da HCB, de acordo com os estatutos da empresa, à data de 31 de Dezembro de 1995, ascendia a 422 milhões de contos, distribuídos da seguinte forma:

²Mais tarde, foi autorizado pela Eskom, a celebração de um contrato de fornecimento de energia com o Zimbabwe, como adiante se explicita.

Dívidas Totais da HCB em 31 de Dezembro de 1995

(milhões de contos)

Passivo Financeiro:

<i>Estado Português</i>	250
<i>Empréstimos HVDC</i>	4
<i>Empréstimos RAS</i>	6

Estado Português	410
Estado Moçambicano	1
Empréstimos HVDC	4
Empréstimos RAS	6

TOTAL	422
--------------	------------

Capital inicial social (1975):

<i>Estado português</i>	43
<i>Estado moçambicano</i>	0

Aumento de Capital (1995):

<i>Estado português</i>	116
<i>Estado moçambicano</i>	1

TOTAL	422
--------------	------------

A dívida total actual encontra-se denominada da seguinte forma: 55% em USD; 42% em moedas europeias³; 3% em Rands.

É de mencionar que, desde Fevereiro de 1993, se encontra totalmente liquidada a dívida ao consórcio internacional que financiou a construção do empreendimento (ZAMCO). A presente dívida ao Estado português decompõe-se do seguinte modo:

³ DEM, FRF, CHF e PTE.

Dívida ao Estado Português	Capital	Juros Acumulados	TOTAL
----------------------------	---------	------------------	-------

Construção do empreendimento			
Capital Social (1975) (Juros simples)	17	27	43
Apoios adicionais (1996-1993)	87	172	259
Cobertura de prejuízos de operação	104	199	303
Apoios (1976-1995)	32	75	107
TOTAL	136	274	410

1.1.4. Actividade

A actividade tem por objecto a exploração, em regime de concessão, do aproveitamento hidroeléctrico, incluindo a produção de energia e o seu transporte em alta tensão e corrente contínua (HVDC) para a República da África do Sul (Estação Apollo), nos termos de um contrato de fornecimento de energia com a Eskom da República da África do Sul. Ao mesmo tempo, assegura o transporte de energia para o sistema produtor da Sociedade Hidro-Eléctrica do Revué (SHER - Sistema Hidro-Eléctrico do Revué), em Moçambique.

Com uma potência nominal instalada de 2075 Megawatts (MW), a central nunca chegou a funcionar em pleno, tendo interrompido o fornecimento à RAS no início da década de 80, na sequência da guerra civil em Moçambique, e consequentes actos de sabotagem. As duas linhas de transporte de energia em HVDC para a RAS, ao longo dos 900 Km de território moçambicano, ficaram profundamente danificadas (cerca de 2000 postes derrubados), tendo a sua reconstrução (pelo consórcio italiano ITÁLIA 2000 & ENEL) ficado

terminada em 1 DEZ 97, data a partir da qual se esperava a reentrada em funcionamento e exploração comercial da hidroeléctrica.

1.2. AS BASES DO PROBLEMA

1.2.1. Regime Tarifário e Prémio de Fiabilidade

A 2 de Maio de 1984 foi celebrado um Acordo intergovernamental tripartido (POR/MOÇ/RAS), dada a necessidade de rever os termos do Acordo de 1969, tomando em conta as alterações políticas verificadas na região. Em simultâneo, foi assinado um contrato de fornecimento de energia entre a HCB e a Eskom.

No mesmo ano, e com a finalidade de serem regularizados os fornecimentos de energia a Maputo, pela rede da África do Sul - Komatipoort -, celebraram-se idênticos contratos entre a HCB e EdM (Electricidade de Moçambique) e entre as três entidades (HCB/Eskom/EdM).

A tarifa contratada em Rand e que vigoraria, quando da reentrada em funcionamento da HCB, seria a prevista nos Acordos de 1984 - 0,9 *cents* de Rand/KWh -, valor significativamente inferior ao actual preço médio de venda que a Eskom pratica com os seus clientes directos (aprox. 13 *cents* de Rand/KWh).

Não só se verifica uma enorme disparidade em termos de preço de mercado (a tarifa média é mais de 14 vezes a tarifa contratada com a HCB), o que inviabiliza a sobrevivência e autonomia operacionais da Empresa, como está sempre presente um considerável risco cambial, dada a possibilidade de desvalorização do Rand, não estando igualmente previsto nenhum mecanismo de actualização automática em função da evolução do índice geral de preços .

Esta questão torna-se particularmente relevante quando se leva em consideração que, à variação de apenas 1 *cent* de Rand na renegociação da

tarifa a praticar, corresponderá uma variação de receita da ordem dos 10 000 contos/dia.

De um estudo encomendado pela HCB sobre a revisão tarifária⁴, decorre que a tarifa de equilíbrio (que permitirá a recuperação integral do investimento até 2029), se situa em 11,6 cents de Rand/KWh, valor ainda abaixo do preço de venda praticado pela Eskom, mas próximo dos seus custos totais de produção (cerca de 12 cents de Rand/KWh).

Foi introduzida, no mecanismo de cálculo da tarifa, a figura do "Prémio de Fiabilidade" a atribuir ao Estado de Moçambique, a título de contribuição nos custos suportados por aquele Governo na protecção e defesa das linhas de transporte de energia. Este prémio corresponde, na prática, a uma perda de cerca de 10% das receitas brutas anuais da HCB.

1.2.2. Contratos de Fornecimento de Energia

A HCB celebrou contratos de fornecimento com as seguintes entidades:

- . Eskom (*Electricity Supply Commission*-RAS) - 1969 e 1984
- . EdM (Electricidade de Moçambique) - 1984
- . ZESA (*Zimbabwe Electricity Supply Authority*) - 1992

Segundo as condições contratuais em vigor, a Eskom é o único cliente que pode adquirir energia directamente à HCB e é quem "autoriza" a contratualização da HCB com outros clientes. Receberá energia da HCB, num máximo de 1450 MW, mediante uma cláusula *take or pay*, isto é, consuma ou não a energia contratada, tem que a pagar na sua totalidade.

O contrato com a EdM prevê o fornecimento de energia em Maputo (através da rede sul-africana) e em Matambo e Chimoio (directamente pela HCB), num

máximo de 200 MW. O esquema tarifário encontra-se associado ao contrato HCB/Eskom. Na ausência do fornecimento pela HCB - situação que se verificou até 16 de Junho de 1998 - a energia era paga ao preço de mercado da RAS.

Com a ZESA, está contratado um fornecimento de 400 MW até ao ano 2003 (num sistema *take or pay*, em que paga mesmo que não consuma, semelhante ao aplicado à Eskom). A tarifa é fixada em USD e encontra-se previsto um mecanismo de actualização automática por indexação ao valor do USD. Decorrente do acordo de 1984, no contrato celebrado em 1992 entre HCB/Eskom/ZESA, a tarifa a pagar pela ZESA à HCB nunca poderá ser inferior àquela paga pela Eskom à HCB.

1.2.3. A Realidade Económico-Financeira da HCB

Desde 1979 - início da produção em termos comerciais - até ao final de 1997, a empresa, que é sediada no Songo e está sujeita ao direito e às regulamentações moçambicanas aplicáveis, acumulou um considerável *stock* de dívida, na sua quase totalidade junto do Tesouro português. Este, substituiu-se progressivamente à posição credora dos financiadores estrangeiros que constituíram o sindicato bancário com o qual arrancou o projecto, encerrando-se esta operação em Fevereiro de 1994. A dívida total da HCB ascendia, no final de 1997, a cerca de 3.1 milhares de milhões de USD (MUSD). O Estado Português é credor de 95% deste montante, ou seja, de 2 917 milhões de USD (2917 MUSD) - cerca de 535 milhões de contos⁵, assim discriminados:

⁴ Informação compreendida em fontes confidenciais, nos termos descritos na Nota Prévia à presente Tese.

⁵ Utiliza-se nas conversões que suportam os cálculos apresentados o câmbio de 1 USD = 183 PTE (31 DEZ 97).

Objectivos dos financiamentos

	MUSD	%
Investimento/construção/reabilitação ⁶	2 112	72
Cobertura de prejuízos operativos	<u>805</u>	<u>28</u>
	2 917	100



Os encargos desta situação para o Estado Português estimam-se em 205 MUSD/ano, com a seguinte afectação (taxa de juro 6%⁷):

Encargos anuais

	MUSD	%
Juros do financiamento da construção/reabilitação	127	62
Custos operativos e de manutenção	30	15
Juros do financiamento dos prejuízos operativos	<u>48</u>	<u>23</u>
	205	100

No quadro do Acordo de 1984, a tarifa de equilíbrio que permitiria a recuperação integral do investimento feito e dos juros associados ao capital despendido durante a vigência do acordo (até 2029), é estimada em 11.6 *cents* de Rand por Kilowatt/hora (cR/kWh). Esta tarifa parece-nos irrealista, na medida em que é superior ao custo operativo da produção da Eskom (que, portanto, não teria nenhuma vantagem em comprar energia à HCB, pois sair-lhe-ia mais barato produzir a sua própria energia por meios térmicos).

A tarifa actual (fixada em 1984 em 0.9 cR/kWh e revista em 1988⁸ para 1.9 cR/kWh) possibilitará pagar apenas uma reduzidíssima parcela da dívida - cerca

⁶ Inclui 34 MUSD (6.3 milhões de contos) de empréstimos bancários com aval do Estado português para reabilitação da barragem e da linha HVDC.

⁷ Utiliza-se, como já foi referido, a taxa de juro anual dos Bilhetes do Tesouro Portugueses.

⁸ Compreende-se com dificuldade a necessidade de, em 1988, com a empresa parada e Moçambique em guerra civil, se renegociar uma tarifa para energia que não estava a ser produzida. Foi fixada, por pressão da RAS, em 1.9 cR/kWh, aceitando-se o princípio dos "avoided costs" (custos evitados), ou seja, o argumento de que o custo marginal de produção da Eskom constituía o limite máximo para a fixação da tarifa. O argumento prevalece ainda hoje, sob a alegação de que tal custo marginal não se alterou - ou se alterou de forma não significativa) - e dificulta extraordinariamente as negociações em curso dado que é, em teoria, defensável enquanto a Eskom tiver capacidade de produção não utilizada, o que parece ser o caso - naturalmente que em função de escolhas alternativas não consolidadas -, pelo menos até 2005/6.

de 2%, - ou seja, subsume um perdão de dívida da ordem de grandeza dos 525 milhões de contos⁹.

Por outro lado, uma avaliação recente (3 ABR 97) do valor da HCB (entenda-se do seu imobilizado corpóreo), forneceu os seguintes valores:

	<u>Milhões de contos</u>	<u>Milhões de USD</u>
Valor actual	314	1 718
Valor da reposição	339	1 853

Ou seja, a Empresa vale cerca de 1.7 mil MUSD; a quantia que seria necessária para fazer outra central hidroeléctrica igual seria da ordem dos 1.85 mil MUSD. Por outro lado, a HCB deve 3.1 mil MUSD, dos quais 2.9 ao Estado Português. A sua sustentação financeira custa anualmente 205 MUSD (30 MUSD de manutenção e 175 MUSD de juros). A estimativa que se pode fazer do rendimento anual derivado dos actuais contratos com a ZESA e a Eskom é da ordem dos 64 MUSD para 1998, com um pico em 1999 da ordem dos 81 MUSD e decrescendo, a seguir, para 72.7 MUSD em 2003.

Pode-se, pois, concluir que a HCB se encontra tecnicamente falida, embora tenha ficado operacional a partir do Dezembro de 1997. Estes dados são conhecidos (ou facilmente calculáveis) e a dimensão do problema é, naturalmente, proporcional às cifras envolvidas.

⁹ A Eskom, no decurso das conversações já havidas, concedeu que em vez de 1,9 cR/kWh se assentasse, para simplificação, em 2 cR/kWh.

1.3. O POTENCIAL DA HCB

1.3.1. O Rio Zambeze e a sua Bacia Hidrográfica

A bacia hidrográfica do Rio Zambeze situa-se na região central de África e abrange os territórios da Zâmbia, Zaire, Angola, Namíbia, Malawi, Botswana, Zimbabwe, Tanzânia e Moçambique. Com uma área total de 1 240 000 Km², a área ocupada em território moçambicano é de 137.000 Km². O mapa apresentado no Anexo I compreende a Rede Energética da África Austral (SAPP - *Southern African Power Pool*) à qual o Empreendimento de Cahora Bassa se encontra inevitavelmente ligado em termos geográficos.

O Rio Zambeze desenvolve-se numa extensão de 2 700 Km, dos quais cerca de 830 Km em Moçambique (do Zumbo ao Chinde), com um desnível de 1 600 m entre a nascente na Zâmbia e a foz em Moçambique. Em Moçambique, a bacia hidrográfica abrange as províncias de Tete, Manica, Zambézia e Sofala.

1.3.2. A Capacidade de Produção de Energia

A Barragem de Cahora Bassa, situada a 120 Km da Cidade de Tete, na Província do mesmo nome (região noroeste de Moçambique), em local cujas características permitem a criação de uma Albufeira de notável capacidade, faz parte do esquema hidroeléctrico da Cahora Bassa e com ela é possível:

- produzir energia eléctrica "limpa", em quantidade e a baixos custos;
- reduzir a intensidade e a frequência das cheias a jusante;
- estabelecer a navegação fluvial numa extensão de 250 Km a montante de Cahora Bassa;

- regularizar os escoamentos do Rio Zambeze, permitindo garantir caudais mínimos suficientes para possibilitar a navegabilidade a jusante de Cahora Bassa - nomeadamente entre Mepanda Uncua e Boroma e Lupata, aproveitamentos hidroeléctricos previstos desde 1969;
- promover as indústrias de agricultura e pescas, da silvicultura, da pecuária, da geologia e minas, da hidráulica, dos transportes e turismo.

A Barragem foi implantada numa estreita garganta do Rio Zambeze, com vertentes quase verticais na parte superior e forma em V na parte inferior. O Anexo II apresenta uma descrição mais pormenorizada e técnica da dimensão e potencialidades do Empreendimento. O projecto compreende a operação de uma central subterrânea de grande dimensão, situada na margem direita do Rio Zambeze (Central Sul), com 5 geradores de capacidade avaliada em 400 MW. O mesmo Projecto prevê também a eventual construção de uma outra central subterrânea na margem esquerda (Central Norte), compreendendo 3 unidades geradoras de capacidade avaliada em 400 MW.

1.3.3. A Estabilidade das Redes Interligadas

A interligação entre as redes da África do Sul e do Zimbabwe, através da linha em corrente alternada (AC) entre Matimba e Bulawaio, vem introduzir consequências extremamente importantes para a estabilidade do funcionamento destas redes interligadas e do sistema de Cahora Bassa, através da linha em corrente alternada entre o Songo e Bindura e à reentrada em serviço das linhas em corrente contínua.

