

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP

**INSTITUTO DE ELECTROTÉCNICA E ENERGIA DA USP
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

**ESPECIFICIDADES DA REGULAÇÃO DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO
Estudo do Caso Cabo Verde**

**Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em Energia
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de mestre em Energia**

Aluno: Rito Manuel Monteiro Évora

Orientador: Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto

São Paulo, Novembro de 2003

1 – INTRODUÇÃO

A reestruturação de Sistemas Elétricos continua na ordem do dia. Desde o início da década de 90, assiste-se a um processo generalizado de mudanças de paradigmas de regulação. Estas mudanças apresentam-se como o prolongamento do movimento de liberalização nascido nos Estados Unidos em 1978 que de seguida se estendeu à Europa e ao resto do Mundo. Porém, as razões que sustentam as reformas nos Países Desenvolvidos são bem diferentes das motivações dos Países em Desenvolvimento.

Para os primeiros estas inovações são, em parte, atribuíveis à mudança da percepção dos Governos destes Países sobre o papel destinado ao Estado e, em parte, atribuíveis aos novos desenvolvimentos teóricos da análise do funcionamento de empresas que operam sob regimes de monopólios naturais.

Para os Países em Desenvolvimento, geralmente são os Doadores de Fundos ou Organismos de Financiamento Multilaterais que estão na origem das reformas, encaradas como uma resposta aos problemas de gestão e de desenvolvimento que as empresas destes Países enfrentam (fraca performance, enorme déficit de financiamento, endividamento excessivo etc).

A ênfase inicial privilegiou soluções intermédias, como a corporatização e adoção de orientação comercial das empresas¹, mas, devido aos freqüentes insucessos e reincidências, a privatização começou a ser encarada como um meio de “cristalizar” os ganhos alcançados pelas reformas, uma vez que constitui uma mudança de difícil reversão (Bayliss 2002).

Entretanto, as reformas não têm sido uma prerrogativa apenas do setor elétrico, cujos processos podem ser encarados com parte dos

¹corporatização - permissão para tomar decisões operacionais e de investimento independente das autoridades políticas
orientação comercial - permissão para cobrar tarifas que recuperam os custos de operação e capital.

programas de ajustamento estrutural que defendem o afastamento do paradigma de desenvolvimento liderado pelo Estado a favor de economias impulsionadas pelo setor privado.

No início dos anos 80 emerge o “Consenso de Washington”, como contrapartida neoliberal para os Países em Desenvolvimento, baseado na ideologia de liberalização dos mercados e redução da intervenção e despesas do Estado ao mínimo possível, colocando a discussão das questões econômicas em termos do antagonismo Estado versus Mercado. Esta linha de pensamento defende que a boa performance econômica requer a liberalização do comércio, estabilidade macroeconômica, e preços corretos. Uma vez resolvidas estas tarefas, o mercado privado produzirá a eficiente alocação de recursos e o crescimento.

Estas políticas têm enfrentado uma extensiva oposição por parte de acadêmicos e estudiosos do desenvolvimento que ressaltam o impacto negativo e a ineficácia das políticas de ajustamento estrutural impostas pelo FMI e o Banco Mundial. No início 1998 no seu famoso discurso “More Instruments and Broader Goals: Moving Towards the Post- Washington Consensus”, Stiglitz, que ocupava na época o cargo de Vice presidente Sênior e Economista Chefe do Banco Mundial, defende o estabelecimento de uma nova agenda para o desenvolvimento econômico.

Esta nova visão ressalta a necessidade de alargamento do âmbito das intervenções públicas em termos de objetivos e instrumentos, mas, subordinando o processo de concepção das políticas públicas à plena compreensão do funcionamento da economia e induzindo os Governos a se concentrarem em aspectos fundamentais como as políticas econômicas, educação básica, saúde, estradas, leis, proteção ambiental etc.

O já denominado “Post-Washington Consensus” é fundamentado na antiga idéia de que as imperfeições de mercado justificam a intervenção pública, mas, o Estado não é mais visto apenas como a fonte de soluções benevolentes para a correção das falhas de mercado, considerando que em determinadas situações, as falhas do Estado podem ser mais nocivas do que as falhas de mercado que pretendem remediar.

O espectro das falhas de mercado é também ampliado para abranger assunções mais realistas que incorporem preocupações sobre as causas e conseqüências de mercados incompletos, externalidades, bens públicos, informação imperfeita, assimetrias e custos de transação², fornecendo pelo menos parte da racionalidade das falhas do setor público e privado, e proporcionando modelos de maior relevância para o contexto de Países em Desenvolvimento.

Nos anos recentes, doadores de fundos e governos têm desviado o foco das atenções das reformas macroeconômicas para dar maior ênfase à análise do impacto das políticas econômicas nas camadas mais desfavorecidas, seguindo uma lógica relativamente simples: (i) A redução da pobreza é o principal objetivo do desenvolvimento; (ii) A condição central para o desenvolvimento é o crescimento econômico; (iii) O melhor caminho para alcançar o crescimento econômico é através do setor privado; (iiii) O Governo tem um papel importante a desempenhar visando o bom funcionamento do mercado, e assegurando que o crescimento contribua para a redução da pobreza (Shulpen e Gibbon, 2002).

Essa mudança, esta claramente evidenciada pela deslocação do Banco Mundial do enfoque dos programas de ajustamento estrutural para estratégias de redução da pobreza. Simultaneamente, em 1999, o FMI apresenta os Poverty Redution and Growth Facilities (PRGFs) em substituição dos Enhanced Strutral Adjustment Facilities (ESAFs).

Apesar da mudança de ênfase, em muitos aspetos, as políticas prescritas pelos organismos financeiros internacionais continuam privilegiando o enfoque neoliberal centrado no mercado e na eficiência econômica. Quando se trata da reestruturação dos sistemas elétricos, na maior parte das vezes, acabam sendo “conduzidas”, leia-se impostas, segundo modelos preestabelecidos, nem sempre adequadas às realidades locais. Aspetos importantes como a análise do impacto distribucional das reformas, extensão dos serviços às periferias das cidades e zonas rurais, e questões relacionadas com a sustentabilidade e riscos do processo de

² Stiglitz (2000) e (1985), Parker (2002) discutem estes aspetos.

implementação das novas políticas, com frequência, não são tratados de forma adequada.

Desenvolvimentos recentes apontam que em vários Países em Desenvolvimento, tanto os Governos como os Investidores têm manifestado o seu desapontamento com as empresas recentemente privatizadas (Bakovic et Al 2003). Os Governos reclamam que as tarifas aumentaram sem melhorias visíveis na prestação dos serviços. Os Investidores consideram que não estão recebendo uma remuneração razoável pelos investimentos realizados, e ambos os lados frequentemente expressam insatisfação com a nova Regulação Independente estabelecida a quando da privatização.

Evidencia-se a necessidade de realização de análises mais abrangentes, que considerem as especificidades das economias em vias de desenvolvimento, particularmente as de Países Africanos, no que concerne ao financiamento público, a fraca extensão da cobertura dos serviços de infra-estruturas, os recursos de auditoria, ineficiência (inexistência) de mercados de capitais e a fraca capacidade de fazer cumprir as leis.

O Caso de Cabo Verde

Cabo Verde não constitui exceção à regra. O País iniciou nos anos 90 um amplo programa de reformas econômicas visando a transição para uma economia com maior participação do setor privado e atração de investimento externo.

Neste contexto foi acordado com a IDA o “*Country Assistance Strategy*” (CAS) assente em três pilares básicos: (i) atingir um quadro macroeconômico estável e viável, (ii) consolidação das reformas políticas e desenvolvimento do setor privado e (iii) apoiar o desenvolvimento de recursos humanos e redução da pobreza.

Em consonância com estes objetivos encontram-se atualmente em curso seis operações: i) reforma do setor público ii) privatização e reforço da capacidade institucional e de regulação, iii) Consolidação da Educação e

Treinamento, (iiii) Energia e Água, (iiiiii) Desenvolvimento Social, (iiiiiii) Transportes e Infra-estruturas.

Os objetivos das operações abrangem: a reforma e capacitação do setor público, descentralização da administração do Estado, reforma do sistema judicial, privatização e reforço da capacidade institucional e de regulação. Com o término do programa de privatizações, apenas os serviços postais e aeroportos permanecerão no domínio estatal, mas geridos por contratos de performance. O programa de privatizações prevê ainda a manutenção de um golden share temporário em 4 empresas: Cabo Verde Telecom, ENACOL(combustíveis), ELETRA(água e energia) e TACV(compañhia aérea).

No que diz respeito ao setor energético, além da privatização e transferência do controle da empresa estatal de energia elétrica, o programa de reformas preconiza mudanças significativas nas estratégias de regulação de preços de energia e políticas de apoio à população carente.

Embora as principais alterações já tenham sido efetivadas, o projeto ainda em fase de implementação enfrenta dificuldades em arrancar com funcionamento da agência de regulação e implementação efetiva do novo regime regulatório.

1.1 – Delimitação do Assunto

Este trabalho será focalizado essencialmente no contexto da reestruturação de Países em Desenvolvimento, particularmente Países da África Sub-Saheliana, e no estudo do caso da reforma do setor elétrico de Cabo Verde.

1.2- Objetivos

Identificar especificidades e constrangimentos da regulação de sistemas elétricos no contexto dos Países em Desenvolvimento e analisar o processo de reestruturação do setor elétrico de Cabo Verde, com incidência

particular nas questões relacionadas com a política de subvenções e serviço universal.

1.3 – Estrutura do Trabalho

Além do **Capítulo 1 - Introdução**, o trabalho será estruturado da seguinte forma:

No **Capítulo 2 - Regulação de Sistemas elétricos de Países em Desenvolvimento** será realizada uma breve incursão sobre o panorama da reforma dos sistemas elétricos em Países em Desenvolvimento, e revisão bibliográfica sobre o arcabouço teórico-conceitual que suporta os processos de reestruturação e regulação econômica, ressaltando as especificidades características dos Países em Desenvolvimento.

O **Capítulo 3 - Estudo do Caso Cabo Verde**, será dedicado ao estudo da Reforma do Setor Elétrico Cabo-verdiano, resgatando os aspectos relevantes do contexto socioeconômico, os problemas e constrangimentos enfrentados, análise da nova arquitetura do setor elétrico, o potencial impacto da reestruturação e da nova política de subvenção nos consumidores residenciais e os novos desafios institucionais.

O **Capítulo 4 – Conclusões**, será constituído por uma síntese interpretativa dos argumentos expostos e formulação de recomendações pertinentes para o caso de Cabo Verde.

2 – REGULAÇÃO DE SISTEMAS ELETRICOS DE PAISES EM DESENVOLVIMENTO

2.1 – Breve Panorama

Nos últimos 20 anos, muitos ramos industriais antes caracterizados como monopólios naturais foram liberalizados ou re-regulamentados e várias experiências de introdução da concorrência e de privatizações têm sido levados a cabo. A experiência do Reino Unido, o primeiro país a introduzir a concorrência ao nível da produção de eletricidade, constitui o marco inicial desta evolução.

Na década de 80 o foco de avaliação da performance das empresas elétricas desviou-se das preocupações ligadas à seleção de investimentos, planeamento energético e métodos de fixação de preços para questões relacionadas com a eficiência técnica e viabilidade econômica e financeira (Girod e Percebois 1995). Um conjunto de novos indicadores foi desenvolvido: taxa de recebimento das dívidas, taxa de retorno sobre os ativos fixos, taxa de autofinanciamento, kWh produzido/ empregado etc.

Nos Países em Desenvolvimento, particularmente países da África Sub-Saheliana (ASS), os maus resultados das avaliações realizadas com base nestes indicadores, levaram os governos e agências de financiamento a optar pela implementação de reformas estruturais visando a melhoria da performance do setor. Assim as reformas se tornaram uma prioridade e pré-requisito para qualquer desenvolvimento futuro do setor ou renovação dos investimentos nas áreas de infra-estruturas.

Em 1993 o Banco Mundial publicou o documento “ The World Bank’s Role in The Electric Power Sector, Policies for Effective Institutional, Regulatory, and Financial Reform”, onde apresenta os cinco principais requisitos que deveriam ser observados pelos Países em Desenvolvimento para continuarem se beneficiando de apoios para o setor elétrico :

- 1. Regulação Transparente - A concessão de qualquer empréstimo para o setor elétrico, será condicionada a um movimento explícito na direção do estabelecimento de um quadro legal e processo de regulação satisfatório para o Banco. Para este fim, em conjugação com outras iniciativas econômicas, o Banco irá requer aos países o estabelecimento de um processo regulatório transparente que*

seja claramente independente das empresas fornecedoras dos serviços e que evitem a interferência do governo na gestão operacional do dia a dia das empresas (independentemente de elas serem privadas ou públicas). O arcabouço regulatório deve estabelecer uma base efetiva para a discussão aberta das questões econômicas, financeiras, ambientais e políticas de serviços do setor elétrico.

- 2. Importação de Serviços - Em alguns países menos desenvolvidos, o Banco vai ajudar no financiamento da importação de serviços elétricos para melhorar a eficiência.*
- 3. Orientação Comercial e Corporatização - O Banco vai perseguir agressivamente a adoção de orientação comercial, a corporatização e participação do setor privado nos sistemas elétricos de Países em Desenvolvimento.*
- 4. Comprometimento de Empréstimos - Os empréstimos do Banco para o setor elétrico serão focalizados nos países claramente comprometidos com a melhoria da performance do setor em sintonia com os princípios acima referidos.*
- 5. Investimento Privado - Para encorajar o investimento privado no setor elétrico o Banco vai utilizar parte dos seus recursos financeiros para apoiar programas que facilitem o envolvimento do setor privado.*

No período de 1990-1999, setenta e seis Países em Desenvolvimento introduziram a participação de privados no setor de energia (eletricidade e gás natural). Setecentos e trinta e três projetos foram implementados, representando um total de 187 bilhões de US\$. Destes apenas 36 foram implementados em países Africanos sendo a maior parte dos investimentos

direcionada para países da América Latina e Leste Asiático (Wamukonya 2003).

Segundo Saghir (2002) a evolução dos investimentos nos Países em Desenvolvimento pode ser dividida em três fases de atividades a partir de 1990. A primeira fase marcada pelo otimismo sobre o número de projetos que poderiam surgir nestes países e o potencial retorno dos investimentos. O nível de investimentos passou de quase nada em 1990 para 46 bilhões de US\$ em 1997.

A segunda fase foi marcada pela precaução sobre os riscos dos países. Os investimentos caíram bruscamente para 15 bilhões de US\$, em 1999, recuperando para 30 bilhões de US\$ em 2000.

A terceira fase que começa a partir de 2001, é marcada pelo ceticismo sobre riscos e retornos, com os investidores reticentes em empreender projetos em Países em Desenvolvimento e o nível de investimentos se mantendo estável em cerca de metade do pico de 97. O clima de investimento, desde então, tem sido afetado pela recessão, conseqüências do 11 de Setembro, o colapso da Enron etc.

A análise das três fases indica que o financiamento de projetos energéticos nos Países em Desenvolvimento tem permanecido bem abaixo do pico, e mesmo quando esteve no auge as regiões pobres foram deixadas de lado.

Entre 1990 e 2000 três quartos dos investimentos privados em projetos de energia foram para a América Latina e Leste da Ásia e mais da metade para apenas seis países, a maioria deles de nível de rendimento médio.

Em muitos países africanos registra-se a falta de interesse dos investidores nos programas de privatização, o que leva os governos a fazer grandes concessões para convencer os investidores a adquirir os ativos públicos. Segundo Bayliss (2002), a necessidade de atender às condições para a liberação de ajudas e alívio da dívida constitui o principal incentivo que induz os governos dos Países em Desenvolvimento a implementar os programas de privatização. Os processos são

freqüentemente conduzidos de forma acelerada, com a atenção centrada mais na garantia dos acordos do que no interesse dos usuários finais, potenciando o comprometimento dos processos de licitação e a desconsideração de alternativas, na pressa de satisfazer as condições dos financiadores.

Entretanto, os Países em Desenvolvimento, particularmente os Países Africanos, continuam enfrentando problemas críticos na área de provisão de serviços de infra-estruturas e, as fontes de energias modernas continuam fora do alcance de grande parte da população. Segundo o Banco Mundial cerca de 1.6 bilhões de pessoas continuam sem acesso à eletricidade. A necessidade de investimento para satisfazer esta demanda nas próximas 2-3 décadas seria de mais de 2 trilhões de US\$.(Saghir 2002)

Na África Sub-Saheliana menos de 10 % da população tem acesso à eletricidade ao contrário da maioria dos países precursores das reformas que tiveram a vantagem de já possuírem sistemas elétricos consolidados com um nível de cobertura acima dos 70% . A maioria das populações não atendidas reside em zonas rurais dispersas e periferias das zonas urbanas, a demanda delas é baixa e o custo de conexão não é acessível. A situação desses países é ainda caracterizada por um alto nível de pobreza, alta taxa de desemprego e pesada dívida pública (Wamukonya 2003).

Além disso, o nível de ineficiência dos sistemas elétricos de países da ASS é significativo. Segundo as conclusões do simposium ``Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan África'', realizada em Johannesburg em Dezembro de 1995, a situação da maioria dos países era caracterizada por:

- Fraca performance técnica - consumo excessivo de combustível das unidades térmicas, e perdas de rede elevadas, manutenção irregular, falta de peças sobressalentes, envelhecimento precoce da capacidade instalada e conexões ilegais.
- Fraca performance econômica – sobre-utilização de fatores de produção (ex. mão de obra), acumulação de faturas por cobrar, preços inadequados.

- Fraca performance Financeira – custo excessivo de alguns investimentos, endividamento, interrupção de subsídios públicos e atraso na injeção de capital por parte do Estado.

Assim, o atual fenômeno de reestruturação e privatização das indústrias de rede lida com realidades que variam consideravelmente dependendo da região. Nos Países Desenvolvidos, onde a performance é normalmente elevada, o objetivo principal é a supressão das rendas de monopólio, permitindo que os consumidores se beneficiem das vantagens da competição. Na Ásia onde a demanda por eletricidade está crescendo rapidamente, o foco consiste em aproveitar as poupanças privadas para complementar a insuficiência de recursos públicos. Na ASS, além da insuficiência de recursos públicos, existe a preocupação central com situação de falência das empresas públicas de eletricidade em termos de gestão comercial e técnica (Girod e Percebois 1995).

Segundo Laffont (2001), evidencia-se a necessidade de pesquisas teóricas na área de regulação que levem em consideração a especificidade dos Países em Desenvolvimento, onde questões fundamentais continuam à espera de investigação teórica e empírica sistemática, como por exemplo: qual deve ser o equilíbrio entre a concepção de um desenho competitivo *ex post* da estrutura industrial (que assegura maior eficiência *ex post*, mas pode desencorajar a competição *ex ante*) ou garantia de direitos de monopólio mais atrativos para os investidores, mas sustentar ineficiências *ex post*? Como pode ser influenciado este balanço com o reforço e credibilidade das instituições de regulação?

Considerando as especificidades das economias Africanas qual será o melhor método de regulação? Qual será o melhor trade-off entre extração de renda e eficiência da regulação por incentivos? Como alcançar o equilíbrio ideal entre preços de energia fixados segundo as regras de mercado e objetivos sociais e de desenvolvimento?

2. 2 - O Arcabouço Teórico-Conceitual da Regulação e as

Especificidades dos Países em Desenvolvimento

Considerando a conjuntura em que os Países em Desenvolvimento se encontram, o sistema de regulação precisa alcançar, simultaneamente, vários objetivos que podem ser resumidos na seguinte proposição: o governo deseja minimizar o custo fiscal dos serviços públicos ao mesmo tempo em que assegura a extensão da cobertura dos serviços a toda a população o mais rápido possível e a preços acessíveis.

O grande desafio consiste em conseguir combinar vários instrumentos que possibilitem essa conciliação de objetivos, em muitos casos conflitantes. Para tal, é necessário a adoção de uma ampla abordagem, focalizando a atenção nos seguintes aspectos que são de grande importância para a compreensão da natureza e impacto da regulação: (i) a otimização da organização e funcionamento do setor; (ii) aspectos distributivos da regulação; (iii) a regulação dos preços e lucros e (iv) o contexto institucional.

