MÁRCIO WOHLERS DE ALMEIDA

ESTADO E ENERGIA ELÉTRICA EM SÃO PAULO : CESP, um estudo de caso

Dissertação de Mestrado apresentada ao Departamento de Economia e Planejamento Econômico do Instituto de Filosofia e Ciências Humanas da Universidade Estadual de Campinas.

CAMPINAS, 1980

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

Aos meus pais
Waldemar e
Maria Elisa

ESTADO E ENERGIA ELÉTRICA EM
SÃO PAULO : CESP, um estudo de caso

PAG.

CAPÍTULO I - O CONTEXTO HISTÓRICO DO SURGIMENTO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL.....5

1.1. O início da utilização de energia elétrica no capitalismo central.....5

1.2. A São Paulo Light e as primeiras iniciativas da administração estadual paulista no setor elétrico.....14

CAPÍTULO II - A INSERÇÃO DIRETA DO ESTADO NO SETOR ELÉTRICO PAULISTA.....28

2.1. A restrição da oferta de energia elétrica no pós-guerra.....29

2.2. Os Planos de Eletrificação e o surgimento das concessionárias estaduais.....41

2.2.1. Visão Geral dos Planos de Eletrificação.....41

2.2.2. USELPA - Usinas Elétricas do Paranapanema S/A.....66

2.2.3. CHERP - Companhia Hidroelétrica do Rio Pardo.....75

2.2.4. CELUSA - Centrais Elétricas de Urubupungá S/A.....91

2.2.5. Demais concessionárias estaduais.....105

2.3. A acomodação Estado-Capital Privado no setor de energia elétrica.....107

2.4. Impacto do programa de obras no desenvolvimento dos setores fornecedores.....117

2.4.1. Aspectos do surgimento da indústria de material elétrico pesado...117

2.4.2. Aspectos da articulação com as empresas projetistas e de construção pesada.....138

CAPÍTULO III - A CONSOLIDAÇÃO DA CESP COMO GRANDE EMPRESA ESTATAL.....151

3.1. O desenvolvimento da CESP no contexto do setor elétrico.....153

3.1.1. A formação da empresa.....153

3.1.2. A expansão e seus limites.....162

3.1.3. O papel da concessionária na oferta de energia elétrica.....187

3.2. O financiamento da expansão.....202

3.2.1. O financiamento do setor elétrico em seu conjunto.....202

3.2.2. Evolução da estrutura de capital da CESP.....221

3.2.3. Origem e Aplicação de Recursos.....245

3.2.4. Margens Operacionais e estrutura de custos.....252

3.2.5. Evolução da rentabilidade.....270

3.3. A CESP na sustentação dos setores fornecedores.....288

3.3.1. Aspectos da demanda de equipamentos.....289

3.3.2. Aspectos da demanda junto ao setor de construção civil pesada...320

3.4. Síntese do processo.....331

CAPÍTULO IV - A DIVERSIFICAÇÃO DA EMPRESA FRENTE À CRISE ECONÔMICA E ENERGÉTICA.....333

4.1. A crise energética pós-1973.....333

4.2. A transformação da CESP em Companhia Energética.....344

4.3. Impasses e alternativas atuais.....351

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....360

ÍNDICE DAS TABELAS.....369

AGRADECIMENTOS

Esta dissertação somente se tornou possível a partir da revisão crítica da Economia Política da "velha" CEPAL desenvolvida pelos professores que montaram e dedicadamente levaram à frente o Departamento de Economia e Planejamento Econômico da UNICAMP. Foi neste rico ambiente de ensino e pesquisa que, em meados da década de 70, além de encontrar a estimulante convivência com alunos e professores do Departamento, conheci Luciano Coutinho, que minuciosa e pacientemente haveria de orientar a presente dissertação.

Posteriormente, o convênio FUNDAP/UNICAMP tornou possível a realização da pesquisa que deu origem a este trabalho. Por sua vez, a Assessoria Especial da Presidência da Eletrobrás contribuiu financeiramente durante meio ano para a realização desta pesquisa, além de se colocar à disposição para qualquer esclarecimento. No entanto, sem a colaboração de vários técnicos da CESP, Eletrobrás e FIPE, aos quais deixo meus sinceros agradecimentos, este trabalho não seria possível.

Agradeço também ao ex-governador Engº Lucas Nogueira Garcez, que atenciosamente elucidou alguns pontos ainda obscuros em minhas pesquisas. Outros ex-diretores e funcionários das ex-concessionárias estaduais de energia elétrica foram igualmente prestativas na solução de minhas dúvidas.

Sou igualmente grato pela paciência das bibliotecárias da FUNDAP, DAEE e CESP e pela dedicação de um grupo de alunos da Economia da PUC, em particular Madeleiné e Elisa, que se colocaram à disposição para montar as primeiras tabelas da pesquisa. Mas, este trabalho somente se tornou graficamente apresentável graças à dedicação e esforço de Adir de Lima e da equipe de datilografia da FUNDAP.

Finalmente, devo um agradecimento muito especial aos meus

amigos Vitor Vieira, Roberto Guerra e, particularmente, a meu primo, Antonio Carlos pelo efetivo apoio na realização desse trabalho.

APRESENTAÇÃO

A perspectiva de se elaborar a presente dissertação partiu do meu interesse em analisar o processo de intervenção do Estado no desenvolvimento do capitalismo brasileiro. Nesse sentido, resolvi que a análise deveria recair sobre a evolução específica de uma agência estatal a fim de compreender, "por dentro", como a intervenção do Estado no setor de energia elétrica, e mais amplamente no setor energético, deve ser encarada como um aspecto particular do processo global de inserção do Estado no desenvolvimento da industrialização brasileira, a partir da década de 30.

Os resultados desse propósito estão apresentados basicamente nos capítulos II e III, que, respectivamente, analisam a parte histórica da inserção do Estado no setor elétrico paulista e a consolidação a nível empresarial desse movimento. O capítulo I serve apenas de introdução à problemática da oferta de energia elétrica em São Paulo, sendo que resolvi também inserir um último capítulo, que aborda sucintamente as questões referentes ao desfecho atual dessa experiência estatal.

Os capítulos II e III, que compõem a parte relevante dessa dissertação, terminaram por se alongar um pouco, dada a dificuldade de encontrar, em um estudo de caso, o justo equilíbrio metodológico entre a análise do particular e a do geral.

A linha mestra dessa investigação situou-se mais nos aspectos histórico-institucionais do que nas questões tecnológicas envolvidas. Procurou-se também levantar os dados relativos à estrutura de financiamento da CESP, sua inserção no contexto do setor de energia elétrica e alguns aspectos do impacto provocado pela respectiva demanda de equipamento eletromecânico pesado e serviços de construção civil pesada.

CAPÍTULO I - O CONTEXTO HISTÓRICO DO SURGIMENTO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

1.1. O início da utilização de energia elétrica no capitalismo central

Examinando-se historicamente o fenômeno do consumo industrial de energia, constata-se que a estrutura de utilização de fontes energéticas inanimadas foi revolucionada no processo de constituição das forças produtivas capitalistas. Pode-se mesmo dizer que a industrialização de uma economia capitalista se traduz,no plano energético, pela radical substituição das fontes de energia anteriormente utilizadas. Em geral, transitou-se para o uso de novas fontes, cuja eficiência de utilização e poder calorífico são bem superiores ao das forças de energia anteriormente disponíveis.

A Revolução Industrial inglesa, ao se constituir no estabelecimento de forças produtivas capitalistas, teve por consequência uma transformação essencial no que tange à utilização de energia. Basicamente, ocorreu um acoplamento de novas formas de energia às transformações técnicas ocorridas no sistema de máquinas industriais. A disseminação do uso da máquina a vapor de James Watt, no processo produtivo industrial, implicou na necessidade de um amplo e flexível fornecimento de energia mecânica. Nesse sentido, a Revolução Industrial, entendida enquanto passagem da manufatura ao sistema de máquinas, instaurando assim a base técnica do modo de produção capitalista, tem como seu núcleo a interação entre a mecanização da ferramenta e a disponibilidade energética ao processo produtivo.

Portanto, uma vez que o sistema de máquinas passa a determinar objetivamente a divisão do trabalho, é imperioso que se forneça de maneira adequada e controlada o movimento, ou seja, energia à máquina, pois agora esta comanda o processo de trabalho. Dessa maneira, o trabalho, antiga fonte primordial de energia animada ao processo

produtivo, tem agora seu ritmo e cadência determinado pela própria máquina.

Uma vez caracterizada, genericamente, a localização teórica da problemática energética, no processo de constituição do capitalismo originário, podemos analisar o contexto de surgimento da energia em sua forma elétrica, pois a forma energética da 1ª Revolução Industrial foi o combustível fóssil (basicamente o carvão inglês), vinculada à máquina a vapor.

A energia elétrica apareceu como mercadoria de ampla utilização no decorrer da 2ª revolução industrial, ao final do século passado. A partir de meados do século XIX, a eletricidade passa lentamente do estágio de curiosidade científica, experimento de laboratório, para uma sequência de usos comerciais tais como comunicação (telégrafo), processos químicos leves, metalurgia especializada, para finalmente desembocar na iluminação. Com a demonstração da lâmpada incandescente por Thomas Edson, em 1879, as possibilidades do desenvolvimento da indústria de energia elétrica ampliaram-se vertiginosamente. A partir dessa época, surgiu uma nova tecnologia com inusitado impacto no sistema produtivo, podendo se afirmar que "o crescimento simbiótico da energia elétrica e do motor elétrico foram semelhantes aos da máquina textil e do motor a vapor no século dezoito" (Landes, 1969 p. 284).

A utilização comercial de energia elétrica a partir de então propiciou o surgimento da indústria de material elétrico com forte impact nos setores que se utilizavam da eletricidade em seus processos industriais. De maneira simultânea a esse movimento, durante a 2ª Revolução Industrial emergiram novo ramos e processos industriais, tais como a indústria química pesada, novos processos siderúrgicos, utilização de motor de combustão

interna, setores esses onde o processo produtivo passava a ser basicamente impulsionado pela combinação entre a ciência e a indústria.

Esta nova fronteira tecnológica se inseria em um contexto de acirrada concorrência intercapitalista, haja visto que os traços dominantes da economia mundial na virada do século resultavam do aguçamento da competição intercapitalista que sucedia o dinâmismo da industrialização da Alemanha e dos Estados Unidos, em detrimento da expansão da economia inglesa, até então hegemônica no cenário internacional. O desenvolvimento capitalista dessas áreas, mormente nos Estados Unidos e Alemanha, implicava na constituição de um processo de industrialização "atrasado", em relação ao pioneiro capitalismo inglês, com elevado nível de concentração e centralização de capital. Esse movimento levava à emergência de estruturas de mercado altamente oligopolizadas, resultando em agressivas políticas comerciais.

Portanto, os novos ramos industriais representativos da fronteira tecnológica, tais como a indústria química, elétrica, siderúrgica, alguns serviços de utilidade pública (comunicações) passam a liderar o processo de crescimento industrial através de estruturas de capital e de mercado altamente concentradas.

Este processo implicava em um movimento de exportações de capitais do centro para a periferia, acabando por subordinar a dinâmica de acumulação de vários países periféricos, em particular o Brasil. Este quadro internacional propiciava a base de sustentação da articulação subordinada da economia brasileira ao capitalismo internacional, a qual pode ser perfeitamente ilustrada através do surgimento das primeiras grandes concessionárias de energia elétrica no Brasil. No entanto, para efeito de análise dessa questão, é necessário rever alguns

aspectos do nascimento da indústria de material elétri co a nível internacional.

Como já observamos, o surgimento da eletricidade, no bo jo da 2ª Revolução Industrial, ocorrido no fim do século passado, também ilustra o fenômeno do aparecimento de novos ramos industriais através de estruturas de mercado que rapidamente se oligopolizaram e internacionalizaram. Newfarmer (1977), a quem recorremos para efetuar a aná lise do nascimento e expansão da indústria de material elétrico, destaca a existência de 3 fases em seu desen volvimento:

1ª) de 1880 a 1930, onde ocorre a internacionalização da indústria;

2ª) de 1930 a 1948, época da coordenação da convivência internacional, e

3ª) após 1948, era do moderno oligopólio internacional.

Particularmente, o marco de surgimento da indústria de material elétrico pode ser imediatamente relacionado com a demonstração da lâmpada incandescente por Thomas Ed son, em 1879. A partir de então, as lâmpadas elétricas se tornaram a primeira demanda de consumo que viabili zou a indústria elétrica em seu conjunto, pois para acio ná-las era necessário a instalação de um sistema comple to, constituído pela geração, transmissão e distribui ção de energia elétrica.

Posteriormente, as empresas que assumem a liderança da indústria se utilizam do domínio tecnológico envolvido na produção e utilização de energia elétrica para con tornar uma das principais barreiras à entrada nessa in dústria. A formação das primeiras empresas do ramo ilus tra claramente a concentração originária e a carteliza ção da indústria.

A formação da General Eletric Company (GE) foi precedida pela criação, durante a década de 1880/90, da Edison General Eletric, pelo próprio Thomas Edison, e também da Thonson Houston Eletrical Company, formada pelos engenheiros Elihu Thonson e Edwin Houston. Ambas empresas, nos seus primórdios, concorriam agressivamente entre si, mormente na forma de redução de preços, mas ao mesmo tempo evoluiam rapidamente a partir do desenvolvimento de novos produtos elétricos. Mas, já em 1892, as duas companhias se fundiram, sob o patrocínio do capital financeiro de J.P. Morgan, surgindo a General Eletric Company. Na época da fusão, a nova companhia controlava cerca de 2.000 patentes de invenções elétricas e seus substitutos próximos.

Nesse mesmo período, a Westinghouse Eletric foi formada por George Westinghouse, que introduzia inovações na área de transformadores elétricos a fim de acionar as lâmpadas de arco na cidade de Búfalo, com a energia hidroelétrica produzida em Niagara Falls. Através desse empreendimento, a Westinghouse cresceu rapidamente, tendo adquirido a Consolidated Eletric Light Co. e a United States Eletric Company. Não obstante terem surgido outras empresas, mas de pequeno porte, já na década de 20 de nosso século, as duas companhias, GE e Westinghouse, tornaram um virtual duopólio, tendo sido responsáveis, juntamente com o apoio financeiro de J.P. Morgan, por aquisições que significaram o desaparecimento de 40 ou 50 empresas até essa época (ver Newfarmer, 1977, cap.III).

O processo de formação das grandes empresas européias não foi muito diferente das norte americanas, tendo sido baseado no monopólio tecnológico e no estabelecimento de filiais em outros países. Na Suiça, Walter Boweri e Charles Brown fundaram a Brown Boveri Company, que rapidamente estabelece subsidiárias na Alemanha, França, Itália, Noruega, Austria e mesmo nos Estados Unidos, a

fim de escapar do restrito mercado interno suiço. Na Alemanha, os irmãos Siemens se utilizaram da invenção do dínamo com auto-excitação, para rapidamente adquirir a Schinickertad Company e se tornar uma grande empresa. A Algemeine Elektricitaets Gesellschaft (AEG) nasceu na penúltima década do século passado como subsidiária da GE, cuja participação declinou para 15% na véspera da I Guerra. As demais grandes empresas européias, tais como a ASEA (Suécia), Philips (Holanda) e outras, tiveram um processo semelhante de criação. Por sua vez, as empresas japonesas também foram formadas nessa época, utilizando-se de licenciamento europeu e norte americano, sendo que algumas delas já tinham existência prévia produzindo equipamentos não elétricos.