Na realidade, o sistema de Cahora Bassa ficou ligado directamente, em corrente contínua (DC), à rede da África do Sul (Eskom), estando também ligado, em corrente alternada, a esta mesma rede, através do Zimbabwe (ZESA). A ligação directa à África do Sul, adicionada às interligações de Cahora Bassa com o Zimbabwe e deste com a África do Sul, configura uma tripla interligação cuja

estabilidade de funcionamento terá de ser devidamente acautelada face, designadamente, às especificidades próprias do transporte de energia em corrente contínua. A manutenção dos dois sistemas DC e AC) em funcionamento simultâneo exige soluções técnicas que tornaram necessária a adaptação do GMPC (Grid Master Power Controller).

2.1. A REDE ENERGÉTICA DA ÁFRICA AUSTRAL - SADC

Em 1993, os 14 Estados dos Membros da Energia de SADC, em respeito aos Acordos, designados "Intergovernamentais Autorizados" de electrificação (IGMEA), criando a Southern African Power Pool (SAPP), acordou, mediante estes os objectivos da suspensão regional separados do Tratado SADC.

Estabelecimentos (entre outras) de inter-ligação de inter-ligação de (inter-ligação) (SAPP) por meio de um sistema de electrificação - nacional unidos - dos países membros do SADC, os quais: BPC (Angola), BPC (Zimbabwe), LEP (Zimbabwe), ESCOM (Mozambique), EAC (Mogambique), NAMPOWR (Namibia), C&N (RÁS), SEN (Suda-áfrica), TANZCO (Tanzânia), ZESCO (Zâmbia), ZESA (Zimbabwe) e ZINEL (Zaire), apesar de ser parte do mecanismo da SADC. A integração da Zaire foi justificada por razões de "a estabilidade do pool the Southern African Development Community, the African States and a commitment of the Southern Community."

Existem ainda um novo Acordo - "Agreement Between Operating Members (AOM) - e o qual se trata de "Operating Members - Operating Concept" - que especifica os procedimentos a seguir de modo a garantir a rede, ainda em construção.

Adicionalmente a AOM, acordou os países de gas natural (entre outros) de gás natural, de gás natural para o melhor o estabelecimento de inter-ligação energética a nível - BPC East (Zaire), SNC e ZINEL.

CAPÍTULO II - A REALIDADE E POTENCIAL DA SAPP E A POSSIBILIDADE DE INTEGRAÇÃO DA HCB NESTA REDE

2.1. A REDE ENERGÉTICA DA ÁFRICA AUSTRAL - SAPP

Em 1995, na 10ª Sessão dos Ministros da Energia da SADC, foi assinado um Acordo, denominado *Inter-governmental Memorandum of Understanding* (IGMOU), criando a *Southern African Power Pool* (SAPP), em conformidade com os objectivos da cooperação regional estipulados no Tratado SADC.

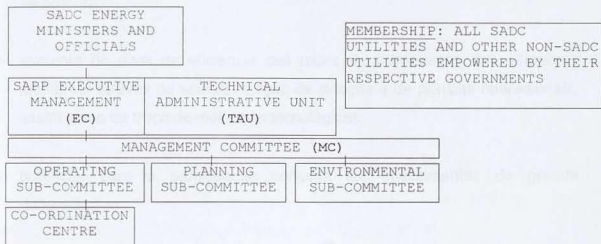
Simultaneamente, foram assinados os *Inter-utility Memorandum of Understanding* (IUMOU), por todas as empresas nacionais de electricidade - *national utilities* - dos países membros da SADC, ou sejam: ENE (Angola); BPC (Botswana); LEC (Lesoto); ESCOM (Malawi); EdM (Moçambique); NAMPOWER (Namíbia); Eskom (RAS); SEB (Swazilandia); TANESCO (Tanzania); ZESCO (Zambia); ZESA (Zimbabwe), e ainda a SNEL (Zaire), apesar de este país não ser membro da SADC. A integração do Zaire foi justificada por razões de "... co-operation between the Southern African Development Community and other states non-members of the Southern Community;"¹⁰

Existe ainda um outro Acordo - *Agreement Between Operating Members* (ABOM) -, o qual engloba as orientações operacionais - *Operating Guidelines* - que estabelecem os procedimentos a aplicar na rede energética da região, ainda em consolidação.

Assinaram o ABOM, apenas os países cujas *national utilities* detinham, na altura, capacidade para iniciar o estabelecimento de interligações energéticas: a saber: BPC; EdM; Eskom; SNEL e ZESA.

O Anexo I apresenta, como já foi referido acima, um mapa da totalidade da SAPP. A estrutura organizativa da rede pode ser representada pela Figura 1:

Figura 1 – Esquema da Estrutura Organizativa da Rede SAPP



A SAPP é a primeira rede de energia formal internacional a ser estabelecida fora da Europa e da América do Norte

A criação da SAPP é o produto de um esforço regional coordenado, liderado pela África do Sul, para estabelecer um "pool" energético de acesso livre, com o objectivo de potenciar benefícios ao nível económico e de fiabilidade que resultam do comércio de energia entre os operadores (*utilities*) de diferentes países.

Os benefícios fundamentais de um sistema energético integrado como a SAPP, estariam, portanto, baseados em:

- substanciais reduções nos custos de geração, quer em termos de aumento de capacidade, quer em termos de custos operacionais, uma vez que se

¹⁰Memorandum of Understanding between the SADC and the Republic of Zaire", 5 DEZ 95

torna possível responder às flutuações de procura em cada mercado nacional, com menores reservas de capacidade;

- oportunidade para beneficiar da diversidade na oferta e na procura, possibilitando uma melhor compatibilização das diferentes alternativas ao nível da geração (energia térmica e energia hidro) com as variações sazonais de procura;
- aumento do nível de eficiência das redes de transmissão dos diferentes membros, através da standardização de *designs* e de práticas operacionais, assim como da troca de melhorias tecnológicas;
- potencial para a participação conjunta em investimentos de grande dimensão;
- possibilidade, a médio prazo, de consideráveis ganhos ambientais, substituindo a geração térmica pela capacidade hidroelétrica disponível

A implementação operacional dos Acordos que coordenam a SAPP, exige, no entanto, um conjunto de acções que permitam a viabilização da rede no longo prazo, de uma forma sustentada. Estas acções, passam por uma estabilização da conjuntura macroeconómica e por uma melhoria da viabilidade financeira das empresas nacionais da maioria dos Países membros.

No entanto, existem importantes riscos potenciais ao nível técnico e político que poderão por em causa, quer a obtenção dos benefícios inerentes à integração das redes nacionais, quer a recuperação dos investimentos realizados. Muitos destes riscos terão de ser encarados através de contratos entre os operadores (*utilities*) nacionais e os investidores, contratos esses que terão necessariamente de incluir garantias quanto aos preços.

O sucesso da SAPP passa, necessariamente, por uma harmonização e compatibilização dos sistemas reguladores nacionais, assim como das suas

estruturas de mercado. Esta harmonização passa também por aspectos mais práticos, como a disseminação de *software* e equipamento para o planeamento da geração e transmissão, pelos diferentes membros, que desenvolva uma compatibilização de critérios de *pricing* e de fiabilidade.

Neste sentido, afigura-se fundamental a implementação progressiva de um Centro de Coordenação, que concentre a informação necessária para o planeamento e operação da *pool* energética.

Uma outra vertente fundamental para o desenvolvimento da SAPP, passa pela definição de critérios mais abrangentes para admissão à *pool* de forma a incluir entidades que, presentemente, controlam quantidades significativas de geração ou transmissão de energia. É neste âmbito que surge a HCB. A consagração do papel da HCB como membro de pleno direito da SAPP, passa, no entanto, por um conjunto de questões que se discutem na secção seguinte.

2.2. A INSERÇÃO DA HCB NA SAPP

O critério mais restritivo previsto nas disposições do IOMOU da SAPP é o que, sumariamente, prevê a participação estrita das respectivas *national utilities* de cada País membro e as quais têm que deter ou, pelo menos, controlar um sistema de geração e transmissão de energia com interligação internacional a *national utilities* de países vizinhos. Aos membros que possuem estes requisitos é-lhes permitida a participação até aos comités de nível mais elevado da organização: EC e MC (conforme organigrama acima apresentado).

Às empresas que ainda não detenham conexão internacional mas que possuam potencial para que tal venha a verificar-se, é-lhes concedido o estatuto de *Independent Power Producer* (IPP) com direito de participação em todos os comités que não os de decisão e gestão, ou seja, nos EC e MC. Foi este o estatuto conferido à Hidroeléctrica de Cahora Bassa até ao passado dia 12 de

Novembro de 1997, data em que se realizou a última reunião do MC onde ficou decidida a submissão ao EC - e, posteriormente, ao Conselho de Ministros do SADC - da proposta de participação da HCB, numa primeira fase, como Observador a estes comités e, num futuro próximo, a ascensão a membro da SAPP.

Esta decisão, tomada em sede do MC, contou com o apoio dos diversos membros da SAPP - entre os quais se destacam Angola, Namíbia, Zimbabue e Zâmbia - que manifestamente concordam em que, dada a multiplicação de IPP's que está prevista, como resultado das recentes alterações da indústria de electricidade nos países SADC no sentido da privatização das suas *utilities*, bem como a tendência para desintegração vertical da geração, transmissão e distribuição/comercialização de energia - a integração de novos IPP's é considerada desejável e benéfica para a prossecução dos objectivos da SAPP e da sua sustentação a prazo. Como tal, foi considerada necessária e urgente, pelos delegados presentes àquela reunião, a reconsideração dos critérios subjacentes às condições de elegibilidade de membros à SAPP, bem como da sua participação nos comités da organização.

Está, deste modo, em formação no seio da SAPP, um consenso quanto à necessidade de alteração de determinados conceitos e definições actuais nos estatutos, - consenso este que se tem reflectido em diversos apoios (nomeadamente, o de Angola - País que preside ao Secretariado do Sector da Energia no seio da SADC) à progressiva integração da HCB na rede energética regional, nos termos que interessam à empresa.

Na realidade, a HCB detém todos os requisitos técnicos para ser membro de pleno direito do MC e EC, está localizada num país SADC e fornece energia a outros dois estados membros da organização, pesem embora os obstáculos decorrentes da questão da nacionalidade e propriedade da empresa, dado que apenas está prevista a participação de *national utilities* nos MC e EC.

A proposta da HCB foi bem acolhida pela maioria dos membros e foi já conseguida uma recomendação preliminar quanto à sua participação, como observador, nos referidos comités - o que constituiu a decisão máxima possível que poderia ser tomada nesta reunião. O passo seguinte consistirá na apresentação duma proposta formal ao Conselho de Ministros da Energia - instância máxima que decide da alteração dos estatutos e da entrada de novos membros - a realizar durante o ano 2000.

Ainda assim, no entanto, tal estratégia terá de se confrontar com a posição dominante da Eskom na SAPP, em termos da sua capacidade de geração de energia e da sua rede de transmissão e distribuição: em 1988, a RAS representava 83% da procura regional de electricidade e a Eskom detinha ainda 50% das exportações de energia no âmbito da SAPP, embora, com a entrada em funcionamento da HCB, a sua quota no total de exportações para a SADC tenha decrescido significativamente em relação ao nível de 75% em 1997.

CAPÍTULO III - PERSPECTIVAS DA POLÍTICA ENERGÉTICA

3.1. O SECTOR DA ENERGIA EM MOÇAMBIQUE

Moçambique tem um sector de energia eléctrica pouco desenvolvido, na medida em que pouco mais de 5% da população do país é beneficiada com fornecimento de electricidade, pese embora os esforços que têm sido feitos para alargar a rede de distribuição até às zonas desprovidas, em prol do desenvolvimento económico e social do país. Moçambique tem um potencial de produção de energia hidroeléctrica bastante elevado e com custos unitários passíveis de serem competitivos com os das fontes de produção dos países vizinhos.

A estratégia de desenvolvimento do sector eléctrico em Moçambique nos últimos 20 anos, consistiu, em linhas gerais:

- Em incentivar o desenvolvimento do enorme potencial hidroeléctrico existente no país. Esta política não deixou de prevalecer ao longo dos anos, pois, apesar de os custos de construção com centrais térmicas serem relativamente inferiores e a facilidade e rapidez de construção terem sido factores decisivos na proliferação de térmicas pelo país, o custo unitário do kWh produzido não é competitivo com o custo unitário da produção hídrica;
- Na criação e expansão de uma rede de transporte de energia nacional, interligando Cahora Bassa aos centros de consumo mais importantes, possibilitando o encerramento de centrais *diesel* existentes e o fornecimento de energia a preços mais competitivos;
- Na expansão e optimização de redes de distribuição locais, possibilitando a ligação a novos consumidores, sempre associada a perspectivas de desenvolvimento económico e social.

Nos termos da Lei de Electricidade a ser aprovada, operadores privados em regime de concessão poderão surgir para competir com a EdM na produção, transporte e distribuição de energia em Moçambique. Para estes, os investimentos podem ser feitos nas seguintes áreas:

- construção de hidroeléctricas, em regime de concessão, visando principalmente a alimentação dos mercados da região (SAPP) e zonas emergentes de actividade económica (industriais, minerais, de agro-pecuária e de pescas) no território moçambicano;
- construção de linhas de interligação com os países da região para fornecimento de energia;
- extensão da rede nacional de transporte e distribuição para abastecer os centros urbanos e semi-urbanos

Desde 1997, o Governo de Moçambique, iniciou um processo de reformas no sector energético, com os seguintes objectivos:

- Aumentar o acesso de utilizadores privados (famílias e empresas) a energia eléctrica a preços mais baixos;
- Aumentar a cobertura geográfica da rede de distribuição, assim como a sua eficiência e fiabilidade;
- Criar mecanismos para a entrada do sector privado nos sectores de geração e distribuição de electricidade, assim como para a existência de concorrência, sempre que apropriada;
- Desenvolver entidades sectoriais eficientes e financeiramente viáveis;

- Promover a implementação de práticas ambientais internacionalmente aceites, mantendo objectivos ambiciosos de crescimento económico

As principais reformas a implementar no sector levam em conta diversos aspectos - desde a estrutura industrial a desenvolver, passando pelo papel do sector privado, até à regulação das relações comerciais entre as entidades envolvidas -, e orientam-se para:

- estabelecimento e implementação de um novo enquadramento para a regulação do sector, até Dezembro de 1999 (publicação de legislação de Regulação, incluindo a regulação de tarifas a praticar; criação de uma entidade reguladora);
- Restruturação da EdM, no sentido da adopção de práticas comerciais e de uma lógica de mercado, reduzindo prejuízos e aumentando a competitividade (esta reestruturação passa pela desintegração vertical da geração e transmissão e pela criação de múltiplas distribuidoras regionais, sendo objectivo que, em 2001, o apoio do Estado esteja substancialmente reduzido);
- Implementação de tarifas baseadas nos custos, de forma a facilitar a iniciativa privada nacional e local, através de uma tarifa nacional não discriminatória;
- Um mecanismo transparente de subsídios, no sentido de promover a equidade regional e o acesso a regiões remotas;

3.2. OS GRANDES PROJECTOS INDUSTRIAIS

É neste contexto que surge um conjunto de grandes projectos industriais, a maioria dos quais energia-intensivos. O quadro III.1 apresenta descrições

detalhadas das iniciativas mais significativas que se encontram em execução ou em pré-execução. A vantagem competitiva destes projectos baseia-se nas baixas tarifas de energia praticadas e num clima favorável ao investimento.