2.2.1 - Otimização da Organização e Funcionamento do Setor

A teoria do mercado (neoclássica) concentra a sua análise no problema da otimização da alocação dos recursos, em que o mercado determina um equilíbrio único e estável. Esse equilíbrio é alcançado em situação de concorrência perfeita, definida como a situação em que se verifica homogeneidade dos produtos, ausência de barreiras de entrada e saída, perfeita divisibilidade da produção, os consumidores estão perfeitamente informados, não incorrem a custos de transação, nem a externalidades. Os preços se igualam aos custos marginais de produção e compradores e vendedores não podem individualmente influenciar os mesmos. Esse equilíbrio corresponde a uma situação de maximização do bem estar social no sentido Paretiano, em que não é possível melhorar o bem estar de um individuo sem deteriorar o bem estar de outros.

A necessidade de regulação está freqüentemente ligada à existência de imperfeições de mercado que em tese podem ser ultrapassados através de uma limitada intervenção de governos benevolentes.

As indústrias de rede desenvolvem atividades organizadas sobre uma infra-estrutura pesada, com custos fixos relativamente elevados em relação aos custos variáveis, características típicas de monopólios naturais. A análise neoclássica tradicional se apóia na teoria do monopólio natural como instrumento fundamental para a definição de normas, regulamentação e gestão destas indústrias.

Segundo Berg & Tschirhart (1988), dois conceitos são fundamentais para a compreensão de monopólios naturais de empresas que produzem um único produto: Custos Médios Decrescentes e Subaditividade. O primeiro pressupõe a queda do custo unitário com o aumento da produção, o segundo considera que a função de custo é subaditiva quando, apesar de custos médios crescentes, uma empresa, é capaz de operar a um dado nível de produção, com um custo total menor do que um conjunto de empresas.

Os mesmos autores introduzem as definições de monopólio natural forte quando se verifica a situação de custos decrescentes, e monopólio natural fraco quando se verifica apenas subaditividade de custos, e propõe a adoção de políticas de regulação diferentes, conforme o tipo de monopólio natural: forte ou fraco.

Presumindo que as empresas têm como objetivo principal maximizar os lucros, a teoria microeconômica postula que o monopolista alcança esta maximização quando a receita marginal iguala-se ao custo marginal. Essa condição implica a fixação de preço mais alto, acima dos custos marginais, e conseqüente redução no consumo. Assumindo que seja possível conseguir um ganho de bem estar social, forçando o monopolista a baixar o preço, os possíveis benefícios a alcançar com a regulação irão depender de três fatores: 1) a extensão da ineficiência alocativa na ausência de intervenção do Estado, (normalmente acompanhada por margens de lucro excessivas); 2) existência de barreiras de entrada; 3) a existência de

monopólio natural forte ou fraco.

O primeiro fator leva em consideração que a regulação tem os seus custos e que se os benefícios da correção da ineficiência alocativa são menores do que os custos de regulação, então ela pode não se justificar.

A barreira de entrada mais comum é a existência de custos irre recuperáveis elevados (sunk costs) (Baumol, Panzar Willig 1982) da empresa concessionária. Nestes casos qualquer novo operador teria de fazer vultosos investimentos para poder competir na mesma escala de produção. Mesmo que essa entrada se efetue, a lucratividade dela depende, em parte, do comportamento da empresa concessionária, que pode reduzir o preço e tornar essa entrada inviável.

A existência de barreiras de entrada tem implicações importantes para a regulação em contextos de monopólios naturais fortes ou fracos. Para os primeiros, os custos médios são decrescentes no intervalo de produção relevante. Como citado anteriormente, nesta situação o monopolista tende a escolher o nível de produção que maximiza o lucro, com preços acima do custo marginal, e conseqüente perda de bem estar social. Neste caso a regulação é necessária, e o regulador tem que resolver o dilema fundamental associado a monopólios naturais. Como os custos médios são decrescentes a sociedade estará mais bem servida se for mantida essa estrutura de mercado que minimiza o custo para qualquer nível de produção. No entanto se a empresa é forçada a praticar tarifas equiparadas aos custos marginais para todas as unidades produzidas, a mesma irá funcionar em condições deficitárias uma vez que as tarifas estarão abaixo do custo médio e, portanto não terá condições de recuperar todos os custos. Nesta situação a empresa precisaria ser subsidiada ou desativada. Uma alternativa à subvenção seria o desvio do preço a fim de assegurar o lucro zero da empresa. No caso de utilização de uma estrutura de tarifa linear simples isto equivaleria à fixação do preço ao nível do custo médio(second best). O regulador também pode optar por uma estrutura tarifária não uniforme que mantenha um certo grau de eficiência (tarifas não lineares).

Nos casos de monopólios naturais fracos, ou seja, situações de subaditividade de custos, em que os custos médios são crescentes, o problema da insolvência não se verifica, e a empresa pode fixar tarifas no nível do custo marginal e usufruir lucros positivos. No entanto a intervenção do regulador continua sendo necessária para garantir este resultado já que o monopolista continuará interessado em fixar as tarifas ao nível em que a receita marginal iguala-se ao custo marginal, mas, o regulador não será confrontado com a necessidade de proteger a empresa do déficit.

A remoção das barreiras de entrada altera a atuação do regulador. Presume-se que novas empresas podem entrar no mercado e produzir ao mesmo nível ou abaixo do nível da empresa incumbente. O caso extremo denominado “mercado contestável perfeito” (perfectly contestable market) apesar de criticado por falta de realismo, proporciona um exemplo teórico que auxilia a delinear a atuação do regulador, principalmente no caso de empresas multi-produtos, em que uma nova empresa pode atacar apenas um dos produtos (cream skimming).

A teoria dos mercados contestáveis, desenvolvida por Baumal, Panzar e Willig (1982) deu uma contribuição decisiva na desestabilização do paradigma integrador. Ao mesmo tempo em que fornece o argumento teórico para a supressão dos monopólios jurídicos substituindo-os pela contestabilidade (ameaça credível de entrada) ela defende o tratamento individual de cada ramo da indústria, dissociando os que não se classificam estritamente como monopólios naturais dos outros ramos, ou seja, a separação das atividades de rede, da comercialização e geração de energia.

Em face dessas mutações, Finon (1996) questiona a pertinência da utilização do método da nova economia institucional para explicar a estruturação das indústrias elétricas. Segundo este autor para explicar a evolução das variantes de organização industrial no domínio das indústrias de rede de eletricidade e gás, os métodos da economia neoclássica tradicional apresentam o inconveniente teórico de se apoiarem sobre uma visão abstrata de organização interna destas indústrias.

A abordagem da nova economia institucional rompe com o determinismo das formas de organização industrial baseadas apenas na minimização dos custos de produção, levando também em consideração os custos de transação. Ela permite levar em consideração as características das transações (especificidade dos investimentos, complexidade, informação assimétrica, etc), e a imperfeição de comportamentos (racionalidade limitada e oportunismo dos agentes)³. Particularmente a integração vertical é freqüentemente explicada pela especificidade dos ativos da empresa. Um ativo é considerado específico se ele não pode ser remanejado sem perda de valor produtivo, em casos de interrupção de uma relação contratual. Isso corresponde freqüentemente a custos fixos irrecuperáveis (sunk costs). Na presença de ativos específicos, a modalidade de transação deve ser diferente de uma transação clássica de contratos instáveis no mercado. As relações devem ser duráveis para melhor proteger os investimentos dos riscos de oportunismo dos agentes. A integração vertical como modo de organização das empresas não é explicado apenas pela existência de uma função de custos sub-aditiva.

Na prática, seguindo o exemplo dos pioneiros da reestruturação do setor elétrico (Argentina, Reino Unido e Chile), o modelo de reestruturação usualmente adotado na maioria dos países consiste na separação da geração de energia da transmissão e distribuição, visando a captura dos benefícios da competição. O setor de geração é separado em várias empresas sujeitas a um regime competitivo, enquanto a transmissão e distribuição continuam sob regimes de monopólios regulados.

No entanto, em pequenos sistemas, o balanço das vantagens e desvantagens dessa mudança, pode ser diferente dos sistemas de economias de grande envergadura. Mesmo nos casos em que seja possível introduzir um nível limitado de competição no ramo de geração, o custo da separação vertical pode ser muito grande e ultrapassar os ganhos proporcionados pela competição. Normalmente as unidades individuais são

³ Definições detalhadas destes conceitos podem ser encontradas em Williamson 1985

grandes em relação aos mercados que elas servem e as redes são pequenas e deficientemente integradas o que inviabiliza a introdução da competição (Bacon 1994).

Num contexto de reestruturação e introdução de participação privada, para países da ASS, são objetivos de maior relevância:

- Eficiência Produtiva - reflete a preocupação do regulador em induzir o operador a minimizar os custos para um determinado nível de produção ou maximizar a produção para um determinado nível de insumos;
- Eficiência Dinâmica - Esse objetivo é mais sutil já que tenta assegurar que o operador tenha o incentivo de refletir sobre os futuros consumidores e investir de acordo com as necessidades futuras; e
- Eficiência Alocativa – procura assegurar a regulação dos preços de forma a garantir a alocação dos recursos da sociedade que reflita o valor dos seus usos alternativos.

Girod e Percebois (1995) defendem que a especificidade dos países africanos aponta para a necessidade de uma evolução gradual a fim de ultrapassar os obstáculos em direção à eficiência, e que o duplo desafio que esses países enfrentam consiste em manter as prerrogativas do Estado, de forma a garantir o interesse nacional e as prioridades da provisão dos serviços públicos, ao mesmo tempo em que é reforçada a autonomia das empresas, e são criados os incentivos para uma operação eficiente.

2.2.2 – Aspectos Distributivos da Regulação

Do ponto de vista da economia normativa, todas as preocupações devem ser introduzidas no processo de decisões subordinadas a preocupações concernentes à eficiência, ou pelo menos como restrições

exógenas que definem o conjunto das possíveis soluções, sendo escolhida a mais eficiente. Usualmente os economistas utilizam o Princípio de Pareto para analisar as alternativas. Um conjunto de mudanças pode constituir um melhoramento de Pareto (Pareto Improvement) ao passo que mudanças isoladas podem não obedecer a este critério.

Este princípio não está explicitamente preocupado com a desigualdade, logo, uma mudança que favoreça os ricos, mas não afeta os pobres continua sendo uma melhoria no sentido Paretiano (Stiglitz 2000).

Embora a maior parte das discussões sobre reformas e privatização tem-se focalizado na questão da eficiência, os aspetos distributivos têm um papel importante a desempenhar no processo de reestruturação de sistemas elétricos.

Nenhum país conseguiu escapar do nível de economia de subsistência sem ter acesso aos serviços que as energias modernas proporcionam. A história do desenvolvimento identifica esses serviços como pré-requisitos para facilitar o desenvolvimento social e impulsionar o crescimento (World Bank 2000). A energia está fortemente relacionada com o crescimento da renda e desenvolvimento humano. Embora seja apenas um dos produtos da cesta básica de consumo que isoladamente não garante a elevação do nível de vida das populações, é incontestável o efeito benéfico que o acesso a serviços energéticos de qualidade pode trazer para a população mais necessitada, no que concerne ao aumento do bem-estar social.

A falta de serviços energéticos esta estreitamente correlacionada com vários indicadores de pobreza. Muitas famílias dependem de recursos escassos e formas extremamente poluentes de converter energia para usos como a cocção, água potável e iluminação, todos associados a impactos negativos para a saúde. Além disso, as atividades geradoras de rendimento, que podem ajudar a romper o ciclo de pobreza, dependem com freqüência da disponibilidade de energia.

A experiência das reformas tem demonstrado que a percepção de fraco retorno financeiro leva muitos operadores a adiar o máximo possível a

extensão da provisão de serviços para os segmentos mais pobres da população, a menos que políticas específicas os incentivem a proceder de forma diferente (Chisari et Al 2001). A eletrificação é uma atividade de capital intensivo, o custo da conexão nas zonas rurais é freqüentemente o dobro comparado com as zonas urbanas e a renda é normalmente mais baixa. Na maioria dos casos as receitas dos projetos de eletrificação não são suficientes para garantir um retorno financeiro adequado dos investimentos e, em alguns casos, nem sequer cobrem as despesas de operação.

Devido ao menor poder aquisitivo e reduzida posse de equipamentos elétricos as economias de escala são mais acentuadas nestes países e o custo marginal da oferta de serviços energéticos específicos pode mudar significativamente, dependendo de diferentes demandas iniciais, a taxa de crescimento da demanda e a capacidade de utilização de investimentos discretos como linhas de transmissão e distribuição. Estes aspectos são de extrema relevância para zonas rurais, onde grande parte do custo é atribuída aos equipamentos e construção de infra-estruturas com grande indivisibilidade. Logo, a redução do custo unitário depende do rápido desenvolvimento do mercado até uma escala ótima.

Esta realidade exige uma atenção especial do Estado, tendo em vista a implementação de políticas que contribuam para aumentar as possibilidades de acesso da população aos serviços, como também aliviar o peso das despesas no orçamento dos consumidores mais pobres.

Os Países Desenvolvidos equacionam o problema através da garantia do **Serviço Universal** (SU). O conceito Anglo-Saxão, por exemplo, define o Serviço Universal como a garantia de provisão do serviço a custos acessíveis para os consumidores, inclusive os de baixa renda, em todas as regiões de um país, incluindo as zonas rurais, e áreas de alto custo, visando normalmente atingir dois objetivos: a redistribuição a favor dos mais necessitados e o planejamento regional (Laffont e Tirole 2000).

Formulado de forma diferente (Cremer et al 2001), o SU pode ser

encarado como um conjunto de restrições à política de regulação tarifária. Esta perspectiva de análise implica no tratamento do problema de forma integrada que inclua a discussão simultânea da natureza e conteúdo destes serviços, o nível de preços e os mecanismos de financiamento, considerando a interdependência existente entre estes fatores. A questão crucial reside na identificação dos objetivos básicos dessas políticas, de como eles podem ser alcançados de forma mais efetiva, e na concepção adequada dos vários componentes das políticas de SU.

No caso específico dos Países em Desenvolvimento, considerando a fraca taxa de cobertura e baixa capacidade de pagamento, os esforços devem ser direcionados para dois objetivos principais: promover a **expansão da cobertura** dos serviços, e garantir a **acessibilidade dos preços**.

A Expansão da Cobertura

Para os Países em Desenvolvimento a obrigação de SU pode não representar uma opção realista. Pelo menos no curto prazo, o nível limitado da extensão da cobertura das redes impossibilita o cumprimento dessa exigência. Por outro lado, mesmo que as redes já estejam disponíveis o custo de conexão pode ser inacessível, tornando a exigência de SU irrelevante.

Por isso é necessário complementar o SU com instruções detalhadas, especificando os limites da obrigatoriedade de prestação de serviços, e os mecanismos do seu financiamento nas situações em que os consumidores não dispõem de capacidade de pagamento.

O estabelecimento de metas de extensão da cobertura pode ser uma boa opção para garantir a conexão de grupos de consumidores fisicamente isolados da rede e consumidores não lucrativos, mas é preciso levar em consideração que o nível e o escalonamento dos investimentos no tempo tem implicações diretas no fluxo de caixa da empresa e conseqüentemente no nível das tarifas. Em determinadas situações será necessária a provisão de Subsídios aos operadores a fim de garantir fundos adicionais para a

extensão da cobertura de consumidores em zonas não rentáveis.

Entretanto essa possibilidade só será eficiente se o regulador estiver em condições de calcular, com um razoável nível de exatidão, o montante de subvenções sem alterar o incentivo da empresa em minimizar os custos. Na prática este sistema lida com a resolução de dois inconvenientes que dificultam a sua implementação: a dificuldade de obtenção de informações exatas sobre a capacidade de pagamento dos consumidores ou dos custos reais da extensão dos serviços para cada localidade, o que dificulta o cálculo dos montantes a transferir, constituindo um problema de seleção adversa. O regulador também tem de se precaver contra a utilização das transferências para fins não preconizados, o que constitui um problema de risco moral.

A Acessibilidade das Tarifas

Mesmo que a privatização e a introdução da competição aumentem a eficiência e melhorem a taxa de cobertura, as reformas podem afetar os pobres pelo menos de duas formas. Em primeiro lugar, as novas estruturas de mercado, incluindo a competição, tornam mais difícil a prática de subsídios cruzados. Em segundo lugar a necessidade de recomposição tarifária para garantir a recuperação dos custos aumenta os preços.

Muitos Países em Desenvolvimento iniciam as reformas com uma grande disparidade entre a receita e o custo de provisão dos serviços, apesar da prática de tarifas significativamente mais altas em comparação com os Países Desenvolvidos (Gutiérrez 1996b). Por essa razão a privatização, freqüentemente, coincide com a implementação de outras medidas visando a sustentabilidade financeira, que resulta em muitos casos no aumento dos preços. No entanto a combinação de preços inadequados, e má performance desestabilizam qualquer tipo de estratégia de autofinanciamento. Como a demanda não é inelástica e a capacidade de pagamento é baixa, face ao aumento dos preços os consumidores tendem a reduzir o consumo ou mesmo procurar soluções alternativas, o que em

alguns casos pode colocar em risco a sustentabilidade financeira da concessão.

Outro aspecto a realçar é que as reestruturações dos setores de infra-estruturas normalmente não constituem eventos isolados, mas sim, partes integrantes de reformas mais abrangentes que podem originar efeitos cumulativos no rendimento real das populações. Para um grande número de residências o orçamento familiar não oferece muito espaço de manobra e um aumento significativo no preço dos serviços energéticos pode ter conseqüências severas.

Mesmo nos casos em que o aumento dos preços é justificado, essa alternativa constitui uma decisão política difícil. Muitas tentativas de aumentar os preços bruscamente e em grande proporção encontraram forte resistência política e até levantes populares (Ex. Equador, Jamaica, Nigéria, Ucrânia e Venezuela) (Gutiérrez 1996b).

Para aumentar as chances de sucesso na reforma dos preços de energia, é preciso levar em consideração quem vai ser afetado e em que medida, para depois refletir sobre opções de mitigação desses efeitos.

A acessibilidade das tarifas pode ser influenciada através da redução do custo dos serviços e facilitando o pagamento das contas de eletricidade, ou ainda, através da provisão de subsídios cruzados internos e/ou subsídios externos desde que proporcionados numa base eqüitativa e sustentável.

Subsídios Cruzados

Se a garantia da acessibilidade implica a provisão dos serviços a tarifas mais baixas do que aquelas que as concessionárias estariam dispostas a cobrar, para as áreas de alto custo e consumidores de baixa renda, acontece a subvenção cruzada.

Assumindo que a concessionária esteja sujeita à restrição de equilíbrio orçamental, o SU corresponde essencialmente a uma política de preços em que, pelo menos, alguns consumidores pagam um preço abaixo do custo, enquanto outros consumidores pagam um preço mais elevado do que os seus custos reais. A adesão a este mecanismo, em alguns casos,

esta associada à prática de tarifas uniformes, por imposição do regulador.

O desenho ótimo do SU nestes casos pode ser equiparado ao problema de fixação de tarifas (taxas) de Ramsey com indivíduos heterogêneos, com a condição de que a função objetivo reflita preocupações de natureza redistributiva. Os preços subsidiados para consumidores de alto custo são financiados mediante taxas (implícitas) cobradas aos consumidores de baixo custo (Cremer et Al 2001).

No caso de empresas que comercializam só um produto, o equilíbrio orçamental combinado com a imposição de preços uniformes determina completamente os preços, eliminando qualquer possibilidade de discriminação, reduzindo fixação dos preços a um mero exercício contábil. Para uma empresa multi-produtos, o caso muda de figura, já que haverá a necessidade de investigar a amplitude de subsídios cruzados entre produtos (caso existam).

A prática de subsídios cruzados é preferível nos casos em que o governo não pode assumir de forma credível o compromisso de provisão de subsídios diretos. Esse mecanismo tem sido extensivamente usado para subsidiar o custo de novas conexões, nas áreas pobres, e tarifas para níveis de consumos básicos. No entanto, com essa prática, nenhum fundo adicional é injetado no sistema, colocando um limite nos recursos financeiros que podem ser direcionados para as prioridades sociais e correspondentes imposições de obrigatoriedade ao setor privado.

Críticos destes sistemas argumentam que por um lado eles são ineficientes, porque separam os preços dos custos distorcendo as decisões de consumo e investimento. Por outro lado são pouco transparentes dificultando a identificação dos reais beneficiários dos subsídios e quem os financia (Clarke e al 2002).

Nos países desenvolvidos, a prática de subsídios cruzados, constitui uma opção cada vez menos utilizada, principalmente após a adoção do sistema de preços máximos que retira a disposição da empresa em servir as áreas de alto custo a preços baixos ou subsidiar os consumidores de baixa renda.