A dinâmica da concorrência inicial entre companhias passou por uma primeira fase, onde se pretendia estabelecer filiais em outros países, através do investimento direto. Mas, como constata Newfarmer (1977), esse procedimento revelou-se inviável, pois as empresas estrangeiras tinham muito dificuldade de obter proteção de suas patentes por parte do governo local, sendo muito frequente a cópia direta de seus modelos e inovações por parte das empresas do país. A solução dessa questão foi rapidamente resolvida com a introdução de licenciamentos mútuos, internacionais, os quais já vinham sendo realizados dentro dos Estados, entre a GE e a Westinghouse.

A partir dos primeiros anos do século XX, inúmeros acordos, contratos, licenças de fabricação foram estabelecidos entre as principais empresas de matérial elétrico. A título de exemplo, verifica-se que, em 1926, a GE mantinha contratos de licenças com 19 empresas estrangeiras. Esses acordos mútuos, baseavam-se nas eventuais inovações desenvolvidas por cada empresa. Além desses vários tipos de contratos era também muito comum a realização de investimentos cruzados entre as empresas, referendan

do, economicamente, os acordos existentes. Mais uma vez a GE serve de paradigma da situação, na medida em que, por volta de 1935, detinha ações aplicadas, de forma minoritária, em várias empresas, entre elas Osram (29%), AEG, GEC Ltd. (34%), AEI (46%), Compagnie des Lampes (44%), Tokio Eletric (40%), Philips (17%). Newfarmer (1977) também revela que esses contratos de utilização de tecnologia e os investimentos cruzados resultavam na divisão do mercado mundial em vários tipos de situação: territórios exclusivos, não exclusivos, e territórios fora de acordos.

Verifica-se, portanto, que a rápida diversificação das empresas líderes baseou-se no monopólio tecnológico da produção e utilização de energia elétrica, mantendo uma estrutura extremamente oligopolizada a nível internacional através de vários tipos de acordos e licenciamentos mútuos. A diversificação da produção dessas empresas praticamente alcançava toda a linha de aparelhos elétricos, onde se inclui tanto bens de consumo como bens de capital.

Mas, uma das principais vantagens adquiridas, inicialmente pela GE, e posteriormente pela Westinghouse, em seu mercado doméstico de equipamento pesado, consistiu na possibilidade de construir um sistema de financiamento de suas próprias vendas. Foi montada uma autêntica estrutura de financiamento de equipamentos, em cuja ponta se encontravam as companhias concessionárias, as quais se constituem em um dos ramos mais importantes na demanda de equipamento pesado. Este mecanismo ocorreu explicitamente na constituição da Eletric Bond and Share, concessionária americana que teve destacada atuação no Brasil.

A Eletric Bond and Share, formalmente criada em 1905, já existia anteriormente, desde 1890, com a denominação

de United Eletrical Securities, empresa criada pela antiga Thonson-Houston, uma das antecessoras da GE. A Bond and Share, que permaneceu sob propriedade direta da GE até 1924, quando então suas ações foram distribuídas entre os acionistas dessa última, mantinha um acordo informal de compras com a própria GE. A Bond and Share funcionava como "holding" financeira de um grupo de concessionárias de energia elétrica que, ao investir na compra de equipamentos, emitia títulos que eram adquiridos pela própria Bond and Share. Posteriormente, a "holding" fazia novas emissões de títulos para serem adquiridos pelos próprios investidores. Através desse procedimento, cerca de 90% das aquisições de geradores pelas empresas filiadas à Bond and Share foram provenientes das fábricas da GE (Newfarmer, 1977, p.76).

As interligações, diretas ou financeiras, intra e intersetorial, na indústria de material elétrico, configuravam um sistema de demanda cativa para as empresas líderes, sistema esse que não se limitava aos bens de capital. Ao nível de bens de consumo é interessante notar que, em 1919, a GE formou a "Rádio Broadcasting Co. of America" (RCA), a fim de distribuir aparelhos de rádio produzidos sob domínio das patentes da própria GE. Posteriormente, a RCA se tornou uma "joint venture" distribuidora e, também, produtora de produtos da GE e da Westinghouse.

É nesse quadro da economia mundial, onde as políticas comerciais extremamente agressivas das novas nações industrializadas se traduziam num intenso movimento de exportação de capital, que a indústria de equipamentos elétricos encontra um nível de estabilidade através da repartição do mercado entre as grandes empresas, mediante vários acordos, licenças e mesmo certos tipos de investimentos cruzados.

Portanto, a formação das concessionárias de energia elétrica, várias economias periféricas, em particular o Brasil, seria apenas um prolongamento marginal dos arranjos e acordos do oligopólio internacional de equipamentos elétricos.

1.2. A São Paulo Light e as primeiras iniciativas da administração estadual paulista no setor elétrico

Quando a "São Paulo Railway, Light and Power Co." se instala em São Paulo, em 1899, a economia brasileira já havia iniciado um processo de crescimento industrial, verificando-se uma diversificação das atividades econômicas, onde são lançadas as bases de uma estrutura produtiva mais complexa.

No final da década de 80, do século passado, tem início o processo de formação do capital industrial, induzido pela própria dinâmica cíclica de acumulação cafeeira. Efetivamente, nessa época assiste-se ao início da conversão dos excedentes de capital cafeeiro, entendido como capital comercial, em capital industrial, processo este garantido tanto pela existência de um mercado de trabalho, com abundante oferta de mão-de-obra e baixos salários, como também por uma política protecionista não intencional (ver Mello, 1975).

As transformações internas da economia brasileira, onde se inseria o início do crescimento industrial, se refletiam no crescimento das cidades, exigindo a expansão dos serviços urbano tais como iluminação pública, bondes, portos, telefones etc. Este mesmo processo também estimulava a complementação da infra-estrutura e o crescimento das indústrias processadoras de alimentos, bebidas, couros etc.

Este processo inicial de diversificação da economia brasileira, assentando as primeiras bases para a superação de uma economia agrário-mercantil, propiciava inúmeras chances de investimentos, que foram amplamente aproveitados pelas empresas estrangeiras. Nesta fase, realiza-se uma notória articulação de interesses, havendo um verdadeiro casamento de interesses entre o crescimento e diversificação da economia brasileira e a expansão das economias centrais, que se caracterizavam pela exporta

ção de capitais (ver Castro A. C., 1976).

Portanto, significativas oportunidades de investimentos foram amplamente aproveitadas pelas empresas estrangeiras, de certa forma sintonizando as características da expansão interna da economia brasileira com o movimento de inversão de capitais externos. Presenciava-se uma nova onda de investimento externo, pois até então o capital estrangeiro era predominantemente inglês, centrando-se na construção de ferrovias, navegação, casas de exportação e importação, bancos e companhias de seguro, além dos empréstimos da dívida pública. Este tipo de investimento solidificava a antiga Divisão Internacional do Trabalho, onde a Inglaterra abastecia o mercado mundial de produtos manufaturados, e os demais países supriam o mercado inglês de alimentos e matéria-prima. Os investimentos estrangeiros dessa fase forneciam a infra-estrutura necessária para e exportação dos "produtos primários" onde, no Brasil, destacava-se notadamente o café, dentre outros produtos agrícolas. Nesse sentido, a instalação da Light, na virada do século, é um dos exemplos mais significativos do redirecionamento dos investimentos estrangeiros no Brasil.

A atuação da Light, que no mesmo ano de sua fundação altera sua razão social para São Paulo Tramway Light and Power Co., não se restringia aos serviços de eletricidade, mas também controlava vários serviços urbanos, tais como transporte de bondes e, posteriormente, serviços de gás e telefone. A Light também trazia as características oligopólicas do capitalismo central, éstendendo sua área de atuação através de vários municípios paulistas, que já se destacavam por apresentar um certo nível de produção industrial (Sorocaba, Santos, áreas do Vale do Paraíba). Esta expansão se processava através de compras de pequenas companhias e a extensão de contratos de for

necimento de energia elétrica a municípios de porte médio.

Em 1905, ocorre a incorporação da Rio de Janeiro Tramway Light and Power, através de um processo semelhante de centralização, onde, em pouco tempo, além do fornecimento de eletricidade, também foram igualmente monopolizados os serviços de bondes, gás, iluminação e telefones. Finalmente, em 1913, foi formada a "holding" The Brazilian Traction, Light and Power, controlando também a São Paulo Eletric Co., além da São Paulo Light e Rio, cujo capital ascendia a pouco mais do equivalente a 23 milhões de libras, representando quase 2/3 do investimento em ferrovias estrangeiras entre 1860 e 1902 (Castro A.C., 1976, p. 124).

A inter relação existente entre as concessionárias de energia elétrica americanas e os grandes fabricantes de equipamentos também aparecia explicitamente no Brasil, através da composição inicial dos acionistas da Rio Light. Figuram, entre outros, além de William Mackenzie, já diretor da São Paulo Light, os Srs. Frederic Nichols, 2º vice-presidente da Canadian General Eletric Co.; Willian Vankorne, presidente do Conselho Diretor da Canadian Pacific Railway; Hong G. A. Cox, presidente do Canadian Bank of Commerce, e também E.R.Wood, vice - presidente da Central Canada Loan Servings Company (Pinto, 1959, p. 184). Embora não seja possível verificar o tipo específico de vinculação entre a origem do equipamento de geração de energia elétrica da Light e as vinculações financeiras com o oligopólio internacional de equipamento elétrico, constata-se que as maiores máquinas geradoras da São Paulo Light foram adquiridas da GE e Westinghouse. Todas as máquinas da usina Henry Borden externa, o maior empreendimento da Light no Brasil, foram fornecidas pela GE, o mesmo ocorrendo com as unidades geradoras da Usina Térmica Piratininga, instalada na década de 50. Para o equipamento da parte subterrânea da usina

de Cubatão, que também começou a operar na década de 50, 2/3 dos grupos de geradores foram adquiridos da GE e 1/3 da Westinghouse.

A segunda grande companhia estrangeira a operar no Estado de São Paulo pertencia ao grupo "Eletrical Bond and Share" que, como vimos, já operava nos Estados Unidos, especializando-se na constituição de sistemas elétricos em regiões do interior do País. A Eletrical Bond and Share iniciou suas atividades no final da década de 20; e com a crise da economia cafeeira, a partir de 1929/30, ampliou enormemente sua área de atividades, adquirindo pequenas empresas que se encontravam em dificuldades financeiras. Era a segunda empresa, depois do grupo Light, fornecendo energia elétrica às maiores cidades do País, com excessão de São Paulo e Rio de Janeiro: Porto Alegre, Salvador, Recife, Natal, Vitória e outras. A denominação nacional do grupo era Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras, que igualmente se vinculava à American Foreign Power Co., entidade financeira vinculada à Bond and Share.

Além dessas duas grandes empresas, foram formadas inúmeras outras pequenas empresas de caráter local, abrangendo apenas um ou mais municípios, refletindo a necessidade de consumo energético de pequenos núcleos urbanos, que em São Paulo eram tão somente reflexo das necessidades comerciais ligadas à economia cafeeira. Havia, evidentemente, pequenas unidades geradoras de particulares, onde a iluminação elétrica, além de seus efeitos úteis, significava "status" para os antigos "coronéis" das fazendas de café.

Em 1935, segundo estimativa da Secretaria de Viação e Obras Públicas, somente no Estado de São Paulo existiam 54 empresas concessionárias, legalmente registradas, estando disseminadas por toda a região interior.

Nesse sentido, o setor de energia elétrica, durante toda a primeira metade do século, pode ser caracterizado nacionalmente, não apenas em São Paulo, por apresentar uma estrutura tipicamente dualista. Existia um bloco homogêneo de duas empresas estrangeiras, modernas, com empreendimentos de grandes dimensões relativas abastecendo os núcleos urbanos mais dinâmicos da época, ao lado de um vasto setor, desconectado do anterior, abrangendo quase todo o território nacional. Este último setor compunha-se de pequenas centrais térmicas e hidráulicas, fornecendo energia a pequenos municípios e povoados, juntamente com auto-produtores cindidos em pequenas instalações, inexistindo quaisquer ligações entre essas unidades.

A atuação da Light, que se estendia além dos serviços de energia elétrica, atingindo outros serviços essencialmente urbanos, tais como transporte, gás, telefone (e mais tarde água), também demonstra o caráter dos serviços urbanos da época, na medida em que estavam vinculados a um padrão de acumulação hegemonizado pelo capital cafeeiro, que é predominantemente mercantil. Isto quer dizer que, antes de se instaurar um vigoroso processo de industrialização, os serviços públicos urbanos, ainda de pequena dimensão relativa, não desempenham um papel central de "socialização" dos custos da acumulação de capital, podendo ser organizados de maneira extremamente lucrativa, haja visto a presença do capital estrangeiro.

Como veremos em seguida, o posterior aprofundamento do desenvolvimento industrial fará com que o Estado "socialize" o fornecimento dos bens públicos, anteriormente supridos pela Light.

No entanto, já podemos observar que a própria dinâmica do crescimento da capacidade geradora de energia elétrica da Light, cedo ou tarde, levaria à necessidade de intervenção do Estado no setor de energia elétrica.

A primeira usina hidroelétrica construída pela São Paulo Light foi a usina de Parnaíba, no rio Tietê, tendo iniciado sua operação, já em 1901, com a potência inicial de 2.000 kW. A energia dessa usina se destinava, basicamente, à tração e aos primeiros serviços de iluminação, para os quais a Light havia já instalado uma usina a vapor, com 550 kW de potência. Posteriormente, à medida em que crescia o consumo com novas linhas de bonde e aumento da rede de distribuição, a empresa ia instalando mais máquinas geradoras, até completar, em 1912, a capacidade final de Parnaíba, com 16.000 kW.

No entanto, ainda era muito diminuto o consumo industrial, sendo possível estimar-se que em 1907 a indústria têxtil, a mais importante da época, tinha suas máquinas e motores basicamente movidos a vapor, representando cerca de 70% da energia consumida, cabendo apenas 5% à energia elétrica (Sirks, 1966). Nesse sentido, o mercado de consumo industrial de energia da Light já pré-existia, havendo apenas a necessidade de se efetivar a transição técnica para outra forma de energia. Observa-se nesse aspecto que em 1909 a São Paulo Light tinha apenas 428 consumidores de força, representando 11.788 HP instalados em motores, situação que evolui rapidamente, pois apenas quatro anos depois, em 1913, a empresa já tem 1.271 consumidores de força, representando 33.104 HP (Light, RA, 1913).

Seguindo essa linha de expansão, de maneira "colada" ao crescimento de consumo, a Light, em 1911, iniciou a construção da usina de Ituparanga, no rio Sorocaba; tendo para tanto constituído a São Paulo Eletric Co., a fim de levar a cabo o empreendimento e também distribuir a energia gerada para Sorocaba e municípios adjacentes.