O desenvolvimento destes novos projectos passa por uma participação activa das entidades governamentais moçambicanas, garantindo benefícios fiscais e isenção de pagamento de taxas alfandegárias para bens de capital, assim como reduções nos impostos sobre os lucros para investimentos em projectos *greenfield* ou para a reabilitação de projectos existentes. O Governo moçambicano procura, assim, assegurar uma coordenação entre as entidades privadas promotoras destes projectos e as autoridades regionais e nacionais.

RESUMO DOS GRANDES PROJECTOS INDUSTRIAIS(*)

PROJECTO	LOCALIZAÇÃO	PROMOTOR	CONSORCIOS POSSÍVEIS	ESTUDO DE VIABILIDADE	INVEST. (USD)	CAP. PRODUÇÃO/ RESERVAS	INÍCIO ACTIV.	COMENTÁRIOS
Central Norte da Barragem Cahora Bassa	Vale do Zambeze (Songo-Tete)	NA	NA	NA	1bn	1600 Mw	NA	A actual estrutura foi construída já na previsão da expansão da hidroeléctrica.
Central Hidroeléctrica da Barragem Cahora Bassa e Foz do Cambewe	Vale do Zambeze (a jusante de Cahora Bassa).	Eskom (RAS) EDM (MOZ)	NA	Em curso; conclusão prevista em 20 MAI 98	2bn	2000-2500 Mw	2005-2007	Assinado Memorando de Entendimento Intergovernamental (MOZ/RAS), em 20 MAR 97. A Hidrotécnica Portuguesa (HP) está a apoiar - ao nível técnico e com um financiamento de 107 000 contos da Cooperação Portuguesa (FCE) - a recém criada Unidade Técnica de Implementação de Projectos no Vale do Zambeze (UTIP). O financiamento do estudo de viabilidade - já lançado a concurso internacional é suportado pelas Agências KfW (alemã) e CFD (francesa); a empresa portuguesa COBA integra um consórcio alemão (Rhein Ruhr) e francês (Louis Berger), que é candidato à elaboração do estudo.
Pressupõe construção de linha de transmissão de energia (Alta Tensão)	Entre a Central, Maputo e a rede de energia da RAS.	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Fornecerá energia à Fundição de Alumínio MOZAL, a partir de 2007 (450 MW, na 1ª Fase e 900 na 2ª Fase); até lá, a RAS assegurará o fornecimento, mediante a construção de duas linhas de transmissão de energia (vidé projecto seguinte)
Fundição de Alumínio ("Mozal"):	Maputo (Zona Industrial da Matola)	Alusaf/Gencor (RAS) IDC (RAS) Estado MOZ (com financiamento BEI)	Empresas de construção a nomear pela Alusaf	Concluído	1,3bn	235 000 ton/ano (1ª Fase) 495 000 ton/ano (2ª Fase)	1999-2000	Assinado Memorando de Entendimento entre o Governo de MOZ e a Alusaf, em 20 MAR 97. Está previsto o trânsito da matéria-prima e do produto final pelo Porto Industrial da Matola (vidé projecto seguinte)
Construção de 2 linhas de transporte de energia para a aluminaria	RAS - Maputo (2 x 300 Km)	MOTRACO (MOZ, RAS, SWAZ)	NA	Concluído	130m	400 Kv x 2	1999	O financiamento das linhas será proposto em Conferência de Doadores, especialmente convocada para o efeito, e a realizar em 25 e 26 NOV 97, em Maputo.
Central Industrial da Matola	Maputo (Zona Industrial da Matola)	CFM (MOZ) RENNIES (RAS) / MANICA (MOZ)	Investidores privados	Concluído	NA	Diversos serviços	1999	

Nota:
Not Available

Nota: Informação disponível na
"Interne", Reuters News Service*
e o ICP

Alusaf - Subsidiária da Gencor, produtora de alumínio primário na RAS
BEI - Banco Europeu de Investimento
CFM - Caminhos de Ferro de Moçambique
EDM - Electricidade de Moçambique
Eskom - Empresa pública do sector energético
Gencor - General Mining Union Corporation

IDC - Industrial Development Corporation
MANICA - Transfêrre (propriedade da RENNIÉS)
MOTRACO - Empresa mista (EDM, Eskom e SEB) distribuidora de energia,
constituída para gerir a transmissão de energia das novas linhas
RENNIES - Transfêrre do Grupo SAFREN
SEB - Swaziland Electricity Board

CAPÍTULO IV - PERSPECTIVAS DE FUTURO E O PAPEL DOS PARCEIROS INTERNACIONAIS

4.1. A QUESTÃO EMPRESARIAL E POLITICO-DIPLOMÁTICA

4.1.1. Enquadramento

As negociações tarifárias têm-se pautado pelos seguintes pontos:

- A aceitação pela RAS do princípio de revisão das tarifas negociadas em 1984;
- A aceitação de que as mesmas devem ser da ordem de grandeza das praticadas no mercado energético da região;
- A aceitação do princípio de indexação das tarifas ao cabaz das moedas que compõem a dívida da HCB ou, eventualmente, a sua dolarização, por aproximação aos regimes tarifários a praticar dentro da SAPP e custos envolvidos para Portugal e, ainda, a aceitação do princípio de revisão periódica das tarifas;
- lançamento da ideia de renegociação do Acordo governamental tripartido de 1984, dadas as modificações das circunstâncias político-económicas - é de salientar, neste contexto, a desadequação do prémio de fiabilidade atribuído a Moçambique.
- Sensibilizar a África do Sul, para que considere a HCB e Moçambique um elemento da malha energética regional, integrada na estratégia de longo prazo do abastecimento de energia à África Austral.

4.1.2. As Negociações sobre a Questão Tarifária

O Acordo intergovernamental assinado na Cidade do Cabo em 2 de Maio de 1984 regula, no essencial, as relações entre os governos de Moçambique, África do Sul e Portugal no que se refere ao empreendimento de Cahora Bassa e aos vínculos de natureza contratual que ligam as empresas EdM (MOÇ), Eskom (RAS) e HCB (POR/MOÇ).

As razões de ordem política que levaram à sua assinatura terão sido, basicamente, duas:

- Em 16 de Março de 1984 foram assinados, entre Moçambique e a RAS, os chamados Acordos de Inkomati. Tais Acordos assinalaram uma evolução significativa na conjuntura política da África Austral. O Governo português decidiu, na altura, ser oportuno um gesto de apoio ao movimento de aproximação desencadeado e aos progressos na visão das realidades nacionais e internacionais detectáveis em certas áreas políticas da RAS. O Ministro dos Negócios Estrangeiros, Jaime Gama, foi o primeiro membro de um Governo europeu a visitar oficialmente a RAS no período imediatamente após Inkomati;
- Por outro lado, havia informações que indicavam estar a RENAMO a preparar-se para atacar Cahora Bassa. A defesa das instalações, a cargo do exército moçambicano, não estava preparada para fazer face à ameaça. Por esse facto, o Acordo que veio a ser assinado adquiriu uma envolvente política, dado presumir que a associação da RAS (e da Eskom) ao empreendimento, através de, entre outros, um contrato de fornecimento de energia a longo prazo e uma tarifa baixa¹¹, permitiria libertar recursos significativos que seriam,

¹¹ A tarifa contratada em 1984 e renegociada em 1988 representava 27% e 20%, respectivamente, do preço médio de venda de energia na RAS, permitindo à Eskom um "sobrelucro" muito superior ao obtido pela venda da sua produção própria. Por outro lado, se a HCB desse início ao fornecimento de energia até ao final de 1998 (como veio a verificar-se), o acordo permaneceria em vigor até ao ano de 2029. A tarifa que resultava do acordo de 1969 -

simultaneamente, dirigidos para o aumento da capacidade defensiva das forças armadas moçambicanas e para o controle do entusiasmo destruidor da RENAMO¹².

O Acordo intergovernamental de 1984 tem, assim, uma natureza peculiar, ao trazer para a área da negociação política a resolução de questões que, em princípio, seriam para tratar em sede contratual e no âmbito de um normal relacionamento inter-empresas. Este Acordo prevê, nomeadamente:

- a criação de uma comissão conjunta permanente (PJC - *Permanent Joint Committee*), na qual os dois accionistas da HCB (Portugal com 82% e Moçambique com 18%) tratam com o cliente (a RAS, através da empresa estatal Eskom), e por intermédio de delegações presididas por representantes governamentais, algumas das principais questões da gestão empresarial. Por exemplo, as cláusulas de incidência tarifária que permitem a revisão da tarifa remetem para a PJC a negociação dos consensos possíveis, cabendo a decisão final aos Governos em momento ulterior;
- a exclusividade da Eskom enquanto cliente, podendo ser vendida a terceiros e a preço nunca inferior ao contratado com a Eskom, a energia de que a empresa sul-africana prescindir. De notar que, em compensação, a Eskom é obrigada à aquisição da totalidade da energia que a HCB contratou fornecer-lhe, quer aquela empresa a necessite ou não¹³;

e que presumia que o empreendimento fosse financeiramente autónomo (*self-payable*) - representava, então, 47% daquele preço.

¹² O que não veio a verificar-se. A RENAMO, de facto não atacou a barragem mas destruiu as linhas. O duplo pressuposto de que o bloco político no poder da RAS era coeso e tinha controle sobre a direcção política daquele movimento (aliás em renovação na altura), não se verificou.

¹³ De referir, neste contexto, que até ao ano 2003 está contratada a venda até 500 Mw à empresa pública de electricidade do Zimbabwe (ZESA), a retirar aos 1450 Mw contratados entre a HCB e a Eskom. O contrato está operacional desde Dezembro de 1997, estando a ser vendidos, actualmente, 400 Mw.

- a co-responsabilização da Eskom na rentabilidade e viabilidade da HCB e a obrigatoriedade da revisão das tarifas sempre que se verifique uma desvalorização da moeda em que são efectuados os pagamentos (Rand)¹⁴;
- a existência de um "prémio de fiabilidade" destinado a interessar o Governo moçambicano (e a EdM) na *performance* da empresa. Na prática, significa a entrega a Moçambique de cerca de 10% da facturação bruta, independentemente dos resultados de exploração.

Por iniciativa portuguesa, na 30ª reunião da PJC (24-25 OUT 96), foi nomeada uma subcomissão mandatada para efectuar a revisão tarifária, com base no Artº 15º do Acordo de 1984:

"1. A comissão mista permanente, se assim lhe fôr solicitado por qualquer das Partes, reunirá especialmente com a finalidade de revêr e formular recomendações respeitantes ao valor de qualquer tarifa ou prémio devidos nos termos do contrato de fornecimento, tomando em consideração todos os factores relevantes e, em especial:

a) Qualquer aumento substancial dos custos efectivos de exploração ou manutenção do projecto de Cahora Bassa que ocorra em consequência de circunstâncias fora do controle de qualquer das Partes, da Eskom ou da HCB;

b) (...);

2. Em qualquer das suas referidas reuniões especiais, a comissão tomará também em linha de conta qualquer flutuação de valor do Rand, na medida em que a mesma possa afectar a viabilidade do projecto de Cahora Bassa;

¹⁴ Que representou, entre 1984 e 1997, uma desvalorização de 127% em relação ao PTE e 147% em relação ao USD.

3. Se qualquer recomendação formulada nos termos do parágrafo 1 envolver aumento da tarifa ou do prémio a pagar pela Eskom, a rentabilidade do projecto de Cahora Bassa será um dos factores que as Partes tomarão em consideração ao apreciarem a recomendação;

4. (...).”

Anteriormente (25-26 SET 96), havia reunido a "Comissão Mista Luso-Moçambicana relativa ao Empreendimento de Cahora Bassa", instância bilateral criada pelo protocolo assinado em 29 ABR 81 entre Portugal e Moçambique. Nessa reunião, foi prometido o apoio de Moçambique para as posições negociais que Portugal iria tomar, desde que não se questionassem algumas vantagens consideradas adquiridas (entre outras, o *prémio de fiabilidade*).

Após três reuniões da subcomissão (Songo, 5-6 DEZ 96; Karos Lodge, 6-7 FEV 97; Vilamoura, 10-11 ABR 97), a questão central da tarifa não ficou resolvida. Estiveram em discussão um conjunto de propostas, algumas das quais de iniciativa sul-africana, susceptíveis de aumentar a rentabilidade da empresa, porém, externas à questão do aumento tarifário pretendido - a saber:

- Quatro propostas sul-africanas:
 - (i) sobre a utilização do 5º gerador;
 - (ii) sobre a afectação de um (ou dois) geradores, aos fornecimentos à indústria do alumínio, com indexação da tarifa à cotação daquele metal no LME e com pagamentos garantidos em USD;
 - (iii) sobre a aplicação duma percentagem do PPI da RAS à parte da potência que é paga em Rands;
 - (iv) sobre a extensão por mais alguns anos - a partir de 2003 - do actual contrato entre a HCB e a ZESA.

- Cinco propostas portuguesas, quatro das quais modificam apenas alguns parâmetros e pressupostos das propostas sul-africanas. A restante proposta previa:

(v) a fixação da tarifa em 7 cR/kWh.

- Uma proposta de iniciativa sul-africana, apoiada por Portugal, para:

(vi) a revisão dos contratos assinados em 1984, com vista à sua substituição/actualização para um horizonte temporal mais próximo;

- E, finalmente, uma proposta moçambicana para:

(vii) a fixação da tarifa em 4 cR/kWh - esta, porém, utilizando uma definição de tarifa média (total do rendimento da empresa derivado da venda de energia dividido pela quantidade de energia vendida), diferente da noção normal de tarifa (preço por unidade de energia).