Outro fator que tem contribuído de forma decisiva para o abandono desta opção é a liberalização, que também constitui um fator desestabilizador da prática de subsídios cruzados. Como o operador precisa obter um lucro excepcional em alguns segmentos para subsidiar outros, novos concorrentes podem aparecer possibilitando, por um lado, entradas ineficientes no mercado, e por outro lado, a erosão da base de consumidores, descontrolando todo o sistema.

Alguns Países adotam a alternativa de instituir de um fundo de financiamento. Este mecanismo é aplicável nos casos em que novas entradas são permitidas, mas a condição de SU é compulsória apenas para um operador, e consiste na transferência de contribuições dos diferentes operadores do mercado para o operador que assume o compromisso de SU.

As soluções adotadas pelos Países Desenvolvidos poderão não constituir as melhores soluções para Países da ASS onde existe uma grande disparidade de renda entre as zonas urbanas e rurais, a população mais carente está concentrada essencialmente nas zonas rurais e a ineficiência do sistema tributário e o grande déficit público conduzem a custos sombra dos fundos públicos mais elevados⁴. Por outro lado, se os recursos para as transferências são retirados da arrecadação global de fundos públicos, outros serviços e produtos suportados pelo Estado são sacrificados e/ou as taxas e o endividamento público precisam ser aumentadas.

Apesar de fortemente desencorajados pelo Banco Mundial, os subsídios cruzados praticados nas aéreas de infra-estruturas podem funcionar como substitutos da arrecadação de taxas e continuam sendo uma alternativa válida para Países em Desenvolvimento para garantir o financiamento do SU.

⁴ Laffont e Tirole (1998), assumem que o custo sombra (shadow cost) dos fundos públicos sintetiza a severidade desta restrição, um maior custo sombra dos fundos públicos resulta numa restrição orçamentária mais severa.

Focalização dos Subsídios

Uma das formas de melhorar a eficiência destes sistemas é a Focalização dos Subsídios, a alternativa normalmente recomendada pelo BM para lidar com as necessidades dos pobres. Duas abordagens podem ser utilizadas para focalizar os subsídios: a primeira baseada no nível de consumo das residências, nestes casos são denominados “subsídios *lifeline*”, a segunda baseada nas características socioeconômicas, nestes casos são denominados de subsídios “*mean-tested*”.

A implementação dos mesmos requer informações sobre a população carente e suas necessidades, e que os subsídios alcancem o público alvo desejado, minimizando os riscos de inclusão e exclusão indevida.

Uma das formas mais utilizadas de provisão de subsídios “*lifeline*” são as tarifas não lineares, nomeadamente as tarifas de blocos invertidos, que constituem uma opção muito utilizada como instrumento de focalização.

A implementação deste tipo de tarifas requer decisões sobre: (i) a quantidade de consumo (ex. número de kWh) que será incluída no bloco inicial; (ii) o preço por unidade de energia (kWh) do bloco inicial e dos blocos seguintes; (iii) o número de consumidores que irão se beneficiar do serviço.

No caso dos subsídios “*mean-tested*” a decisão sobre a elegibilidade das residências aos programas de subvenção é baseada na observação das características das residências e do agregado familiar, assumindo que estas características estão correlacionadas com a renda e conseqüentemente com a pobreza.

Subsídios Cruzados versus Transferência Direta

Os Subsídios cruzados vistos como um caso especial de redistribuição de renda, são freqüentemente confrontados com a alternativa de transferência direta para os consumidores. Na ótica da eficiência econômica, essa seria a melhor opção porque os preços relativos da economia não seriam alterados e cada um pagaria o preço pertinente. O

ideal seria que todos usufruíssem um nível de rendimento que permitisse a livre escolha dos serviços a adquirir.

Em tese os subsídios diretos aos consumidores, também funcionam melhor em termos de cobertura do público alvo, a desvantagem deste tipo de subsídios é que geralmente requerem uma superestrutura administrativa e institucional independente do provedor do serviço, a fim de identificar e verificar a focalização do público alvo. O custo de execução efetiva dessas tarefas, freqüentemente, resulta em custos extremamente elevados relativamente ao custo total do programa de subsídios. Pelo contrário os custos administrativos explícitos, da gestão dos sistemas de Subsídios Cruzados são relativamente baixos(Barnes 1998).

Além da complexidade ligada à determinação do montante ótimo a ser transferido, o modo como essa transferência é financiado é de crucial importância. Se fosse possível implementar taxas do tipo “*lump-sum*”, esse tipo de transferência poderia ser financiado sem perdas de eficiência. Sob a mais provável assunção de que o financiamento da transferência é garantido através da adoção de taxas distorcidas, que originam perdas de eficiência, o denominado custo marginal de fundos públicos, a superioridade da transferência direta sobre os subsídios cruzados não esta garantida.

A literatura econômica recente demonstra que as políticas de SU podem ser consideradas como ótimos de segunda ordem (*second best*), quando não estão disponíveis as informações necessárias para a implementação de políticas mais eficientes como a transferência direta (Cremer & Gahvari 1997).

A inexistência de infra-estruturas de serviços sociais adequados, em grande parte dos Países em Desenvolvimento, capazes de gerir com efetividade programas de transferência de rendimentos pode ser apontado como mais um argumento a favor dos Subsídios Cruzados.

2. 2.3 – A Regulação dos Preços e Lucros

Uma das principais mudanças introduzidas pelo processo de privatização é a motivação pelo lucro, que está embutida no critério de taxa de retorno sobre os ativos da empresa. A garantia de um fluxo de receitas adequado é de extrema importância para o funcionamento eficiente e confiável das empresas de eletricidade (embora a garantia do fluxo de receitas seja apenas a condição necessária, mas não suficiente para atingir este objetivo). Em última instância, se as tarifas não cobrirem todos os custos, o operador privado não estará em condições de cumprir com as suas obrigações de serviço e investimento.

A maior parte das discussões sobre a sustentabilidade financeira de empresas de eletricidade se enquadra no âmbito da busca de uma solução satisfatória para o problema principal-agente em mercados essencialmente não competitivos.

A questão que se coloca é: como incentivar a empresa de eletricidade a minimizar os custos, garantir a oferta a um bom nível de confiabilidade e tomar decisões de investimentos pertinentes e no tempo adequado.

O regime de remuneração faz parte do sistema de incentivos concebidos pelo principal (o governo), para encorajar o comportamento eficiente do agente (a empresa). Os sistemas de incentivos podem ser analisados segundo duas vertentes. A primeira lida com a possibilidade de empresas reguladas poderem receber transferências de fundos públicos e, portanto não recuperar todos os seus custos através da cobrança direta dos consumidores privados. As transferências podem assumir várias formas: subsídios diretos, empréstimos governamentais a juros baixos, garantias bancárias quando as empresas tomam dinheiro emprestado no mercado privado etc. A segunda vertente lida com a intensidade do sistema de incentivos, ou seja, a inter-relação existente entre as transferências concedidas às empresas e os preços/custos ou performance de lucro. Esta segunda vertente é mais importante porque incorpora a filosofia de três grandes classes de sistemas de incentivos (Laffont e Tirole 1993). Nos sistemas do tipo “*cost-plus*”, a empresa não arca com nenhum custo

incorrido (constitui o caso extremo de baixo nível de incentivo). Nos sistemas do tipo preço fixo (*fixed-price*), a empresa é a beneficiária residual de qualquer redução nos custos e o governo não reembolsa nenhum custo, (constitui o caso extremo de alto nível de incentivo). Os sistemas intermédios entre estes dois extremos são os denominados sistemas de regulação incentivados. Dependendo do nível de assimetria de informação e das prioridades estabelecidas pelo principal, os sistemas incentivados deverão se localizar em algum lugar entre estes dois extremos.

Destes sistemas derivam três tipos de regulação: a **regulação pelo custo de serviço**, que se aproxima mais dos sistemas do tipo “*cost-plus*”, a **regulação pelos preços máximos** ou receita máxima, que se aproxima mais dos sistemas “*fixed-price*”, e os **sistemas híbridos**.

Regulação pelo Custo do Serviço

Durante muitos anos, o método dominante de regulação de monopólios foi a **regulação pelo custo de serviço** ou regulação pela taxa de retorno. Nesta modalidade a empresa regulada tem permissão para cobrar tarifas que cubram os custos de operação e proporcionem uma taxa de retorno justa sobre o valor do capital.

Tipicamente as tarifas são determinadas em duas etapas: primeiro, para chegar à receita requerida, o regulador analisa os custos históricos de operação (mão de obra, combustíveis, manutenção) de um período de referencia, normalmente 12 meses, e determina o nível de acumulação de capital (ativos) da empresa, através da estimativa da depreciação dos investimentos realizados. Os custos são ajustados para descartar despesas injustificadas, e atualizados utilizando projeções sobre a inflação e eventuais choques exógenos.

O nível das despesas permitidas mais a taxa de retorno aplicada à base de remuneração do capital determina a receita requerida pela empresa. A segunda etapa consiste na escolha do nível de preço, que satisfaz as exigências de receita requerida, e a determinação dos preços relativos.

A primeira etapa pode dar origem a muita controvérsia sobre que tipo de custos aceitar como prudentemente incorridos, e especialmente na determinação do estoque e custo do capital. A segunda etapa lida com questões ligadas à discriminação de preços e alocação de custos entre produtos, serviços ou categoria de consumidores.

Caso os custos ultrapassem o valor das tarifas a empresa pode requerer a revisão tarifária. Esta ausência de riscos pode facilitar a atração de capital a custos baixos. No entanto, este método não incentiva a empresa a minimizar os custos. Para aumentar a eficiência podem ser realizadas auditorias de custos com o intuito de eliminar da estrutura os custos indevidamente incorridos.

Regulação pelo Preço Máximo

A regulação pelo preço máximo (*price cap*), também conhecido por regulação RPI - X, tornou-se conhecida como um instrumento inovador de regulação a partir da sua recomendação por Stephen Littlechild e sua subsequente aplicação pelo governo do Reino Unido.

O exemplo mais conhecido da sua aplicação consiste na imposição de um limite máximo à média ponderada dos preços de uma cesta de serviços, não permitindo o seu aumento para além do valor do índice de preços ao consumidor (RPI) menos uma constante X, fixada de forma exógena, e de acordo com o potencial de redução de custos da empresa. O controle de preços se mantém por períodos de 4 a 5 anos.

A constante X é concebida como um indicador que mede a melhoria da produtividade da empresa. Essa melhoria deve ser repassada para os consumidores. Essa constante deve também levar em consideração o aumento da demanda que permite a redução dos preços nos casos de retornos de escala crescente. A escolha do fator X depende do nível de informação de que o regulador dispõe. Quanto menos informação estiver disponível sobre custos e demandas, menor deverá ser o fator X. Caso contrário o regulador corre o risco de levar a empresa à falência.

Em alguns casos mecanismos de repartição de renda são

adicionados visando a redistribuição de lucros excessivos com os consumidores, mas, pode funcionar como um enfraquecimento do incentivo para a redução de custos.

Em alguns aspetos, o mecanismo de *price cap* (PC) se assemelha à regulação pelo custo de serviço (CS). Por um lado, a revisão periódica utiliza todas as informações disponíveis sobre a empresa, incluindo os atuais custos operacionais, projeções da evolução dos mesmos, os ativos, planos de investimentos e previsões da demanda. Estas informações permitem ao regulador restringir a taxa de retorno da empresa através da estipulação de um teto máximo. Por outro lado, o lucro da empresa, de certa forma, é garantido, uma vez que continua existindo um consenso sobre a necessidade de proporcionar uma taxa de retorno razoável à concessionária.

O regime de PC difere do regime CS em outros aspetos: o processo de fixação do PC é de natureza prospectiva em contraposição com o sistema CS basicamente de carácter retrospectivo. Os custos históricos da empresa não serão necessariamente a base para a fixação dos preços do futuro. O intervalo entre as revisões é mais longo, constituindo um forte incentivo à redução de custos, e nos casos extremos é facultada à empresa a possibilidade de escolha da sua estrutura tarifária. Os mecanismos de PC puros estabelecem um conjunto de pesos específicos para um determinado número de tarifas e controla a media ponderada das tarifas. Assim o PC dispensa o regulador da necessidade de fixar preços individuais.

Os críticos deste sistema argumentam que esta afirmação é fictícia, já que continua sendo necessário seleccionar os pesos, e um erro neste processo resulta num erro nos preços individuais. Além disso, a fixação de um teto máximo muito alto transforma a empresa num monopolista não regulado, um teto máximo demasiado baixo coloca em risco o equilíbrio financeiro. Encontrar o nível ideal entre estes dois extremos constitui uma tarefa difícil, e exige um nível de informação equiparado ao que é exigido para a fixação dos próprios preços do sistema CS.

Sistemas Híbridos

Quando os custos podem ser afetados por eventos aleatórios, ou seja, nos casos em que o risco comercial, regulatório e político ou de qualquer outro tipo, constituem um sério problema e o governo precisa da participação do setor privado, o mecanismo de regulação não é limitado apenas pelas restrições de incentivos, mas também pela restrição de participação.

Grande parte das divergências emergentes do processo de concepção dos regimes de regulação gira em torno da questão da alocação dos riscos entre o regulador, o regulado e os consumidores. Do ponto de vista do potencial investidor a alocação dos riscos, vai afetar em última instância uma das seguintes coisas: 1) o preço que ele pode cobrar; 2) o custo que ele pode recuperar; e 3) a quantidade de eletricidade que ele estará disposto a vender (Bakovic et Al 2003).

Freqüentemente, para assegurar a participação, as questões relacionadas com o risco acabam por predominar sobre a eficiência. Como consequência dos contratos incompletos, o governo e a empresa enfrentam uma situação de risco que também afeta as escolhas dos mecanismos ótimos de regulação. Nos casos em que o investidor é avesso ao risco, enquanto o regulador é neutro em relação ao risco, além do problema da observabilidade dos custos, poderá ser necessário transferir parte ou a totalidade dos riscos para o regulador ou consumidores, de forma a garantir à empresa uma remuneração que não dependente das variáveis observadas *ex-post*.

Quando a assimetria de informação é especialmente exacerbada e os níveis de incerteza são significativos, pode ser preferível adotar sistemas de regulação do tipo “*cost-plus*” em detrimento do PC, já que a adoção do sistema PC implica a concessão de preços mais altos do que a regulação “*cost-plus*” (Schmalensee 1989). Entretanto este procedimento proporciona à empresa a segurança de completa remuneração e tendem a gerar poucos incentivos para melhorar a situação existente.

A adoção de regimes “*cost-plus*” entra em conflito com outras

restrições, que são também relevantes para os Países em Desenvolvimento, nomeadamente as limitações orçamentárias e a fraca capacidade de pagamento dos consumidores.

Entre os dois casos extremos existe um grande número de soluções intermediárias utilizadas para adicionar alguma garantia de reembolso para regimes baseados em incentivos ou para adicionar um certo nível de incentivo para regimes baseados no custo. A adoção destes regimes é geralmente justificada pela existência de custos que estão fora do controle do operador, combinados com a necessidade de introduzir algum tipo de incentivo. O mais comum é o PC com regime de repasse automático de alguns custos para os utilizadores (regime *pass-through*). Nestes regimes alguns custos que não estão sob o controle do operador são excluídos da fórmula de preços máximos. Outras alternativas seriam a provisão de garantias ou subsídios, casos em que os contribuintes acabariam por assumir parte dos riscos.

Conciliação entre Objetivos e Instrumentos

O desenho de uma regulação efetiva e consistente em situações particulares requer uma atenção especial para os aspetos idiossincráticos do ambiente em que essa regulação se desenrola. O melhor plano de incentivos varia de acordo com os objetivos da regulação, aspetos institucionais e tecnológicos, a natureza da assimetria de informação entre o regulador e a empresa, e a capacidade de comprometimento do regulador (Sappington 1994).

Geralmente, é preciso fazer o balanceamento para encontrar um compromisso entre os seguintes objetivos primários: Sustentabilidade e Eficiência, Eficiência e Justiça Distributiva, Sustentabilidade e Justiça Distributiva.

A sustentabilidade financeira é influenciada principalmente pelo nível médio das tarifas. Este nível deve permitir à empresa a recuperação dos custos e o benefício de uma razoável taxa de retorno. Se as tarifas não

cobrem os custos, os subsídios poderão ser utilizados como opções complementares. Entretanto a concepção dos mecanismos de subvenção tem um impacto na eficiência alocativa já que podem mudar os preços relativos entre atividades reguladas e atividades não reguladas.

Em mercados com alto nível de imprevisibilidade, a relação entre o nível de risco e tarifas é condicionada pelo regime regulatório. Os sistemas de preços máximos nestes contextos combinados com intervalos de revisão das tarifas excessivamente longos podem resultar na quebra de sustentabilidade financeira do operador.

O nível de tarifas permitidas para garantir a sustentabilidade tem que ser consistente com o objetivo de alcançar a eficiência produtiva (recuperação de custos eficientes). Os incentivos para minimizar os custos são essencialmente determinados pelo desenho regulatório. O regime de preços máximos é mais susceptível de incentivar esse comportamento.

Finalmente, a justiça distributiva esta claramente associada ao desenho das estruturas tarifárias. Além dos subsídios, o desenho das estruturas tarifárias constitui o principal mecanismo de conciliação dos preços com a capacidade de pagamento dos consumidores.

A relação existente entre vários objetivos e instrumentos é resumida por Estache et Al (2003) da seguinte forma:

- Sustentabilidade – nível médio das tarifas, subsídios e regime regulatório
- Eficiência Alocativa – estrutura tarifaria;
- Eficiência Produtiva – regime regulatório;
- Justiça Distributiva – estrutura tarifaria e obrigações contratuais incluindo nível de investimento, timing, qualidade e regime regulatório.

2. 2.4 – Contexto Institucional

A compreensão dos problemas de incentivos que caracterizam a

interação dos jogos principal-agente é de grande utilidade para a concepção do conteúdo dos desenhos regulatórios (metodologias tarifárias, regulação da qualidade etc), mas é preciso também analisar aspetos relacionados com o ambiente institucional em que essa regulação se desenrola.

As reformas preconizadas pelo “Consenso de Washington” são baseadas em conceitos de instituições e mudanças institucionais bastante limitadas, suportadas pela hipótese de transferência imperativa e de imposição aos Estados de modelos institucionais teóricos retirados da prática das economias de mercados ocidentais sem levar em consideração o ambiente pré-existente de instituições formais e informais e da necessidade de construir uma infra-estrutura institucional necessária para o funcionamento do mercado (Locatelli & Finon 2003).

Levi & Spiller (1994) defendem que cada país precisa desenhar mecanismos de regulação que correspondam à sua dotação institucional. As instituições são instâncias que produzem e implementam as regras que regem o relacionamento entre organizações. Elas têm como objeto a redução dos custos de transação, criando a previsibilidade entre os atores do jogo. Formais ou não, as instituições são mobilizadas a atuar como restrições às ações no sentido de facilitar as transações e limitar o oportunismo. Mas, elas podem, em certos casos, constituir parâmetros das ações, quando os atores possuem poder de influenciá-las.

Na corrente Neo-Institucional, que tem como um dos principais precursores o economista Douglas North, a sociedade é vista de forma fragmentada e composta de grupos sociais com ideologias e interesses divergentes. As instituições resultam de um processo político de onde se extraem compromissos que refletem a correlação de forças existentes. Neste jogo, graças ao elevado poder de negociação, aliadas à capacidade de legitimação (mobilização da representação do interesse público, capacidade de expertise) e poder de aglomeração de informação, as organizações (hierarquias), se encontram frequentemente em posição de poder impor e preservar normas de comportamento de um setor.

North (1990) caracteriza a dotação institucional de qualquer país segundo cinco atributos chaves:

- 1- As instituições legislativas e executivas do país nomeadamente:
 - O mecanismo segundo o qual os legisladores e membros do governo executivo são escolhidos;
 - O mecanismo segundo a qual as leis e regulamentos são concebidos;
 - O mecanismo de implementação de leis e regulamentos;
 - O relacionamento entre o executivo e o ramo legislativo do governo.

- 2- As instituições judiciais do país nomeadamente:
 - O mecanismo de nomeação dos juizes;
 - O mecanismo que determina a estrutura interna do sistema judiciário;
 - O mecanismo disponível para a resolução de conflitos entre atores privados conflitantes e entre atores privados e o Estado

- 3- As tradições do país e normas de comportamentos informais, largamente aceites, que normalmente restringem o comportamento e as ações dos indivíduos e instituições.