Em abril de 1912, ano que verificou uma seca de dimensões razoáveis, a usina de Ituparanga foi inaugurada com uma potência inicial de 4.000 kW. Prosseguindo com os au

mentos adicionais de capacidade, em 1925 a usina atingia a sua potência máxima de cerca de 56 MW (1).

Mas, em 1924/25, ocorre uma das mais graves secas em São Paulo, acabando por restringir a geração de energia hidroelétrica da Light, cujo potencial instalado já estava plenamente utilizado devido ao alto ritmo de atividades econômicas, consumidora de energia, principalmente ligadas à indústria, que ocorriam nessa época. Nesse sentido, a gravidade e extensão dessa crise já são os primeiros indícios dos problemas de suprimento de energia elétrica, que 20 anos depois, assolaria não só o núcleo urbano paulista, mas diversas regiões do País.

Como veremos, nessa época são tomadas as medidas que conseguem contornar a crise, mas que, gradativamente, vão anunciando a presença do Estado no setor elétrico, como também a Light consegue adiar os problemas de suprimento com uma monumental obra, Usina Henry Borden, na Serra do Mar, suficiente para abastecer São Paulo nos vinte anos seguintes.

A restrição da oferta de energia durante vários meses acabou por levar a Prefeitura de São Paulo a declarar a necessidade de efetuar um racionamento do consumo, através do ato nº 2495, de 13 de fevereiro de 1925. No entanto, a extensão da crise a vários municípios próximos à capital, que não tomavam medidas semelhantes, mostrava que o problema já tinha dimensões regionais, não podendo ser solucionado através de medidas locais. A Light já havia tomado medidas de emergência, tais como ampliar a geração térmica, comprar energia de outras companhias, mas que se revelavam de pouca importância naquele quadro de emergência.

---

(1) 1 MW = 1.000 kW

Essa situação levou a que o Governo do Estado, antecipando o que viria a ser regra comum a partir dos anos 50, se decidisse por intervir temporariamente na indústria de energia elétrica, centralizando as decisões e coordenando amplamente as medidas de racionalização. Nesse sentido, através do decreto 3.835, de 28 de março de 1925, quando era Presidente do Estado o Dr. Carlos de Campos, considerando, entre outros motivos, a gravidáde do suprimento de energia elétrica existente na área de concessão da São Paulo Light, São Paulo Eletric Co., Cia. Docas de Santos, Cia. Campineira de Tração Luz e Força, Empresa Luz e Força de Jundiaí, decidiu-se, conforme demonstra o artigo primeiro, que: "os serviços de produção e distribuição de energia elétrica, luz e força motriz, inclusive tração e força motriz, ficarão diretamente subordinados à Secretaria de Estado dos Negócios da Agricultura, Comércio e Obras Públicas enquanto durar a atual situação causada pela longa estiagem reinante". Como veremos, esta atuação, transitória e conjuntural, 25 anos depois se tornaria permanente e estrutural.

Os planos da Light, frente a esta situação, foram decisivos. Por um lado, em tempo recorde, construiu a terceira usina hidroelétrica, denominada Rasgão, no rio Tietê, que no final de 1925 já estava plenamente em operação com duas máquinas geradoras, totalizando cerca de 22 MW. Mas, o grande feito da Light se constituiu em uma grande usina construída em Cubatão, aproveitando o grande desnível oferecido pela vertente oceânica da Serra do Mar. Esta possibilidade já havia sido levantada pelo geógrafo francês De Martonne, em 1928, que, após uma visita ao Brasil, constatou a analogia entre a Serra do Mar, cujos rios nascentes em suas encostas corriam para o interior do Estado, e um aproveitamento hidroelétrico em curso no rio Jura, na França (Itapanhau). Já em abril de 1925, a Light dava início ao conjunto das obras que levariam ao aproveitamento em Cubatão. Coube ao Engº A.W.K.Billings,

da própria Light, desenvolver o projeto e concepção da obra, que se constituía, além da própria usina, por um sistema de barragens e reservatórios a fim de represar, inicialmente, as águas dos rios das Pedras e Grande, que seriam lançadas em tubos adutores numa queda de mais de 700 metros.

Finalmente, em fins de 1926 e início de 1927 foram acionadas as duas primeiras máquinas de 44 MW cada, em Cubatão, praticamente duplicando a potência instalada da Light. A disponibilidade de acréscimo de novas unidades geradoras, com pequenas inversões adicionais nesse sistema, possibilitava à Light, tranqüilamente, atender a demanda de energia em São Paulo.

O aumento da disponibilidade de energia proveniente de Cubatão ainda propiciou um vigoroso processo de expansão da empresa, adquirindo 8 concessionárias que abrangiam uma vasta área, desde Jundiaí até o Vale do Paraíba.

A importância da usina Henry Borden, em Cubatão, foi igualmente decisiva para a recuperação, já em 1933, da crise econômica de 1929/30. Efetivamente, a crise restringiu acentuadamente o consumo de energia elétrica, impondo que a geração total de todas as usinas da Brasilian Traction permanecesse praticamente constante no período 1929/32, após um vigoroso aumento de 66% durante todo o qüinqüênio anterior. Os posteriores aumentos da capacidade geradora da Henry Borden, em Cubatão, ocorreram com a instalação de novas máquinas geradoras em 1936, 1937, 1938, garantindo o elevado crescimento industrial da década de 30, que havia seguido a recuperação de 1933. Nesta época, a disponibilidade de energia elétrica da Light era tão alta que levou a empresa a desenvolver várias campanhas de incentivo à utilização de energia elétrica, tais como a instalação de fogões elétricos, anúncios luminosos etc.

Mas, durante essa época de grande expansão da Light, que de maneira crescente adquiria o controle do fornecimento de energia elétrica aos núcleos urbanos de crescimento mais dinâmicos, foram tomadas as primeiras medidas efetivas de preparação para a posterior inserção do Estado na indústria de energia elétrica.

A nível estadual, em 30 de dezembro de 1929, através da lei nº 2410, foi criada a Inspetoria de Serviços Públicos (ISP) no âmbito da Secretaria de Viação e Obras Públicas, organismo antecessor da DAEE, que seria organizado, posteriormente no início da década de 50. No entanto, a Inspetoria somente iria adquirir objetivos mais consistentes, na área de apoio técnico-administrativo ao setor de energia elétrica, com a decretação do Código de Águas em 1934.

O Código de Águas, instituído pelo decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, juntamente com o Código de Minas, instituído na mesma época, expressava as novas características do Estado brasileiro a partir da Revolução de 30. A antiga economia capitalista mercantil cafeeira não requeria uma grande centralização administrativa a nível federal, verificando-se mesmo a supremacia de vários aparelhos administrativos estaduais, que eram a expressão política da hegemonia do capital cafeeiro no processo de acumulação.

Mas, o processo de industrialização da década de 30, rompendo a subordinação do capital industrial ao capital cafeeiro, estando assentado numa estreita base técnica de acumulação, ao mesmo tempo que ocorriam enormes restrições na capacidade de importar, iria exigir que o Estado se aparelhasse para o desempenho de novas funções econômicas. No entanto, a ação estatal específica no setor de energia elétrica ainda não precisaria ser tão dinâmica como as realizadas na área do comércio exterior (através

do Conselho Federal de Comércio Exterior), ou mesmo em relação ao problema siderúrgico, pois, como vimos, ao menos em São Paulo, a Light apresentava plenas condições de atender a demanda de energia vinculada à urbanização e ao crescimento industrial. No caso específico do setor de energia elétrica, a ação estatal centrou-se em apenas duas questões, suficientes para assentar as bases para uma nova fase de evolução do setor a partir da II Guerra: elaboração de uma completa legislação disciplinando o uso das águas, e alteração dos mecanismos de fixação de tarifas.

Em 1933, através do decreto 23.501, de 27 de janeiro, desse mesmo ano, foi revogada a "cláusula-ouro", mediante a qual as tarifas das concessionárias eram parcialmente contratadas em equivalente-ouro, havendo pois uma correção monetária automática. Um ano e meio depois o Código de Águas estabelecia, definitivamente, o processo de fixação de tarifas, a partir do serviço pelo custo, o qual, como veremos posteriormente, seria objeto central da discussão relativa à evolução do setor elétrico.

A legislação sobre a utilização das águas era uma matéria que se fazia necessária desde que foram iniciados os primeiros aproveitamentos hidroelétricos, sendo que, desde 1907, já existia uma primeira proposta de Código de Água, elaborado pelo Dr. Alfredo Valadão. Em 1931, decorrido cerca de um ano da mudança dos comandos políticos nacionais, o decreto 20.935, o qual suspendia qualquer ato de alienação, oneração ou transferência de curso d'água, à semelhança de medida recentemente tomada em relação às jazidas minerais, continha, em suas considerações, uma observação de que estava sendo estudado o Código de Águas, afim de "sanar a legislação obsoleta e deficiente".

O Código de Águas tanto foi uma reação ao poderio e influência dos dois grupos estrangeiros, na medida em que estabelecia a obrigação de revisar os contratos, definia novos métodos de tarifação e colocava a ameaça de confisco, como também fazia parte da preparação das bases de um processo de industrialização nacional. Tanto o Código de Águas, como o Código de Minas, aboliam o laço jurídico que fazia das riquezas do subsolo um acessório da propriedade da terra, estabelecendo a propriedade estatal dos recursos naturais que, doravante, apenas através de concessão por tempo determinado poderiam ser explorados pelo capital privado. Quanto às concessionárias de energia elétrica foi estabelecido que elas estariam sob um triplo controle do poder público: técnico, financeiro e tarifário. O Código também estabelecia, em seu título III, a competência dos Estados na regulamentação do aproveitamento industrial das quedas d'água, desde que estes se aparelhassem técnica e administrativamente para esse fim. A nível federal o Código de Águas já previa a constituição do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica que, no entanto, somente seria criado em 1939.

Em decorrência dessas instruções, meio ano depois, através da lei nº 2410, de 16 de fevereiro de 1935, foi reorganizada a Inspetoria de Serviços Públicos em São Paulo, adequando-se para exercer as atividades de fiscalização e apoio técnico às concessionárias de energia elétrica.

A fiscalização financeira era um tema de extrema importância, pois a "moralização dos costumes e a denúncia das fraudes financeiras" faziam parte do ideário nacionalista da Revolução de 30, onde a Light era apresentada como uma das primeiras companhias estrangeiras, cuja rentabilidade deveria ser investigada. Havia uma contundente denúncia do empresário Eduardo Guinle, publicada no Jornal do Comércio, em março de 1933, que alertava para o comportamento "pouco ético" da empresa, e ao mes

mo tempo que fazia uma estimativa dos custos de operação da Light, constatando a existência de lucros excessivos.

Portanto, desde essa época estava colocada na ordem do dia do setor público a questão das tarifas das concessionárias, os lucros obtidos e o capital a ser remunerado.

As atividades da Inspetoria paulista, a partir de então, começam a refletir essas preocupações, havendo a constante divulgação dos artigos sobre a definição de regime de concessão, processo de fixação de tarifas etc. A partir da instituição do Código de Águas, começa a haver um polêmico processo de discussão jurídica de sua validade, estimulado pelas concessionárias estrangeiras, as quais pretendiam a sua revogação (ver Tendler, 1968). A Inspetoria constantemente divulgava estudos de juristas americanos, defendendo a doutrina do serviço pelo custo.

Mas, a Inspetoria também desempenhava a função de fiscalização técnica das obras das concessionárias e organizava um cadastro das quedas d'água do Estado, fazendo com que, lentamente, esta agência fosse se aparelhando para a atuação diretamente produtiva do setor de energia elétrica. Datam, dessa época, os primeiros levantamentos efetivos do potencial hidraúlico dos rios Tietê e Paraíba, onde se destacava a atuação do Engº Catullo Branco, funcionário da Inspetoria.

Portanto, nessa época, em relação ao setor de energia elétrica, o Estado apenas instruiu, legalmente, as condições de exploração dos aproveitamentos hidráulicos, propiciando oportunidades para que as primeiras agências criadas adquirissem capacitação técnico-administrativa no setor.

Em relação a São Paulo, as especiais condições do principal empreendimento da Light, em Cubatão, permitiam que a oferta de energia elétrica continuasse sendo executa

da pelo capital privado estrangeiro, diferentemente da situação em outros Estados. Por exemplo, no Rio Grande do Sul e em Minas Gerais, os problemas de suprimento de energia elétrica se agravaram desde o início da década de 40, impondo que a ação estatal direta se adiantasse ao caso paulista.

A indústria de energia elétrica, necessariamente, haveria de ser reestruturada à medida em que entrasse em curso um processo de industrialização, pois sua origem foi marcadamente local, a fim de suprir energia a serviços de tração e iluminação. Nesse sentido, as primeiras concessionárias foram constituindo pequenos sistemas elétricos, utilizando os recursos hidraúlicos situados mais próximos dos núcleos urbanos que concentravam o consumo de energia elétrica.

Este padrão de surgimento das concessionárias havia levado a uma estrutura totalmente descentralizada e individualizada de abastecimento, coexistindo uma multiplicidade de pequenos sistemas isolados, onde existia grandes disparidades em suas normas e características de operação.

A emergência da industrialização, impondo a ampliação e integração de um mercado de dimensão nacional, necessáriamente demandaria a integração dos pequenos sistemas elétricos, montados desde o início do século, onde a produção somente poderia ser efetivada a baixos custos, com a constituição de economias de escala, atráves de grandes centrais elétricas.

CAPÍTULO II - A INSERÇÃO DIRETA DO ESTADO NO SETOR ELÉTRICO PAULISTA

A intervenção direta do Estado no setor de energia elétrica é uma questão que se coloca tanto a nível estadual quanto a nível federal, logo a partir do final da II Guerra.

Nessa época sobressai, a nível federal, a experiência de criação da CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco - cuja constituição datava de 15 de março de 1948, mas cuja autorização por lei federal havia sido concedida dois anos antes, a 3 de outubro de 1945, através do decreto lei nº 8.031. Destacava-se ainda, no plano das iniciativas estaduais, o pioneirismo da formação da Comissão Estadual de Energia Elétrica (C.E.E.E.) do Rio Grande do Sul, em fevereiro de 1943. Mas, o empreendimento modelo, que influenciou os diversos Governos Estaduais na formação de estruturas semelhantes, foi o Plano de Eletrificação de Minas Gerais, publicado no ano 1950, conduzindo à formação da CEMIG, em 1952.

No contexto paulista, a intervenção estatal direta processou-se de maneira bastante peculiar devido à presença marcante da Light em São Paulo e adjacências.

Como a Light havia sido a principal concessionária de energia elétrica no Brasil, atuando nas áreas mais desenvolvidas do eixo Rio-São Paulo desde o início do século - importância essa que, relativamente, perdurou até sua compra pela Eletrobrás, ao final de 1978 - a empresa acumulou uma extraordinária influência na condução dos rumos dos setor elétrico. Nesse sentido, a intervenção do Estado provocou uma significativa metamorfose no setor, e portanto na própria Light, processando-se de maneira bastante sutil e complexa, onde se fundiram lances de grande ousadia política com acomodações funcionais percebidas somente após o transcorrer dos eventos.