A reunião seguinte da subcomissão esteve prevista para Maputo no final de Maio de 1997. Contudo, não se realizou, porque:

- Em resultado do encontro entre o SENEK e o Vice-Ministro dos Negócios Estrangeiros 22 MAI 97, ficou assente que as duas tutelas sul-africanas ("Assuntos Minerais e Energia" e "Empresas Públicas"), em conjunto com o Ministério dos Negócios Estrangeiros da África do Sul, iriam reunir a fim de ser preparada uma *Cabinet Decision* quanto ao mandato da delegação sul-africana às negociações - já que esta tem tido nas negociações uma mera perspectiva comercial, sem orientação política e com instruções do *board* da Eskom para não ceder na tarifa de 2 cR/kWh. Desta *Cabinet Decision* ficou dependente a marcação da data da próxima ronda negocial. Este

ponto foi reafirmado pelo Ministro dos Assuntos Minerais e Energia da RAS - P. Maduna - e o Embaixador de Portugal em Pretória, afigurando-se ter sido claramente entendida pelo Ministro Maduna a prevalência da discussão política sobre o debate técnico¹⁵;

- Ocorreu, entretanto, a substituição do Director Geral Adjunto (energia) do Ministério dos Assuntos Minerais e Energia, Dr. Gordon Sibiya, - Chefe de Delegação da RAS à PJC -, o qual solicitou uma reunião informal desta comissão, com vista à clarificação dos objectivos e dos obstáculos presentes a estas negociações, bem como à avaliação dos entendimentos já alcançados. O encontro realizou-se no dia 15 SET 97, em Krugersdorp na RAS, país que actualmente preside à PJC.

A intenção declarada da reunião informal da PJC era a de (i) se proceder a uma revisão de toda a problemática da HCB, (ii) se conhecerem as *caras novas* entretanto trazidas para o processo (além do novo chefe da delegação, um representante do *National Electricity Regulator*, entidade até aqui não interveniente nas negociações) e, (iii) se definirem linhas de actuação, se possível, consensuais. Estavam também presentes os dois principais decisores da Eskom, o *Chief Executive*, Allen Morgan, e o *Director of Transmission*, Piet Faling, o que traduz a importância atribuída pelas componentes Ministério da Energia/Regulador/Eskom à reunião.

No decurso das conversações, confirmou-se que a ausência da componente diplomática sul-africana resultava da persistência, por parte das restantes componentes, na recusa da revisão da tarifa. Isto é, as diferentes agendas dos diferentes departamentos envolvidos (Empresas Públicas, Minerais e Energia, Regulador), não estavam sincronizadas e acertadas com os Negócios Estrangeiros e não foi tomada qualquer *Cabinet Decision* sobre a matéria. A reunião teria, assim, como objectivos ocultos, (iv) testar a firmeza da posição

¹⁵ Em todo o caso, o próprio Ministro, falando à imprensa sul-africana (8JAN 98), havia declarado que o actual Acordo (1984) era "heavily one-sided in favor of the portuguese"

portuguesa e (v) preparar a *recomendação* que a Direcção de Energia sul-africana iria fazer à tutela.

A delegação portuguesa reafirmou as posições até aqui defendidas. A saber:

- i) aceitação, de princípio, do conjunto das propostas sul-africanas já apresentadas;
- ii) considerar que tais propostas são, contudo, *externas* ao problema essencial em negociação que é o do aumento da tarifa contratada em 1988 (2 cR/kWh);
- iii) afirmar claramente que sem a revisão da tarifa não haverá fornecimento de electricidade à Eskom;
- iv) insistir numa resposta urgente à contraproposta portuguesa, apresentada em 19 MAR 97;
- v) na generalidade, sublinhar que tudo estava clarificado e que apenas se aguardava que a Parte sul-africana renunciasse a tentar resolver o problema de forma indirecta, isto é, pela via do aumento do rendimento da empresa, sem *mexer* na tarifa.

De tudo isto, o que se afigura que mais marcou a reunião - durante a qual a delegação moçambicana (chefiada pelo Embaixador na RAS, Armando Panguene) se manteve praticamente silenciosa - foi a afirmação clara, reiterada pela delegação portuguesa, que sem revisão da tarifa - mesmo que do ponto de vista técnico tudo viesse a estar concluído durante o último trimestre de 1997 -, não haveria fornecimento de energia à Eskom, por parte da HCB. Pelo seu lado, a delegação da RAS esclareceu que poderá encarar-se uma revisão de tarifa (que está equiparada ao custo marginal de produção da Eskom) se fosse renegociada a cláusula contratual de *take or pay*, isto é, se desaparecesse do contrato de fornecimento a obrigação da Eskom de comprar

toda a energia recebida da HCB. O problema essencial que permanecia por resolver era o da obtenção, pelos negociadores da RAS, de um mandato que lhes permitisse sair da tarifa irrisória de 2 cR/kWh.

Em função da componente política do Acordo de 1984, o posicionamento dos negociadores portugueses tem sido orientado pelo princípio de que a questão das tarifas não é susceptível de ser resolvida se encerrada numa mera lógica de economia de empresa. O diálogo entre o cliente monopsonista, confortavelmente instalado num contrato com duração até 2029, beneficiando de um tarifário que lhe é altamente favorável e de alternativas de fornecimento resultantes do seu próprio (ainda que temporário) excesso de capacidade, e o fornecedor, tecnicamente falido, vendedor de um produto por natureza não armazenável e contratualmente impedido de procurar outros clientes, não conduziria a qualquer resultado satisfatório.

Por forma a construir a envolvente política das negociações, foram tomadas várias iniciativas práticas destinadas a melhorar a capacidade negocial da Parte portuguesa:

- Em relação à RAS: carta do SENEK ao Vice-Ministro dos Negócios Estrangeiros (22 JAN 97), chamando a atenção para a importância de um acordo entre os dois Países quanto ao futuro da HCB; na sequência desta carta, convite para o SENEK realizar uma visita de trabalho a Pretória (verificada em 22-23 MAI 97), da qual resultou um maior envolvimento diplomático sul-africano na questão; carta do Presidente da HCB ao *Chief Executive* da Eskom a fim de sensibilizar o *board* da empresa para a dimensão política dos entendimentos sobre a HCB (3 ABR 97); nota verbal entregue ao Embaixador da RAS em Lisboa (7 ABR 97), pedindo que as competentes entidades sul-africanas fossem alertadas para o facto de que a Eskom estava a colocar o Governo numa situação de incumprimento de um acordo internacional; carta do Primeiro Ministro português ao Vice-Presidente Mbeki (15 JUL 97), solicitando a sua intervenção no quadro da arbitragem a fazer quando de uma previsível *Cabinet Decision*, reafirmando as preocupações e a

posição do Governo português relativamente ao empreendimento e quanto à situação das negociações em curso; encontro, em Nova Iorque (à margem da Assembleia Geral das Nações Unidas - 22 SET 97), entre os Ministros dos Negócios Estrangeiros de Portugal e da RAS, durante o qual foi precisada ao Ministro Nzo a necessidade de fazer assentar o relacionamento entre os dois países num *constructive engagement* que passaria, necessariamente, pela resolução da questão de Cahora Bassa; encontro entre o Embaixador de Portugal em Pretória e o Ministro dos Assuntos Minerais e Energia, em 12 FEV 98;

- Em relação a Moçambique: convocação da comissão prevista no Acordo bilateral sobre a HCB, com a finalidade de se fazer uma revisão dos problemas do relacionamento entre os dois accionistas e preparar as negociações tripartidas (25-26 SET 96); coordenação sistemática das posições negociais subsequentes; conversações adicionais sobre a matéria entre o SENE e o Vice-Ministro da Energia e Recursos Minerais, Eng^o. Castigo Langa, em Maputo (25 FEV 97); intervenção frequente, tanto do Embaixador em Maputo como do Presidente do ICP, junto das mais variadas entidades decisoras moçambicanas; envolvimento do Embaixador de Moçambique em Lisboa na questão de Cahora Bassa; referência prolongada ao tema nas conversações "a dois" entre o Presidente da República e o Presidente Chissano, quando da visita oficial a Moçambique em Maio de 1997; "Memorando do Governo Português" (JUN 97), entregue ao Vice-Ministro da Energia e Recursos Minerais pelo Embaixador em Maputo, no qual é feito o ponto da situação, uma análise do futuro previsível do empreendimento e proposta uma metodologia negocial; encontro entre o Presidente do ICP e o Vice-Ministro da Energia e Recursos Minerais (28 DEZ 97), na qual, e no essencial, foi manifestado o desejo das autoridades moçambicanas em receber electricidade da HCB para consumo da região Sul de Moçambique (120 Mw), logo que existissem condições técnicas para o efeito, evitando que Moçambique continuasse a pagar à Eskom a tarifa comercial, actualmente em vigor, contratada com aquela empresa (estimada em 6.4 cR/kWh) e passasse a pagar a tarifa

acordada (ou a acordar) com a Eskom, "antecipando-se" a um "sucesso negocial" que não está adquirido.

Será conveniente apreciar a questão da dívida da empresa em mais detalhe. Nos termos dos Acordos de Lusaka, subsequentemente e, na parte pertinente, recolhidos nos Estatutos da Empresa, a posse das acções da HCB será gradualmente transferida para o Governo moçambicano à medida que o Governo português for recuperando o capital e os juros do investimento feito. O esquema, estatutariamente previsto, está associado aos pagamentos que, por conta das receitas, irão sendo feitos ao Tesouro português para fazer face ao serviço da dívida. Em virtude da tarifa contratada ser baixa, não é possível a convergência do sistema, isto é, as receitas serão sempre insuficientes para cobrir o passivo e este, em vez de diminuir, irá aumentando cumulativamente. A manter-se este modelo de divergência, a posse nunca passará totalmente para o Governo moçambicano que ficará limitado aos 18% do capital social que já detém. É neste contexto que poderá ser entendida a decisão de levantar o ponto da "dívida da empresa" na reunião de Vilamoura. Porém, foi-o inoportunamente e em sede errada, pois só fará sentido tratá-lo a nível bilateral e nunca num quadro de conversações a três¹⁶.

Acresce ainda o facto de que subsiste uma parcela da dívida respeitante ao empréstimo inicial da África do Sul a Portugal, destinado a fazer face a *déficits* de exploração, no valor de 35 milhões de rands e regulado no Acordo de 1969. Este empréstimo, efectivamente desembolsado à HCB por tranches e na medida dos *déficits* verificados, deveria ser amortizado por meio de reembolsos anuais provenientes dos excedentes de exploração da empresa, de tal modo que esse capital mais os juros acumulados estariam completamente amortizados antes do fim do vigésimo quinto ano da exploração comercial do empreendimento, sendo

¹⁶ Desvaloriza a posição negocial portuguesa: primeiro, porque permite à delegação sul-africana argumentar no sentido de que a questão principal não é da existência de uma tarifa baixa mas sim a de um passivo elevado; depois, porque reforça a insistência na obtenção de rendimentos para a HCB por outras formas que não a do acréscimo do preço da energia. O mesmo se poderá dizer quanto à proposta, também moçambicana, de 4cR/kWh, em que a tarifa é entendida como uma tarifa média resultado da divisão do rendimento total previsível da empresa pela energia produzida e não um preço por unidade de energia vendida. Estas propostas foram, provavelmente, induzidas por alguns dos negociadores sul-africanos a uma delegação moçambicana parcialmente sensível à influência do que consideram ser o parceiro privilegiado a longo prazo.

que o primeiro reembolso se efectuará no final do décimo segundo ano de exploração comercial.



Contudo, dada a paralisação da empresa e a consequente inexistência de excedentes de exploração, nunca foi possível proceder a qualquer amortização desse empréstimo. O assunto foi abordado pelos três Governos envolvidos quando da 3ª Reunião Tripartida de 21-22 JUN 88, tendo ficado acordado que o empréstimo virá a ser reembolsado apenas depois do pagamento dos débitos da HCB ao Estado português. A valores referentes a 31 DEZ 97, esse montante em dívida (capital + juros) ascende a cerca de 187 milhões de Rands (aproximadamente 39 MUSD). Isto permite aos responsáveis da RAS afirmar, como já o fizeram no Parlamento sul-africano (1 AGO 97), compreenderem mal a vontade e o empenho do Governo português em ressarcir-se da dívida quando, afinal, serão eles os últimos a reaver os financiamentos feitos no quadro do empréstimo inicial.

Os factores que optimizam a posição moçambicana serão os seguintes:

- Uma tarifa compatível com a viabilização dos investimentos estrangeiros altamente consumidores de energia;
- Um perdão significativo da dívida da empresa¹⁷, suficiente para reduzir ao mínimo o período de transição para a posse plena da HCB;
- A manutenção do prémio de fiabilidade (previsto no Acordo de 1984) que garante a transferência automática de 10% das receitas brutas da empresa, independentemente dos resultados anuais de exploração¹⁸.

¹⁷ Convém esclarecer que a dívida da HCB - empresa sediada no Songo - ao Estado português, não constitui uma dívida Estado a Estado mas sim uma dívida comercial. Não é portanto elegível para o *stock* da dívida tratada no Clube de Paris, no quadro das operações normais de perdão e rescalonamento, nem para o conjunto de facilidades (HIPC) definidas na AG do FMI/BM (Setembro 1996). Houve já, contudo, pressões americanas sobre o Tesouro português no sentido de se considerar a dívida da HCB incluível nos termos de referência que estão a ser preparados. A resposta foi, naturalmente, negativa.

¹⁸ O contrato existente entre a ZESA e a HCB para o fornecimento de 400 Mw ao preço de 0.97 cUSD/kWh (4.6 cR/kWh) renderá cerca de 34 MUSD/ano (partindo do princípio de que não há lugar à figura do *prémio de fiabilidade* no contrato de fornecimento de energia entre a

Pelas contas apresentadas - e que foram, nomeadamente, recolhidas das estimativas preparadas pelo FMI -, o preço que teriam em vista seria entre 4.5 a 4.7 cR/kWh. Por outro lado, o projecto de uma futura central a jusante de Cahora Bassa surge recorrentemente como uma forma de pressão (mais do que uma verdadeira alternativa técnica à activação da margem Norte) que terá em vista acentuar o poder dos decisores moçambicanos sobre os "seus" recursos naturais e as "suas" instalações industriais. É nesta perspectiva que deverá ser entendido o recente pedido de fornecimento de, pelo menos, 120 MW para a zona Sul de Moçambique e o acordo entre a Eskom e a EdM.