- 4- O carácter do antagonismo dos interesses dentro da sociedade nomeadamente:
 - O equilíbrio das forças em contenda e os seus poderes relativos;
 - O papel e importância da ideologia;

- 5- A capacidade administrativa da nação e de suas instituições

O mesmo autor, (North, 1994), também apresenta o conceito da dependência institucional para caracterizar o fenómeno da dependência das instituições em relação ao passado. As inércias das trajetórias institucionais

de um setor são alimentadas por ideologias, crenças, hábitos, e culturas políticas que condicionam as possibilidades de deformação e transformação das instituições e formas de estruturação das organizações de um setor. Os caminhos da evolução destas instituições estão por isso limitados, o que condiciona os futuros possíveis. Logo a análise institucional de uma mudança, deve se focalizar na caracterização da situação inicial, para explicar as diferenças que podem surgir entre países submetidos a processos de reformas baseadas aparentemente nos mesmos princípios. Num dado momento, dentro de um ambiente econômico e social preciso, uma forma de organização e regulamentação é o resultado estabilizado do jogo, dinâmica tecnológica, econômica e institucional, sem ser forçosamente a solução mais favorável em termos de custos de transação e produção.

O estabelecimento de uma estrutura de governança para a regulação requer a análise do ambiente político e econômico em que se pretende estabelecer esta regulação. Um modelo de regulação que enfatiza o controle democrático e a responsabilização pública conduz à abordagem processualista da regulação, requerendo regras formais, nomeação dos reguladores pelo poder eleito e supervisão judicial, para reforçar o controle democrático.

No entanto, um modelo processualista pode ser menos desejável do que um modelo substantivo cuja legitimidade esta associada à necessidade de consistência das políticas, expertise na resolução dos problemas, proteção dos interesses difusos e a clara definição dos objetivos e limites de poder, que podem faltar quando a regulação esta sob o controle político direto.

O modelo “substantivo” é mais apropriado quando a regulação esta prioritariamente preocupada com questões de eficiência econômica. Nos casos em que a regulação envolve questões de redistribuição de renda ou outros objetivos sociais e ambientais o modelo processualista é o mais indicado. Muitas vezes, não é possível fazer uma clara distinção entre eficiência econômica e questões de natureza distributiva, por isso a legitimação da regulação requer uma mistura de princípios processualistas e

substantivos (Parker 2002).

Segundo Parker uma regulação eficiente e efetiva deverá satisfazer aos seguintes requisitos:

- a) Disposição por parte do Governo em estabelecer as regras do jogo e permitir a atuação do regulador independente com um certo grau de discricionariedade;
- b) Um ambiente econômico razoavelmente estável, tal que choques exógenos não provoquem a mudança das regras ou o abandono das mesmas(por exemplo com altas taxas de inflação será difícil manter o sistema price cap que repassa os aumentos de custos para os consumidores); e
- c) Um sistema político que permita a regulação independente.

A legitimidade do regulador por seu lado está associada ao nível de **responsabilização, transparência, proporcionalidade, focalização e consistência**.

A **responsabilização** requer que os reguladores usufruam um alto grau de independência na gestão operacional do dia a dia, trabalhem dentro de regras claramente estabelecidas e sejam responsabilizados pelas ações praticadas. Eles podem ser solicitados a justificar as suas decisões para as indústrias e para o público em geral. A **transparência** requer que todas as partes relevantes estejam envolvidas nos processos de decisão e a forma como as decisões são tomadas sejam abertas e sujeitas a escrutínio público. A **proporcionalidade** requer que a regulação seja proporcional às falhas do mercado a serem mitigadas evitando que a regulação seja excessiva em relação ao problema. A **focalização** requer que a regulação seja direcionada de forma apropriada ao problema sem extravasar para áreas não desejadas. A **consistência** requer um alto nível de uniformidade e continuidade na regulação, a fim de desenvolver um bom nível de confiança entre o regulador e o regulado, minimizando o risco regulatório.

Para alcançar estes objetivos a economia política dos países e suas

dotações institucionais têm de ser consistente com o desenvolvimento da comercialização das empresas e implementação de instituições de regulação independentes.

Laffont (2001) ressalta que, se por um lado, a importação de leis e regulamentos de países desenvolvidos pode ser efetuada com relativa rapidez, o esforço para a implementação efetiva dos contratos constitui uma tarefa difícil devido a restrições ligadas à escassez de recursos financeiros e técnicos, corrupção das instituições de fiscalização e fraco poder de barganha dos reguladores. Esta falta de capacidade de fiscalização acaba por desnaturar completamente os contratos de regulação e exige opções diferentes daquelas relativas a países onde o rompimento dos contratos é extremamente caro. O Banco Mundial no *“World Development Report”* 2001/02 enfatiza a existência de um crescente consenso a nível internacional da necessidade de se levar em consideração não somente os problemas de assimetria de informação como também as dificuldades de fiscalização e implementação dos contratos de regulação, particularmente em países pobres.

A reestruturação e privatização de sistemas elétricos aumentaram não só o número como também a complexidade e nível exigência de especialização do pessoal envolvido no processo de regulação. As dificuldades de recrutamento e manutenção de quadros com as habilitações adequadas para levar a cabo esta regulação não constituem um assunto trivial mesmo para países como o Reino Unido. Em países de baixa renda ou países pequenos, a dificuldade em conseguir um staff adequado para a área de regulação, pode comprometer a possibilidade de alcançar uma desverticalização e privatização sustentável de setores de infra-estruturas (Stern 2000).

Entretanto existem outros fatores que dificultam o estabelecimento de um sistema regulatório efetivo: os reguladores ou políticos podem ser incompetentes, ter as suas próprias agendas secretas, ou simplesmente serem capturados por grupos de interesse. Enquanto que na teoria do principal-agente os políticos e os reguladores não detêm a informação

necessária para implementar as políticas ideais no esforço para defender o interesse público, a teoria das escolhas públicas, argumenta que eles também não estão incentivados a agir neste sentido. Consistente com esta corrente de estudo da regulação governamental, a teoria da captura do regulador argumenta que os reguladores correm o risco de serem capturados pelos interesses das empresas reguladas e passar a defender o interesse delas no lugar do interesse geral.

As dificuldades de comprometimento com os sistemas de incentivos também reduzem a eficiência da regulação. A efetividade e performance das instituições de regulação dependem em grande parte da existência de sistemas judiciais efetivos e tribunais independentes. Em países onde estes requisitos não são preenchidos o sucesso do desenho regulatório tem que levar em consideração a necessidade de adoção de contratos que demandem pouca fiscalização externa.

3 – ESTUDO DE CASO: REFORMA DO SETOR ELETRICO DE CABO VERDE

Este capítulo será dedicado ao estudo da reforma do setor elétrico Cabo-verdiano, começando com uma breve caracterização do País, para depois fazer a análise dos constrangimentos e desafios enfrentados pelo setor elétrico, concluindo com a realização de um exercício de simulação visando a avaliação do potencial impacto da reestruturação e da nova política de subvenção nos consumidores residenciais.

3. 1 – Breve Caracterização do País

O arquipélago de Cabo Verde está situado em pleno oceano atlântico, a cerca de 500 Km do ponto mais ocidental da costa africana.

A superfície territorial é de cerca de 4033 km², distribuídos por 10 ilhas, sendo 9 habitadas. A população residente segundo o censo de 2000 é

de 435 mil habitantes e cerca de metade da população esta concentrada na ilha de Santiago onde fica localizada a capital do País.

A Economia

A economia cabo-verdiana é condicionada por constrangimentos específicos de pequenos países insulares, como por exemplo, a ausência de economias de escala originada pela descontinuidade territorial e pequenez do mercado interno, que obrigam à multiplicação de infra-estruturas (aeroportos, portos, estradas, escolas, energia, saúde etc.).

A maior contribuição na formação do PIB é do setor de serviços que se tem mantido nos últimos 12 anos acima dos 60%. O desenvolvimento do turismo vem assumindo nos últimos anos um papel importante contribuindo com cerca de 37,3 % do VAB dos serviços e 7,3% do PIB em 2000 (BCV 2000).

O parque industrial do País é constituído basicamente de indústrias ligeiras. A produção do setor representou cerca de 20% do PIB em 2000, mas perspectivas de crescimento deste setor são limitadas devido ao elevado custo dos fatores de produção e ausência de economias de escala.

Apenas 10% das terras são cultiváveis, e a falta de água originada por secas prolongadas condiciona a produção agrícola que representou 10% do PIB em 2000, apesar de empregar a maior parte da população rural (World Bank 1999).

A Envolve Externa

A balança comercial de Cabo Verde é caracterizada por um déficit crônico, condicionado essencialmente pela pesada dependência da importação de bens de consumo e de investimento e pela fraca base de exportação. O País importa cerca de 90% dos produtos alimentícios sendo 70% garantidos sob forma de ajuda alimentar oferecida principalmente pela União Européia, Estados Unidos e Japão (BCV 2000)

O número de Caboverdianos que vivem na emigração é, cerca de uma vez e meio, superior à população residente no País. A remessa desses

emigrantes para os familiares que permanecem em Cabo Verde representou cerca de 20% do PIB em 99 (BCV 2000).

Desenvolvimento Social

Segundo dados do inquérito às despesas das famílias, realizado em 88/89, aproximadamente 30% da população é pobre com cerca de 14% vivendo em condições de pobreza extrema (vivendo com menos de 1 dólar por dia)⁵. Cerca de 70% dos pobres e 85% dos extremamente pobres vivem em áreas rurais (World Bank 1999).

O Setor Energético

À exceção de uma pequena contribuição de energia eólica, a demanda de energia comercial é satisfeita basicamente por produtos petrolíferos, a maior parte, importados da Europa e ocasionalmente da costa Ocidental Africana. Nas zonas rurais a lenha constitui o principal combustível utilizado na preparação dos alimentos.

Combustíveis

A dimensão do mercado é reduzida. Em 2000 o consumo total de produtos petrolíferos foi de 185.000 toneladas, mais de 90% concentrado nas três ilhas de maiores atividades econômicas, Santiago, S.Vicente e Sal. O consumo individual das restantes 6 ilhas habitadas não ultrapassa os 2% do total (Bozz Allen & Hamilton 2002).

A atividade de importação e comercialização de produtos petrolíferos é garantida por duas empresas, a Shell Cabo Verde subsidiária da Shell Internacional e a ENACOL, empresa nacional, recentemente privatizada (1996). Os principais acionistas desta última são: a Petrogal, a Sonangol e o Estado de Cabo Verde.

Os combustíveis são importados diretamente para S.Vicente (Óleo Diesel e Óleo Combustível), Sal (Querosene e Gasolina) e Santiago (GLP)

⁵ Está sendo realizado um inquérito que irá seguramente fornecer dados mais atualizados

onde estão localizadas as infra-estruturas de descarga a granel (sealine, bóias de amarração e pipeline). Estas infra-estruturas foram construídas numa conjuntura de fraco consumo interno, mais direcionadas para o abastecimento do mercado de reexportação (a exceção do GLP), nomeadamente navegação de longo curso que cruzava o Atlântico e Aviação. Com o aumento da concorrência de portos vizinhos verificou-se a retração desse mercado.

No mercado interno registrou-se uma evolução significativa da demanda, em boa parte devido a um intenso programa de expansão da rede elétrica que em 10 anos passou de 15% de taxa de cobertura para 50% em 2000. Como os novos centros de consumo encontram-se deslocados do local de chegada dos combustíveis ao País é preciso transportar grandes quantidades de combustíveis interilhas, o que agrava a estrutura de custos dos combustíveis.

Dessalinização de Água

A água é um bem escasso em Cabo Verde devido à reduzida precipitação média anual (227 mm/ano). A demanda de água potável das populações das zonas mais áridas só pode ser atendida com recurso à dessalinização de água do mar. Por esse motivo, a produção de água dessalinizada constitui uma atividade importante da ELECTRA Empresa Pública de Eletricidade e Água, pelo carácter essencial do abastecimento de água e devido à grande intensidade energética do processo de dessalinização. O consumo de energia da atividade de dessalinização representa cerca de 15% da produção de eletricidade, mais 6000 toneladas de Óleo Combustível, no ano 2000.

Eletricidade

A estrutura inicial do setor elétrico era constituída de pequenos sistemas isolados, equipados com motores diesel, e sistemas de distribuição em Media e Baixa Tensão. Em 1982 foi criada a ELECTRA

empresa pública de eletricidade e água, que incorporou os ativos dos três principais centros, Praia, cidade capital do país, S. Vicente e Sal. Além da produção e distribuição de eletricidade, a empresa também era responsável pela produção de água dessalinizada nos dois últimos aglomerados. Mais tarde, com a introdução da dessalinização na ilha de Boavista a ELECTRA assumiu também a gestão do sistema desta ilha.

Devido ao rápido crescimento urbano dos três primeiros centros a empresa enfrentou sérias dificuldades para satisfazer a procura que cresceu 94% no período 90/96, principalmente na capital Praia que cresceu a uma média de 15% ao ano.

Os resultados financeiros da empresa foram sempre negativos e sustentados por subsídios do governo. Como principais causas desta situação são apontadas as dívidas que os serviços públicos tinham para com a empresa, o preço da água dessalinizada que era vendido abaixo do custo de produção, perdas elevadas nas redes de distribuição de eletricidade e água e procedimentos contábeis insatisfatórios (World Bank 1999).

O processo de eletrificação de zonas semi-urbanas e rurais sofreu uma acentuada aceleração durante os anos 90, em grande parte dinamizada pelo processo de descentralização da administração do Estado, com os municípios assumindo maiores atribuições na área de energia elétrica. Nessas áreas, os pequenos sistemas eram geridos pelos municípios, com altos custos operacionais, perdas elevadas (33%) e explorados por pessoal insuficientemente treinado.

O financiamento do setor se processava, quer através de empréstimos conseguidos junto de instituições financeiras, mediante garantia do Governo, quer através da mobilização de recursos a fundo perdido, ao nível da cooperação bilateral e multilateral (essencialmente eletrificação de zonas rurais).

Ao longo dos anos foi instituído um intrincado sistema de subvenção, entre os setores de combustíveis, eletricidade e produção de água dessalinizada, por um lado através da subvenção do diesel utilizado na

geração de eletricidade, e por outro lado a transferência de custos do setor de dessalinização para o setor de eletricidade. Um estudo recente realizado pela empresa Bozz Allen & Hamilton (2002), diagnosticou que o sistema vigente é extremamente complexo, e provavelmente difícil de se justificar. A maior parte dos subsídios é atribuída diretamente às empresas petrolíferas segundo um sistema de remuneração “cost-plus” que não incentiva as companhias a melhorarem a sua performance, e até mesmo causa distorções importantes no setor. O suporte ao crescimento econômico é marginal, e o aspecto macro-econômico mais importante é o impacto nas finanças públicas.

As subvenções são mal direcionadas, com apenas 10% atingindo as classes mais pobres. O consumo do setor residencial representa apenas 32% do consumo total de eletricidade, o que significa que parte dos subsídios beneficia setores não visados. Aproximadamente metade da população ainda não tem acesso à eletricidade (Censos 2000), e é razoável considerar que grande parte desta metade constitui precisamente a parte mais vulnerável da população (periferia das zonas urbanas e zonas rurais).

A manutenção do preço do diesel abaixo do custo real, também acaba por pesar negativamente na escolha das opções tecnológicas e mesmo na estratégia de operação da empresa concessionária de energia elétrica e água dessalinizada. Por exemplo, a consideração do custo real do diesel nos estudos de viabilidade para projetos de instalações eólicas, cujo potencial existente em Cabo Verde, é dos melhores do mundo, tornaria estes projetos bastante competitivos, isso sem levar em conta as externalidades positivas de redução de emissões de CO₂ e redução de dispêndio cambial para a importação de combustível. No caso da dessalinização tem-se privilegiado a tecnologia MVC (compressão mecânica de vapor) que consome mais energia, mas tem menores custos de manutenção, em detrimento da tecnologia de RO (osmose inversa) que consome menos energia, mas com um custo de manutenção maior devido à necessidade de troca de membranas periodicamente. Segundo dados recentes o custo do m³ de água produzido poderia ser significativamente

menor.

3. 2 – O Projeto de Reestruturação

Devido ao fraco desempenho e rápido crescimento da demanda, os montantes necessários para o financiamento do setor foram-se tornando cada vez mais significativos, ao mesmo tempo em que as mudanças na conjuntura internacional levavam ao condicionamento dos empréstimos à realização de reformas estruturais tendentes a melhorar o funcionamento e a sustentabilidade do setor.

Após varias tentativas frustradas de reestruturação da Empresa de Eletricidade, em 1994 deu-se inicio à fase preparatória do **Programa Energia e Água**, que estabeleceu os seguintes objetivos de desenvolvimento :

- a) Melhorar o abastecimento de eletricidade, água e sistema de saneamento;
- b) Aumentar a eficiência operacional e de uso final nos setores de eletricidade e água;
- c) Reduzir barreiras que impedem o desenvolvimento das energias renováveis;
- d) Promover a gestão racional dos recursos hídricos.

Os objetivos específicos do projeto incluíaam:

- 1) Privatização da ELECTRA, empresa publica de eletricidade e água;
- 2) Aumentar a participação privada e a autonomia financeira da operação do setor de abastecimento de água;
- 3) Expansão e reabilitação dos sistemas elétricos, água e saneamento dos principais centros urbanos;
- 4) Desenvolvimento da capacidade de produção de energia eólica ;
- 5) Promoção do solar fotovoltaico e sistemas eólicos para usos descentralizados;

- 6) Desenvolver um quadro regulatório e legal para eletricidade e água;
- 7) Reforçar a capacidade dos setores para o monitoramento, regulação e promoção da eficiência.

No âmbito da implementação desse programa, a maior parte dos sistemas elétricos municipais, foi incorporada na ELECTRA. A empresa foi em seguida transformada em sociedade anônima, tendo o Estado como acionista majoritário e 15% das ações repartidas pelos municípios.

Em 1999 foi aprovado o novo decreto lei quadro para o setor elétrico, e concluído o processo de concurso internacional para a seleção de um parceiro estratégico para a ELECTRA. O processo resultou na venda de 51% do parque produtor de energia e água dessalinizada, e a concessão em regime de exclusividade para a exploração das redes de distribuição de Media e Baixa Tensão. A concessão atribuída à empresa contempla ainda os serviços de recolha e tratamento de esgotos das duas maiores cidades, Praia e Mindelo. O contrato de aquisição incluiu também o compromisso de implementação de um plano estratégico de investimentos para um período de 15 anos.

A empresa vencedora foi o consorcio EDP/IPE Águas de Portugal. Numa segunda fase o governo irá desfazer-se das restantes ações que detém, através da venda de ações ao publico nacional e distribuição de parte delas aos funcionários, mas manterá um “golden share” temporário na empresa com direito a veto em casos de decisões importantes.

Com o afastamento da intervenção direta do Estado das tarefas operativas, para o papel de regulador econômico, a regulação deverá passar a ser exercida por uma entidade reguladora independente, a Agencia Reguladora Multi-Setorial (ARM), que terá competências para regular os serviços públicos de energia, água, saneamento e transportes.

Novos Princípios do Sistema Elétrico e da Regulação

O decreto lei nº 54/99 que estabelece as bases do novo sistema

elétrico, no art 9º “**princípios básicos do sistema elétrico e da regulação**”, estipula o seguinte:

1. O sistema elétrico e a prestação de serviços regulados,..... terão como base os seguintes princípios:

- a) **Desenvolvimento econômico nacional e bem estar social dos indivíduos e comunidades** – O fornecimento dos serviços regulados serão prestados como atividade de utilidade pública;
- b) **Universalidade** – De acordo com a lei, regulamentos, e os termos dos contratos de concessão ou das licenças, todos os consumidores dentro da área de concessão ou licença que o requererem, serão servidos nos termos dos planos de expansão com tarifas adequadas à qualidade do serviço prestado;
- c) **Igualdade e Solidariedade** – O fornecimento não será indevidamente discriminatório entre consumidores. Contudo, o regime de tarifas tomará em consideração as necessidades de consumidores de baixo rendimento, eletrificação rural e outros casos especiais;
- d) **Qualidade de Serviço, Eficiência e Confiabilidade** – O fornecimento dos serviços regulados, obedecerá às normas de qualidade apropriadas, de eficiência e outras regras em vigor;
- e) **Transparência** – a prestação de serviços por entidades reguladas e o controlo de serviços fornecidos pelos serviços públicos e pela Agencia de regulação serão efetuadas mediante regras e procedimentos abertos e suportados em regulamentos e diretivas acessíveis aos interessados;
- f) **Preços razoáveis e justos** – A entidade prestadora dos serviços só prestará serviços de acordo com termos adequados e condições previstas neste diploma e subseqüentes, por forma a que o seu equilíbrio econômico-financeiro seja salvaguardado no âmbito dos contratos de concessão ou licença;
- g) **Proteção ambiental** – A preservação de recursos naturais e uso

de fontes renováveis guiará coerentemente a gestão, desenvolvimento e expansão do sistema elétrico;

- h) **Concorrência** – Tanto quanto possível e economicamente viável, o sistema elétrico deverá promover a competição no fornecimento de energia elétrica e serviços relacionados;
- i) **Equilíbrio de Interesses** – O sistema elétrico deverá assegurar um equilíbrio entre interesses dos consumidores e fornecedores de serviço, de forma coerente com os objetivos e condições socioeconômicas do País.