2.1. A restrição da oferta de energia elétrica no pós-guerra

A fim de situar o contexto onde ocorre a inserção direta do Estado no setor elétrico, exporemos, de maneira sucinta, o quadro geral das características maiores da oferta de energia elétrica, que permearam o final dos anos 40, indo até o início da década de 60. Devido à nossa preocupação com um estudo de caso, a maior parte das observações faz referência à situação paulista.

O crescimento da economia brasileira no pós-guerra foi extremamente elevado, sendo que o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) atingiu a taxa média anual de 6.9% ao ano, no período 1945/52. O crescimento industrial foi mais significativo ainda, atingindo a taxa anual de 9.8% ao ano (IPEA R. 36, 1977, p.302).

Mas, esse crescimento industrial foi "extensivo" e pouco integrado, tendo o setor privado usufruido de uma reserva de mercado interno na faixa de bens de consumo. A ênfase do crescimento no setor industrial implicou em uma extraordinária ampliação de sua base urbana, colocando, simultaneamente, a necessidade da integração abrangente do mercado nacional, superando definitivamente o antigo quadro de vários mercados regionais.

Nesse sentido, a demanda energética, particularmente de energia elétrica, implícita nesse padrão de acumulação urbano-industrial, necessitaria romper a linha de sua evolução estrutural de até antes da II Guerra.

Efetivamente, a partir de 1946, com o término das restrições do comércio internacional decorrentes da guerra, começa a haver uma grande modificação na estrutura do consumo de energia. O consumo dos derivados de petróleo, que representava 12.9% do consumo total de energia, em

1946, mais do que dobra sua participação num período de apenas 6 anos, atingindo, em 1952, 28% do total da demanda energética. A contrapartida deste salto no consumo de derivados de petróleo foi o decréscimo do consumo das energias "não comerciais", em particular, a lenha, cuja participação no mesmo período decaiu de 67.4% para 49.9% (Wilberg,1974). Uma das razões básicas que viabilizou esse aumento foi a estabilização da taxa cambial neste período, beneficiando extraordinariamente a importação de combustíveis líquidos.

A responsabilidade maior[1] pelo aumento do consumo de combustíveis líquidos, não apenas nessa época, mas principalmente ao longo dos períodos subsequentes, coube ao setor de transportes, principalmente ao sistema de transportes rodoviários.

Ultimamente, face à atual crise energética, é bastante comum a crítica ao excessivo "rodoviarismo" da estrutura de transportes montada a partir dessa época. No entanto, esta opção deve ser buscada nas injunções da ação do Estado, buscando acelerar o processo de uma industrialização, notadamente um processo de industrialização retardatária, influenciada pela presença marcante do capital estrangeiro em setor chaves, tais como a indústria automobilística, onde o "transporte rodoviário nada teve de acidental, era a única maneira de unificar o mercado nacional, de quebrar os isolamentos regionais incompatíveis com a industrialização. Ao ter início nossa industrialização, o transporte rodoviário era, de fato, e não apenas na aparência, como agora, o modo mais econômico de produzir essas coisas que se estudam como T/Km e Pass/Km" (Rangel, 1979, p. 81).

Como veremos mais detidamente, a seguir, no item 2.3, a montagem do sistema de transportes integrava, juntamente com as áreas de energia, comunicações e saneamento, a infraestrutura (capital social básico) necessária ao processo de industrialização retardatária.

---

(1) Evidentemente o crescimento industrial (urbano) respondeu pela diversificação da estrutura energética do País, sendo que nesse sentido, observa-se que a própria urbanização requer relativamente menos energia em suas formas primárias e mais sob as formas elaboradas

Pois bem, foi como parte integrante da infraestrutura, imprescindível à industrialização, que emergiu a problemática da oferta de energia elétrica no pós-guerra.

O crescimento do consumo de energia hidroelétrica, muito embora tenha outros determinantes, foi muito mais lento do que o de combustíveis líquidos. Sua participação no consumo total de energia, em 1946, era de apenas 7.9%, evoluindo para 11.2% em 1952. Sua posterior evolução foi bastante gradativa, sendo que sua participação realmente só começou a ter um peso mais significativo a partir do início da década de 70, quando os problemas da oferta de energia hidroelétrica foram então solucionados a nível nacional. No período 1952/55, sua participação total no consumo oscilou em torno de 11%, passando para cerca de 15% no longo período de 1957 à 1968.

Concretamente, os problemas referentes à oferta de energia elétrica aparecem no imediato pós-guerra. Como podemos observar através da Tabela II.1, em 1941 havia uma grande capacidade de reserva no sistema Light-São Paulo, época em que a potência instalada situava-se quase 70% acima da demanda máxima do sistema. Nos anos, seguintes, como a capacidade instalada permanece praticamente constante, e eleva-se crescentemente a demanda máxima, toda a reserva do sistema foi rapidamente ocupada. Em 1946, todo o excesso de capacidade já havia sido utilizado, sendo que a demanda máxima estava apenas 6% acima da potência instalada, contrariando as mais elementares recomendações técnicas quanto à fixação de um nível razoável de reserva de capacidade.

Nos dois decênios seguintes esta situação crítica foi característica central da evolução do suprimento de energia elétrica, não apenas na área da Light-São Paulo, e também do Rio de Janeiro, mas de praticamente todas as concessionárias da região sudeste do País. Este quadro

TABELA II.1

PRODUÇÃO E CONSUMO NO SISTEMA LIGHT DE SÃO PAULO

Anos	Potência Instalada -KW- (1)	Demanda Máxima KWh/h (2)	Relação (1) / (2)	Produção Anual 10^6 KWh/ano			Energia Distribuida 10^6 KWh/ano
				Própria	Recebida do Rio	Total (a)	
1941	406.122	241.006	1.69	1.273	-	1.273	1.175
1942	406.122	246.939	1.65	1.397	-	1.397	1.286
1943	406.183	275.160	1.48	1.515	-	1.515	1.375
1944	406.183	303.864	1.34	1.700	-	1.700	1.524
1945	406.183	342.751	1.18	1.515	-	2.169	1.707
1946	406.183	384.226	1.06	2.167	-	2.167	1.895
1947	472.340	423.764	1.11	2.358	-	2.358	2.061
1948	538.497	502.908	1.07	2.798	-	2.798	2.431
1949	538.347	511.094	1.05	3.189	-	3.189	2.786
1950	604.788	570.344	1.06	3.352	11	3.363	2.965
1951	607.788	568.065	1.07	3.559	42	3.601	3.113
1952	604.685	572.525	1.06	3.601	85	3.686	3.178
1953	604.685	566.068	1.07	3.504	120	3.624	3.130
1954	792.265	768.032	1.03	3.475	440	3.915	3.411
1955	792.265	nd	nd	3.905(b)	527	4.440	3.885

(nd) - Não disponível

(a) - Inclui energia gasta nas instalações de bombeamento.

(b) - Descontada a energia recebida da C.P.F.L. num total de 8 x 10^6 KWh

FONTE: PEESP, 1956.

restritivo da oferta somente começou a ser aliviado a partir de 1963, com a entrega da energia gerada por Furnas à Light-São Paulo e outras concessionárias.

Como veremos nos próximos itens, a razão da estagnação da capacidade geradora da Light, e de todas as concessionárias privadas, foi, inicialmente, durante a guerra, a dificuldade de importação de equipamentos. Posteriormente, a razão alegada pelas concessionárias privadas foi a insuficiência das tarifas fixadas pelo poder público, que não estaria remunerando adequadamente o capital.

À primeira vista poderia parecer que a solução seria a instalação de usinas termoelétricas ao invés das hidroelétricas, na medida em que o investimento inicial da primeira é bem inferior ao de uma usina hidroelétrica de potência equivalente. Mas, não estava em questão a origem térmica ou hidráulica da energia elétrica a ser gerada, e sim os aspectos legais da fixação da tarifa da venda de energia da concessionária.

Por sua vez, a opção hidráulica,como base da geração de energia elétrica da região sudeste, já havia sido estabelecida pela própria Light desde o início do século. A construção das barragens de usina hidroelétrica, como veremos, também articula um sólido bloco de interesses acentuando a "vocação hidráulica" do País, excetuando-se apenas alguns interesses ligados ao carvão do sul. A solução, através da instalação de uma termoelétrica no sistema elétrico brasileiro, é apenas transitória, e efetivamente foi o meio de superar, a curto prazo, a grave crise do início da décad de 50, onde se apresentou uma das mais graves secas nas bacias dos rios que alimentavam a Light-São Paulo no período 1952. Nessa época foi instalada, pela Light, a usina térmica de Piratininga, em São Paulo, com 200 MW na primeira etapa, e 450 MW de potência final.

As tendências de longo prazo das vendas das principais concessionárias podem ser observadas a partir da tabela II.2. Os dados apresentados se referem aos 5 maiores sistemas elétricos da região sudeste, representando,em 1950, 95,2% do total do consumo de energia elétrica regional. Os sistemas elétricos são os seguintes: Light-São Paulo, Light-Rio, CPFL, CBEE e CFLMG. O maior sistema era o da Light-São Paulo, participando com 52,8% do consumo de toda a região. Constatamos que o período mais crítico de todo o pós-guerra situou-se no quinquênio 1949/53. Nessa fase, o mercado total das empresas evoluiu a uma taxa média de 4.2% ao ano, e o consumo industrial permaneceu praticamente estagnado, acusando uma leve regressão de 0,2% ao ano. Observamos ainda que as maiores taxas de crescimento situaram-se na década de 40, sendo que as taxas individuais de crescimento industrial e residencial dos períodos posteriores permaneceram sensivelmente abaixo dos valores alcançados naquela década.

Face a este fraco desempenho das vendas nos mercados das principais concessionárias, surge o questionamento de como foi possível o desenvolvimento econômico industrial do pós-guerra, mormente no período 1947/62, centrado no crescimento industrial e praticamente circunscrito à região sudeste.

A restrição da oferta de energia elétrica por parte das concessionárias somente não inviabilizou o crescimento industrial na região sudeste, e em particular em São Paulo, em função das medidas paliativas tomadas por parte de muitas empresas, tais como recurso à auto-geração, e também em função da administração da "escassez", contornando as dificuldades de crescimento do mercado através de inúmeros artifícios.

Tais artifícios se traduziram em uma deterioração crescente na qualidade dos serviços de energia elétrica con

TABELA II.2

TAXAS DE CRESCIMENTOS MÉDIAS ANUAIS SELECIONADAS - REGIÃO CENTRO SUL
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

%

	ENERGIA ELÉTRICA - CENTRO SUL (1)				
			RESIDENCIAL		
	CONSUMO TOTAL	CONSUMO INDUSTRIAL	CONSUMO RESIDENCIAL	KWh p/CONSUM.	Nº CONSUMIDORES
1935 - 1940	7.8	8.0	10.6	4.0	6.4
1940 - 1949	9.7	10.4	15.1	9.7	4.9
1949 - 1953	4.2	-0.2	3.9	-2.5	6.6
1953 - 1963	9.7	6.1	10.8	4.2	6.4
1963 - 1968	6.3	5.9	8.4	2.5	5.8
1950 - 1968	7.8	7.0	9.2	2.7	6.3
1935 - 1968	8.2	7.9	10.7	4.5	5.9

(1) CONCESSIONÁRIAS : LIGHT-SÃO PAULO, LIGHT-RIO, CPFL, CEEE, CFLMG

FONTE: POWER MARKET, 1969.

tribuindo para o crescimento da demanda reprimida de energia elétrica. Demanda reprimida é um termo de uso corrente no setor de energia elétrica, significando "qualquer restrição para amplo e livre uso de eletricidade em função de algum obstáculo na oferta de energia elétrica" (Power Market, 1969, p.61).

Como vimos, as condições de suprimento de energia elétrica foram agravadas no pós-guerra com o surgimento de um prolongado período de secas, em 1952/55, quando os recursos hídricos que abasteciam os sistemas Light-São Paulo e Light-Rio ficaram reduzidos ao seu mínimo. Como a situação era de extrema gravidade, quase à beira do colapso, face à perspectiva da duração prolongada das secas, o C.N.A.E.E. autorizou a Light a construir, em regime de urgência, a Usina Térmica de Piratininga, em São Paulo, a qual entrou em operação em 1954. Esta complementação térmica já se fazia necessária, pois o sistema Light era predominantemente hídrico, com pouca flexibilidade operacional no período de secas. Houve outro período de secas, em 1963/64, mas, com implicações bem menores para o suprimento de energia, pois a ligação com Furnas já estava em operação, e a demanda de energia elétrica industrial estava em retração face a recessão econômica iniciada em 1962.

A restrição da oferta de energia elétrica se concretizou no período através de racionamentos, que na indústria de eletricidade podem se apresentar de maneira declarada, com autorização governamental, ou de forma velada, geralmente desapercebida pelo consumidor. As Light-São Paulo e Rio, por exemplo, foram obrigadas a recorrer a esse expediente durante praticamente a primeira metade da década de 50, e em alguns anos posteriores.

Mas, tão ou mais importante que o racionamento declarado é o fenômeno do racionamento velado, o qual está in

timamente vinculado ao anterior quando aquele é utilizado frequentemente. O racionamento declarado tem o inconveniente de deixar uma imagem negativa para a empresa em termos de opinião pública. O racionamento velado permite uma redução no consumo de energia elétrica de maneira tal que não é obrigatoriamente percebido pelo usuário, sendo identificado apenas através de análises do crescimento do sistema e de suas condições operacionais. Pode-se provocar o racionamento velado através de alterações da qualidade do produto vendido (KWh), reduzindo-se a tensão e a frequência, ou então pela interrupção da oferta de energia em circuítos selecionados, ou mesmo o não atendimento de aumento de carga, ou atraso na ligação de novos consumidores.

O sistema Light-São Paulo teve de lançar mão de todas as formas de racionamento velado. A partir de 1946,a Light São Paulo começou a redução de voltagem e frequência durante as horas de ocorrência de demanda máxima diária, chegando, por vezes, em 1950, à 84% da voltagem normal, e, em 1952, à 92% da frequência normal durante os períodos de pico (Tendler, 1968, p.11).

A interrupção da oferta de energia elétrica em determinados circuítos de distribuição, ou seja, o não atendimento de algumas zonas ou bairros selecionados durante algumas horas do dia, foi também largamente utilizado,contribuindo para diminuir o consumo, através da administração do fornecimento de energia segundo um escalonamento por bairros e/ou categorias de consumidores. A última forma de racionamento velado se constitui no atraso, ou mesmo no não aten imento de novos consumidores ou ao aumento da carga de antigos. Esse expediente também foi utilizado com bastante habilidade e astúcia pela Light. A título de exemplo de magnitude do montante de requisições de novas concessões, observa-se que, em 1960,

havia cerca de 6.000 pedidos a atender, apenas na cidade do Rio de Janeiro (Tendler, 1968, p.11).