Por outro lado, os factores que optimizam a posição sul-africana baseiam-se em:

- Manter uma tarifa não superior ao seu alegado custo marginal de produção de energia (2 cR/kWh). O objectivo é continuar a ter acesso a energia barata, não só para cumprir um objectivo da política interna (democratização do acesso à electricidade baseado, tanto quanto possível, em capitais próprios da Eskom e que figura com destaque no *Reconstruction and Development Programme*, preparado pelo Governo sul-africano), como também o de cobrir as estimativas quanto às necessidades energéticas estimadas a prazo. A alternativa para a Eskom (em termos de *custo de oportunidade*), será a de reactivar centrais térmicas a carvão já encerradas e/ou a construção de novas, aptas a laborar no final do excesso de capacidade actual;
- Controlar a gestão operacional da HCB (interesse dissimulado numa das propostas negociais apresentadas). O objectivo será o de fortalecer a posição de controlo da rede energética da África Austral por parte da Eskom, consolidando a sua posição no organismo sectorial do SADC para o sector - a

HCB e a ZESA). A restante energia disponível (750 MW para a Eskom - ao preço actual de 2cR/kwh - e 200 MW para a EdM - à tarifa média de 1.5 cR/kwh), renderá à empresa à volta de 30.2 MUSD/ano, portanto, 3 MUSD/ano para Moçambique. Assim, só pelo mecanismo do "prémio de fiabilidade", que foi previsto em 1984 para interessar Moçambique na defesa militar do empreendimento - com o sucesso que se conhece -, a manutenção do *status quo* rende 3 MUSD/ano, admitindo-se uma certa margem de quebras. Trata-se de uma espécie de "royalty" não prevista nos Acordos de Lusaka ou na constituição da empresa (1975).

Southern African Power Pool (SAPP) -, presidido por Angola. Simultaneamente, o de controlar a "futura" barragem a jusante de Cahora Bassa, cuja relação custo/eficácia apenas será maximizada se a gestão dos dois empreendimentos for integrada. Esta nova hidroeléctrica tem sido apresentada como a principal fonte de energia para os novos projectos industriais previstos para Moçambique, nomeadamente e numa primeira fase, para uma fundição de alumínio - MOZAL -, de iniciativa sul-africana, a ser construída junto ao Porto de Maputo (projecto da GENCOR e da IDC);

- Aumentar os seus lucros de exploração. Note-se que o controlo operacional das barragens e a capacidade de comprar a energia da HCB a baixo custo para revenda à indústria, aliados ao poder negocial que resulta de se tratar do maior produtor de energia da região origina, ainda, ganhos substanciais na venda de electricidade, mesmo às tarifas baixas exigidas pela competitividade internacional dos grandes projectos industriais previstos.

A Portugal conviria trazer Moçambique para a defesa de posições que tenham a ver com a rentabilidade da empresa, ou seja, modificar a actual perspectiva imediatista e substituí-la por uma óptica de mais longo prazo. Só assim se maximizariam as probabilidades de recuperação do investimento e de uma parte significativa dos juros sem que isso se traduza num prejuízo considerável para o Tesouro português e para os contribuintes. Haveria, contudo, que contornar as objecções menores da Parte moçambicana, que deverão esconder alguma hesitação sobre alternativas estratégicas a longo prazo, enquanto argumentam que:

- seria bom que o Governo português decidisse no sentido de um perdão, pelo menos parcial, da dívida da empresa;
- a atitude da administração tem sido incompatível com a necessidade de *africanização* dos seus quadros ¹⁹;

¹⁹ O que, malgrado o esforço dos últimos anos é, de algum modo, verdade, havendo no Songo um conjunto de trabalhadores expatriados de Portugal susceptíveis de serem substituídos por trabalhadores moçambicanos, sem prejuízo para a gestão.

- a empresa deveria ter um vice-presidente moçambicano²⁰;
- ambiente no Songo teria ainda uma lamentável conotação *colonial* de que têm resultado significativas agitações laborais ;
- Portugal deveria transigir ao máximo no montante da tarifa que está a negociar, a fim de não inviabilizar os investimentos industriais em Moçambique²¹;

A posição portuguesa tem sido orientada pelas seguintes ideias:

- Acordo de 1984 foi a resposta a uma situação conjuntural e é inadequado às realidades políticas actuais e às modificações já verificadas e previsíveis na política energética da região;
- Interesse da empresa, e portanto também do accionista minoritário (Moçambique), é o de ser interveniente no quadro regional, o que só será possível com um mínimo de solidez financeira e com a garantia da sua viabilidade a longo prazo;
- A empresa deverá estar associada à redefinição em curso da rede energética da África Austral. Isso deverá passar pelo estudo da possibilidade da sua expansão (margem Norte) e/ou da sua comparticipação em outras empresas a jusante a criar (Mepanda Uncua ou Foz do Cambewe). Simultaneamente, deverá procurar a sua inserção plena no SAPP a fim de poder intervir, no quadro do SADC, no processo de integração global e sectorial da África Austral;

²⁰ Verosimilmente, o actual administrador, Octávio Mutemba, antigo Ministro da Indústria. De notar que Moçambique já está representado por dois administradores um pelo Governo e outro pela EdM, um a mais do que o previsto estatutariamente.

²¹ Os cálculos sobre a sustentabilidade da economia moçambicana, feitos pelo *International Development Association* (IDA/WB) no quadro da "iniciativa de dívida", tomam por base um acréscimo nas receitas de exportação de energia que presume que a tarifa actual passe para o dobro (4 cR/kWh), o que é precisamente a proposta moçambicana.

- O Tesouro português não está disponível para continuar na situação de exclusivo financiador do empreendimento e os esforços futuros terão de ser repartidos pelos accionistas e pelos clientes institucionais. Por outro lado, não deverá esperar-se do Ministério das Finanças que abdique dos seus créditos sem um acordo sobre contrapartidas.
- ponto de partida essencial para a definição de uma solução a médio e longo prazo é a revisão, em alta, da tarifa de 2 cR/kWh, sem o que as negociações não poderão prosseguir.

Em função destas ideias tem sido a seguinte a estratégia negocial portuguesa:

- Por ocasião da visita a Pretória do Secretário de Estado dos Negócios Estrangeiros e da Cooperação (22-23 MAI 97), ficou assente que as duas tutelas sul-africanas (Energia e Recursos Naturais e Empresas Públicas), em conjunto com o Ministério dos Negócios Estrangeiros da África do Sul, iriam reunir a fim de ser preparada uma *Cabinet Decision* quanto ao mandato da delegação sul-africana às negociações. Por outro lado, o Primeiro-Ministro português escreveu, no mesmo sentido ao Vice-Presidente Mbeki. Desta *Cabinet Decision* (ou de uma qualquer orientação política equivalente) depende, em muito, o sucesso das negociações;
- Este seria um primeiro nível das negociações que deveriam estar concluídas antes da verificação da existência de condições técnicas para o início do fornecimento de energia, em termos comerciais. O seu sucesso, ou seja, atingir-se um consenso quanto a uma nova tarifa que permita o funcionamento da empresa sem o recurso ao Tesouro - entenda-se, sem a necessidade de um aval anual para assegurar a gestão corrente -, deveria condicionar toda a perspectiva do Governo Português quanto ao empreendimento a médio e longo prazo;

- A rede energética regional atravessa um período de reajustamento. Por seu lado, a Eskom, enquanto cliente *monopsónico* da HCB, está confrontada com decisões de natureza política que reorientam a seu planeamento e obrigarão a modificações estratégicas, algumas das quais ainda não totalmente modelizadas, dadas as incertezas que prevalecem quanto a objectivos e meios. Haveria pois que prever um segundo nível de negociações, no decorrer do qual: **(a)** se procederia à integração plena da HCB no quadro decisório do SAPP; e **(b)** se prepararia um contrato interino, que fizesse uma ponte até haver maiores certezas quanto à evolução e composição da procura energética de Moçambique e da região;
- Nesta última perspectiva, foi proposto na reunião de Vilamoura (10/11 ABR 97) o início de um processo de revisão dos Contratos de Fornecimento de Energia de 1984. Julgou-se ser possível avançar nesta área, dada a eminente reentrada em funcionamento da Hidroeléctrica. O quadro negocial consistiria na criação de um grupo de trabalho trilateral, mandatado pela PJC para preparar os detalhes e estudar as implicações de um novo contrato entre empresas. Tal contrato teria uma natureza interina e termo certo (por exemplo, até 2006), por forma a permitir à HCB ter, entretanto, um *cash-flow* positivo e dar tempo às Partes envolvidas para constatarem as decisões tomadas relativamente aos grandes projectos industriais previstos para Moçambique e para a região, e para optimizarem a interligação com os fornecedores de energia, de entre os quais, naturalmente, se salienta a HCB; Até então, apenas Moçambique se mostrava disponível para avançar nesta direcção;
- Durante o período de vigência do referido contrato interino, os accionistas preparariam o futuro da HCB a longo prazo, seja em termos políticos - o que teria de passar pela revisão do Acordo entre os Governos da República Portuguesa, da República da África do Sul e da República de Moçambique relativo ao Projecto de Cahora Bassa, celebrado em 1984 -, seja em termos técnicos - quando se considerassem as opções de ampliação da HCB à

margem Norte e/ou Mepanda Uncua, e/ou Foz do Cambewe, a sequência dos projectos e a respectiva engenharia financeira²²;

- Para este efeito, teriam de ser estudadas as alternativas que maximizassem a relação custo/eficácia dos projectos e cumprissem os objectivos de desenvolvimento definidos para Moçambique e para a região. Tais alternativas poderiam passar por uma privatização total ou parcial do capital da HCB, por participações das empresas clientes no capital social, pela entrada de capitais de outras empresas portuguesas, de empresas ou associações de interesses moçambicanos, empresas da região ou internacionais, pela formação de *holdings*, pela utilização de participações cruzadas de capital, etc. Este terceiro nível, que pretendia assegurar a viabilidade a longo prazo do empreendimento e a sua verdadeira integração na economia da África Austral, poderia, desde logo, ser decidido em termos políticos e de princípio. A preparação dos termos de referência dos trabalhos futuros, a prospecção dos possíveis interessados e dos recursos disponíveis, o estudo das alternativas técnicas e conceptuais, em suma, todo o conjunto de acções susceptíveis de conduzir a estudos de viabilidade coerentes com os pressupostos enunciados, seria iniciado logo que concluídos os primeiro e segundo níveis atrás mencionados.

Seria, naturalmente, indispensável um elemento de reestruturação financeira parcial da dívida da empresa a introduzir, oportunamente, nas negociações com a Parte moçambicana. Para este efeito, poderia considerar-se o passivo da empresa dividido em três componentes:

- I. correspondente ao valor actual do Investimento inicial: 2 141 MUSD;
- II. correspondente aos prejuízos operacionais, basicamente, determinados pelos 14 anos de inactividade provocados pela guerra civil em Moçambique: 805 MUSD;

²² A cooperação portuguesa (FCE) está a financiar o apoio à Unidade Técnica de Implementação de Projectos Hidroeléctricos (UTIP), do Ministério dos Recursos Minerais e Energia de Moçambique, através da Hidrotécnica Portuguesa (HP).

III. correspondente ao empréstimo contraído, a partir da assinatura do Acordo de Paz em 1992, para reabilitação das linhas: 112 MUSD.

Entende-se que o mercado deveria *pagar* as primeira e terceira componentes, sendo que o valor actual do investimento inicial deverá ser descontado em função de estimativas sobre o imobilizado corpóreo e o *goodwill* da empresa. Em relação à segunda componente, até agora integralmente suportada pelo Tesouro português, haveria que, num momento ulterior às presentes negociações, encarar a possibilidade de Portugal ter que proceder ao seu *write-off* parcial.

Entretanto, e na sequência do acordado na PJC informal, deslocou-se a Portugal, nos dias 29 e 30 de Setembro, o técnico do Departamento de *Transmission* da Eskom, Michael Barry, envolvido nas negociações de 1988, que, em conjunto com a equipa técnica portuguesa, trabalhou na modelização financeira que tem servido de suporte às propostas da Delegação portuguesa às negociações. Foram, inclusivamente, testadas algumas das alterações propostas (como seja, considerar a indexação da tarifa a 100% do PPI da RAS - aspecto que a Eskom tem recusado em todas as negociações tarifárias e apenas considerando, no limite, 80% do PPI da RAS), sem contudo abandonar o conceito dos *avoided costs* (que redundam na assunção da constância dos custos marginais de produção na ordem dos 2 cR/kWh) e prevêem o final do excesso de capacidade para o ano 2008, data a partir da qual os *avoided costs* ascenderiam a 7 cR/kWh, permanecendo constantes até 2029. Procedeu-se à actualização dos valores futuros, em termos de custos para a Eskom (que redundam na valorização implícita das receitas brutas da HCB, pela venda da energia à Eskom), considerando uma taxa real de actualização de 6%, tendo-se chegado ao valor de 1,6 BUSD para o período de 1998 a 2029. Em suma, o pressuposto base seria o de aumentar a tarifa em 1998, balanceando-a com um menor aumento a partir de 2008 - conceito "pay more now and save later"²³,

²³ O que a ser aceite no quadro da definição de um acordo interino (1998-2006/7) conviria, pois a natureza das negociações futuras que terão por objectivo a definição do relacionamento

que resultava numa tarifa de 4.68 cR/Kwh a partir do início da exploração comercial em 1998, acompanhando, daí em diante, a tendência crescente do PPI da RAS.

A partir deste cenário base, procedeu-se à elaboração de cenários circundantes, incluindo variações nalguns parâmetros do modelo (que poderiam servir para definir amplitudes de negociação), os quais constituíam uma exploração das diversas modelizações em função dos cálculos feitos a partir das hipóteses de trabalho relativas ao valor da tarifa e que *poderiam* ser aceites pela Eskom. Pretendeu-se, assim, quantificar o rendimento esperado (proveitos deduzidos de sucessivas parcelas do passivo) da HCB até 2029, embora, interessasse, primordialmente, o intervalo 1998-2006 dado que, a partir de 2006, deveria existir uma diferente realidade empresarial e um diferente enquadramento institucional para a integração da empresa na rede regional, em termos de longo prazo.

Desde a reunião informal da PJC (15 SET 97), as negociações tripartidas tiveram a seguinte evolução.

I. Por um lado, aguardava-se que:

- a Eskom avalizasse o *entendimento técnico* estabelecido na sequência das reuniões de trabalho realizadas em Lisboa, nos dias 29/30 SET 97;
- as competentes autoridades da RAS com intervenção no processo de decisão (Ministério dos Recursos Minerais e Energia, Ministério das Empresas Públicas, Ministério dos Negócios Estrangeiros e "Regulator") conciliassem os seus interesses e agendas que permaneciam divergentes;

II. Entretanto, os responsáveis moçambicanos, pressionados pela RAS:

entre a oferta e a procura regionais a longo prazo, viria a atenuar a importância da

- solicitaram o fornecimento de 120 Mw pela HCB), para satisfação das necessidades energéticas da região Sul do País, logo que existissem condições técnicas para tal (não podendo ignorar que este fornecimento tem que utilizar, inevitavelmente, a rede de transmissão da Eskom, activando, assim, o Acordo e os Contratos de 1984);
- sugeriram que se decidisse, desde já e em reunião formal da PJC, o fornecimento dos referidos 120 Mw, independentemente dos resultados das conversações no quadro da subcomissão criada para a renegociação das tarifas, o que retiraria qualquer urgência aos trabalhos em curso;
- amplificaram desinformação com origem na Eskom, enviesando-a no sentido de criar, pela via da *questão Cahora Bassa*, um contencioso com Portugal.