2.A Regulação deverá nomeadamente promover:

- a) O fornecimento seguro e fiável de energia elétrica compatível com as necessidades dos consumidores e o desenvolvimento económico do País e coerentes com o programa nacional de energia e demais políticas do governo;
- b) O fornecimento de energia elétrica a preços justos, razoáveis e não discriminatórios;
- c) A eficiência na produção, transporte, distribuição e uso de energia elétrica, se for necessário através de incentivos apropriados e efetivos;
- d) Um ambiente envolvente onde entidades bem geridas têm oportunidade de obter resultados financeiros positivos;
- e) O uso eficiente e favorável do ambiente e dos recursos naturais do país.

3. 2.1 – Considerações Sobre a Nova Arquitetura Setorial

O novo modelo introduz a figura de “produtor independente” que poderá vender energia elétrica à empresa concessionária, mediante tarifas reguladas pela ARM. Assim, a reestruturação, ainda em curso, irá instituir um monopólio na área de distribuição controlado pela ELECTRA, que

também funcionará como principal produtor e monopsonista na compra de eletricidade de produtores independentes. Será permitida ainda a operação de pequenos sistemas isolados.

Entretanto em pequenos sistemas energéticos, como o de Cabo Verde, conforme ressaltado anteriormente, o balanço das vantagens e desvantagens da introdução da figura do produtor independente são completamente diferentes dos sistemas de economias de grande envergadura. Por exemplo, para os centros de maior concentração de consumo a evolução da demanda poderá possibilitar um salto para tecnologias de produção mais eficientes e com menores custos unitários de produção, mas que exigem uma escala maior para se viabilizarem, como seria o caso da mudança de motores diesel para turbinas a gás ou a vapor, que inviabilizaria a sobrevivência de pequenos produtores térmicos independentes.

Outro ponto relevante concerne a possibilidade de erosão da base de consumidores para a prática de subsídios cruzados já que eventuais competidores naturalmente se interessariam apenas para os nichos rentáveis, deixando o ônus da produção de energia elétrica nas zonas de alto custo para a empresa concessionária.

Já a introdução de produtores eólicos independentes pode ser interessante para o País na ótica da redução da dependência externa de importação de combustíveis fósseis. Mas a natureza aleatória da produção de energia eólica, obriga de qualquer forma a realização de investimentos em centrais térmicas com capacidade suficiente para assegurar a demanda total o que pode resultar no aumento dos custos fixos da empresa incumbente e conseqüente aumento das tarifas. Além disso, a operação conjunta de sistemas eólicos e centrais térmicas exige um alto nível de coordenação que será mais facilmente alcançado se os sistemas pertencerem a uma mesma entidade.

O plano de reestruturação prevê que as novas centrais, das cidades com maior concentração da demanda, passem a utilizar o Óleo Combustível como principal carburante o que deverá reduzir os custo de produção de

eletricidade nestas localidades. Entretanto a concretização desta expectativa depende da realização de infra-estruturas de descarga e armazenamento por parte das empresas petrolíferas.

A opção de integrar os sistemas municipais na Electra e a concessão de exclusividade para o ramo de distribuição, em tese, deverá resultar em ganhos de eficiência graças a maior capacidade técnica da ELECTRA. Por outro lado irá estimular uma melhor integração das redes, abrindo espaço até para uma maior penetração de energia eólica no sistema. Segundo os compromissos de investimento assumidos pelo consórcio que ganhou a licitação de privatização, o sistema deverá caminhar para a interligação das redes e construção de uma central única para cada ilha.

No entanto será necessário investigar as conseqüências econômicas da realização do programa de investimentos e suas repercussões no nível médio das tarifas.

3. 3 - Sustentabilidade Financeira e Política de Subvenções

Com a entrada de capitais privados na Electra, a exploração dos serviços de energia elétrica terá que gerar algum excedente, a não ser que estes serviços continuem sendo financiados pelos contribuintes.

Apesar de um certo grau de ambigüidade a nova lei de eletricidade de certa forma já aponta aspectos importantes que deverão nortear o regime de remuneração dos custos.

Por exemplo, o principio da garantia de sustentabilidade financeira está claramente estabelecido no art.60º pontos 1, 3 e 7 que estipulada que o regime tarifário deverá se basear num sistema híbrido que combina o método de preços máximos, com possibilidades de repercussão automática dos custos cujo controle não dependem da operadora (regime pass-through).

(art. 60º Serviços não concorrenciais)

1. As tarifas para serviços não competitivos deverão ser baseadas

no sistema de preços máximos por um período de cinco anos, sujeito à revisão interina após três anos, se a entidade regulada e a Agência reguladora assim o acordarem. Outros reajustes embora mínimos poderão ser permitidos desde que reportem a custos não previstos de expansão da rede, alteração extraordinária no custo de combustível, ou outro fator de custo significativo;

3. As tarifas deverão ser estabelecidas a um nível que garanta ao concessionário um lucro proporcionado com os riscos assumidos;

7. As tarifas devem ser indexadas de modo a refletirem mudanças nos preços dos bens e serviços no país. Alterações significativas no índice de preços ao consumidor podem ser refletidos proporcionalmente nos ajustes anuais feitos às tarifas;

As cláusulas de indexação, para alguns itens fora do controle das empresas ou mecanismos de repasse ajudam a garantir a sustentabilidade financeira. O perigo é que isso reduz o incentivo das empresas a barganhar preços mais baixos para esses insumos. No caso dos custos dos combustíveis, o mercado abastecedor é garantido apenas por duas empresas atuando em regime de oligopólio fechado, e a Electra constitui praticamente o único consumidor de Óleo Combustível do mercado interno. Esse aspecto precisa ser considerado no processo de reforma do setor de combustíveis, discussão que ultrapassa o âmbito deste trabalho.

O Princípio da eficiência também está contemplado nos incisos 4, 5 e 8 do art.60:

4. As tarifas deverão ser formuladas de modo a fornecer incentivos suficientes para promover a eficiência

5. As tarifas deverão ser estabelecidas por forma a promover a poupança de energia

8. As tarifas devem refletir os custos do fornecimento do serviço às várias classes de consumidores.....

Como a empresa está envolvida ainda em outras atividades possivelmente mais deficitárias do que a eletricidade (dessalinização de água e saneamento) a separação dos custos não será uma tarefa fácil. Alguns custos podem ser facilmente atribuídos a determinados produtos ou consumidores, porém existem custos comuns que não poderão ser atribuídos a um único produto ou categoria de consumidores. Nestes casos a entidade reguladora terá que adotar algum tipo de regra contábil para a distribuição destes custos, nomeadamente eles podem ser alocados proporcionalmente ao nível de produção relativa, custos atribuíveis ou receitas geradas por cada produto ou categoria de consumidores.

A lei garante o atendimento universal e não discriminatório a todos os consumidores que o desejarem dentro das áreas abrangidas pelas concessões. Entretanto a mesma lei estipula que seja permitida às empresas a arrecadação de receitas compatíveis com os custos incorridos.

(art. 85º Serviço Universal)

De acordo com as tarifas e outros custos aprovados, as entidades reguladas têm de fornecer serviço de energia elétrica a qualquer consumidor que o requerer dentro da área de concessão, ou no contexto do plano de expansão do sistema elétrico, salvo exceções previstas na lei ou no contrato de concessão ou licença.

Também é levado em consideração o caso da extensão das redes às zonas rurais e periferias, onde devido à baixa densidade do consumo e dispersão geográfica, os custos de suprimento são mais elevados. No novo modelo continua em aberto a possibilidade de a empresa concessionária se beneficiar de transferências do governo.

(art. 86º Consumidores Fora das Áreas de Serviço)

O Governo tem autoridade para emitir normas destinadas a assegurar serviços a consumidores fora da área de serviço, tomando em consideração os legítimos objetivos do País, sem prejuízo do equilíbrio econômico das concessionárias ou detentoras de licença.

Isso pode implicar a continuidade de alocação de recursos do Governo para os serviços concedidos. Esta opção fica mais claramente definida no contrato de concessão assinado entre a Electra e o Governo que condiciona a extensão dos serviços a um critério de densidade de rede (numero de consumidores por hectômetro de linha). A extensão dos serviços à população não abrangida por este critério estará na dependência da provisão de subsídios explícitos direcionados a projetos concretos.

Embora a nova lei de eletricidade não a descarte completamente, a prática de subsídios cruzados entre categoria de clientes é desaconselhada.

(art. 69º Subsídios)

- 1. As tarifas para cada categoria de clientes deverão refletir o máximo possível, o custo total de fornecer um serviço a esta categoria;*
- 2. Os subsídios de uma categoria de clientes para outra são desaconselhados.*

De qualquer forma um certo grau de subvenção cruzada possivelmente continuará existindo se forem mantidas as tarifas uniformes para todo o território nacional.

Art. 66º categorias tarifárias

- 1. A Agência de Regulação tem autoridade para decidir a área onde as tarifas deverão ser uniformes por categoria e para criar categorias de consumidores*

3. 3.1- Analise Quantitativa

Com freqüência, as assunções básicas que alimentam o debate não estão sujeitas à demonstração analítica, e o único meio de avaliar a pertinência das mesmas é mediante a realização de simulações que levem em consideração de forma explícita os objetivos pretendidos e os constrangimentos que o setor enfrenta.

A Agência de Regulação irá enfrentar um problema prático importante: não existem muitos dados históricos relevantes do ponto de vista da regulação. Particularmente, informações detalhadas sobre os consumidores(ex. hábitos de consumo, capacidade e disposição a pagar, nível de renda etc), registros detalhados dos ativos, ou dados confiáveis sobre o valor dos ativos depreciados. A maioria dos dados tem que ser gerados durante a fase de implementação do novo regime de regulação.

Uma alternativa para a solução deste problema consiste no aproveitamento das informações dos estudos realizados durante a fase preparatória do processo de reestruturação. Esta secção pretende ser um primeiro passo nesta direção, resgatando informações de estudos disponíveis para alimentar um modelo quantitativo, baseado em planilhas excel, com o intuito de avaliar o impacto das medidas preconizadas nos custos de provisão dos serviços elétricos.

Será realizada a projeção dos custos para o ano 2000, utilizado com ano de base (referencia), e para os anos de 2004 e 2008. Espera-se que até 2008 sejam implementadas todas as medidas previstas no projeto de reestruturação. Todas as ações são repercutidas no nível médio das tarifas, que será calculado como a tarifa que garante a sustentabilidade financeira do operador, para a taxa de retorno autorizada, o nível de investimentos acordado e os ganhos de eficiência.

A segunda parte do exercício consiste na avaliação do impacto e implicações destas alterações para os consumidores residenciais.

Em algumas situações serão adotadas assunções derivadas da

experiência do autor para preencher eventuais lacunas de dados⁶.

Evolução dos Custos da Eletricidade

Especificamente pretende-se investigar o efeito das seguintes alterações, decorrentes do processo de reestruturação:

- Eliminação gradual até 2007 de subsídios diretos atribuídos ao diesel utilizado na produção eletricidade;
- Realização de novos investimentos na área de geração que permitirão a utilização de óleo combustível, e extensão da capacidade de geração eólica (parcialmente financiado pelo GEF);
- Redução na intensidade da prática de subsídios cruzados entre os setores de Eletricidade, Água e Saneamento;
- O projeto prevê um Grant, para 6000 novas ligações sociais em zonas onde já existem redes de distribuição;
- Extensão da eletrificação rural (alguns projetos continuam sendo financiados pela cooperação bilateral);
- Introdução da Tecnologia de Osmose Inversa na produção de água dessalinizada (a empresa pretende construir novas unidades de dessalinização com a tecnologia RO).

Para facilitar a simulação e também permitir a análise dos subsídios cruzados, o País foi dividido em duas regiões: região Urbana (Zona 1) correspondente aos três principais centros urbanos e região Não Urbana (Zona 2) que abrange as sedes administrativas das restantes autarquias e

⁶ Esta seção deve ser encarada como um exercício acadêmico, cujos resultados podem ser significativamente aprimorados, posteriormente, através da consideração de dados efetivos. Como citado anteriormente, o programa de reestruturação também contempla a implementação de um sistema de informações estatísticas e monitoramento do setor energético, que irá fornecer pelo menos parte das informações necessárias. A implementação de um observatório nacional da pobreza no âmbito do programa de redução da pobreza também poderá ser de grande ajuda na caracterização dos consumidores.

zonas rurais.

Foram realizadas as seguintes distinções:

Geração de energia

Centrais urbanas – correspondentes aos três maiores centros urbanos, equipados com turbinas eólicas e motores diesel de grande porte (2 a 5 MW) que podem funcionar a óleo combustível ou diesel.

Centrais não – urbanas que englobam tanto as zonas semi-urbanas como as zonas rurais, equipadas com motores de menor potencia (200 á 1000 kW), que funcionam exclusivamente com o diesel.

Distribuição de Eletricidade

Devido à dispersão geográfica determinada pelo carácter insular do País e à reduzida quantidade de energia demandada ainda não foi implementado o sistema de transporte em alta tensão. Por isso, a distribuição de eletricidade engloba apenas dois segmentos a Media Tensão (entre 6 e 20 kV, a tendência é para a uniformização gradual das linhas para 20 kV) e Baixa tensão 380/220 V. A distribuição é também desagregada em dois segmentos (urbano e não urbano).

O custo médio do kWh foi calculado pela seguinte formula:

$$C_{mp} = \sum_{i=1}^2 C_i \cdot \alpha_i \quad (\text{ECV/kWh}) \quad (1)$$

Onde:

C_{mp} – Custo médio ponderado;

C_1 e C_2 - custos do kWh nas zonas urbanas, e zonas não urbanas.

α_1 e α_2 – percentagem de eletricidade distribuída nas zonas urbanas, e zonas não urbanas.

$$C_i = \frac{Do\&md_i + A_{di} + P_{di} + C_{cdi}}{E_{di}} + C_{pi} \quad (\text{ECV/kWh}) \quad (2)$$

Onde:

$Do\&md_i$ – Despesas de Operação e Manutenção da distribuição de eletricidade na zona i ;

A_{di} - Amortização e depreciação de ativos de distribuição zona i

P_{di} – Custo de Perdas de distribuição zona i

C_{cdi} – Custo de Capital de distribuição zona i

E_{di} – Energia distribuída zona i

C_{pi} – Custo de Produção de eletricidade zona i ;

$$C_{pi} = \frac{D_{comi} + Do\&mp_i + A_{pi} + C_{cpi}}{D_i} \quad (\text{ECV/kWh}) \quad (3)$$

D_{comi} – Despesas com combustíveis

$$D_{comi} = [D_i(1-\beta_i)] \cdot \eta_i \cdot \gamma_d \cdot P_d + [D_i(1-\beta_i)] \cdot \eta_i \cdot \gamma_o \cdot P_o \quad (4)$$

β_i - taxa de contribuição de energia eólica zona i

η_i - Consumo específico médio de combustível zona i (g/kWh)

γ_d, γ_o – percentagem de geração utilizando diesel e óleo combustível

P_d, P_o – Preço do diesel e do óleo combustível;

$Do\&mp_i$ – Despesas de Operação e Manutenção da produção zona i

A_{pi} – Amortização e depreciação de ativos da produção zona i

C_{cpi} - Custo do capital de produção zona i

D_i - demanda bruta de energia zona i

Estimativa dos Parâmetros de Custos

Os diversos parâmetros enumerados nas equações foram estimados a partir de dados extraídos do relatório de contas da ELECTRA para os anos 2000 e 2001 e informações contidas em estudos realizados na fase preparatória do processo de privatização (Maxwell Stamp 1999; Patu 1997).

Como essas informações na muitas vezes são apresentadas de forma compacta, os primeiro passo consistiu na desagregação dos dados pertinentes, segundo os diversos ramos de atividade. Para o efeito utilizamos a mesma chave de repartição utilizada em Maxwell Stamp (1999): Produção de Eletricidade 38.7%, Distribuição de eletricidade 21.9 % e Água/Saneamento 39.4 %.

Para a distribuição de eletricidade efetuamos mais uma desagregação dos custos (zonas urbanas, não urbanas), utilizando uma chave de repartição estimada a partir de informações sobre os Kms de linha pertencentes a cada zona e os planos de expansão das redes para o horizonte 2004/2008.

As despesas de O&M, para os anos 2004 e 2008 foram atualizadas de acordo com uma taxa de inflação de 3,5% ao ano (previsões do FMI utilizadas em Maxwell Stamp 1999).

Para estimar os montantes de amortização e depreciação dos novos investimentos foi utilizada uma taxa de 5%, de acordo com as regras do plano de contas nacional.

O custo de Capital, para o ano 2000, foi calculado a partir do valor do ativo líquido da empresa do Relatório de contas 2000 (ativo total – amortizações e depreciações). Para os anos subseqüentes foi adicionado aos valores do ano 2000, o montante estimado para aos novos investimentos e descontado as estimativas de amortização e desativação de equipamentos obsoletos. Para o efeito foram utilizados dados extraídos do documento World Bank (1999) e Patu (1996).

Devido à indisponibilidade de informações suficientes para calcular a

taxa de retorno foi adotada uma taxa de 13%, valor equiparado ao que é praticado pelos bancos comerciais em Cabo Verde.

Em todos os cálculos foi adotada uma taxa de Cambio de 1US\$=110ECV equivalente à média dos últimos 12 meses.

Previsão da Demanda de Energia

A metodologia adotada para estimar a demanda de energia elétrica de 2004 e 2008 foi escolhida de acordo com as informações disponíveis e os objetivos da simulação. Assim a demanda bruta de eletricidade foi desagregada nos seguintes segmentos: Residencial, Dessalinização, Industria/Comercio/Serviços, Iluminação Pública, Bombeamento de Água, Consumo Interno e Perdas.

Setor Residencial

Para este setor optou-se pela utilização de um modelo de previsão do tipo técnico-económico (Modelo de usos finais) mediante a adaptação dos procedimentos do Medpro (versão moderna dos modelos MEDEE desenvolvidos por Chateau e Lapilone).

O modelo foi baseado na representação explícita dos principais usos finais de energia das populações em suas residências: iluminação em primeiro lugar e equipamentos elétricos. Além dos dados sobre a evolução da população é levado em conta a taxa de equipamento das habitações, o consumo específico por equipamento e a simulação do processo de eletrificação rural e suas conseqüências diretas.

Desagregação do modelo residencial

A população foi desagregada em Urbana, Semi-Urbana (sedes administrativas dos Municípios) e Rural, de acordo com 5 grupos de renda.

Essa divisão permite analisar as conseqüências da migração da

população das zonas rurais para as cidades, levando em consideração a diferença de estilos de vida e posse de equipamentos.

Etapas da simulação

- 1) Simulação do numero de pessoas pertencente a cada grupo social, e respectiva posse de equipamentos;
- 2) Para cada uso calcular o consumo médio de eletricidade
- 3) Calcular a demanda de eletricidade, para cada uso final.

Os resultados foram progressivamente agregados até a demanda total do setor residencial. A consistência dos dados de entrada é testada através da comparação com o consumo observado no setor no ano 2000.

Segundo Chateau (1998), se existe homogeneidade dentro de cada grupo social, o comportamento e características do consumo de energia varia muito lentamente ao longo do tempo, isso permite a utilização de dados de pesquisas anteriores. Assim os dados, energéticos, socioeconômicos e técnicos, que são necessários para caracterizar adequadamente cada grupo social foram obtidos a partir dos censos 2000 (pose de equipamentos, nº de famílias, nº de pessoas por família) e dados obtidos através de pesquisa aos domicílios sobre a disposição e capacidade de pagamento, realizada em 1997 (Rendimento médio e despesas com a eletricidade por grupos de renda para as zonas urbanas, semi-urbanas e rurais).

Para estimar a demanda de eletricidade destinada à dessalinização de água do mar, foram utilizadas previsões de evolução da demanda de água dessalinizada de outros estudos (Patu 1997), e informações concernentes às mudanças tecnológicas que estão sendo introduzidas no âmbito da reestruturação, nomeadamente a opção de converter todo o parque dessalinizador para a tecnologia de Osmose Inversa em médio prazo.