O atendimento de novos consumidores residenciais pode ser observado pela mesma tabela II.2, onde se constata que, mesmo no período 1949/53, quando a taxa média anual de crescimento do consumo residencial chegou ao mínimo de 3.9% ao ano, o número de novas ligações atingiu o seu máximo de 6.8% ao ano. Isso significa que o atendimento de novas ligações se fazia em detrimento aos demais consumidores, havendo uma sensível diminuição na qualidade do serviço, a qual pode ser constatada pela relação do consumo por consumidor residencial, que acusou um decréscimo de 2.5% ao ano no período 1949/53.

No entanto, os consumidores não residenciais, mormente as empresas industriais e do setor de serviços, tinham a possibilidade de instalar pequenas unidades geradoras, geralmente acionadas a óleo díesel, a fim de solucionar situações de emergência, ou mesmo permanentes.

A solução de auto-geração foi largamente utilizada tanto pelas empresas industriais como de serviços no período de crise que seguiu o pós-guerra. Este fato trouxe um crescimento significativo no consumo de óleo díesel para fins de geração. A análise do Grupo Misto CEPAL/BNDE constata que houve um crescimento anormal da taxa de consumo de óleo díesel, atingindo a taxa de 20.9% ao ano no período 1949/54, provavelmente em consequência da utilização para geração termo elétrica. No período 1939/49, esse mesmo consumo havia crescido a razão de 12.5% ao ano.

Um diagnóstico efetuado pela Eletrobrás, em 1968 (Power Market, 1969), constatava que, durante todo o período 1952/68, o recurso à auto geração foi utilizado por causa da deficiência de suprimento da respectiva concessio

nária. Existem alguns outros motivos para a instalação de geradores próprios, como, por exemplo, a existência de sub-produto industriais da empresa que podem ser utilizados como combustíveis nos geradores próprios da empresa. No entanto, a utilização da auto-geração por motivos como este não foram preponderantes nessa época. Durante este período de auto geração, que representava, em 1952, 7.8% da geração de energia elétrica da região sudeste, cresceu a uma taxa cumulativa anual de 10.4%, índice superior ao referente ao crescimento das vendas das concessionárias, que atingiu 9.1% ao ano. O diferencial de taxas favorável aos auto produtores significa que sua proporção, na geração total, aumentou para 9.25%,em 1968. O custo da energia fornecida por essas pequenas centrais era sensivelmente mais elevado do que da energia produzida pelas concessionárias, pois estas últimas contavam com sensíveis economias de escala. A empresa Cobrasma,por exemplo, em relatório à Comissão Mista Brasil-Estados Unidos, informava que pagava à Light cerca de Cr$ 0,14 por KWh, enquanto que o custo total da energia de seu grupo Diesel, incluindo a amortização, era calculado em cerca de Cr$ 1,30/Kwh, ou seja, quase dez vezes mais.

A viabilidade destas soluções de emergência também foi aumentada através de um eficiente "administração" da escassez ao ter que escolher entre o relacionamento por cortes ou por quotas. A Comissão Estadual de Energia Elétrica, órgão consultor do D.A.E.E, que reunia representantes das concessionárias e das empresas consumidoras, além de membros da administração pública,discutindo, em 1952, a opção entre quotas ou cortes, recomendou que deveria, quando possível, ser dado preferência ao sistema de quotas, pois o excesso de demanda poderia ser preenchido através da auto geração da empresa. Se houvesse corte do fornecimento, os geradores da empresa poderiam permanecer parados caso sua potência não fosse suficiente para a operação, prejudicando as atividades nor

mais da empresa (Tendler, 1968, p.9). O mesmo Conselho também relata que a Light tinha interesse em aumentar suas vendas a curto prazo. Durante o período de secas, em 1952/55, a companhia frequentemente solicitava o relaxamento do seu racionamento assim que os reservatórios ultrapassavam o volume mínimo.

Finalizando este item, podemos perceber, através das observações efetuadas, que foram as próprias características da prolongada crise na oferta de energia elétrica que permitiram que a situação fosse contornada até a solução final com a intervenção do Estado no setor de geração. Judith Tendler conclui a sua análise afirmando que a crise era suficientemente séria, requerendo uma solução de longo prazo, mas não era tão catastrófica a ponto de impedir a convivência com o crescimento industrial, concedendo o tempo necessário para construção de hidrelétricas pelo Estado.

2.2. Os Planos de Eletrificação e o surgimento das empresas estaduais

2.2.1. Visão geral dos Planos de Eletrificação

A mudança dos comandos políticos nacionais, ocorrida no princípio da década de 50, com o início do segundo período governamental de Getúlio Vargas (1951/54), teve como correspondência, na esfera estadual paulista, a administração Lucas Nogueira Garcez (1951/54).

Embora não haja estudos mais aprofundados sobre a complementariedade do setor público com a administração federal nessa época, evidencia-se, com bastante nitidez, a harmonia das políticas públicas federal e paulista para o setor de energia elétrica nesse período.

No plano da política econômica, convencionou-se denominar o segundo período de Vargas como "primeira aproximação" a uma política de desenvolvimento, em função das iniciativas do setor público, em particular em relação ao aumento de suas inversões no sistema de transporte e energia, visando a constituição da infraestrutura (capital social básico) necessária ao desenvolvimento industrial (Lessa, 1975, cap. III).

A atuação do setor público paulista no campo da energia elétrica, no primeiro quinquênio da década, esteve amplamente respaldada nas iniciativas e diretrizes do governo federal, cujos traços básicos iremos recompor a seguir.

O segundo governo Vargas caracterizou-se, no plano da política econômica, pela existência de contradições e divergências, introjetadas no próprio

aparelho de Estado, a respeito da "forma e extensão tanto da participação externa quanto da intervenção do setor público na vida econômica" (IPEA R. 36, 1977, p. 409). Havia uma linha de atuação, buscando uma cooperação mais estreita com os EUA, baseada na ação da Comissão Mista Brasil-Estados Unidos (CMBEU), e com presença em alguns Ministérios-chave (Fazenda, com Horácio Lafer; Relações Exteriores, com João Neves Fontoura), e uma segunda vertente, nitidamente intervencionista e de "emancipação" nacional, centrada na Assessoria Especial da Presidência. Esta Assessoria, correspondendo a uma antecipação, na escala micro daquela época, à atual Secretaria de Planejamento (Almeida, 1977), elaborava os projetos que correspondiam à linha de um desenvolvimento econômico independente, e também coordenava as medidas resultantes dos estudos da CMBEU, que exercia o papel de um escritório de projetos específicos.

A preocupação fundamental da Assessoria Especial foi sistematizar um "plano de energia", embora não tenha havido esta particular denominação, abrangendo programas para as áreas de petróleo, carvão, eletricidade, além de estudos sobre o xisto, biomassa e energia nuclear.

A elaboração do Plano Nacional de Eletrificação, no âmbito da Assessoria, teve início durante o primeiro semestre de 1953, e no decorrer de 11 meses de intenso trabalho, foram apresentadas quatro peças básicas, interligadas, mas cada qual com validade em si mesma. A subdivisão em vários instrumentos justificava-se como uma manobra de Vargas para conter e barganhar com as forças anti-estatizantes e privatistas da época, que se faziam representar no Congresso e mesmo no Executi

vo. As propostas elaboradas pela Assessoria são apresentadas a seguir, juntamente com um comentário a respeito de sua aprovação ou não pelo Congresso.

1º) Instituição do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e criação do Fundo Federal de Eletrificação (FFE).

O projeto da lei referente a esta questão foi encaminhado ao Congresso Nacional, juntamente com a Mensagem nº 219/53, em 25 de maio de 1953. Foi aprovada em agosto de 1954, através da lei nº 2.308, de 31 de agosto de 1954.

2º) Regulamentação da distribuição e aplicação do IUEE pertencentes aos Estados, Distrito Federal e Municípios.

Foi encaminhada ao Congresso em 21 de agosto de 1953, juntamente com a Mensagem nº 314/53. Sua aprovação ocorreu somente em 1956, através da lei 2.944 de 8 de novembro de 1956.

3º) Plano Nacional de Eletrificação

Apresentado em 10 de abril de 1954, juntamente com a Mensagem nº 134/54, não tendo sido formalmente aprovado pelo Congresso, mesmo em épocas posteriores.

4º) Criação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A., Eletrobrás.

Também apresentada em 10 de abril de 1954, através da Mensagem nº 135/54, somente foi autoriza

da sete anos depois, por intermédio da lei nº 3890-A, de 25 de abril de 1961. Sua constituição ocorreu através do decreto nº 1.178, de 13 de junho de 1962.

Era extremamente necessária a criação de novos instrumentos administrativos, tais como a Eletrobrás, pois os serviços públicos existentes, vinculados ao setor, representados pela Divisão de Águas (criada em 1933) do Departamento Nacional de Produção Mineral do Ministério da Agricultura, e o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica(criada em 1939), não estavam aparelhados para executar estas novas funções estatais. Estes organismos foram formados para efetuar o estudo das fontes de energia e realizar supervisão e exame dos pedidos de concessão e a respectiva fiscalização das atividades das concessionárias. Eram instrumentos típicos da função de um Estado "liberal" e fiscalizador. A propósito, antes de efetuar os estudos sobre energia elétrica, a Assessoria havia solicitado do CNAEE os planos elaborados por aquele órgão, pois esta era uma de suas tarefas. O CNAEE informou que, em seus 10 anos de atividade, não havia sido realizado nada que se assemelhasse a um plano nacional e que tal tarefa custaria cerca de US$ 100 mil, e sua realização demoraria cerca de 3 anos, ou seja, terminaria após o final do mandato de Vargas (Pereira, 1976, p. 115).

Em relação aos instrumentos propostos pelo Governo federal, o setor público paulista tinha interesse, basicamente, nos recursos oriundos do IUEE que fossem destinados ao Estado de São Paulo. No entanto, foi também de extrema validade, para o setor público como um todo, o diagnóstico da crise de energia elétrica, e as diretrizes e ca

racterísticas da intervenção do Estado a fim de solucioná-la. Nesse sentido, embora o Plano Nacional de Eletrificação não tenha obtido sua aprovação pelo Congresso, suas propostas serviram como orientação didática e informal para a futura expansão da indústria de energia elétrica.

Mas, a conveniência do Plano Nacional para administração pública ligada ao setor residia, primordialmente, na sua tentativa de legitimar a intervenção do Estado na indústria de energia elétrica. Na medida em que a intervenção do Estado contrariava a tendência, até então predominante no Brasil, do capital privado, nacional ou estrangeiro, ser o responsável pela expansão do setor elétrico, era impreterível uma justificativa "racional", baseada em objetiva análise das condições econômicas do setor, que respaldasse a intervenção do Estado no ramo.

Como veremos melhor no próximo item, o Plano Nacional não apenas fundamentou, objetivamente, a necessidade da intervenção do Estado, como também situou esta inserção de maneira a ser compatível com a presença do capital privado. Esta análise simplificava as justificativas que necessariamente deveriam ser feitas por outras esferas do setor público envolvidas na problemática,como era o caso paulista.

A "Memória Justificativa", do Plano Nacional, continha o núcleo teórico que fundamentava a ação estatal no setor.

A questão central discutida na Memória é a de como efetivar a oferta dos insumos energéticos necessários à industrialização de "um país como o

Brasil, privado de carvão mineral de boa qualidade, até hoje virtualmente sem petróleo, desprovido de outra fonte considerável de energia primária que não a lenha e a força hidráulica" (P.N.E.,1954, p. 45). Ao analisar, por sua vez,a estrutura da indústria de energia elétrica, o Plano considerava que ela era intrinsicamente monopolística, processo este fortemente induzido pelas características técnicas da indústria: um peso altíssimo do capital fixo face ao capital de giro, uma relação produto-capital extremamente reduzida e um longo prazo de aplicação do capital. Face a tais características, o Plano constatava que a intervenção do Estado seria naturalmente progressiva no setor, mormente em países sub-desenvolvidos,podendo apenas ser temporariamente atenuada pela participação do capital privado estrangeiro.

A argumentação desenvolvida não negava, como veremos no próximo item, que a taxa de lucro legalmente permitida impunha restrições à expansão da indústria. Mas, entre outros motivos, alegava também que o problema não seria solucionado por um simples aumento de tarifa, pois, na medida em que o capital estrangeiro controlava a maior parte do setor, a posterior remessa de lucros referentes a uma massa tão grande de capital (sendo essa uma característica básica da indústria) exerceria uma nefasta pressão na balança de pagamentos em uma época de escassos recursos em divisas.

A solução encontrada foi fruto da análise da estrutura de toda a indústria de energia elétrica, a qual podia ser decomposta em dois segmentos básicos, cada qual com características propícias à aplicação de um tipo de capital, segundo a origem privada ou pública de sua propriedade. O pri

meiro setor da indústria era o da geração, o qual se estendia até a estação abaixadora de alta tensão, e o segundo, a distribuição, que iria desde este ponto até a repartição da energia em várias classes de tensão aos consumidores. A tecnologia adotada em cada setor, a respectiva estrutura de capital e a composição de custos caracterizavam-se por se adpatar segundo a propriedade do capital.

O setor de geração, conforme análise do Plano, se caracterizava por um alto índice de mecanização e automatização, resultando num capital fixo desproporcionalmente elevado face ao total aplicado. Este fato levava a uma pequena necessidade de mão de obra, uma grande simplicidade de operação, passível, portanto, de ser facilmente fiscalizado. O que estava em jogo era a "eficiência" da iniciativa pública, onde o fato de ser vendido um produto facilmente mensurável, tal como o "Kwh" em alta tensão, propiciava mais vantagens à atuação do poder público, aos olhos "fiscalizadores" da sociedade.

Por sua vez, o setor de distribuição, segundo a mesma análise, se caracterizava de tal forma a melhor aproveitar os atributos da iniciativa privada. Possuía um capital fixo muito menor, de giro mais rápido e tecnologicamente possui um menor grau de automatização, empregando mão de obra em volume bastante superior, "inclusive para os múltiplos e multiformes místeres de relações com o público" (P.N.E., 1954, p. 50).

Dessa maneira, o Plano preconizava a intervenção do Estado apenas no setor da geração, permitindo e incentivando o capital privado especializar-se na distribuição de energia elétrica, esquema adotado pelo setor de energia elétrica até o final

da década de 70, ou seja, durante quase 30 anos.

Na sua parte prática, o Plano tinha um horizonte decenal, e pretendia incluir obras que, somando-se àquelas já programadas pelas empresas privadas, atingisse, em 1965, no sistema de grandes centrais elétricas, uma potência instalada de 8.000 MW. A projeção do mercado teve por base a previsão do crescimento do consumo "per capita" em cada centro urbano ou zona estudada, prevendo-se algumas correções desse índice em função da expectativa de expansão a um ritmo mais elevado. O Plano distinguia claramente a dualidade apontada no capítulo I, ao dividir o setor elétrico em duas áreas: área de usinas isoladas e serviços locais, onde o Estado daria apenas assistência técnica e financeira, e a área das grandes centrais, onde se concentraria o esforço das inversões estatais.