III. Pelo seu lado, a Parte sul-africana, confirmando um entendimento a dois, que excluí a Parte portuguesa, enviou uma comunicação (13 FEV 98), da qual constava uma nova proposta quanto à fixação de novas tarifas - a saber:

- aumento da actual tarifa de 2 cR/Kwh para 2.5 cR/Kwh durante os próximos 5 anos (1998-2002), ou seja, uma tarifa fixa, sem qualquer tipo de indexação;
- após esses 5 anos, a tarifa de 2 cR/kWh seria indexada a 80% do PPI da RAS, reportado ao ano de 1998;
- toda a energia da HCB, incluindo o 5º gerador, seria adquirida como "energia firme", na condição de que a Eskom passe a ter o

poder para definir e calendarizar o plano de manutenção dos grupos geradores da central;

- a EdM e a Eskom passarão a pagar a mesma tarifa pela energia fornecida pela HCB e a distribuição de energia entre as primeiras passaria, também, a constituir um assunto de âmbito estritamente bilateral - ou seja, sem levar em consideração decisões de gestão interna da HCB. A HCB deveria, ainda, efectuar fornecimentos não previstos à EdM e/ou Eskom, sempre que solicitados.

Mais tarde, (24 MAR 98), o Embaixador da RAS em Lisboa entregou uma nota verbal, onde:

- confirmava, no essencial, a proposta da Eskom, apenas avançando a quantificação da tarifa até 2005: de 1998 a 2002, seria de 2.5 cR/Kwh, até atingir 3.49 cR/Kwh em 2005, pela aplicação de um escalador (80% do PPI da RAS);
- manifestava a disponibilidade da Eskom em fornecer Moçambique até 200 Mw (potência máxima dos contratos de fornecimento HCB/EdM/Eskom), sublinhando a atitude de boa-fé que a RAS tem prosseguido desde sempre, comprovada por um empréstimo de 30 MUSD;²⁴
- propunha, ainda, vender a energia que será fornecida pela HCB à Eskom para os seguintes empreendimentos:

I. 450 Mw para a 1ª fase do projecto Fundição de Alumínio MOZAL;

²⁴ Trata-se, não de qualquer empréstimo à HCB mas, dos investimentos efectuados na subestação de Apollo e nas linhas em território sul-africano, que são propriedade exclusiva da Eskom, logo, dificilmente aceitáveis como argumento de "boa-fé" no quadro das discussões em curso.

- II. 150 Mw para o Malawi (que presume a conclusão de negociações entre a EdM e a ESCOM Malawi) e 500 Mw para o Zimbabwe, enquanto durar o excesso de capacidade de produção da Eskom;
- III. 450 Mw para novos projectos industriais, nomeadamente, os relacionados com os corredores de Nacala e Beira.

Mais era referido que estes fornecimentos fossem efectuados "a favor" de Moçambique - ou seja, pela HCB com tarifas e compensações a acordar com as competentes autoridades moçambicanas. Afirma-se, ainda, que a Central Hidroeléctrica de Mepanda Uncua (que demora cerca de 7 anos a construir) poderá vir a substituir Cahora Bassa. Era, finalmente, solicitada a realização duma reunião formal da PJC, para finalizar o assunto das tarifas.

Entre a proposta da Eskom e a nota verbal do Embaixador de Portugal em Pretória, e após uma reunião de concertação política entre o SENEK e o SETF, foi enviada ao secretariado da PJC, para circular pelas Partes, uma contraproposta portuguesa que, no essencial:

- invoca o *entendimento técnico* obtido em SET 97;
- lista o *aquis* negocial já obtido em sede de subcomissão;
- considera que os trabalhos da subcomissão não estão encerrados e que, só depois, deveria ser convocada uma reunião da PJC

Finalmente, em 8/9 JUL 98, teve lugar no Vimeiro, a 31ª Reunião da PJC, a qual foi precedida pela segunda sessão da terceira reunião do sub-comité das tarifas. Foi alcançado um Acordo considerado satisfatório pelas Partes envolvidas, cobrindo o período de 1 AGO 98 a 31 DEZ 99 e que, resumidamente, previa:

- A utilização pela Eskom da energia produzida pelo 5º gerador, em termos de energia firme - antes, era comprada a energia de três geradores, sendo que o quarto estava consignado ao Zimbabwe e o

quinto a operações de manutenção, que bloqueiam a geração de seis em seis meses;

- Uma tarifa de 3 cR/kWh, a partir de 1 de Agosto de 1998 a 31 de Dezembro de 1998;
- Uma tarifa de 4 cR/kWh, aplicar de 1 de Janeiro de 1999 a 31 de Dezembro de 1999, com indexação mensal pela aplicação de um factor de actualização igual a 100% do PPI da RAS;
- O pagamento pela EdM, a partir de 1 de Janeiro de 1999, de uma tarifa igual à que seria paga pela Eskom.

Este acordo permitiria que, após 16 anos, fosse retomado o fornecimento de energia eléctrica de Cahora Bassa à rede energética da África Austral.

Devido às incertezas dos mercados financeiros, ficou decidido que o acordo obtido não deveria ir para além de 1999. As Partes concordaram que este período de tempo seria suficiente para a formulação dos objectivos, a médio e longo prazo, necessários à optimização da viabilidade e rentabilidade daquele que é o maior investimento português no estrangeiro, os quais teriam de ser compatibilizados com os interesses e compromissos dos parceiros moçambicanos.

A PJC manifestou o seu apreço à Sub-Comissão das Tarifas pelo facto de ter sido possível conseguir o presente entendimento em simultaneidade com a activação das linhas HVDC do Songo para Apollo e o fornecimento de energia produzida pela HCB à República da África do Sul e a Moçambique.

Este acordo necessitava, para entrar em vigor, da aprovação dos Governos das três Partes envolvidas, tal como previsto na parte aplicável do quadro jurídico vigente. Tal não aconteceu. Da reunião, tinha resultado um novo

acordo tarifário ratificado pelas três Partes em sede de reunião do (PJC)²⁵, realizada nos dois dias subsequentes.

Em reunião do *Electricity Council* do dia 13 de Agosto de 1998, este órgão²⁶ considerou que a delegação da RAS à 31ª reunião do PJC, presidida pelo Dr. Gordon Sibiyi, Director da Energia do Ministério da Energia e Minas e que incluía representantes do Ministério dos Negócios Estrangeiros e da Eskom, tinha:

- excedido o seu mandato;
- obtido um acordo de muito curto prazo, que prejudicava o planeamento a mais longo prazo de todo o sector eléctrico da RAS;
- negociado uma tarifa superior ao custo marginal de produção da Eskom e portanto gravosa para a empresa.

Em conclusão, não subscrevia o acordo sobre tarifas assinado no Vimeiro, não recomendando a sua aprovação pela tutela (Ministro da Energia e Minas, Dr. Maduna).

De notar, porém, que o Regulamento da PJC prevê, no seu capítulo 4 *Decisions and Records* (cita-se a versão inglesa, única autêntica):

4.1. (...)

4.2. (...)

²⁵ Comissão Conjunta Permanente - prevista pelo "Acordo entre os Governos da República Portuguesa, da República da África do Sul e de Moçambique relativo ao Projecto de Cahora Bassa" -, na qual os dois accionistas da HCB (Portugal - 82% e Moçambique - 18%) tratam com o cliente (Eskom/RAS), e por intermédio de delegações presididas por representantes governamentais, aspectos operacionais, de manutenção ou económicos relacionados com o empreendimento.

²⁶ Responsável pela definição das políticas para o sector eléctrico da RAS que são, depois, executadas pelo "board" da Eskom. É composto por quinze individualidades, nomeadas pelo Ministro das Empresas Públicas, representantes dos consumidores públicos e privados, autarquias, indústria extractiva e transformadora, serviços, centrais sindicais, etc.

4.3. *No conclusions may be put into effect if any GOVERNMENT raises an objection. If no objection to the conclusions is raised by any GOVERNMENT within forty five (45) days after its adoption by the PJC, the conclusions shall be regarded as approved by all three GOVERNMENTS.*



(...)"

Tendo a reunião do Vimeiro sido concluída em 9 JUL 98, o prazo dos 45 dias terminou em 22 AGO 98. Um parecer jurídico sobre a validade, em termos de direito internacional, dos documentos aprovados no Vimeiro foi já elaborado e conclui que é "linear e inevitável" considerá-los tacitamente aprovados.

Tem sido mantido o fornecimento à EdM, "consentido" pela Eskom desde 11 JUN 98 sem que os contratos de 1984 se considerem activados. Informa, contudo, a HCB que não é possível, sem induzir fenómenos de cavitação²⁷ susceptíveis de prejudicar gravemente o equipamento, reduzir a produção de um qualquer gerador da HCB, normalmente mantida entre 400 a 500 MW, para menos de 300 MW. Assim sendo não é possível enviar apenas 130 MW para utilização final na região Sul de Moçambique, tal como proposto pela Eskom, sem enviar, simultaneamente, 170 MW para o restante sistema sul-africano. Face à interrupção de fornecimento decidida unilateralmente pela Eskom, a partir das 0.00h do passado dia 6 SET 98, um gerador está a trabalhar para a ZEZA (distribuidora de energia do Zimbawe) e haverá que afectar um outro para o Sul de Moçambique, estando os restantes três geradores inactivos.

Encontra-se a decorrer, neste momento, um processo de arbitragem internacional pela HCB contra a Eskom, por incumprimento do Acordo do Vimeiro.

²⁷ Formação de bolhas gasosas resultantes do desequilíbrio entre a pressão e a velocidade de circulação da água nas turbinas

4.2. O PAPEL DO BEI

Envolvendo a discussão tarifária em curso, é de mencionar que, na reunião do Comité do Artº 28º - Banco Europeu de Investimento (BEI), realizada em 18 SET 97, no Luxemburgo, constava da agenda a apreciação e subsequente votação de uma proposta de financiamento do BEI ao Estado de Moçambique, sob a forma de capital de risco, no montante de 19 MECU (cerca de 20 MUSD), pelo prazo de 16 anos. Este financiamento destinar-se-ia à tomada de participação minoritária (4%) do Estado de Moçambique nos capitais próprios da empresa MOZAL. A entrada em funcionamento da fundição (projecto energia-intensivo) está prevista para o início do ano 2000.

No decorrer da reunião, foi apurado que os preços de venda de energia da Eskom à MOZAL, implícitos no projecto, seriam:

- 1ª Fase (até 2007) - 1 cUSD/Kwh (4,7 cR/Kwh);
- 2ª Fase (até 2013) - 1,6 cUSD/Kwh (7,5 cR/Kwh);
- 3ª Fase (até 2025) - 2 cUSD/Kwh (9,4 cR/Kwh).

Como tal, e com base no argumento de que o sucesso de um projecto industrial de capitais maioritariamente sul-africanos não pode ser construído em torno duma tarifa ruínosa para uma empresa de capitais maioritariamente portugueses, Portugal, na qualidade de accionista do BEI, votou contra a proposta de financiamento, não sem deixar bem claro que o sentido do voto nada tinha a ver com a falta de apoio à industrialização e desenvolvimento económico de Moçambique, mas sim era contra um projecto que põe em causa a viabilidade de outro investimento com interesses portugueses e moçambicanos e que estaria operacional a partir de 1998. Este voto, que se destinava, apenas, a manter a coerência da posição portuguesa no contexto das negociações sobre as tarifas, não obstou a que o financiamento fosse aprovado.

Paralelamente estava, ainda, pendente de decisão um empréstimo do BEI à MOZAL no montante de 38 MECU (40 MUSD), que fazia parte do pacote financeiro global em negociação para viabilizar o projecto, e que também já foi aprovado. O parceiro proveniente do mercado mundial de alumínio, que participaria com 208 MECU (230 MUSD) nos capitais próprios da empresa foi já seleccionado - MITSUBISHI CORPORATION - estando, assim, completo o plano de financiamento do projecto, estimado em 1209 MECU (1 330 MUSD), a serem cobertos por diversas instituições financeiras internacionais (das quais se salientam, SFI, CDC, Proparco, FMO, DEG, IDC).

Já terminaram as negociações relativas aos contratos de financiamento entre o BEI e a MOZAL e entre o BEI e os restantes accionistas (incluindo o Governo de Moçambique). Note-se que estas negociações apenas diziam respeito às modalidades em que iam ser libertadas as *tranches* dos respectivos empréstimos, já que, basicamente e de princípio, está tudo aprovado. Em todo o caso, os referidos contratos apenas seriam definitivamente assinados após a ratificação da *Convenção de Lomé IV bis*, que diz respeito ao 2º protocolo financeiro desta Convenção - o que já aconteceu.

Ulteriormente, em 5 NOV 97, a EdM - em conjunto com a Eskom e a Swaziland Electricity Board (SEB) -, enviou ao BEI (entre outros) uma convocatória para uma conferência de doadores, realizada em Maputo em 25/26 NOV 97, com vista ao financiamento, "a reduzidas taxas de juro", da construção de duas linhas de transporte de energia (400 Kv, num percurso de 300 Km cada), a partir da rede da Eskom, passando pela Swazilândia (prevendo-se o fornecimento de 100 Mw à SEB) e terminando numa nova subestação a estabelecer em Maputo, para fornecimento de 400 Mw à MOZAL²⁸. As necessidades de financiamento estavam avaliadas em 130,5 MUSD e pressupõem um retorno do capital em 20 anos, com

²⁸Na respectiva apresentação aos doadores, são apresentadas novas tarifas e calendarizações, ligeiramente diferentes das apresentadas na reunião de 18 de Setembro:

- 1ª Fase (até 2006) - 0,95 cUSD/Kwh (4,47 cR/Kwh);
- 2ª Fase (até 2012) - 1,6 cUSD/Kwh (7,5 cR/Kwh);
- 3ª Fase (até 2025) - 1,9 cUSD/Kwh (8,93 cR/Kwh), com indexação ao preço do alumínio no LME.

um período de graça de 3 anos, à taxa de reembolso de 4,7% . Este sub-projecto decorre de um acordo realizado entre as três *utilities*, no sentido de criar uma Empresa de Transmissão de Energia (MOTRACO), sediada em Moçambique e que efectuará a gestão e controlo operacional da nova rede eléctrica (Eskom - SEB - EDM), beneficiando, assim, as três partes envolvidas. A HCB foi totalmente ignorada nestas negociações.