As demandas dos sub-setores de IP, Industria/Comercio/Serviços e Bombeamento de Água foram estimadas através da simples extrapolação estatística dos dados históricos dos últimos 10 anos.

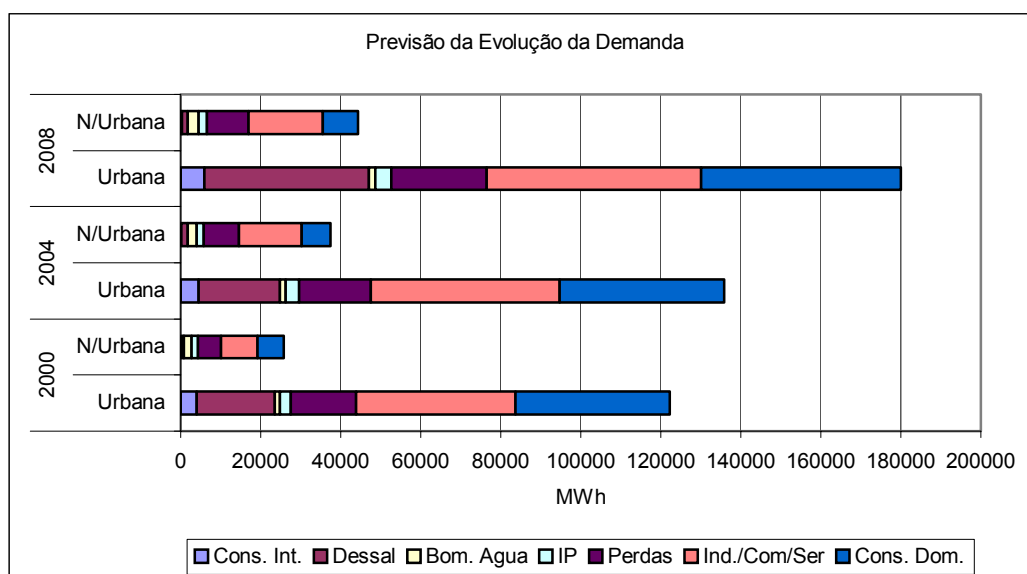
As Perdas de distribuição foram calculados como uma percentagem fixa sobre a demanda líquida utilizando os mesmos valores verificados no ano 2000.

Apresentação e Discussão dos Resultados da Simulação

Demanda de Energia Elétrica

A estimativa da evolução da demanda de energia aponta para a continuidade da situação de concentração do consumo de eletricidade nos principais centros urbanos apesar da expansão da cobertura elétrica prevista para as zonas rurais. Essa tendência é justificada pela concentração de grande parte da atividade econômica e dessalinização de água do mar nestes centros.

Gráfico nº 1



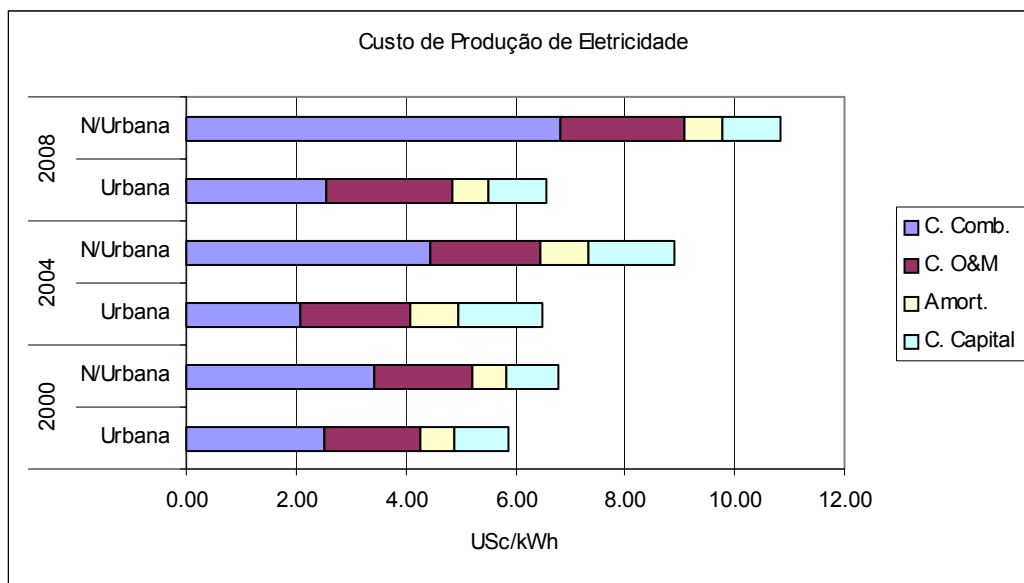
Fonte: Ano 2000 Relatório e Contas da Electra 2000, outros anos estimativas do autor

Essa diferença de escala condiciona as opções de tecnologias de produção de eletricidade e tipo de combustível, com evidentes repercussões na eficiência e custos de produção. A utilização de grupos geradores de maior porte possibilita a redução do consumo específico de combustível (g/kWh).

Nos cálculos de consumo de combustíveis foi levada em consideração a redução que será proporcionada com a aquisição de novos grupos geradores para os centros urbanos, como também a eventual melhoria na performance das centrais não urbanas cujos consumos específicos de combustível são excessivos, mesmo para grupos geradores de pequeno porte⁷. As zonas urbanas se beneficiarão ainda de uma redução no consumo de combustíveis devido à ampliação do parque eólico que deverá aumentar a taxa de participação eólica de cerca de 6% em 2000, para 17% em 2004.

Gráfico nº 2

⁷ Vide tabela 6 em anexo



Fonte: Estimativas do Autor

Pelas projeções efetuadas se pode inferir que a retirada dos subsídios dos combustíveis terá uma grande repercussão nos custos de produção das centrais não urbanas que funcionam a diesel, situação que não ocorrerá nos centros urbanos que devem passar a utilizar em maior escala o óleo combustível significativamente mais barato.

Distribuição de Eletricidade

A comparação da quantidade de energia distribuída e a quantidade de infra-estrutura de rede dedicada a cada uma das regiões⁸ revelam que o consumo das zonas não urbanas representa apenas cerca de 20% do total de energia distribuída, mas a quantidade de infra-estrutura de rede dedicada a estas zonas é de aproximadamente 60%. Esta situação pode ser explicada pela existência de importantes deseconomias de escala devido ao carácter insular do País, a baixa densidade de consumo e a natureza dispersa das residências no meio rural.

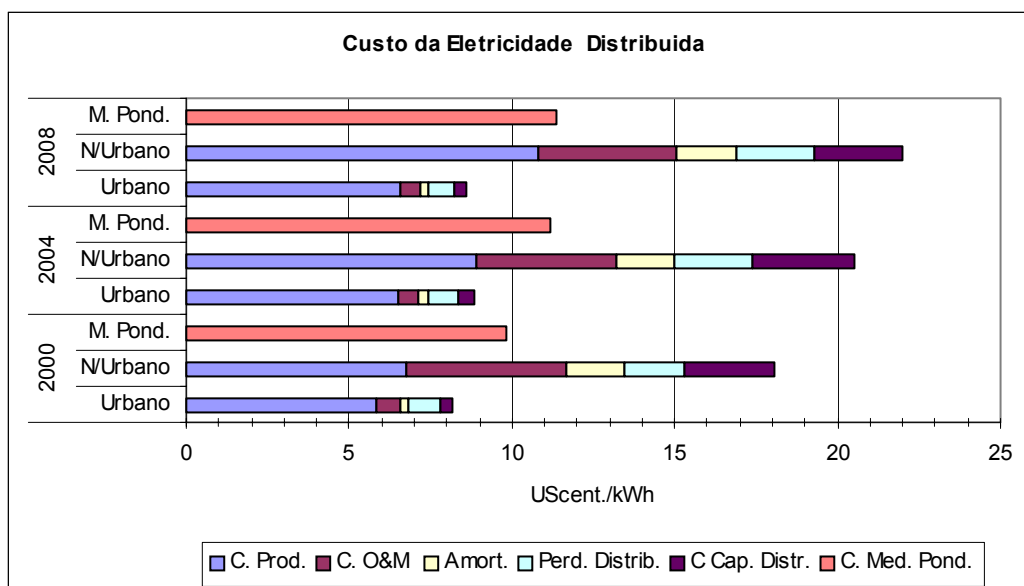
A análise dos dados do Censo 2000 demonstra que para algumas localidades a posse de equipamentos elétricos é superior ao número de

⁸ Vide tabela 8 em anexo

consumidores conectados à rede, o que constitui um indício de que, apesar da boa cobertura territorial, potenciais consumidores já em estágios de pré-eletrificação continuam sem acesso à rede.

Na simulação, os custos de distribuição foram rateados proporcionalmente à quantidade de infra-estrutura de rede dedicado a cada zona, aproximando-se assim da lógica de distribuição completa dos custos (full distributed cost). A aplicação deste critério revela uma expressiva divergência nos custos da energia elétrica distribuída nas zonas urbanas e zonas não urbanas como pode ser constatado no gráfico nº 3.

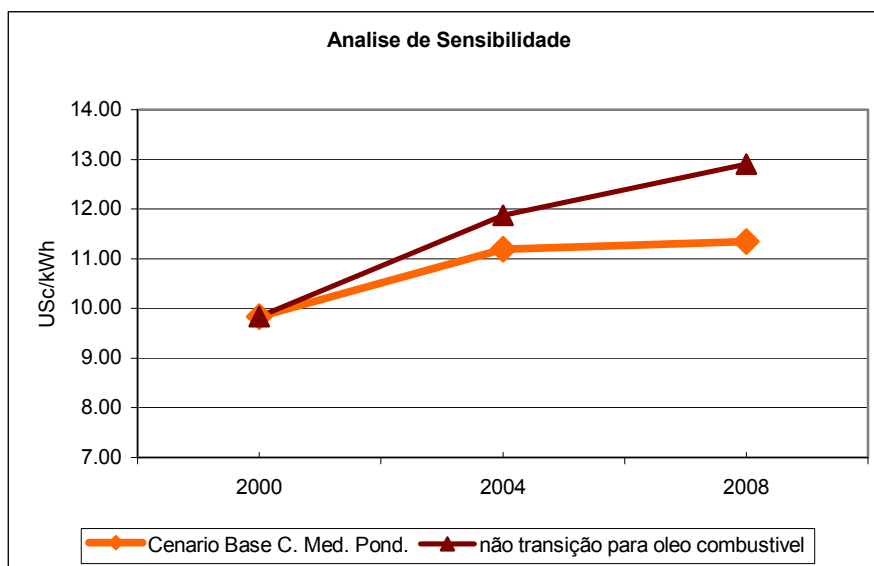
Gráfico nº 3



Fonte: Estimativas do autor

O custo médio ponderado também pode aumentar consideravelmente se por algum motivo não for efetivada a transição de consumo de diesel para óleo combustível nas zonas urbanas.

Gráfico nº 4



Fonte: Estimativas do autor

Análise do Impacto Sobre os Consumidores Residenciais

As consequências econômicas do aumento dos preços de energia podem ser agrupadas em dois grupos: os impactos macroeconômicos, que incluem efeitos na inflação, orçamento fiscal, renda e nível de produção, e os impactos microeconômicos, que incluem efeitos nos custos de produção, consumo, renda e bem estar das famílias. O escopo deste trabalho se restringe à análise da repercussão de uma eventual retirada dos subsídios cruzados entre as zonas urbanas e zonas não urbanas.

Tradicionalmente os estudos microeconômicos utilizam os conceitos de variação do excedente de consumidores e produtores para medir o impacto da variação de preços no bem estar social. Para analisar o caso de Cabo Verde, à semelhança de Kaiser (2000), iremos adotar uma abordagem diferente, tomando como indicador de equidade a variável $\lambda=C/I$ que descreve a porcentagem da renda que as unidades domiciliares gastam no consumo de eletricidade.

Para o efeito, serão utilizados dados retirados da pesquisa sobre a capacidade e disposição de pagamento, realizada no âmbito da preparação do processo de privatização. O estudo foi realizado em Julho de 1997 e contemplou uma amostra probabilística de 1050 consumidores de eletricidade (507) e água (543), repartidos pelas zonas urbanas e não

urbanas. Os dados utilizados neste trabalho são apresentados na tabela 1.

Tabela 1- renda média, despesa e consumo médio mensal.

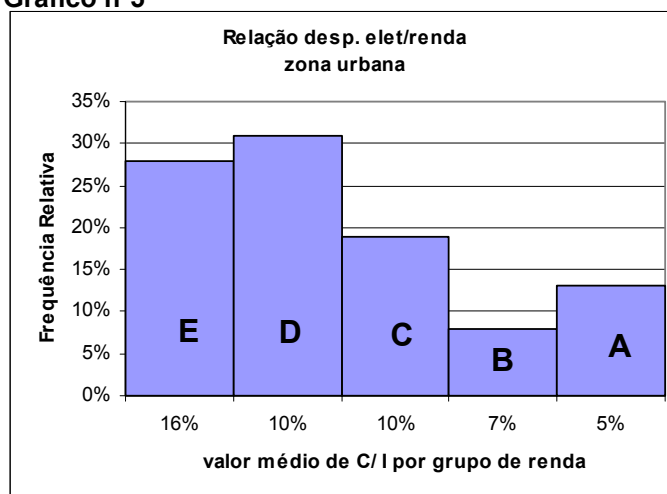
	Gr.	Interval. Renda ECV/mês	Renda Média ECV/mês	Despesa Eletri. ECV/mês	Cons. Eletri. kWh/mês	Frequência %
Urbano	E	< 12000	8083	1328	85	28%
	D	12001 a 24000	17833	1785	112	31%
	C	24001 a 36000	25917	2700	166	19%
	B	36001 a 48000	37250	2475	153	8%
	A	> 48000	72917	3434	209	13%
N/Urbano	E	< 12000	6417	615	43	30%
	D	12001 a 24000	16083	1125	73	38%
	C	24001 a 36000	27333	1525	97	15%
	B	36001 a 48000	33750	1814	114	5%
	A	> 48000	77167	2868	176	11%

Fonte: Groupement Marge Premium (1997^a)

Segundo conclusões da pesquisa, as residências das zonas urbanas estão ligadas à rede elétrica há mais tempo e dispõem de um maior número de equipamentos elétricos, por isso o consumo médio mensal é mais alto para todos os grupos de renda, quando comparados com as zonas não urbanas. Cerca de 70% das residências não urbanas, e 60% das residências urbanas dispõem de menos de 24.000 ECV de renda mensal.

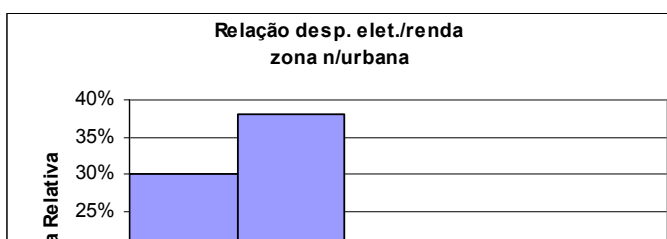
Nas zonas urbanas, a despesa com a eletricidade representa entre 10 e 16% das rendas declaradas pelos consumidores pertencentes aos três primeiros grupos de renda (representam mais de 75% dos inquiridos). Este valor cai para 5 e 7% para os grupos de renda mais privilegiados.

Gráfico nº5



Fonte: Groupement Marge Premium (1997^a)

Gráfico nº6



E D C B A

Fonte: Groupement Marge Premium (1997^a)

Nas zonas não urbanas a situação é diferente. Os gastos com eletricidade das famílias pertencentes aos três primeiros grupos de renda (mais de 80% das famílias) são cerca de duas vezes menor em relação às zonas urbanas, e representam apenas 6 a 10% da renda declarada. Essa diferença diminui para os níveis de renda mais elevados. Os gastos com a eletricidade são apenas 15 a 30% inferiores comparados com os grupos equivalentes das zonas urbanas e representam entre 4 a 5% da renda declarada. A diferença entre os gastos de eletricidade de famílias de rendimento mais baixo e famílias de rendimento alto é de cerca de 2.5 nas zonas urbanas e 4.7 nas zonas não urbanas.

Metodologia de Análise

A demanda de eletricidade E_i e Renda Total l_i para a residência i são avaliadas por um período de tempo k (igual a um mês). A estrutura tarifaria determina o custo de energia consumida pela residência i e é representada por C_i . A relação $C_i/l_i = \lambda_i$ representa a percentagem da renda total gasta em eletricidade durante o período de tempo.

Assim a residência i é caracterizada pelo vetor $(E_i, l_i, C_i, \lambda_i)$

$Res\ i \leftrightarrow (E_i, l_i, C_i, \lambda_i)$

A amostra é retirada da população ϕ do conjunto dos consumidores

$\{(E_i, I_i), i=1, \dots, n\}$,

dada a tarifa τ determina C_i e $\lambda_i = C_i/I_i$:

e o conjunto $\theta = \{(E_i, I_i, C_i, \lambda_i), i=1, \dots, n\}$,

Os histogramas dos dados do conjunto θ são utilizados para inferir as correspondentes funções de densidade (da população) para as variáveis aleatórias E , I , C , e λ .

Considera-se que E , I , C , e λ são variáveis contínuas e aleatórias e é assumido que obedecem às funções de densidade f , g , j , e h , respectivamente. As funções de distribuição acumulada são representadas por F , G , J , H , e definidas, por exemplo, como:

$$F(x) = \int_0^x f(y) dy \quad (5)$$

Neste caso o valor inferior é 0 porque o consumo de eletricidade não pode ser um valor negativo. As distribuições são caracterizadas pelos seus momentos: a média, desvio padrão, coeficiente de assimetria e kurtose que são utilizadas para distinguir os tipos de distribuição.

Uma das maneiras de quantificar a equidade é examinar o efeito distribucional na percentagem de renda despendida em eletricidade. A função de distribuição acumulada $H(x)$ descreve a percentagem da população que gasta $x\%$ ou menos da sua renda no consumo de eletricidade.

Os dados da tabela 1 são utilizados para estimar os parâmetros que caracterizam as funções densidade de distribuição. A análise exploratória dos dados sugere que eles podem ser representados por curvas de distribuição log-normais.

Uma variável aleatória X com valores positivos tem distribuição log-normal com função densidade de probabilidade:

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma_y\sqrt{2\pi}} \ell^{\frac{1}{2x} \frac{(\ln x - \mu_y)^2}{\sigma_y^2}} \quad \text{para } x \geq 0$$

e

$$f(x) = 0 \quad \text{para } x < 0$$

Se a variável aleatória Y definida como $Y = \ln(x)$ tem distribuição normal com média $-\infty < \mu_y < +\infty$ e desvio padrão $0 \leq \sigma_y < +\infty$

A média e a variância de X com distribuição log-normal são:

$$\mu_x = \ell^{\mu_y + \frac{\sigma_y^2}{2}}$$

$$\sigma_x^2 = \ell^{2\mu_y + \sigma_y^2} * \left(\ell^{\sigma_y^2} - 1 \right)$$

Para descobrir se os dados agrupados disponíveis obedecem a estes critérios foi utilizado o método dos momentos.

A assunção de que a natureza das curvas de distribuição permanece constante, e a substituição dos preços praticados em 1997 (situação pré-reforma), para um nível de preço compatível com a previsão de evolução dos custos para o ano de 2008 (situação pós-reforma), deflacionados a custos de 1997, permitirá a avaliação da repercussão da reforma nos consumidores residenciais.

Para cada zona foram realizadas simulações de dois cenários: o primeiro, para o caso de manutenção de subsídios cruzados (prática da tarifa média ponderada que garante a recuperação dos custos). O segundo, com a retirada de subsídios cruzados entre as duas zonas (prática da tarifa média correspondente a cada zona).