Nessa área de grandes centrais, o Plano colocava como chave do problema a interligação dos sistemas elétricos, propiciando as necessárias economias de escala compensando as deficiências sazonais de recursos hídricos de uma região com os excessos de outra, superando, enfim, o "localismo" da implantação dos primeiros sistemas. A Memória afirmava nesse sentido que "a interligação representa uma transição de importância verdadeiramente revolucionária para toda a economia das regiões onde seja realizada" (P.N.E., 1954, p.58). O encaminhamento do Plano pressupunha a integração técnica e econômica dos programas de expansão a serem realizados pelo Governo Federal, concessionárias privadas e Governos Estaduais. Para tanto, haviam sido consultados os planos e programas das administrações estaduais e empresas concessioná

rias. Nesse sentido, à medida em que a ênfase da atuação recaia na interconectabilidade dos sistemas, o Plano explicitava os programas de obras, cuja interligação afetasse a mais de uma unidade da federação, ou cujo interesse fosse o "efetivo suprimento de força à indústria,o que importava a toda a economia nacional" (P.N.E., 1954, p. 59).

A área de grandes centrais foi dividida em 11 zonas, das quais três situavam-se, em sua maior parte, no Estado de São Paulo: zona da Light-São Paulo, zona da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e outras empresas do nordeste do Estado, e zona do vale do Paranapanema. Para efeito de solução do abastecimento de energia elétrica na zona da São Paulo-Light, o Plano recomendava que, até 1965, deveriam ser instaladas 3.000 MW da seguinte maneira:

Instalações existentes	605 MW
Usina Térmica de São Paulo (já em construção, Light)	160 MW
Ampliação da Usina de Cubatão (iniciada, Light)	390 MW
Usinas de Peixoto e Praia (CPFL)	530 MW
Usina Térmica de Sta.Catarina	200 MW
Aproveitamento do Rio Ribeira	415 MW
Usina Caraguatatuba	400 MW
Aproveitamento do rio Tietê, em Barra Bonita, Ibitinga e Bariri	260 MW
	2.960 MW

Excluindo-se as obras a cargo da São Paulo-Light, previa-se que a cobertura das despesas poderia ser

feita com recursos do Fundo Federal de Eletrificação, enquanto uma contribuição da esfera federal, e com as parcelas do Imposto Único relativas ao Estado de São Paulo e municípios interessados. As obras desse programa, que figuravam como prioritárias, constantes de 1ª. etapa do Plano, tinham um custo que representava quase 30% dos recursos próprios do Governo Federal para as obras prioritárias.

As duas outras zonas do Plano situadas em São Paulo eram, como veremos, justamente aquelas que estavam igualmente sendo objeto do planejamento estadual paulista.

Foi com bases nessas diretrizes que processou-se a realização do Plano Estadual de Eletrificação do Estado de São Paulo, a partir do final de 1953.

No entanto, a instrumentalização do Governo estadual, no sentido de criar os mecanismos necessários à participação do setor público paulista, ocorreu bem antes do Plano Estadual ter sido iniciado.

A primeira vertente de participação direta do setor público paulista ocorreu, como veremos, em seguida, no histórico da USELPA, através das tentativas efetuadas pela administração da Estrada de Ferro Sorocabana (já de propriedade estadual) a fim de construir uma central elétrica que oferecesse a energia necessária à eletrificação de suas linhas. Este ensaio de intervenção direta ocorreu no princípio da década de 40, tendo sido acompanhado, nessa mesma época, por outra tentativa de construir uma pequena usina hidroelétrica no desvio do Turvo, a fim de suprir a Estrada de Ferro Araraquarense.

Mas, o impulso maior para a inserção do setor público paulista no setor elétrico decorreu da progressiva carência de energia elétrica, em todo o Estado de São Paulo, em particular na área da capital, a partir do final dos anos 40. Desde o final da administração Adhemar de Barros (1947/50), havia uma crescente preocupação com a escassez de energia elétrica. Nesse sentido, havia sido criado, no início de 1948, o Conselho Estadual de Energia Elétrica, no âmbito da administração estadual, a fim de realizar estudos para contornar os problemas advindos da carência de energia. A própria Mensagem, de 1948, do Governador do Estado à Assembléia Legislativa, advertia para o fato de que, "em rigoroso inquérito feito pela Secretaria de Viação e Obras Públicas, concluiu-se que o "déficit" atual de energia é de 500.000 HP".

Ambas as vertentes impulsionadoras da inserção do setor público paulista acabaram por fundir-se na administração Lucas Nogueira Garcez (1951/54), com a constituição do Departamento de Águas e Energia (DAEE) e a confecção do "Plano Básico Energético do Estado", em 1951. Houve, inclusive, uma certa continuidade administrativa, na medida em que o Engº Garcez havia sido Secretário da Viação e Obras Públicas, desde outubro de 1949. No Plano Básico, que na realidade se tratava de um indicador dos gastos públicos, já se notava a presença da construção da usina de Salto Grande, no rio Paranapanema, e a indicação de Limoeiro e Euclides da Cunha no rio Pardo, além de estudos referentes ao médio Tietê e à bacia do rio Paraná.

A principal demonstração da intenção do setor público paulista tornar-se produtor de energia elé

trica ocorreu através da criação da autarquia DAEE, por determinação da lei nº 1.350, de 12 de dezembro de 1951. O DAEE substituía a antiga Inspetoria de Serviços Públicos, da Secretaria de Viação e Obras Públicas, e também agregava as atividades do Serviço de Hidrografia do Instituto Geográfico e Geológico da Secretaria da Agricultura. O mesmo decreto, em seu artigo 10º, extinguia estas duas últimas entidades. O DAEE,além de cumprir a execução no Estado de São Paulo, do Código de Águas, de 1934, tinha por objetivo o estudo do regime de rios existentes no Estado e o levantamento das condições topográficas e geológicas das bacias desses mesmos rios.

O DAEE representava um avanço em relação à antiga Inspetoria, no sentido de agilizar os mecanismos da administração pública, mas, nessa mesma época, já se pensava em outro formato organizacional para os empreendimentos estaduais no setor elétrico paulista: as empresas públicas. A organização efetiva da CHESF, em 1948, e principalmente a organização da CEMIG, em 1952, tornaram exemplos irrecusáveis para a administração pública ligada ao setor.

Em termos de idealização do planejamento estadual havia uma idéia básica, que se referia à necessidade de estruturar um plano de ação para cada bacia hidrográfica. O lema era "a cada bacia um plano", conforme a experiência da "Tenessee Valey Authority" americana, onde se pretendia enfatizar não apenas a produção de energia elétrica, mas os interesses da irrigação, da agricultura, da regularização das vazões dos rios e navegação.Nesse sentido, observa-se que, desde sua formação, a estrutura do DAEE era integrada pelos Serviços

Regionais, atendendo a cada bacia de importância do Estado. No âmbito interno do DAEE foram criados o Serviço do Vale do Tietê, Vale do Paraíba e o Vale do Ribeira. Esta mesma idéia, como veremos, norteou a criação, em 1952, da Comissão Interestadual da Bacia do Paraná-Uruguai (CIBPU).

Em termos de justificativa para a intervenção estatal, a argumentação envolvida na criação do DAEE, e mesmo, posteriormente, no Plano Estadual, além de estarem adequadas às análises desenvolvidas na Assessoria Especial de Vargas, apresentavam, recorrentemente, exemplos da atuação da "Comissão do Vale Tenessee" (Tenessee Valey Authority - TVA) criada nos EUA, na década de 30. Portanto, em relação à intervenção estatal, nota-se, uma tendência mais emancipacionista, de acordo com as análises da Assessoria, e uma linha mais pragmática, a nível dos interesses articulados na órbita estadual do setor público, que procurava, inclusive, reproduzir as experiências de atuação estatal regional do caso americano.

Mas, todas estas iniciativas somente começaram a ter maior organicidade com a realização do Plano Estadual de Eletrificação. Este foi contratado, em outubro de 1953, através da Companhia Brasileira de Engenharia, empresa sediada no Rio de Janeiro, que já havia realizado, em 1949/50,o Plano de Eletrificação de Minas Gerais, o qual havia conduzido à CEMIG. O prazo contratado previa 22 meses de trabalho, ou seja, até meados de 1955. No entanto, oficialmente, o Plano Estadual somente foi completado em maio de 1956, em função da restrição orçamentária que marcou o início da administração Jânio Quadros (1955/58).

O Plano Estadual era composto de 8 volumes, onde se incluía, além dos estudos referentes à programação de obras, análises referentes à economia paulista, global e setorialmente, a fim de se estimar a demanda de energia elétrica. O último volume da série fazia um diagnóstico do problema tarifário, aceitando as premissas da crítica feita ao Código de Águas (conforme veremos no próximo item), no sentido de condenar a doutrina do custo histórico em uma conjuntura inflacionária.

Mas, tão ou mais importante do que a conclusão formal do Plano, foram os fatos ocorridos durante a realização do Plano. Até certo ponto, o Plano Estadual antecedeu, em pequena escala, o papel que seria exercido pela CANAMBRA, (vide parte final deste item), dez anos depois, no período 1963/66, para todo o conjunto da região Centro Sul. O Plano Estadual, de certa forma antecipou, em escala estadual, a CANAMBRA, não em seus méritos técnicos ou mesmo disponibilidades financeiras, que foram excepcionalmente superiores, mas no sentido de propiciar as análises técnicas, e ao mesmo tempo representar um fórum de debate e barganha dos interesses públicos e privados relacionados à produção e uso de energia elétrica.

Do ponto de vista estritamente institucional, o resultado do Plano Estadual foi praticamente nulo, na medida em que uma das suas metas centrais, nesse campo, era a criação da CELP - Centrais Elétricas Paulistas S.A., objetivo somente alcançado através da criação da CESP, em 1966. Nesse aspecto, o análogo Plano "Mineiro" foi mais bem sucedido, pois a CEMIG foi criada logo em 1952. Conforme analisaremos com mais detalhes no próximo item, a presença econômica e política da Light, em São

Paulo, trouxe uma série de dificuldades em relação à efetivação das medidas propostas pelo setor público paulista vinculadas à área de energia elétrica no Estado.

No plano da articulação dos interesses políticos envolvidos, o Plano propiciou outra esfera de articulação, além daquela representada pelo Conselho de Energia Elétrica do Estado. A C.B.E., empresa responsável por sua elaboração, resolveu criar um Conselho de Direção, integrado por figuras proeminentes do setor, tais como: Engºs Lucas Lopes, Plinio de Queiroz, Mario Lopes Leão e Adroaldo Junqueira Ayres. Quando, em agosto de 1954, o engenheiro Lucas Lopes foi convidado para o cargo de Ministro da Viação e Obras Públicas, foi substituído nesse Conselho pelo Engenheiro John R. Cotrim. Todas essa pessoas já ocupavam, ou iriam ocupar, postos de direção na administração pública. Lucas Lopes, e John Cotrim, já eram diretores da CEMIG, e a partir da administração Jânio Quadros, os engenheiros Plinio de Queiroz, Mario Lopes Leão e Francisco Lima de Souza Dias Filho, que também colaborava com o CBE, foram nomeados, respectivamente, Presidente do Conselho Estadual de Energia Elétrica, Diretor do DAEE, e Presidente da CHERP - Companhia Hidroelétrica do Rio Pardo. Este último grupo paulista compunha, juntamente com o Engº Lucas Nogueira Garcez, o núcleo emergente da burocracia estatal paulista vinculada ao setor elétrico. Eram engenheiros que em sua maior parte, formaram-se na Escola Politécnica (USP), no final da década de 30.

Por sua vez, durante o período de 1953/56, que praticamente coincide com a época de realização do Plano Estadual, foram criadas duas concessio

nárias estaduais - USELPA e CHERP - e também propôs o Fundo Estadual de Eletrificação, o qual teria importância decisiva na consecução do programa de obras estaduais. Além desses fatos, em junho de 1955, o engenheiro Mario Lopes Leão, então Diretor Geral do DAEE, apresentou um estudo dirigido ao Secretário de Viação e Obras Públicas, antecipando os pontos principais do programa de obras, que estavam sendo analisadas pela equipe responsável pela elaboração do Plano. Este estudo estava perfeitamente identificado com as diretrizes da "Memória Justificativa" do Plano Nacional de Eletrificação, várias vezes citada no decorrer deste trabalho.

O estudo elaborado pelo Diretor do DAEE advertia para o fato de que a instituição do Código de Águas não foi suficiente para a resolução do problema do suprimento de energia elétrica, colocando-se a necessidade da intervenção direta do Estado no setor.

Este estudo, assim como o Plano Nacional, concebia a maior parte dos empreendimentos previstos como sendo rentáveis, possibilitando remunerar o capital privado eventualmente aplicado, pelo menos a partir do terceiro ano de operação. Considerava como empreendimentos não rentáveis apenas aqueles destinados ao uso múltiplo da água, tais como as obras do médio Tietê e Paraíba. Estavam sendo analisados os recursos hidráulicos de 6 regiões do Estado, a saber: zona do capital e do Vale do Paraíba, centro do Estado, Paranapanema, Rio Pardo, Rio Grande e Urubupunga.

O último destaque a ser feito se refere ao fato de que o estudo, além de preconizar uma íntima ar

ticulação técnica e financeira com o Plano Nacional, admitia não serem suficientes os recursos disponíveis através da quota estadual e municipal do IUEE, da aplicação do Fundo Federal de Eletrificação e outras disponibilidades orçamentárias do Governo do Estado, se fosse mantida a tributação vigente. Nesse sentido, citando providências análogas efetivadas por outras unidades da Federação, propõe uma elevação do imposto de vendas e consignação (IVC), vinculado diretamente ao Fundo Estadual de Eletrificação. Previa-se o aumento de 3.3% para 3.5% da alíquota do antigo IVC.

Esta última medida foi logo providenciada através da lei 3.329, de 30 de dezembro de 1955, elevando, de maneira vinculada, em 3.75%, o adicional já existente de 10% sobre todos os impostos estaduais vigentes. Essa medida capacitava, em boa parte, o setor público paulista a levar adiante seu programa de obras. Dispositivos semelhantes já haviam sido criados em outros Estados, tais como a "Taxa de Recuperação Econômica", (1951) de Minas Gerais, e o "Fundo de Eletrificação"(1950), do Rio Grande do Sul.

Portanto, quando em maio de 1956 a CBE entrega o relatório final do Plano Estadual, as finanças estaduais já estavam mais fortalecidas, vinculando-se parcialmente ao programa de obras, bem como algumas das principais obras da primeira etapa, tal como a usina de Salto Grande, no Paranapanema, estava em fase de conclusão.

O Plano Estadual, tal como o Plano Nacional, dava ênfase absoluta para a energia de origem hidráulica face à carência de combustíveis fósseis no Brasil, à excessão de algumas jazidas carboníf

ras ao sul do País. Nesse sentido, nota-se que o Plano Nacional havia esboçado o projeto de uma termoelétrica, na "boca da mina", em Santa Catarina, cuja energia seria transmitida em alta tensão até a capital de São Paulo.

Em relação à energia nuclear, alertava-se para a necessidade da formação de físicos e técnicos especializados, pois, segundo o Plano, uma vez resolvidos os "problemas físicos tecnológicos, industriais e mesmo políticos da energia nuclear", seria natural que o Estado de São Paulo acompanhasse o desenvolvimento técnico desse novo ramo.