A Eskom, com base no pressuposto do seu excesso de capacidade de produção actual, poderá, contudo, praticar estas tarifas para Moçambique, beneficiando, face à Comunidade Internacional, do impacto positivo de estar a apoiar um dos países mais pobres do Mundo; por outro lado, isso permitirá à Eskom utilizar duas centrais térmicas das quais partirão as linhas de transmissão de energia (Arnot - actualmente desactivada e Camden - activada), com reflexos igualmente positivos para os sindicatos nacionais do sector; paralelamente, criam-se consideráveis economias de escala, já que, na *passagem* se fornecem 100 MW à Swazilândia (que actualmente já recebe cerca de 40 Mw da Eskom) -, eventualmente, a tarifas bonificadas, por sua vez, inferiores às que poderiam constar do contrato que estava a ser negociado com a HCB; do mesmo modo, cria-se mais um *caminho crítico* sul-africano no seio da rede SAPP; Finalmente, o facto de passarem a existir duas linhas, quase exclusivamente, para o abastecimento da MOZAL, minimizará o risco de quebras de energia, substancialmente nocivas ao processo de fundição da alumina (uma interrupção de mais de três horas, inicia um processo rápido de solidificação do metal antes de chegar ao estado óptimo de produto final e o custo de recomeçar o processo é muitíssimo elevado), maximizando a viabilidade do projecto.

De notar que o BEI, Banco do qual Portugal é accionista, foi convidado a participar na citada conferência de doadores e parece estar disposto a continuar a financiar o projecto que, embora lesivo dos interesses portugueses na HCB, promove o desenvolvimento económico de Moçambique: entre outros benefícios, cria 6000 postos de trabalho durante os dois anos de construção da aluminaria, estando prevista a redução, com o início da laboração, para 4000 a distribuir entre a fundição e empresas subsidiárias.

4.3. O DESENVOLVIMENTO RECENTE DE MOÇAMBIQUE

Desde a assinatura dos Acordos de Paz em Outubro de 1992, Moçambique tem-se empenhado vigorosamente e com notável sucesso num processo de reconciliação nacional, transição e transformação de grande amplitude, multifacetado e extremamente complexo se se atentar na situação de pobreza generalizada, destruição do tecido económico e social e delapidação infraestrutural em que o país emergiu da guerra civil de dezasseis anos e que o converteu num dos países mais pobres do Mundo. Tal processo teve ou tem como principais componentes: a desmobilização de efectivos beligerantes e a organização de novas forças armadas; a reintegração de milhões de refugiados, deslocados internos e militares desmobilizados; a recuperação económica e o crescimento sustentado, designadamente, mediante o lançamento das bases de um sistema de economia de mercado, aberta e liberalizada; a reconstrução das infraestruturas económicas e sociais, destruídas na sua quase totalidade durante a guerra; o estabelecimento e a consolidação de um regime democrático; a reforma das instituições e da administração pública, incluindo a descentralização; e o desenvolvimento dos recursos humanos.

Se se circunscrever a observação dos enormes progressos alcançados no curto espaço de sete anos na esfera económica, é bem patente o resultado altamente positivo dos esforços de Moçambique: o PIB registou uma significativa aceleração da taxa de crescimento, de 5% em 1994 para, pelo menos, o dobro em 1997 e 1998²⁹, projectando-se que em 1999 o PIB aumente em cerca de 10%; a taxa de inflação foi reduzida de 70% em 1994 para -1,3 em 1998, estimando-se, no entanto, que a mesma suba para 5% a 6% no corrente ano; o valor do Metical foi estabilizado; o investimento directo estrangeiro quadruplicou entre 1994 (35 MUSD) e 1998 (141 MUSD), situando-se, actualmente, a carteira de novos projectos de investimento em vários milhares de milhões de USD, o que reflecte a confiança dos investidores externos em Moçambique. É certo que subsistem as

²⁹Dados precisos não disponíveis - estimativas dos agregados da contabilidade nacional, ainda em processo de revisão pelo Instituto Nacional de Estatística de Moçambique

questões de equidade na repartição dos frutos do crescimento económico e do seu contributo para um efectivo alívio da pobreza, mas também não é menos certo que sem crescimento nada haveria a repartir.

O sucesso de Moçambique no domínio económico assenta, por um lado, no restabelecimento dos equilíbrios macroeconómicos fundamentais - através da introdução de políticas e reformas económico-financeiras, conduzidas em moldes sistemáticos, rigorosos e credíveis -, e, por outro lado, no grau de estabilidade político-democrático. A combinação de um ambiente macro-económico, financeiro e político estável e previsível, com adequadas políticas estruturais, sectoriais e micro-económicas e de estímulo ao investimento - nomeadamente, através de um extenso leque de privatizações, incentivos fiscais, liberalização de transferências de capitais e lucros e desburocratização dos processamentos de autorização - tem gerado um enquadramento favorável ao desenvolvimento do sector privado, à atracção de capitais estrangeiros e à realização de parcerias entre empresas estrangeiras e nacionais.

4.4. O PAPEL DA ÁFRICA DO SUL NA REGIÃO SADC

Os projectos em estudo, já aprovados ou em fase de arranque nos sectores da exploração de recursos minerais e energéticos, assim como os projectos industriais a eles associados, são de tal magnitude que, a concretizarem-se, transformarão radicalmente a estrutura de produção e exportação de Moçambique no espaço de uma década. Parte destes projectos, por constituírem pólos de crescimento, deverão ter significativos efeitos indirectos e induzidos sobre o resto da economia, em termos de produção e emprego gerado. É de salientar a quase total ausência de Portugal no aproveitamento destas oportunidades de investimento, em que predominam multinacionais e grupos sul-africanos.

Os principais grandes empreendimentos projectados, ou em curso, atrás mencionados, inserem-se nos sectores dos hidrocarbonetos, carvão, titânio,

energia eléctrica e indústria transformadora, visando a beneficiação de recursos minerais.

Como já foi referido, a RAS desempenha um papel altamente significativo no domínio dos investimentos estratégicos de Moçambique. Com efeito, a posição da RAS é dominante entre os investimentos externos em Moçambique: segundo dados obtidos junto do CPI em 1998, 64% do total do investimento directo estrangeiro (incluindo o projecto MOZAL) foi proveniente da África do Sul, seguido de Portugal com 14%.

Na base desta posição, está a estratégia deliberada da África do Sul - claramente expressa pelo Ministro do Comércio e Indústria da RAS, Alec Erwin, no Forum de Desenvolvimento de Moçambique (Joanesburgo, 30 JUN-1 JUL 99) -, de promoção do investimento directo em projectos polarizadores do crescimento económico, em especial no Corredor de Maputo, a fim de assegurar, na medida do possível, a cobertura do enorme défice da balança comercial de Moçambique, por um superavit da balança de capitais com este país. Segundo o Ministro, "Moçambique é hoje o país do Mundo com o qual a África do Sul tem as relações de cooperação mais estreitas" e "o interesse da RAS não se limita aos sectores da beneficiação mineral e energética" (associados em particular aos Corredores de Maputo e da Beira), "estende-se também à agro-indústria, açúcar, algodão e turismo" (designadamente no âmbito da Iniciativa de Desenvolvimento Especial de Lubombo e da Zona Económica Especial do Vale do Zambeze), "e até à indústria automóvel". Mais adiantou que "é do interesse fundamental da África do Sul que os países vizinhos na SADC se industrializem".

Não obstante, as profundas disparidades nas estruturas económicas e as assimetrias nos níveis de desenvolvimento que se verificam entre os Estados Membros da SADC, o facto da RAS ser de longe a economia dominante da região³⁰, bem como o desequilíbrio estrutural excessivo, crescente, e quase insustentável, da balança comercial entre a África do Sul e os países SADC extra SACU (em 1998, as exportações da RAS para esses países foram 7,5 vezes

superiores às importações), tornam problemática a liberalização do comércio e fazem com que seja indispensável o investimento directo maciço sul-africano ou de terceiros nesses países, para compensar o défice da balança comercial. Tal processo, embora do interesse da RAS, irá acentuar a sua dominância económico-financeira na região, situação que é vista com sérias reservas ou mesmo suspeição por vários países da SADC - em particular pelo Zimbabwe, a segunda maior economia da SADC.

4.5. POSIÇÃO DA HCB

A principal vulnerabilidade da HCB do ponto de vista do mercado, está directamente correlacionada com a Eskom (5ª maior empresa do sector energético, a nível mundial que fornece 96% da energia consumida pela RAS), que tem uma capacidade de produção de energia de cerca de 27 000 MW. Cahora-Bassa, quando estiver a produzir em pleno, representará cerca de 5% do mercado energético sul-africano (1450 MW de fornecimento de "energia firme" - base contratual prevista nos Acordos de 1984). Ou seja, a HCB está confrontada com a situação de ter um só cliente, este ter excesso de produção (até 2006-2007) e de apenas representar 5% da sua procura média.

Em termos da inserção da HCB na economia regional, a instalação de um *Smelter* (fundição) de alumínio nos arredores de Maputo, pelo consórcio ALUSAF (RAS/USA), que necessitará cerca de 800 Mw/h para produzir 500 mil toneladas de alumínio (nível esperado em 1999, ano durante o qual o *Smelter* estará a produzir em pleno) é outro projecto que, à partida está vedado à HCB em termos de fornecimento de energia, embora esteja previsto que o seu fornecimento seja feito pela rede da Eskom, à custa da energia barata que esta, apesar de tudo recebe da HCB. Importa referir que o fornecimento de energia a esta fábrica terá que ser assegurado ininterruptamente, o que obriga à existência de uma alternativa de fornecimento a accionar de imediato, em

³⁰A RAS gera quase 75% do PIB da SADC e fornece cerca de 85% das importações intraregionais.

caso de interrupção de fornecimento. Para tal, foi já aprovado o projecto MOTRACO, atrás explicitado.

A barragem de Mpanda Uncua é outro objectivo prioritário da RAS, não só porque poderá contribuir para o funcionamento do *Smelter*, mas, principalmente, porque reforçará a posição da RAS no âmbito da SAPP - *Southern African Power Pool*³¹. Mpanda Uncua terá uma capacidade de 1600 MW. A construção (eventual) desta barragem deverá ser articulada com a opção de activação da "Central Norte" da HCB.

Com a construção da "Central Norte", o complexo de Cahora Bassa, ficaria com uma potência instalada de cerca de 4000 Mw, que poderia ser encaminhada para os países que integram a África Austral, através de linhas dedicadas ou por recurso ao mecanismo de interligação de redes eléctricas existentes.

As características da "Central Norte" seriam em tudo análogas às da "Central Sul", com as vantagens daí advenientes para um melhor aproveitamento quer dos recursos hídricos, quer da rotatividade dos grupos geradores durante as manutenções periódicas. O acréscimo do caudal efluente, resultante da turbinagem, permitiria a exploração doutros aproveitamentos hidroeléctricos a jusante, com uma garantia de fornecimento consideravelmente elevada - encontram-se nestas circunstâncias, os aproveitamentos de Mpanda Uncua, Boroma e Lupata, cujas potências a instalar dependerão do caudal turbinado em Cahora Bassa.

Os projectos das novas centrais eléctricas, atrás indicados, justificam-se pelas projecções do crescimento da procura de energia nos próximos vinte anos, tendo especialmente em conta os empreendimentos mineiros e industriais

³¹A SAPP tem por membros os produtores nacionais dos países da região sub-sahariana, tendo por objectivo promover a constituição de uma rede fiável de transporte de energia eléctrica que permita a sua comercialização a nível da região. O esquema tarifário em preparação está associado aos custos centrais de produtoras de energia de referência e deverá funcionar em dólares americanos.

previstos ou em curso de execução. A HCB pondera seriamente a viabilidade de se lançar na construção da Central Norte (1200 Mw). Actualmente, toda a capacidade disponível da HCB (1600 Mw) é absorvida pelos seguintes clientes: Eskom - 750 Mw; ZEZA - até 500 Mw; EdM - até 200 Mw. Porém, as tarifas actualmente praticadas, especialmente em relação à Eskom, são excessivamente baixas, pelo que, no seu conjunto, estes fornecimentos apenas permitem a cobertura dos custos de exploração, mas não a geração de *cash flows* que cubram os encargos financeiros e a realização de novos investimentos.

4. Como estão a ser tratados os pedidos de financiamento para a construção da Central Norte e a aquisição de equipamentos para a mesma?

5. Qual é o plano de trabalho da HCB para a construção da Central Norte e a aquisição de equipamentos para a mesma? Como é que a HCB se prepara para a construção da Central Norte e a aquisição de equipamentos para a mesma?

6. Devido à situação actual, é possível que a HCB não consiga obter o financiamento necessário para a construção da Central Norte e a aquisição de equipamentos para a mesma? Devido à situação actual, é possível que a HCB não consiga obter o financiamento necessário para a construção da Central Norte e a aquisição de equipamentos para a mesma?

7. Devido à situação actual, é possível que a HCB não consiga obter o financiamento necessário para a construção da Central Norte e a aquisição de equipamentos para a mesma? Devido à situação actual, é possível que a HCB não consiga obter o financiamento necessário para a construção da Central Norte e a aquisição de equipamentos para a mesma?

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Impõe-se uma reflexão estratégica sobre a HCB. As decisões a tomar poderão ser justificadas pelas respostas a dar às seguintes questões:

1. A HCB interessa para a potenciação da influência portuguesa na África Austral (hipótese máxima), ou apenas em Moçambique (hipótese mínima) ou não tem interesse de todo?
2. Caso exista interesse, deverá funcionar meramente no quadro actual de dependência de um único cliente ou procurar a diversificação através da inserção na rede energética regional?
3. Deverá o planeamento da empresa a longo prazo entrar em linha de conta com os consideráveis investimentos industriais previstos para a região e grandes consumidores de energia? Para esse efeito, deverá considerar-se a expansão da HCB e iniciar-se o projecto de activação da margem norte³²?
4. Deverá o Estado português intervir no processo de decisão para que se construa (ou não), a jusante, uma nova barragem (Mepanda Uncua ou Foz do Cambewe) que, não podendo criar uma albufeira significativa, terá de viver da água turbinada pela HCB, com inevitáveis conflitos de gestão de recursos hídricos? Ou, alternativamente, encarar um esquema de participações cruzadas e/ou de troca de dívidas por activos e ser um dos accionistas dos novos projectos?
5. Deverá a HCB limitar-se a adaptar a sua estratégia à da Eskom, seja ela qual for, ou deverá procurar expandir a sua capacidade e encontrar novos clientes?

³² Mais três grupos geradores, ou seja, mais 1200 MW de capacidade instalada com um custo de construção e equipamento que não deverá atingir 1 MUSD.

6. A optar-se pela expansão, como financiá-la? Privatizando uma parte ou a totalidade do capital do Estado português (o que pressupõe uma negociação difícil com Moçambique)³³? Ou, através, mais uma vez, de fundos do Estado Português?
7. Ou, em alternativa, dever-se-á decidir pela venda da parte portuguesa ao melhor preço - de novo pressupondo o sucesso de negociações a travar com Moçambique - o que implicará, para que a operação seja atractiva, um perdão significativo da dívida da empresa?