Tabela 2 – Tarifas médias

	Tarifas (ECV/kWh)		
	Pré-reforma	Pós-reforma c/sub. cruz.	Pós-reforma s/sub. cruz.
Méd. pond.	15.5	20	
Méd. urb.			14.3
Méd. n/urb.			36.9

Fonte: Relatório Contas Electra 2000 e Estimativas do autor

Tabela 3 – Alteração do indicador C/I

	Grupos de renda ECV/mês	X=C/I			Frequência
		pré-reforma	pós-reforma c/sub. Cruz.	pós-reforma s/sub. Cruz.	
Urbano	< 12000	16%	21%	15%	28%
	12001 à 24000	10%	12%	9%	31%
	24001 à 36000	10%	12%	9%	19%
	36001 à 48000	7%	8%	6%	8%
	> 48000	5%	6%	4%	13%
Não Urbano	< 12000	11%	13%	25%	30%
	12001 à 24000	9%	9%	17%	38%
	24001 à 36000	7%	7%	13%	15%
	36001 à 48000	7%	7%	12%	5%
	> 48000	5%	4%	8%	11%

Fonte: Estimativas do autor

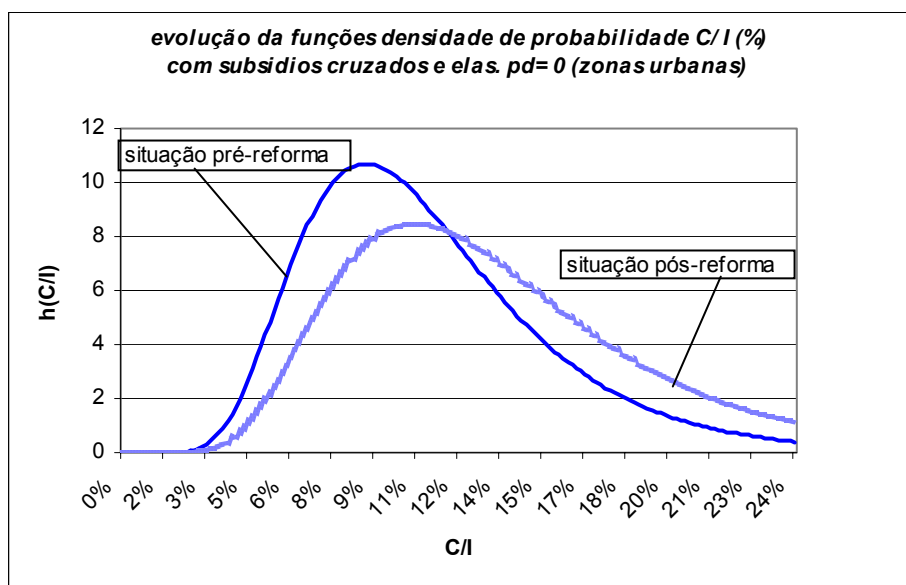
Tabela 4 – Parâmetros das Distribuições

	Pré-reforma		Pós-reforma s.s.		Pós-reforma c.s.	
	Urb.	N/urb.	Urb.	N/urb.	Urb.	N/urb.
Distribuição Normal Y						
μ_Y	-2.29	-2.47	-2.40	-1.79	-2.09	-2.43
σ_Y	0.40	0.23	0.41	0.34	0.41	0.34
Distribuição Log-normal X						
μ_X	0.11	0.09	0.10	0.18	0.13	0.09
σ_X	0.05	0.02	0.04	0.06	0.06	0.03

Fonte: Estimativas do autor

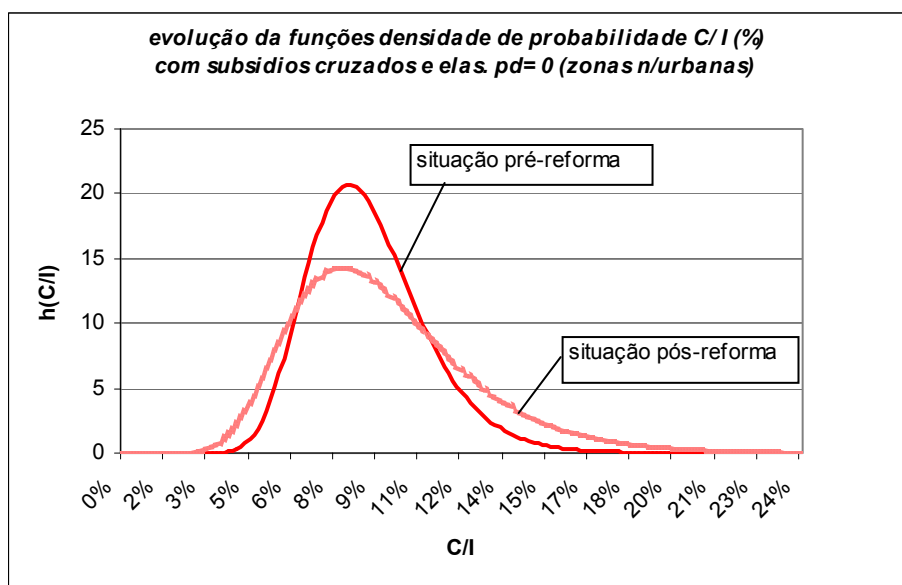
Com base nestes parâmetros foram gerados gráficos das funções densidade de probabilidade $h(x=C/l)$ para os diversos cenários.

Gráfico nº 7



Fonte: Estimativas do autor

Gráfico nº 8



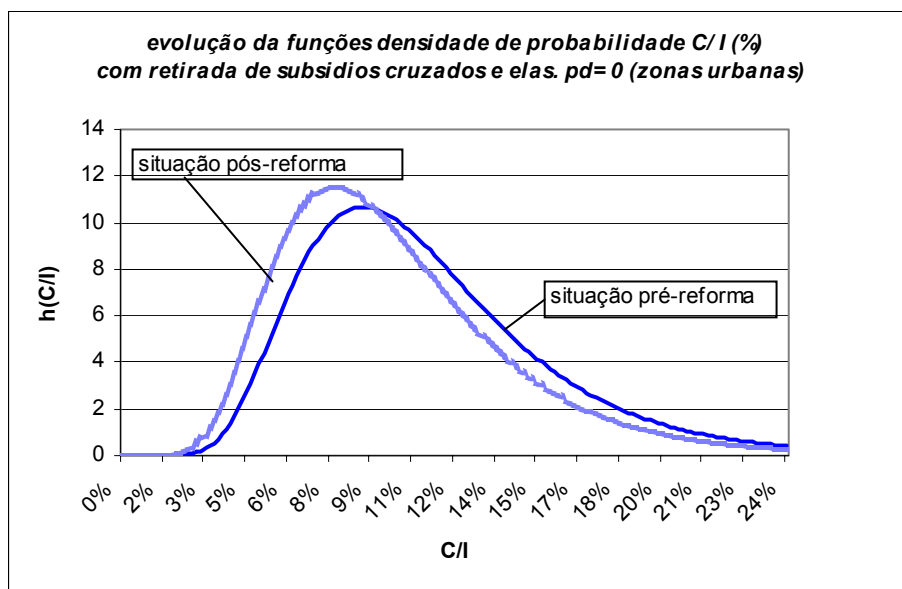
Fonte: Estimativas do autor

Da análise dos gráficos 7 e 8 se pode inferir que a situação pré-reforma é mais favorável para as zonas não urbanas. Por exemplo, se tomarmos como meta a maximização da quantidade de consumidores que gastam por exemplo menos de $x \leq 12\%$ da renda em despesas de eletricidade, a probabilidade $P(x \leq 0.12)$ é de 66% para zonas urbanas e 93% para zonas não urbanas. O que pode ser um indicador de que partes dos pobres das zonas urbanas estão arcando com o sobre-custo das zonas não urbanas. A situação pós-reforma sinaliza um agravamento da situação principalmente nas zonas urbanas ($P(x \leq 0.12) = 47\%$ para zonas urbanas e $P(x \leq 0.12) = 82\%$ para zonas não urbanas), o que pode ser explicado pelo aumento do peso dos subsídios cruzados entre as duas regiões, devidas à extensão das redes rurais e agravamento dos custos de combustíveis nas zonas não urbanas.⁹ Este cenário sinaliza que eventualmente os consumidores das zonas de alto custo (zonas não urbanas) estariam sendo custeados pelos consumidores pobres das zonas urbanas o que aponta para a necessidade de adoção de algum mecanismo de focalização ou continuidade de subvenção.

⁹ Retirada dos subsídios destinados à aquisição do Diesel.

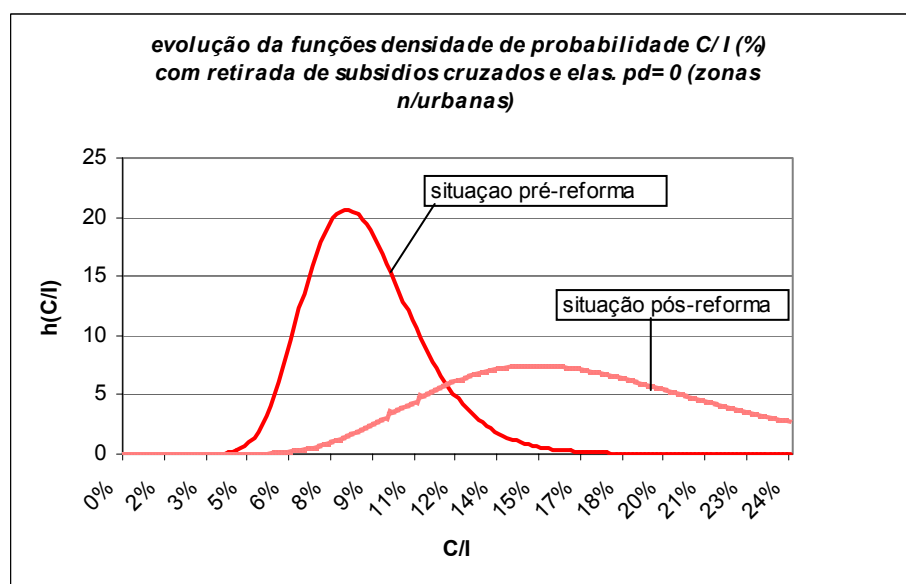
Os gráficos 9 e 10 ilustram os cenários de retirada de subsídios cruzados, ou seja, simulação da hipótese em que seria praticado o custo médio real para cada zona.

Gráfico nº 9



Fonte: Estimativas do autor

Gráfico nº 10



Fonte: Estimativas do autor

Como se pode constatar pela deslocação das curvas das zonas não

urbanas para o lado direito dos gráficos, esse cenário teria conseqüências severas para as populações residentes nestas áreas, mas melhoraria a situação das zonas urbanas ($P(x \leq 0.12) = 75\%$ para zonas urbanas e $P(x \leq 0.12) = 17\%$ para zonas não urbanas).

Nos cenários com elasticidade diferente de zero, o aumento do custo de energia seria compensado com a redução do consumo o que influenciaria positivamente o indicador C/I, mas teria repercussões indesejáveis para os consumidores de baixa renda. Se for tomado como exemplo uma elasticidade preço da demanda igual a -0.6^{10} , a redução do consumo ΔQ , originado por um aumento de preço ΔP da ordem de $138\%^{11}$, seria de 83% para zonas não urbanas. Para um consumidor destas zonas, pertencente ao primeiro grupo de renda, que em média consome 43 kWh/mês (tabela 1), isso representaria uma redução do consumo para $7,3 \text{ kWh/mês}$. Essa quantidade é inferior ao consumo médio de iluminação (9 kWh), considerado para zonas não-urbanas no exercício de previsão de demanda.

Além disso, a redução do consumo nas zonas não urbanas levaria ao agravamento da situação de sub-utilização das infra-estruturas de rede, repercutindo negativamente no nível médio das tarifas, o que poderia dar origem a um círculo vicioso de reajustes e redução do consumo.

Para obter uma aproximação do efeito da redução do fator de utilização das infra-estruturas foi elaborado um cenário em que o nível de demanda do setor residencial é reduzido proporcionalmente, para cada grupo de renda, de acordo com a variação do preço, e utilizando diferentes valores de elasticidades. As demandas dos setores de Indústria, Comércio e Serviços, também são reduzidas de acordo com a variação do preço, mas, para todas as simulações, foi mantida uma elasticidade preço da demanda de -0.2 . A tabela 3 sintetiza os resultados das simulações.

¹⁰ Não existem dados sobre elasticidade para Cabo Verde, entretanto estudos realizados na Índia (Bose e Shukla 1999) apontam para valores de -0.65 para o setor residencial e -0.26 para o setor comercial. Em Gutierrez (1996b) é utilizada uma elasticidade de -0.5 para diversos países africanos.

¹¹ Essa seria a variação para o caso da transição da tarifa média praticada antes da reforma para uma

Tabela 5 – Análise de sensibilidade do custo de eletricidade

		Elasticidade pd.			
		0	-0.2	-0.4	-0.6
Custo Eléct. (Usc/kWh)	Urbano	8.62	8.68	8.72	8.77
	var.		0.7%	1.2%	1.8%
	N/Urbano	20.24	23.28	26.29	31.29
	var.		15%	30%	55%
	Média Pond.	11.34	11.56	11.68	11.81
	var.		1.92%	3.03%	4.14%

Fonte: estimativas do autor

Para o cenário de elasticidade igual a -0.6 o aumento do custo de eletricidade seria da ordem de 55% para as zonas não urbanas.

Os resultados da simulação apontam para a necessidade de continuidade da prática de subsídios cruzados, a fim de garantir a sustentabilidade financeira, mas revela a necessidade de uma melhor focalização dos subsídios visando a melhoria da equidade do sistema. Fica também evidente que, devido ao fraco retorno financeiro dos projetos de eletrificação rural, em alguns casos será necessário a provisão de algum tipo subvenção por parte do governo.

A implementação de tarifas não-lineares com uma estrutura de dois escalões pode servir para melhorar a focalização dos subsídios cruzados. A melhoria da focalização pode ser conseguida através de um exercício de otimização. A tarifa de 2 escalões é uma função de três parâmetros (t_1 , t_2 , E_0).

$$T = \begin{cases} t_1(\text{ECV/kWh}) & \text{se } E_i \leq E_0 \text{ (kWh)} \\ t_2(\text{ECV/kWh}) & \text{se } E_i > E_0 \text{ (kWh)} \end{cases}$$

A seleção desses parâmetros determina o impacto das tarifas nos consumidores, que irá depender das características dos rendimentos e

consumos de energia das famílias e da inter-relação existente entre estes dois fatores. A tarifa deverá também satisfazer à restrição de equilíbrio financeiro, ou seja, gerar receitas suficientes para cobrir os custos dos serviços.

Outra alternativa de atuação poderia ser a não inclusão do custo de capital de distribuição das zonas rurais no custo do kWh, opção bastante plausível se levarmos em consideração que grande parte desta infraestrutura foi financiado a fundo perdido através de ajudas ao desenvolvimento de Governos que cooperam com Cabo Verde.

(O art.60º ponto 9 estipula que”as tarifas não devem refletir custos.... associados a bens onde o concessionário não investiu ou que tenham sido doados ao Estado de Cabo Verde”), ou ainda a não inclusão do custo de capital dos ativos pertencentes ao Estado no custo do kWh. O Estado (Governo e Municípios) continua sendo proprietário de grande parte dos ativos de distribuição, que foram apenas colocados em concessão, esse cenário poderia ser encarado como uma forma de suavizar a transição para a prática de tarifas custo efetivas.

IV – CONCLUSÕES

O atual fenômeno de reestruturação e privatização de sistemas elétricos lida com realidades que variam consideravelmente dependendo da região. No caso específico dos países da ASS, a maioria das populações não atendida reside em zonas rurais dispersas e periferias das zonas urbanas, a demanda é baixa e o custo de conexão não é acessível. A situação desses países é caracterizada ainda por um alto nível de pobreza, alta taxa de desemprego e pesada dívida pública.

Além da insuficiência de recursos públicos para investimentos na área de provisão de serviços elétricos, para estes países, são preocupações importantes as questões relacionadas com situação de falência das empresas públicas de eletricidade em termos de gestão comercial e técnica. A privatização tem sido considerada como uma alternativa à ausência de investimentos públicos, porém, estes países enfrentam dificuldades na construção de sistemas de regulação consistentes no que diz respeito à obrigatoriedade de serviço universal e políticas tarifárias.

Evidencia-se a necessidade de realização de análises abrangentes, que considerem as especificidades destas economias, abandonando as receitas estandartes de reestruturação a favor de uma aproximação caso a caso, onde, objetivos primordiais como a expansão da cobertura dos serviços e a acessibilidade dos preços constituam o ponto de partida para a avaliação de alternativas de organização setorial e regimes de regulação.

Apesar de fortemente desencorajados pelo Banco Mundial, os subsídios cruzados continuam sendo uma alternativa válida para Países em Desenvolvimento, como tem sido defendido em trabalhos de autores conceituados como Laffont e Cremer, e ficou evidenciado no estudo do caso de Cabo Verde. Porém, a prática de subsídios cruzados pode também trazer dificuldades para o setor dependendo do peso dos consumidores rurais ou de áreas de alto custo. Tendo em conta os baixos níveis de cobertura elétrica da maioria dos países da ASS, em determinadas

situações será preferível a provisão de subsídios diretos, explicitando os montantes de fundos adicionais necessários para a inclusão de consumidores localizados em zonas não rentáveis.

Devido aos baixos níveis de desempenho e altos custos de provisão dos serviços elétricos destes Países, as preocupações concernentes à eficiência também não podem ser negligenciadas. O grande desafio consiste em encontrar um equilíbrio entre a garantia de reembolso para a provisão de serviços em zonas não rentáveis e a promoção de incentivo para a redução dos custos.

Como na maioria dos casos a reestruturação e privatização das empresas públicas não vai resultar na introdução da concorrência, o sucesso das reformas irá depender em grande parte do desempenho dos Estados na tarefa de implementação de instituições de regulação fortes e efetivas, que promovam os incentivos corretos para estimular a eficiência, ao mesmo tempo em que asseguram a expansão dos serviços energéticos para zonas rurais e população carente. Se, por um lado, a importação de leis e regulamentos de países desenvolvidos pode ser efetuada com relativa rapidez, já o esforço para a implementação efetiva dos contratos constitui uma tarefa difícil devido a restrições ligadas à fragilidade institucional destes países.

À semelhança de outras políticas, a reestruturação setorial precisa ser avaliada nas suas vertentes econômicas, históricas e sociais, o que aponta para a necessidade de os governos se focalizarem em estratégias de reestruturação compatíveis com a capacidade e recursos disponíveis para implementação dos novos sistemas regulatórios.

No caso de Cabo Verde a implementação da nova estrutura de organização setorial, o governo passa a atuar em três frentes distintas: no papel de defensor do interesse geral, o Governo define as orientações gerais de escolhas nacionais no que se refere a questões relacionadas com a política energética, ordenamento do território, emprego, distribuição de renda e riqueza e respeito ao meio ambiente; na função de Acionista já que

o Estado continua sendo proprietário de uma parte do capital da Electra, o que lhe permite influenciar decisões estratégicas da empresa. No entanto esta função pode colidir com a primeira função que inclui a supervisão do regulador; na função de Regulador – o Estado deve garantir o bom funcionamento do sistema de regulação.

Para um funcionamento eficaz do novo sistema, será necessário definir de forma precisa quais as atribuições dos ministérios e agência de regulação removendo as possibilidades de conflitos. Um aspeto importante será a efetiva separação do processo de regulação do processo de concepção de políticas e gestão comercial da empresa de eletricidade introduzindo maior transparência no setor. O novo modelo deverá, também, induzir o governo a ser mais explícito em relação aos objetivos sociais que pretende alcançar, e mais transparente no que diz respeito aos custos que a perseguição destes objetivos implicam.

A mudança de estratégia de regulação enfrentará vários constrangimentos que vão desde a inexistência de dados relevantes, à utilização de instrumentos e métodos complexos, obstáculos que só podem ser ultrapassados mediante o fortalecimento das capacidades técnico-analíticas das instituições responsáveis pela concepção das políticas setoriais e de regulação, como também através da adequada dotação de recursos humanos e financeiros. A contratação de consultorias externas para fazer parte do trabalho de regulação pode se justificar no caso de estudos específicos como complemento aos recursos disponíveis, mas para substituir o staff regular no trabalho do dia-a-dia constitui uma opção dispendiosa, além de inviabilizar a construção de uma memória institucional no setor.

A inexistência de um ambiente acadêmico que incentive o debate das questões econômicas e as dificuldades de acesso à informação são constrangimentos importantes para Cabo Verde.

Esta dissertação se propõe a dar uma contribuição no sentido de fomentar a discussão de questões subjacentes à implementação do novo

modelo do setor de energia de Cabo Verde.

Apesar do intenso debate acadêmico sobre a reestruturação dos setores de infra-estrutura, e da vasta literatura produzida sobre o assunto, este material encontra-se extremante disperso, em parte, devido ao caráter trans-disciplinar da regulação, o que dificulta a sua utilização. O trabalho utiliza parte deste manancial para sistematizar um arcabouço de análise consistente com a realidade de Países em Desenvolvimento.