Na parte prática das atividades de planejamento, visando o balanceamento da oferta e demanda de energia elétrica no Estado, a taxa de crescimento do consumo utilizado no Plano Estadual, a fim de estimar o mercado, no período 1956/65, foi de 10% ao ano. A grosso modo, segundo a CBE, a taxa de crescimento observada no período 1950/55 havia sido dessa ordem de magnitude, que, aliás, coincidia com a taxa média daqueles últimos 20 anos. Com base nessa estimativa de mercado, e adotando-se convenientes índices para o fator de carga[1] e para o fator de reserva, o Plano efetuou a previsão da capacidade a ser instalada, no decênio, na ordem de 2.690 MW. Segundo o mesmo diagnóstico, como a potência instalada no início do período era de 1110 MW (executando-se 450 MW em pequenos motores diesel que deveriam ser progres

(1) O fator de carga (fc) é um dos principais parâmetros de um sistema elétrico. Por exemplo, para uma usina elétrica, indica a relação entre a produção real e a produção que resultaria no caso em que a potência desenvolvida pela instalação mantivesse o máximo valor atingido.

sivamente substituídos), a potência final necessária, em 1965, seria de 3.800 MW.

No entanto, o Plano Estadual apresenta, de maneira realista, um programa de obras que atingia, até 1965, cerca de 1000 MW. Além disso, considerava como provável a instalação de apenas 75% desse total, ou seja, 250 MW, até 1960. Adicionando-se as previsões das usinas a serem instaladas pelo capital privado (Light, usina subterrânea de Cubatão; CPFL, usina de Peixoto, no rio Grande), o plano previa a existência de sérios déficits na potência instalada caso não se tomassem outras medidas. O déficit previsto, em 1960, era de 350 MW, e o déficit total acumulado, até 1965, seria de 930 MW (PEESP, 1956, p.45). Portanto, já se previa, desde meados da década de 50, que não seria suficiente apenas a intervenção do Governo do Estado no setor a fim de solucionar a crise da oferta.

O programa de obras do Plano Estadual escalonava as obras de acordo com prioridades, em função da disponibilidade de recursos e a emergência no atendimento da demanda, da seguinte maneira:

Prioridade A	Potência Instalada
Salto Grande	68 MW
Euclides da Cunha	49 MW-1ª. etapa
Limoeiro	14 MW-1ª. etapa
Linhas de Transmissão	- 1ª. etapa
Sub total	131 MW

Prioridade B

Graminha	reservatório	
Euclides da Cunha	49 MW	2ª. etapa
Limoeiro	14 MW	2ª. etapa
Jurumirim	100 MW	
Itararé (Xavantes)	300 MW	1ª. etapa
Sub total	463 MW	

Prioridade C

Complementação Térmica	60 MW	

Prioridade D

Extensão de Linhas de Transmissão	-	2ª. etapa
Obras de Interligação	-	

Prioridade E

Paraibuna	reservatório	
Paraitinga	reservatório	
Barra Bonita	100 MW	
Graminha	40 MW	
Itararé (Xavantes)	200 MW	2ª. etapa
Sub total	346 MW	
T O T A L G E R A L	1000 MW	

As barragens-reservatório de Paraibuna e Paraitinga visavam a regularização do rio Paraíba e a futura construção da usina de Caraguatatuba, derivando a água da vertente oceania as águas dos rios Paraitinga e Paraibuna. A concessão para esses aproveitamentos já havia sido obtida através do decreto 34.948, de 18 de janeiro de 1954.

Para a realização das obras, apesar de já terem sido criadas a USELPA (1953) e a CHERP (1955), o Plano Estadual insistia na criação de uma entidade controladora semelhante à CEMIG, do estado de Minas Gerais. No princípio, a nova entidade paulista, denominada Centrais Elétricas Paulistas (CELP), apenas seria detentora das ações que o Governo do Estado possuía nas duas empresas regionais, mas, as futuras obras seriam de alçada da própria CELP, que assim, rapidamente, assumiria a posição dominante no conjunto (P.E.E. SP., 1956, p. 156).

Para o financiamento dos empreendimentos previstos no Plano, que na época orçavam a cerca de Cr$ 10 bilhões (antigos), além do que já fora investido até então, estimava-se que a quota estadual do IUEE respondesse por 10%, e o adicional dos impostos estaduais com 40% do total. Da meta de restante, esperava-se obter 40% em empréstimos provenientes do BNDE ou obtidos no Exterior,4% do empréstimo já aprovado do BNDE à CHERP e 6% provenientes dos capitais da USELPA e CHERP, já aprovados pela Assembléia Legislativa do Estado (Leão, 1957, p. 43). No entanto, desde a época do estudo de 1955, feito pelo Diretor Geral do DAEE, Mario Lopes Leão, questionava-se o critério de rateio do IUEE conforme a apresentação da lei 2.944, de 6 de novembro de 1956. O IUEE seria distribuído aos Estados conforme a população (peso-50%) consumo de energia elétrica (peso-45%), área geográfica (peso-4%) e produção de energia (peso-1%).Segundo as estimativas do estudo, o Estado de São Paulo receberia cerca de 30% do total, mas contribuiria com cerca de 47.5% do total do IUEE recolhido nacionalmente. A pretensão paulista era a de receber a mesma quantia que fosse arrecadada (DAEE,1955).

Do ponto de vista prático, o Plano Estadual dava grande importância à interligação dos sistemas elétricos a fim de aumentar a disponibilidade geradora dos sistemas interligados e permitir a inserção futura de grandes projetos de baixo custo unitário. Dentro desta perspectiva de interconectabilidade o Plano Estadual aguardava a definição da esfera federal para os empreendimentos, que, certamente, teriam interesse para São Paulo: Urubupungá (1.300 MW à época), Furnas (1.000 MW à época) e Caraguatatuba (550 MW à época).

A participação do Governo Federal foi explicitamente definida menos de um ano depois da apresentação do Plano Estadual. A Eletrobrás ainda aguardaria alguns anos até o seu surgimento, mas, em fevereiro de 1957, foi constituída a empresa Central Elétrica de Furnas, a fim de construir a usina de Furnas (1.100 MW), prevendo-se àquela época que, em 1962, a energia proveniente de Furnas já seria entregue ao consumo na capital paulista.

Nesse sentido foi tomada uma medida decisiva não apenas para enfrentar o que seria um colapso no abastecimento de energia elétrica à São Paulo, mas também se pretendia que Furnas fosse o projeto chave, juntamente com os demais do rio Grande, de todo o sistema interligado da região sudeste do país.

Para a constituição da primeira diretoria da Central Elétrica de Furnas foram aproveitados vários quadros dirigentes da CEMIG. Em particular, destacam-se: John Cotrim, presidência; Flavio Lyra, diretor técnico, e Benedicto Dutra, diretor comercial. Nesse aspecto articulou-se, na constituição de Furnas, um forte núcleo da burocracia

estatal mineira, que desde o início da década já estava vinculado ao setor de energia elétrica.

Nesse mesmo ano foi apresentado o Programa de Metas da Presidência Juscelino Kubitschek, sendo que a meta "energia elétrica" incorporava, praticamente, as previsões da capacidade geradora a ser instalada, conforme o Plano Nacional de Eletrificação. O programa tinha a perspectiva de atingir 8.000 MW em termos de potência instalada em todo País, em 1965. Este fato implicava instalar 5.000 MW no período 1957/65, pois a potência instalada, em fins de 1956, era de aproximadamente 3.000 MW.

No entanto, se a constituição de Furnas encaminhou a solução para o déficit já previsto no Plano Estadual, a sua criação articulou um novo núcleo da burocracia estatal, tornando bastante delicada a sua relação com a emergente burocracia paulista ligada ao setor.

Dessa maneira, no plano das intenções e formulações, até meados da década 50 houve uma razoável integração entre as propostas do setor público paulista e as da esfera federal. Mas, a constituição das empresas públicas, estaduais e federais, a fim de levar em frente os respectivos empreendimentos, articulou diferentes núcleos de burocracia estatal, tornando mais difícil, ao menos em São Paulo, a articulação prática necessária ao planejamento da expansão do setor elétrico.

Nesse período, até 1957, no Estado de São Paulo foram criados a USELPA e a CHERP, sendo que, para efeito histórico, também devemos destacar a criação da Companhia Paulista de Energia Nuclear (COPEN),

a qual pretendia construir uma usina de 30 MW, em Jurumirim. Embora esta empresa não tenha obtido existência efetiva, seu objetivo era o de efetuar a complementação térmica do sistema da USELPA (Leão, 1957, p. 72). No início da década dos anos 60, como veremos a seguir, foram criadas a CELUSA e incorporadas as demais empresas que vieram a ser propriedade do Governo Estadual.

Finalmente, com o aparecimento do CANAMBRA, em 1963, os Planos Estaduais e os programas de expansão das concessionárias foram integrados em um esquema definitivo de planejamento a nível federal.

No final de 1959, quatro anos antes de entrar em operação, Furnas convidou as principais concessionárias da época, CEMIG, LIGHT, Empresas Elétricas Brasileiras, USELPA e CHERP para juntas iniciarem o estudo das condições de suprimento de energia na região. Este trabalho serviu de referência para coordenar a operação dos sistemas e planejar a expansão da capacidade instalada das empresas, sendo que suas recomendações foram adotadas como política oficial, através do decreto 5.058, de 28 de julho de 1961 (Tendler, 1968, p. 40).

Nessa mesma época, a atuação de outros órgãos do setor serviriam de base para a criação do famoso COMITÊ COORDENADOR DE ESTUDOS ENERGÉTICOS DA REGIÃO CENTRO SUL, composto de representantes do Banco Mundial, do Ministério de Minas e Energia, dos 4 Governo Estaduais e da Eletrobrás. O comitê surgiu depois que a CEMIG solicitou um financiamento do Fundo Especial das Nações Unidas a fim de efetuar o levantamento do potencial hidráuli

co de Minas Gerais. O BIRD (Banco Mundial), que seria o agente executivo do Fundo Especial, sugeriu ao Governo Brasileiro que o pedido da CEMIG deveria ser ampliado para que abrangesse um amplo levantamento do potencial de toda a região centro-sul, sendo que, para tanto, foi criado o "COMITÊ". Esses estudos foram desenvolvidos em sua maior parte por um consórcio, selecionado em meados de 1962, pelo Banco Mundial e autoridades brasileiras.

Este consórcio, denominado Canambra - Engineering Consultants Limited-foi formado por três empresas de "engineering": Gibbs & Hill (USA), Montreal Engineering (Canadá) e G.E. Crippen Associates (Canadá).

O trabalho do CANAMBRA foi dividido em duas etapas. A primeira etapa resultou um relatório de 5 volumes, entregue em dezembro de 1963, sugerindo um programa de construções até 1966, afim de atender a demanda prevista até 1970. A segunda parte, entregue em dezembro de 1966, era composta de sete volumes e continha, além dos estudos adicionais sobre a evolução do mercado de energia, uma recomendação de um programa de construção a longo prazo. Ambos os documentos foram apresentados ao Ministério de Minas e Energia e foram imediatamente aprovados como diretrizes oficiais.Nessas atividades havia uma íntima e produtiva cooperação entre o COMITÊ e o CANAMBRA, sendo que as discussões internas do COMITÊ serviriam,de uma certa forma, como uma arena de debates e barganha entre as empresas mais importantes do setor.

Portanto, dessa forma foram estabelecidas as diretrizes de longo prazo de expansão do setor, mini

mizando as fricções existentes entre o planejamento global e os objetivos específicos das empresas, que frequentemente as induzia a uma disputa pelo aproveitamento de grandes potenciais hidráulicos.

2.2.2. USELPA - Usinas Elétricas do Paranapanema S.A.

A USELPA - Usinas Elétricas do Paranapanema - foi a primeira concessionária de serviços de energia elétrica a ser constituída pelo Governo do Estado, em 1953. A sua criação foi autorizada através da lei estadual nº 2.174, de 23 de julho de 1953, a qual previa que o capital inicial da empresa poderia atingir até o valor de Cr$ 500 milhões antigos.

No entanto, a constituição da USELPA representou apenas a formalização legal da entidade concessionária dos serviços de energia elétrica, pois as atividades envolvidas na construção da usina hidroelétrica em questão, a usina de Salto Grande, no rio Paranapanema, já vinham sendo desenvolvidas há bastante tempo, através da Estrada de Ferro Sorocabana. Nesse sentido, a formação da USELPA expressava os pioneiros trabalhos do início da década de 40, executados conjuntamente entre a Sorocabana, que procurava uma fonte de energia para a eletrificação de suas linhas, e a antiga Inspetoria de Serviços Públicos.

Portanto, podemos considerar como marco inicial da sequência de grandes usinas hidroelétricas construídas pelo Governo do Estado o pioneiro projeto de aproveitamento dos rios Capivari e Monas, na zona da ligação ferroviária Mairinque-Santos, da E.F. Sorocabana.

Segundo o Relatório Anual de 1941, da E.F. Sorocabana, os problemas de suprimento de combustível para a empresa começaram a se agravar quando tiveram início as restrições da importação de óleo combustível dos EUA, em função do início da II Guerra. O combustível usado nas locomotivas da ferrovia era, em sua maior parte, lenha,cujo preço havia subido extraordinariamente porque várias indústrias na capital estavam substituindo o escasso óleo combustível pela lenha. Portanto, a Sorocabana passa a cogitar no sentido da substituição da onerosa tração à vapor para um sistema elétrico ou mesmo díesel-elétrico.

Nesse sentido, em agosto de 1939, o Secretário da Viação e Obras Públicas designava o chefe interino da 1ª Seção da Inspetoria de Serviços Públicos, o Engº Catullo Branco, para, em colaboração com o Departamento de Construção da Ferrovia, dirigir os estudos a respeito do aproveitamento da potência hidráulica do rio Capivari, o qual corre para a vertente marítima. Logo no ano seguinte, com base nos levantamentos topográficos e observações hidrológicas diretas,foi feito o projeto e o pedido de concessão de uma usina com capacidade de 40.000 HP (cerca de 30 MW) juntamente com o projeto de uma pequena usina auxiliar provisória, de 400 HP, a fim de fornecer energia ao canteiro de obras. A energia proveniente da usina de Capivari-Monas seria transportada por uma línha de transmissão operando sob 88' Kv, com 2 circuítos independentes numa extensão de 150 Km para a alimentação de subestações, oficinas e pátios da Sorocabana. Nesse mesmo ano, em 12 de outubro de 1940, a empres assina um contrato com a "Electric Export Corporation", a fim de realizar a 1ª fase da eletrificação de suas linhas. Previa-se

que o custo da energia seria de 54 "réis" por kwh, na primeira fase do aproveitamento, e 35 "réis" por Kwh, na segunda, permitindo que a obra fosse paga em 12 anos (Pinto, 1959, p. 226).