Estas e outras eventuais questões não estão esclarecidas. Haverá que fazer escolhas, com evidentes implicações na política de internacionalização da economia portuguesa. No entanto, quaisquer que sejam as opções de longo prazo que vierem a ser feitas, a renegociação da tarifa em vigor é essencial, dado que o valor da HCB não é apenas o do seu *imobilizado corpóreo* mas também o dos contratos que tem, os quais, estando desactualizados, a desvalorizam. Por outras palavras, a revisão da tarifa é uma pré-condição, necessária à definição da estratégia da empresa.

A alteração das circunstâncias políticas e económicas, tornam imperativa a revisão do Acordo entre os três Governos envolvidos (1984) e dos Contratos de Fornecimento actualmente em vigor, com vista à reabilitação financeira da Empresa e à sua viabilidade a prazo no contexto do mercado energético da África Austral.

³³ Pelos Acordos de Lusaka, o Estado português, uma vez ressarcido do capital e juros do investimento feito em Cahora Bassa e três anos volvidos sobre o "break-even", transferirá para o Estado moçambicano a totalidade do capital social que ainda detiver. Por outro lado, o Estado português, que está em posição claramente maioritária na gestão face ao accionista moçambicano, concedeu em 1981, pela assinatura do *Protocolo entre a República Portuguesa e a República Popular de Moçambique sobre o Empreendimento de Cahora Bassa*, um estatuto de paridade de negociação política sobre o empreendimento que reduziu as funções da administração, na prática, à gestão corrente, no pressuposto de que as decisões de fundo e de estratégia viriam a ser acertadas bilateralmente, em comissão mista e numa base de igualdade, por ambas as Partes.

- Mónica Moura, Rui Formosa, "Cahora Bassa, as Desastrosas e as Incógnitas do Futuro Português de Condição para o Desenvolvimento", Tese de Mestrado, ISEG, Lisboa, Junho 1998

BIBLIOGRAFIA

- "Projeto de Acordo sobre o Empreendimento de Cahora Bassa, entre o Primeiro e o Conselho da República Portuguesa, de 14 de Maio de 1975"
- Acordo entre os Governos de Portugal e da República da África do Sul sobre o Empreendimento de Cahora Bassa, Diário do Governo nº 258/69, I Série, de 4 de Novembro;
- Acordo entre os Governos da República Portuguesa, da República da África do Sul e da República Popular de Moçambique relativo ao Projecto de Cahora Bassa, Decreto do Governo nº 38/84, de 18 de Julho;
- Actas das Reuniões sobre Cahora Bassa - Documentação Confidencial;
- SAPP, *Annual Report: Supporting Development Projects (SAPP)*
- Banco Mundial, *SAPP - Proposals to Support the Implementation of the SAPP, July 1996*;
- Correia Alves, Luís, "O Projecto de Cahora Bassa - Uma perspectiva Política", Porto/1997;
- Costa Braz, Manuel, "HCB - O Maior Investimento Português no Estrangeiro", de 8 de Outubro de 1998;
- Costa Braz, Manuel, "O Papel da HCB na África Austral";
- *Country Profile, 1997, Mozambique, in Economic Intelligence Unit*;
- *Country Profile, 1997, South Africa, in Economic Intelligence Unit*;
- *Eskom Annual Report: 1995, 1996, 1997, 1998*;
- *Eskom Stastical Yearbook: 1995, 1996, 1997, 1998*;
- "HCB - Estatutos e Legislação", Lourenço Marques, Imprensa Nacional de Moçambique, 1975;
- HCB – Relatórios e Contas: 1995, 1996, 1997;

- Miranda Vieira, Rui Fernando, "Cahora Bassa no Desenvolvimento de Moçambique e na Política Portuguesa de Cooperação para o Desenvolvimento", Tese de Mestrado, ISEG, Lisboa, Julho/1990;
- Protocolo de Acordo sobre o Empreendimento de Cahora Bassa, entre a Frelimo e o Governo da República Portuguesa, de 14 de Abril de 1975 - não publicado;
- Protocolo entre a República Portuguesa e a República Popular de Moçambique sobre o Empreendimento de Cahora Bassa, de 29 de Abril de 1981: cria a comissão mista bilateral - não publicado;
- SAPP, *InterGovernmental Memorandum of Understanding (IGMOU)*;
- SAPP, *InterUtility Memorandum of Understanding (IUMOU)*;
- SAPP, *Agreement Between Operating Members (ABOM)*;
- SAPP, *Memorandum of Understanding between the SADC and the Republic of Zaire*;
- Veiga Anjos, "Cahora Bassa Hydroelectric Power - A Commitment to Mozambique and to the Southern Africa", Maputo, 1999;

ANEXO I – MAPA DA REDE DE ENERGIA DA ÁFRICA AUSTRAL

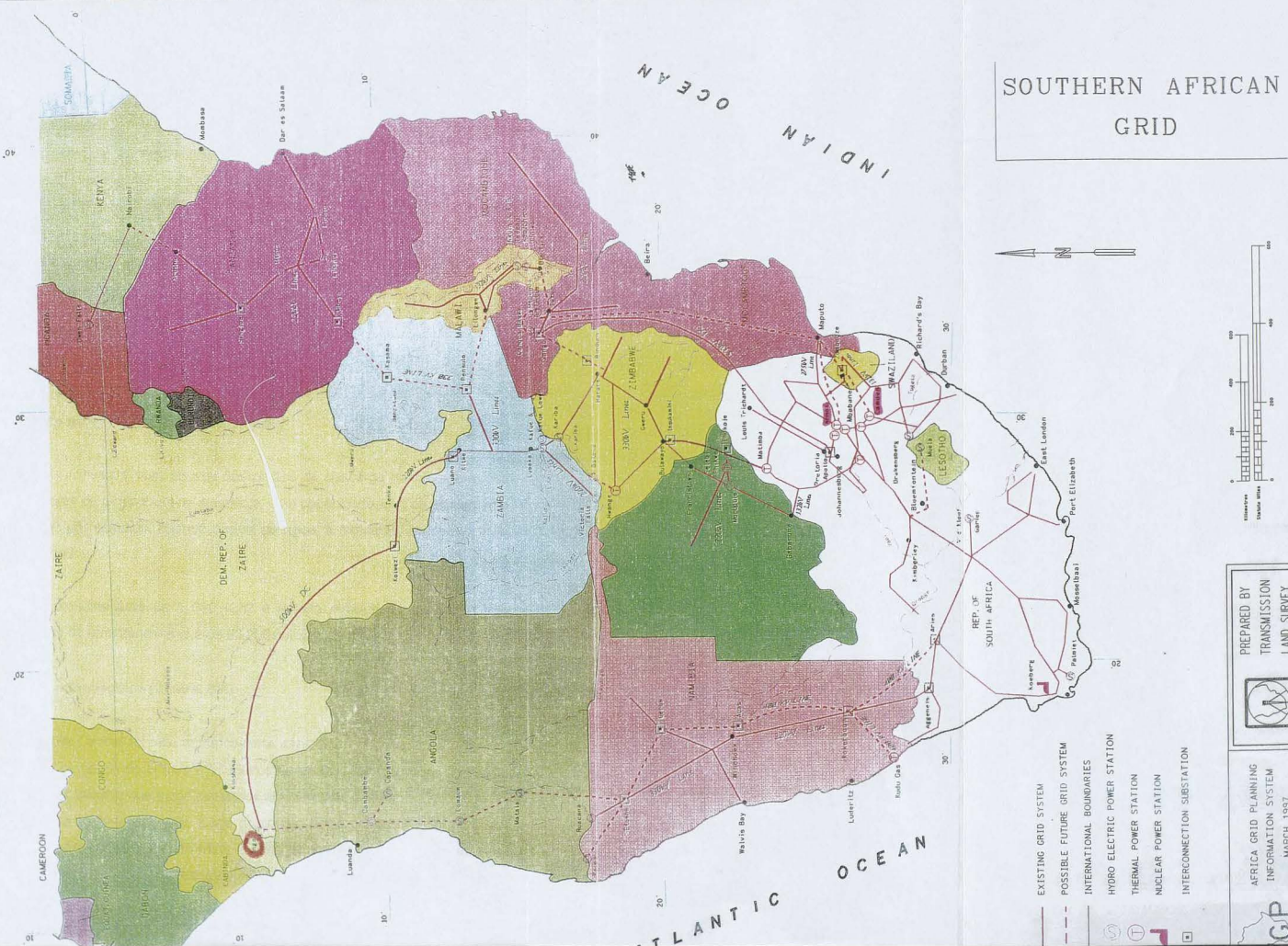
SOUTHERN AFRICAN GRID

EXISTING AND PROPOSED



EXISTING AND PROPOSED ELECTRICITY TRANSMISSION LINES

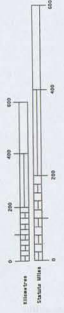
SOUTHERN AFRICAN GRID



- EXISTING GRID SYSTEM
- - - POSSIBLE FUTURE GRID SYSTEM
- INTERNATIONAL BOUNDARIES
- ⊕ HYDRO ELECTRIC POWER STATION
- ⊙ THERMAL POWER STATION
- ⊛ NUCLEAR POWER STATION
- INTERCONNECTION SUBSTATION

PREPARED BY
TRANSMISSION
LAND SURVEY

AFRICA GRID PLANNING
INFORMATION SYSTEM
MARCH 1987





1. Barragem e Albufeira

A Barragem tem uma formação do tipo abóbada de dupla curvatura, com curvatura vertical pouco acentuada, construída em betão e que apresenta as seguintes características:

- 171 metros de altura a partir das fundações;
- 303 metros de desenvolvimento no coroamento;
- 21,5 metros de espessura máxima nas fundações;
- 5 metros de espessura mínima no coroamento.

O controlo das cheias é feito através dos órgãos de descarga da barragem, oito descarregadores de fundo e um de superfície, com capacidade total de escoamento de 13 550 m³ por segundo, quando o nível da água, a montante, estiver no nível máximo de cheia

A Albufeira tem uma área de 2 660 Km² e largura máxima de 32 Km; a sua capacidade útil de armazenamento é de 63 000 milhões de m³.

2. A Central Hidroelétrica (Central Sul)

A construção da Central foi feita numa caverna escavada na rocha, com 220m de cumprimento, 29 metros de largura e 57 metros de altura, na margem sul do Rio. É no interior desta caverna que estão instalados cinco grupos geradores, num total de 2075 Mw de capacidade instalada. Cada grupo gerador é constituído por quadros principais (potência unitária de 415 MW), turbina do tipo Francis acoplada ao veio alternador e geradores auxiliares (potência nominal unitária de 5 MVA). Nas

condições de carga e queda nominais (queda nominal = 103,5 m), o consumo de cada turbina é de 452 m³/s de água.

A tensão saída dos alternadores principais é de 16 kV; é, depois, elevada para 220 kV em transformadores instalados numa caverna independente. A ligação entre os transformadores principais e a linha aérea que liga a central à subestação conversora, é feita através de cabos monopolares a óleo sob pressão, até uma plataforma de transição situada no exterior, cerca de 120 metros acima.

Cada turbina tem uma tomada de água à qual se segue uma conduta forçada de secção circular com diâmetro de 9,70 metros e 170 metros de comprimento, com um declive de 45°. À conduta forçada segue-se uma espiral que faz a alimentação da água da respectiva turbina. Após cada turbina, seguem-se os difusores que descarregam o caudal turbinado nas chaminés de equilíbrio.

As chaminés de equilíbrio são duas cavernas escavadas na rocha, cuja fundação é regularizar o funcionamento hidráulico do sistema. Ambas têm 72 metros de altura e 21 metros de largura. Uma servindo os grupos 1,2 e 3 e a outra os grupos 4 e 5. Uma galeria de arejamento liga-as no topo entre si e com o exterior

De cada chaminé de equilíbrio sai uma galeria de fuga com 15 metros de largura e 18 metros de altura: uma galeria tem 242 metros de comprimento e a outra 342 metros. É por estas galerias que se faz a restituição da água turbinada.

O acesso à Central faz-se por um túnel escavado na rocha com 12 metros de largura e 10 metros de altura e 1600 metros de comprimento, com uma inclinação de 10%.

3. A Subestação Conversora do Songo

No planalto do Songo, a cerca de 900 metros de altitude, fica situada a subestação que recebe energia produzida na Central Sul, a cerca de 6Km e onde se inicia

propriamente o transporte de energia até aos centros e consumo. A subestação cobre uma área aproximada de 125 000 m².

Como o transporte de energia para a África do Sul é feito em corrente contínua, esta subestação comporta, por isso, o equipamento destinado à conversão da corrente alternada em corrente contínua.

Os grupos conversores, num total de oito, são formados por válvulas de tiristores arrefecidas a óleo, com potência nominal de 133 kW, alimentadas através de transformadores apropriados, a partir do barramento de 220 kV.

Cada grupo conversor tem uma tensão de saída de 133,3 kV. Os oito grupos conversores (ou pontes conversoras), são ligados em série, sendo o ponto médio de cada série ligado ao eléctrodo de terra.

Com todas as pontes em serviço normal, a tensão nos pólos em relação à terra, será de + 533 kV (pólo positivo) e de - 533 kV (pólo negativo).

4. As Linhas de Transporte de Energia

As subestações conversoras do Songo (MOÇ) e de Apollo (RAS), estão ligadas por duas linhas monopolares afastadas de 1 Km entre si, cobrindo uma distância de 1417 Km, sendo 900 Km em território moçambicano, ao longo da fronteira com o Zimbabwe.

As torres que suspendem os condutores são do tipo piramidal, com braço simples em perfilado de aço galvanizado e com altura de 39 metros, tendo sido implantadas cerca de 6400 torres, com vão médio de 426 metros entre torres contíguas.

O sistema pode funcionar com uma só linha, ou um só pólo, com retorno pela terra. Por esse motivo, cada uma das subestações conversoras tem de ter o seu eléctrodo de terra que, no caso da subestação do Songo, se situa num local próximo da povoação e Estima (ou Chitima), a cerca de 25 Km do Songo,



Com suporte nas linhas de transporte de energia, utilizando o condutor principal e o cabo da guarda, funciona um sistema de telecomunicações por correntes portadoras, que assegura a troca de informações e as comunicações telefónicas entre as duas subestações conversoras.

5. A ligação ao Sistema Produtor do Revué

Está construída uma linha para transporte de energia em corrente alternada a 220 kV que sai da subestação do Songo, passa na subestação do Matambo e termina na subestação de Chibata, no Chimoio, numa extensão de 440 Km. A capacidade de transporte até Chibata é de 120 MW.

A subestação de Matambo, a 19 Km da Cidade de Tete, pode fornecer até 40 MW, estando actualmente a fornecer energia à cidade de Tete e a Moatize.