ANEXOS

Tabela 6- Calculo das Despesas de Combustíveis

	2000		2004		2008	
	Urbana	N/Urbana	Urbana	N/Urbana	Urbana	N/Urbana
Cons. Esp. Comb(g/kWh)	217.0	263.7	210.0	245.0	210.0	238.0
Óleo Combustível	28%	0%	80%	0%	80%	0%
Diesel	72%	100%	20%	100%	20%	100%
Taxa penetração energ. Eólica	6%	0%	17%	0%	13%	0%
Demanda bruta de energia MWh	122285	25770	135172	37154	179365	44009
Cons. Combust. Ton	24811	6796	23517	9103	32798	10474
Óleo Combustível	6895	0	18814	0	26238	0
Diesel	17916	6796	4703	9103	6560	10474
Custo Óleo Combustível	18.2	18.2	17.6	17.6	0.0	0.0
Custo diesel	47.6	47.6	44.1	44.1	44.1	44.1
Preço Óleo Combustível	18.2	18.2	17.6	17.6	17.6	17.6
Preço diesel	20.1	20.1	28.0	28.0	44.1	44.1
Subsídios diesel .000 ECV	587,346	222,790	89,990	174,160	-	-
	134,623,68		356,960,36		497,824,87	
Despesas Óleo combustível ECV	6	-	7	-	2	-
	428,702,81	162,613,65	156,781,95	303,424,77	344,153,15	
Despesas Diesel ECV	8	2	3	9	7	549,532,035
Custo Combustível Esc/kWh	4.6	6.3	3.8	8.2	4.7	12.5

Fonte: relatório Electra 2000 e estimativas do autor

Tabela 7 - Evolução da Cobertura Elétrica

	2000		2004		2008	
	Residências	% cobert.	residências	% cobert.	residências	% cobert.
Urbano	39389	75%	44852	79%	50656	83%
Semi-Urbano	13005	80%	14653	80%	16549	80%
Rural	42952	13%	43167	20%	43648	27%
Total	95346	50.0%	102672	54.3%	110853	60.4%

Fonte: Ano 2000 dados Censos 2000. Crescimento da população - Projeções do INE. Taxa de cober. estimavas do autor.

Tabela 8- Evolução da Infra-estrutura de Rede Elétrica

Rede elétrica (Km)	urbana		semi-urbana		rural		total	
	MT	BT	MT	BT	MT	BT	MT	BT
2000 Total rede %	182.88	357.24	68.3	153.61	238.33	299.49	435.41	779.84
	540.12		221.91		537.82		1299.85	
	42%		17%		41%		100%	
2004 Total rede %	207.88	380.24	68.3	162.61	321.93	447.59	598.11	990.44
	588.12		230.91		769.52		1588.55	
	37%		15%		48%		100%	
2008 Total rede %	223.88	410.24	84.3	180.61	374.93	509.59	683.11	1100.44
	634.12		264.91		884.52		1783.55	
	36%		15%		50%		100%	

Fonte : Direção de Energia, e Estimativas do Autor

Tabela 9- Evolução da Potencia Instalada

Ano	Zona	Potencia instalada		Potencial de pr.anual		Demanda Bruta MWh	Fator de carga Térmico
		Térmico kW	Eólico kW	Térmico MWh	Eólico		
2000	urbano	30038	2400	263,133	7,927	122,285	43%
	n/ urbano	13534		118,558		25,770	22%
2004	urbano	58638	7200	513,669	23,185	135,819	22%
	n/ urbano	13534		118,558		37,516	32%
2008	urbano	58638	7200	513,669	23,185	179,961	31%
	n/ urbano	13534		118,558		44,379	37%

Fonte: Relatório de Contas Eletra 2000, World Bank (1999), Est. Autor

Tabela 10 – Posse de equipamentos elétricos (2000)

Municípios	Posse de Equipamentos(% pop.)				
	Radio	Televisão	Frigorífico	Vídeo	ilu.Eletrici
Ribeira Grande	59.5	29.5	23	9.5	55.1
Paul	59.9	28.4	16.7	8.7	55.7
Porto Novo	59.6	25.8	20.7	8.3	47.1
S. Vicente	76.4	59.4	53.1	29	73.2
S. Nicolau	78.9	40.8	35.9	15.5	57.3
Sal	81.9	61.1	52.5	31.6	71.7
Boavista	80.1	54.3	45.9	20.3	74.4
Maio	73.2	41	35.2	16.1	53
Tarrafal	56.1	25.5	18.5	11.5	31.8
Sta. Catarina	49.9	21.4	14.8	8.6	21.7
Sta. Cruz	55.8	24	15.7	6.7	25.8
Praia	71.1	53.5	48.4	24.5	63.4
S. Domingos	62.1	27.2	19	7.5	28
S. Miguel	47.1	15.1	9.9	5.1	19.6
Mosteiros	57.8	21.1	17.6	6.1	25.1
S. Filipe	63.2	24.4	21.5	8.6	27.9
Brava	73.9	40.3	27.6	17	45.5
Cabo Verde	65.9	40.2	34	17.3	50

Fonte :Censos 2000 INE

Tabela 11 – Previsão do consumo de eletricidade na dessalinização

		2000	2004	2008
Cap. Inst. M3/d				
	Praia	2500	7500	12500
	Mindelo	3600	8600	8600
	Sal	1500	3500	3500
	Boavista	385	665	665
Produção 000 m3				
	Praia	665	1752	3650
	Mindelo	1049	1863	2522
	Sal	460	539	680
	Boavista	44	95	173
Cons. Eletr. kWh/m3				
	Praia	11.65	6	6
	Mindelo	2.23	2.23	6
	Sal	10.9	10.6	6
	Boavista	16.69	16.69	6
Cons. Eletr. MWh				
	Praia	7753	10512	21900
	Mindelo	2339	4154	15132
	Sal	5015	5713	4080
	Boavista	729	1586	1038
Total		15836	21965	42150

Fonte: relatório Electra 2000 e estimativas do autor

Tabela 12 – Evolução da demanda de eletricidade

Setores	2000		2004		2008	
	Urbano	Não Urbano	Urbano	Não Urbano	Urbano	Não Urbano
Cons. Int.	3928	120	4480	211	5944	250
Dessal.	19601	734	20380	1586	41112	1586
Bom. Agua	1201	1884	1405	2204	1644	2578
IP	2791	1505	3312	1784	4018	2163
Cons. Dom.	39939	9092	47188	15764	53602	18693
Ind./Com/Ser	38571	6588	41131	7258	49866	8800
Deman. Liquida	100902	17920	112011	26392	148597	31242
Perdas	16254	5846	17922	8709	23776	10310
Demanda Bruta	122285	25770	135819	37516	179961	44379

Fonte: relatório Electra 2000 e estimativas do autor

Tabela 13 – Produção eólica

	Estimativa de Produção Eólica (MWh)				
	1998	1999	2000	2004	2008
Praia	2757	2302	1762	6822	6822
S.Vicente	3089	4213	4549	11851	11851
Sal	1511	1397	1604	4513	4513
Total	7357	7913	7915	23185	23185

Fonte: relatório Electra 2000 e estimativas do autor

Tabela 14 – Consumo Domestico Mensal por grupo e zona (kWh)

G. Renda		2000	2004	2008
Urbano	< 12000	72229	139377	182631
	12001 à 24000	1045984	1191592	1345794
	24001 à 36000	1011897	1152760	1301937
	36001 à 48000	430881	490863	554384
	> 48000	788767	898569	1014852
	Total	3349758	3873161	4399598
Não Urbano	< 12000	95582	95582	95582
	12001 à 24000	352803	397494	546984
	24001 à 36000	250153	406151	470467
	36001 à 48000	179963	187197	196106
	> 48000	192493	207511	225147
	Total	1070995	1293934	1534285

Fonte: Estimativas do autor

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHLUWALIA and BHATIANI.. Tariff Setting in the Electric Power Sector, Base paper on Indian Case Study: TERI Conference on Regulation in Infrastructure Services mimeo, Nov. 2000

ARMSTRONG M., VICKERS J.. Welfare Effects of Price Discrimination by a Regulated Monopolist: The Rand Journal of Economics, Volume 22, Issue 4 (Winter ,1991)

ARMSTRONG M., SAPPINGTON D.. Recent Developments in the Theory of Regulation: Nuffield College, Oxford, Department of Economics, University of Florida, mimeo October 2002

AURIOL E., PICARD P.. Privatization in Developing Countries and the Government's Budget Constraint: University of Toulouse I, University of Manchester, mimeo March 2002

AURIOL E., WARLTERS M.. Taxation Base in Developing Countries: ARCADE and IDEI Toulouse, mimeo February 2002

BACON R.. Restructuring the Power Sector: The case of Small Systems: The World Bank FPD Note N°10, June 1994

BACON R., BESANT-JONES J.. Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of The Electric Power Industry in Developing Countries: The World Bank, Energy & the Environment Annual Reviews 2001

BAKOVIC T., TENENBAUM B. , WOOLF F.. Regulation by Contract, A New Way to Privatize Electricity Distribution?: WB Energy and Mining Sector Board Discussion paper n°7, May 2003

BAYLISS K.. Privatization and Poverty, the distributional impact of utility privatization : University of Greenwich, Annals of Public and Cooperative Economics 73:4 2002

BARNES D.F. et al. The role of energy subsidies: World Bank 1998

BARON D., MYERSON R.. Regulating a Monopolist with Unknown Costs: Econometrica, Volume 50, Issue 4 (Jul. 1982)

BERG S. ,TSCHIRHART J.. Natural monopoly regulation: Cambridge University Press,1988

BERG S.. Regulation and Risk , An Overview of Financial Issues: Public Utility Research Center, University of Florida , July 2001

BERNSTEIN J., SAPPINGTON D.. Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans: NBER Working Paper 6622, June 1998

BESLEY T., GHATAK M.. Public Goods and Economic Development: London School of Economics mimeo

BOS D.. Privatization and Restruturing: An Incomplete – Contract Approach : discussion paper nº A-523, Department of Economics, University of Bonn, mimeo June 1996

_____. Incomplete Contracting and Price-Cap Regulation: Discussion Paper nº A-534, Department of Economics, University of Bonn,mimeo October 1996

BOOZ-ALLEN & HAMILTONS . Draft Final Report for the Study of the impact of internacional petroleum prices on the economy of Cape Verde . Maio de 2002

BOUAYAD B.. Privatization du Secteur de L'Électricité au Maroc, Evaluation à L'Aide de L'Approche du Vote Majoritaire, Université Cadi Ayyad, Marrakech, Maroc, Green, Université Laval, Québec Canada, mimeo Juin 2001

BOSE R. e SHUKLA M.. Elasticities of electricity demand in India: Energy Policy 27 (1999) 137-146

CHATEAU B. et Al .. MED-PRO technical Documentation: A.R.C.A.D.I.A. 1998

CHISARI O., ESTACHE A.. Universal Service Obligation in Utility Concession Contracts and the Needs of the Poor in Argentina's Privatizations: The World Bank Institute-Governance ,Regulation, and Finance- November 1999

CLARKE G., WALLSTEN S.. Universal(ly Bad) Service, Providing Infrastructure Services to Rural and Poor Urban Consumers: Policy Research Working Paper 2868, The World Bank -July 2002

CHATTOPADHYAY P.. Cross-subsidy in electricity tariffs. Evidence from India: Energy Policy December 2002

COOK P.. Privatization and Utility Regulation in Developing Countries: The Lessons So Far: Institute for Development Policy and Management, University of Manchester, Annals of Public and Cooperative Economics 70:4 1999

CRAMPES C., ESTACHE A.. Regulatory trade-offs in the design of concession contracts: IDEI/GREMAQ , The World Bank August 1997 mimeo

CREMER H., GASMI F., GRIMAUD A. and LAFFONT J.. Universal Service, An Economic Perspective : Annals of Public and Cooperative Economics 72:1 2001

CREMER H. GAHVARI F.. In-Kind transfers, self-selection and optimal tax policy: European Economic Review 41 (1997)

CREMER H., LAFFONT J.. Public Goods With Costly Access: IDEI and GREMAQ, April 2000

DAMODARAN A.. Avaliação de Investimentos, ferramentas e Técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo: Qualitymark-2001

DIXIT A.. Some Lessons from Transaction-Cost Politics for Less-Developed Countries: Princeton University, October 2001

ECON ONE – Preparação de Normas e Regulamentos Para os Setores de Eletricidade Água e Saneamento de Cabo Verde-Draft Relatório e Documentação - Maio 2002

EDF/INTERNEL - Estudo Tarifário de Eletricidade e Água, projeções econômico-financeiros (1993 – 2000) . Julho de 1994.

EDF/INTERNEL- Estudo Tarifário de Eletricidade e Água, 1994.

ELECTRA - Relatório de atividades e contas da Electra, Ano 2000

ELECTRA- Relatório e Contas 2001

ESTACHE A., FOSTER V. e WODON Q.. Accounting for Poverty in Infrastructure Reform, learning from Latin America's Experience WBI 23950 – February 2002

ESTACHE et Al.. An Introduction to Financial and Economic Modeling for Utility Regulators, World Bank Policy Research Working Paper 3001- March 2003

ESTACHE A., MARTIMORT D. . Politics, Transaction cost, and the Design of Regulatory Institution, World Bank and ECARE, Bruxelles, Harvard University and INRA, Toulouse

ESTACHE A., GUASCH J., TRUJILLO L.. Price Caps, Efficiency Payoffs and Infrastructure Contract renegotiation in Latin America: World Bank Policy Research Working Paper 3129, August 2003

ILIC M., GALIANA F., FINK L.. Power Systems Restructuring, Engineering and Economics : Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London 1998

INE - Censos 2000 . Instituto Nacional de Estadística

ITL.. Engineering Statistics Handbook , Exploratory Data Analysis
www.itl.nist.gov/div898/handbook/eda/eda.htm

FINON D. et al.. La dynamique d'organisation des industries de réseaux énergétiques: l'apport des approches de la Nouvelle Economie Institutionnelle: Cahier de recherche n°7, Avril de 1996

FOSTER V. . Measuring the impact of energy reform-practical options, World Bank, 2001

GASMI F., LAFFONT J., SHARKEY W.. The Natural Monopoly Test Reconsidered, An Engineering Process-Based Approach to Empirical Analysis in Telecommunications :Institut d'Economie Industrielle, Université de

Toulouse | France, Federal Communications Commission USA, September 1999

GASMI F., LAFFONT J., SHARKEY W.. Competition, Universal Service and Telecommunications Policy in Developing Countries :Institut d'Economie Industrielle, Université de Toulouse | France, Federal Communications Commission USA, March 2000

GAUTIER A.. Regulation under Financial Constraints: Discussion Paper 16/2002, Boon Graduate School of Economics, University of Bonn, June 2002

GIROD J. & PERCEBOIS J.. The Electric Power Sector in SSA, Current Institutional reforms : Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa The World Bank, report n°182/1996

GREEN R. . Regulators and the Poor, lessons from the United Kingdom : Police Research Working Paper 2386 , World Bank Institute Governance, Regulation, and Finance July 2000

GROUPEMENT MARGE-PREMIUM . Capacité et volonté de paiement des consommateurs, rapport final: Septembre 1997a,

GROUPEMENT MARGE-PREMIUM . Les centres secondaires de distribution d'électricité et d'eau potable, capacité et volonté de paiement des consommateurs: rapport intermédiaire, note de méthode, Août 1997b,

GROUPEMENT MARGE-PREMIUM . Les centres secondaires de distribution d'électricité et d'eau potable, diagnostic de 6 centres secondaires: Septembre 1997c

GUTIERREZ L.. How do Sub-Saharan African Utilities compare? :

Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa, The World Bank, report n°182/1996a

GUTIERREZ L.. Social Impact of Sector Reform in Sub-Saharan Africa : Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa, The World Bank, report n°182/1996b

KAISER J. M.. Pareto-optimal electricity tariff rates in the Republic of Armenia: Energy Economics- Elsevier Science,2000

LAFFONT J.. Competition, Information, and Development: World Bank, 1999

_____.Enforcement, Regulation and Development : IDEI and ARQADE, Toulouse, June 2001

LAFFONT J. , MELEU M. . A Positive Theory of Privatization for Sub-Sahara Africa: Journal of African Economies December 1997

LAFFONT J.et TIROLE J.. A Theory of Incentives in Procurement and Regulation : MIT Press, 1998

_____. Competition in Telecommunication: MIT, 2000

_____. Using Cost Observation to Regulate Firms: The Journal of Political Economy, Volume 94, Issue 3, Part 1 (Jun, 1986)

LAMPIETTI J.A. et al . Utility Pricing and the Poor, lessons from Armenia: World Bank Technical Paper n° 497, May 2001

LAPPONI J.. Estatística Usando Excel, 2000

LOCATELLI C. & FIONON D.. L'Échec de l'Introduction d'Institutions de Marche dans Une Économie en Transition, les limites du consensus de

Washington dans un secteur de rente: Departement Energie e Politiques de l'Environnement (EPE) note de Travail LEPII-EPE n°2003/2, Mai 2003

MARIN P.. Output-Based Aid(OBA) Possible Applications for the Design of Water Concessions: Private Setor Advisory Services, Internacional Finance Corporation-May 2002

MAXWELL STAMP . Cape Verde, Privatisation of ELECTRA SARL, Tariff and Valuation Report, March 1999,

MINOGUE M.. Governance-Based Analysis of Regulation: Annals of Public and Cooperative Economics 73:4 2002

NETO F. Anuatti , FERNANDES R.. Pobres e o acesso aos serviços de eletricidade no Brasil:São Paulo Julho de 2000

NORTH D.C. . Institutions, institutional change and economic performance: Cambridge University Press, 1990

_____. Institutions: The Journal of Economic Perspectives, Volume 5, Issue 1 (Winter, 1991)

_____. Economic Performance Through Time: the American Economic Review, Volume 84, Issue 3 (Jun, 1994)

OGUS A.. Regulatory Institutions and Structures: University of Manchester, Annals of Public and Cooperative Economics 73:4 2002

WAMUKONYA N.. Power sector reform in developing countries, mismatched agendas: Energy Policy 31 –2003

WORLD BANK .. The world Bank's Role in the Electric Power Sector,

Policies for Effective Institutional, Regulatory, and Financial Reform: A World Bank Policy Paper 1993

WORLD BANK . A Brighter Future? Energy in Africa's Development :Energy by Region 2000

WORLD BANK PRMPR,SDV. A User's Guide to Poverty and Social Impact Analysis:Work in progress draft for comment April 2002

WORLD BANK . Project Appraisal Document.....to the Republic of Cape Verde for a Energy and Water Sector Reform and Development Project, April 1999

WORLD BANK . Project Appraisal Document.....to the Republic of Cape Verde for a Privatization and Regulatory Capacity Building Project, June 1998

WILLIAMSON O.. The Economic Institution of Capitalism , The Free Press New York 1985

WILSON R. . Nonlinear Pricing :mimeo (draf 1999)

PARKER D.. Economic Regulation, a review of issues: Aston University, Annals of Public and Cooperative Economics 73:4 2002

PATOU M.. Programme de développement à moyen terme du sous-secteur de l'électricité géré par l'entreprise publique d'électricité et déau ELECTRA, actualisation du plan directeur de l' électricite, programme d'investissements 1998- 2000 ., Octobre 1997

PERCEBOIS J.. Les missions des regulateurs de services publics dans un environnement deregule:Objetifs,contraites et moyens: C.R.E.D.E.N, 1996

_____.. L'Apport de la Theorie Economique Aux Debats Energetiques: Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, Cahier n°99.11.15, Novembre 1999

SAGHIR J.. Energy and Poverty, Talking Points at the WSSD Summit, Johannesburg, August 2002

SCHULPEN L., GIBBON P.. Private sector development, policies, practice and problems: World Development 30 (1), 1-15 2002

SIDDAYAO C.M., MUNASINGHE M. et al: Criteria for Energy Pricing Policy: Graham&Trotman 1985

STERN J.. Electricity and telecommunications regulatory institution in small and developing countries: Utilities Policy 9 (2000) 131-157

STIGLITZ J.. Economics of the Public Sector , third Edition Norton- 2000

_____.. Redefining the Role of the State, What should it do? How Should it Do it? And How should these decisions made?: The World Bank Group, March 1998

_____.. More Instruments and Broader Goals, Moving Toward the Post-Washington Consensus, The World Bank Group, January 1998

_____.. Economics of Information and the Theory of Economic Development: NBER working paper n° 1566, February 1985

REPUBLICA DE CABO VERDE . Contrato Geral de Concessão de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica , Água e Recolha e Tratamento de Águas Residuais entre o Estado de Cabo Verde e a

ELECTRA, SARL

REPUBLICA DE CABO VERDE. Contrato Especifico de Concessão de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica entre o Estado de Cabo Verde e a ELECTRA, SARL

VARIAN H.. Intermediate Microeconomics, a modern approach, Norton & Company 2002