Mas,durante 1941, os rumos desse projeto foram completamente alterados em função da pressão exercida pela Light, que pretendia manter o domínio absoluto do mercado de energia elétrica na área da capital e suas proximidades (Pinto, 1959). Segundo esta última fonte, a atuação política da Light foi o suficiente para que, em 1941, fosse afastado o Secretário da Viação e Obras Públicas, Sr. Guilherme Winter, o mesmo ocorrendo com o diretor da Sorocabana, Engº Orlando Murgel, e o Engº Catullo Branco, que foram deslocados para outras funções. Em 1942, a Sorocabana assinou o contrato de fornecimento de energia elétrica, com a "São Paulo Tramway Light and Power" (a um preço superior ao que seria fornecido pela geração própria), e no final de 1944 foi inaugurado o primeiro trecho eletrificado da ferrovia, entre São Paulo e Santo Antonio.Esse episódio, segundo a mesma fonte, foi bastante semelhante ao ocorrido durante a tentativa, em 1935, da E.F. Central do Brasil construir a usina de Salto a fim de ter geração própria de energia elétrica para sua eletrificação. Neste evento, tendo ocorrido uma imensa batalha envolvendo sucessivas concorrências, e chegando a polarizar os Ministérios da Agricultura e da Fazenda, a Light conseguiu efetuar o suprimento de energia para a Central do Brasil.

Mas, em São Paulo, logo a seguir, a própria Sorocabana constatou a necessidade de dispor de um maior suprimento energético para o prosseguimento de sua eletrificação. Em 1946 o sub-chefe do De

partamento de Eletrificação, Engº Heitor Bertacin, elaborava o primeiro ante-projeto da Usina de Salto Grande, com cerca de 26 MW, em um trecho do rio Paranapanema bastante propício à instalação de uma central hidroelétrica. Estava também situado na Fazenda de Salto Grande, onde a USELPA tinha uma plantação de eucaliptos, para o fornecimento parcial da lenha ou carvão vegetal consumidos em suas locomotivas. Este projeto tomou nova dimensão em 1949, quando foi criado um Grupo de Trabalho para o estudo dos problemas de eletrificação da ferrovia, contando com a participação do Engº Lucas Nogueira Garcez e do Engº Francisco Machado de Campos. A solução final foi encontrada na construção de uma usina de maior dimensão (60 MW), cuja energia não apenas supriria a Sorocabana, mas também seria entregue a várias concessionárias distribuidoras de energia elétrica, situadas na região, que não tinham recursos para elevar seu potencial gerador. Nessa época, final da década de 40, a Light não tinha mais condições de efetuar o suprimento adicional de energia em função da restrição em seu aumento da capacidade geradora.

De acordo com os estudos de viabilidade técnica e econômica, a ferrovia, para a eletrificação do trecho Botucatú-Bernardino de Campos, consumiria apenas 25% da energia a ser produzida, sendo os 75% restantes às seguintes concessionárias:

Empresa de Eletricidade Vale do Paranapanema

Companhia Elétrica Caiuá

Companhia Luz e Força Santa Cruz

Companhia Hidroelétrica Paranapanema

Empresa Elétrica Londrina S.A.

A decisão de encaminhar este projeto através de uma empresa de transportes ferroviários, a E.F. Sorocabana, baseou-se não apenas no interesse pela energia da usina, mas pelo fato de aproveitar a administração e o quadro de engenheiros da empresa. Nessa época ainda estava em fase de organização o DAEE, o qual substituiria a antiga Inspetoria de Serviços Públicos.

Em relação às concessionárias beneficiadas, com excessão da E.E. Londrina, as demais integravam o grupo de "Companhias Independentes do Oeste", segundo a classificação do Plano Estadual de Eletrificação, cuja formação não era muito anterior à década de 50. As respectivas zonas de concessão estavam situadas de um e outro lado do Rio Paranapanema, a partir do extremo oeste do estado de São Paulo. Estas companhias eram de pequeno porte, e suas usinas hidroelétricas achavam-se situadas em pequenos afluentes do Paranapanema, ou no curso superior do rio. As empresas Caiuá e Vale do Paranapanema também possuiam pequenas usinas termoelétricas, destacando-se a usina Santa Lina, com 4,2 MW, pertencente à E.E. Vale do Paranapanema. Tais empresas surgiram na esteira no desenvolvimento agrícola da Alta Sorocabana, processo estimulado pelo deslocamento do café para as terras "roxas" do sudoeste do estado e norte do Paraná. A parte oriental dessa zona, que situava-se mais próxima da capital, incluía a região de Itapetininga, onde, desde o final da guerra, localizavam-s e ampliavam-se diversas atividades industriais. No interior da zona geográfica servida por essas companhias localizam-se importantes cidades do interior paulista, tais como Presidente Prudente e Assis, na Alta Sorocabana. A população desses municípios foi estimada, em

1954, em 27.000 hab. para Presidente Prudente, 17.000 hab. para Assis, 14.000 hab. para Ourinhos, 12.000 hab. para Avaré, além de Londrina, que na época já contava com 32.000 hab. A região servida por essas empresas sofria, desde o início da década de 50, sensível escassez no suprimento de energia elétrica.

A usina hidroelétrica de Salto Grande, cuja concessão foi autorizada pelo decreto nº 27.769, de 8 de fevereiro de 1950, teve uma excepcional vantagem sobre os demais projetos dessa fase de atuação do Governo do Estado. Seu projeto foi analisado e, em seguida, incluído entre os 41 projetos de desenvolvimento da infraestrutura sugeridos pela Comissão Mista Brasil-Estados Unidos (CMBEU), tendo recebido o nº 6 na série efetuada por essa Comissão.

O projeto analisado pela Comissão Mista havia sido elaborado, em 1950, pela Servix Engenharia Ltda, especialmente contratada para esse fim. Uma vez tendo sido incluído na série dos projetos prioritários da Comissão, foi elaborado um pedido de empréstimo ao BIRD (Banco Mundial), no valor de US$ 7,7 milhões, para financiar todo o equipamento a ser importado para a usina. Este valor, equivalente em Cr$, correspondia à cerca de 34% do orçamento do projeto de Salto Grande, conforme as estimativas do pedido de empréstimo feito conjuntamente entre a Comissão Mista e a Sorocabana. Posteriormente, durante os entendimentos mantidos entre o Governo do Estado e os representantes do BIRD, à época em que estava sendo construída a USELPA, o empréstimo foi elevado para US$ 10 milhões, sendo que a diferença de US$ 2,3 milhões seria destinada a atender ao fornecimento de equipa

mento às cinco concessionárias que iriam redistribuir a energia de Salto Grande. Finalmente, o empréstimo foi assinado, em Washington, em 18 de dezembro de 1953.

No projeto original de Salto Grande já se previa o progressivo aproveitamento de vários trechos do Paranapanema. Encontrava-se acoplado a este empreendimento a construção do reservatório de Jurumirim, localizado a montante, através do qual se condicionava a regularização das águas necessária para a instalação da última das quatro máquinas geradoras de Salto Grande. Nesse sentido, o próprio decreto assinado para a utilização das "quedas" de Salto Grande já incluia também o aproveitamento das "quedas" de Jurumirim. Posteriormente, os aproveitamentos do Paranapanema se enquadram nos estudos do Plano Estadual de Eletrificação, surgindo toda uma sequência de projetos, de montante à juzante, a saber: Jurumirim, Piraju, Xavantes, Ourinhos, Salto Grande, Canoas, Capivara e Taquaruçu.

O financiamento de vários desses projetos, levados a cabo pela USELPA, foi bastante facilitado pelo precedente de que Salto Grande havia sido incluído dentro dos projetos da Comissão Mista, tendo recebido um grande empréstimo do BIRD. Para os equipamentos da usina de Jurumirim o BIRD concedeu, em 1958,um crédito de US$ 13,5 milhões, e, em 1965, um novo crédito de US$ 22 milhões destinados à aquisição dos equipamentos para a usina de Xavantes.

Os empréstimos do BIRD não apenas facilitaram os empreendimentos iniciais da USELPA como também condicionaram vários critérios de operação da con

cessionária, no sentido de incentivar uma dinâmica nitidamente empresarial. Por um lado, como qualquer organismo internacional de crédito, o BIRD investigava a capacidade de pagamento do mutuário, obrigando-o a efetuar minuciosas estimativas da receita e despesa da empresa. Mas, houve também outro tipo de exigência por parte do BIRD no tocante às entidades responsáveis pelo desenvolvimento das obras da empresa. O Banco impôs que a empresa empreiteira não fosse a mesma que tivesse projetado a obra e, concretamente, somente liberou o financiamento para Jurumirim quando esta decisão, ao menos no nível formal, foi tomada pela USELPA. No caso da primeira usina, Salto Grande, a Servix havia sido a projetista e a empreiteira da obra.

A aquisição do equipamento eletromecânico de Salto Grande, efetuado no mercado externo, utilizando-se do crédito aberto pelo BIRD, foi bastante concentrada: o consórcio "Eletrical Export Corporation", formado pela General Eletric e pela Westinghouse forneceu os geradores, transformadores e os equipamentos de comando e complementares; o "Etablissements Neyrpic", de Grenoble,França, forneceu as turbinas hidráulicas, grades, comportas, stop-logs, guindastes de pórtico e demais parte dos equipamentos mecânicos da usina.

Finalmente, a primeira unidade geradora de Salto Grande entrou em operação no final de maio de 1958, inaugurando a produção de energia elétrica por parte do Governo do Estado. As obras civis se estenderam por cerca de sete anos, tendo sido iniciadas em 1951.

A segunda obra realizada pela USELPA foi a usina

de Jurumirim (85 MW), tendo sido iniciada em 1956 e concluída em 1962. Mas, a obra de maior vulto foi a usina de Xavantes, cujos serviços preliminares foram iniciados em 1959. Esta obra, cuja usina tinha a potência de 400 MW, embora tivesse um custo unitário bastante reduzido quando comparado com as obras do médio Tietê, estendeu-se por um longo período de tempo, sendo que suas primeiras unidades foram acionadas somente em 1970, já sob a égide da CESP.

Apresentamos a seguir a composição das primeiras diretorias da USELPA, sendo que o seu primeiro presidente, Engº Dagoberto Salles, já havia sido chefe da "Comissão de Construção da Usina de Salto Grande" da E.F.Sorocabana, conforme designação do Governador do Estado:

1953/54	D. Presidente	Engº Dagoberto Salles
	Diretor	Engº Carlos Alberto Mesquita Pinheiro
	Diretor	Sr. Armando A. Laydner
1955/56	D. Presidente	Engº Carlos Alberto Mesquita Pinheiro
	Diretor	Engº Fabio Pinheiro da Rocha
	Diretor	Sr. Armando A. Laydner
1956/	D. Presidente	Engº Mario Lopes Leão
	Diretor	Engº Carlos Alberto Mesquita Pinheiro
	Diretor	Sr. Armando Laydner
	Diretor	Engº Fabio Pereira da Rocha
	Diretor	Dr. Paulo Marzagão

A partir de 1956, durante a administração Jânio Quadros, o Engº Mario Lopes Leão acumulou a presidência da USELPA e da CHERP, que inclusive tinham sede no mesmo edifício, em São Paulo, numa tentativa de imprimir uma mesma política do Governo do Estado para o setor de energia elétrica.

2.2.3. CHERP - Companhia Hidroelétrica do Rio Pardo

A CHERP foi criada pela lei nº 3.010, de 27 de maio de 1955, tendo como objetivo a execução de obras visando ao aproveitamento dos recursos hidráulicos da bacia do rio Pardo. Cinco anos depois, sua área de atuação foi ampliada através do decreto federal 48.410, de junho de 1960, quando lhe foi outorgada a concessão para executar o plano de aproveitamento do médio Tietê.

Os planos de obras da CHERP já vinham sendo desenvolvidos antes da sua constituição, pela própria administração indireta através da seção "Obras do Rio Pardo", do DAEE. Igualmente, no caso de sua ampliação, as obras do médio Tietê também estavam sendo administradas pelo DAEE, através do "Serviço do Vale do Tietê". Nesse sentido, a constituição da CHERP ilustra um caso de descentralização administrativa atendendo a uma eventual racionalização das atividades anteriormente desenvolvidas pela própria administração indireta.

O sistema de usinas programada pela CHERP, ao contrário dos outros sistemas geradores estaduais, baseava-se num conjunto de unidades relativamente modestas, cujo custo por Kw instalado era relativamente elevado, sendo justificado, no caso do médio Tietê, em particular, pela possibili

dade de aproveitamento integral dos rios, inclusive para navegação e irrigação.

A motivação do Governo estadual no interesse pelas obras do rio Pardo foi bastante específica, e originou-se da solicitação de três pequenas concessionárias que atuavam na região da Mogiana, na bacia do rio Pardo (PEESP, 1956, p. 263). Estas empresas, a Companhia Prada de Eletricidade, Paulista de Eletricidade e Sanjoanense, já possuiam, por força do decreto federal nº 17.425, de 26 de dezembro de 1944, a concessão para o aproveitamento do potencial hidráulico de um trecho do rio Pardo.

As três concessionárias integravam um conjunto mais amplo de nove empresas, atuando na região da Mogiana, formando o "Grupo de Cias. Independentes do Leste", sendo mais antigas que as "Independentes do Oeste", tendo sobrevivido à crise econômica eclodida a partir de 1929. Estas Cias. também escaparam à incorporação pela CPFL, que aproveitando-se das dificuldades financeiras advindas após a crise dos anos 30, adquiriu um conjunto de pequenas empresas que atuavam no interior do Estado. A zona de concessão destas empresas compreendia uma região de "terra roxa", cujo centro era a cidade de Ribeirão Preto.Esta região, na virada dos anos 40, tinha o café como principal produto agrícola, encontrando-se também culturas de cana-de-açúcar e cereais de modo geral, sendo que se notava um certo desenvolvimento industrial. Além do mais, era servida pelas Estradas de Ferro Mogiana e Paulista, indicando que o suprimento abundante de energia elétrica se fazia extremamente necessário para o desenvolvimento das atividades econômicas da região. A população da

zona de influência destas Cias. atingia, em 1950, cerca de 750.000 habitantes, incluindo-se alguns municípios ao sul de Minas Gerais.

Observava-se, ainda, na região, a presença da Central Elétrica de Rio Claro, empresa independente de maior porte de todo o interior do Estado, possuindo, em 1954, uma capacidade geradora de 13,4 MW, representando cerca de 10% da capacidade geradora da CPFL na época.

As três empresas anteriormente citadas foram as que acionaram o processo, solicitando,em maio de 1951, a ajuda do Governo estadual, pois alegavam não dispor dos recursos necessários para a construção das usinas, e estava aumentando, de maneira drástica, a carência de energia elétrica em suas zonas de operação. Nessa mesma época apresentaram ao Governo estadual os projetos das usinas Euclides da Cunha, com 36 MW, e Limoeiro com 10,6 MW, os quais haviam sido executados pelo Escritório Técnico O.M.F..

O governo do Estado atendeu prontamente estas solicitações, incluindo-as no Plano Quadrienal, e instituindo, no âmbito do DAEE, a seção "Obras do rio Pardo", a fim de desenvolver esses projetos. Já nesta época era intensão do Governo do Estado efetuar a produção de energia elétrica,promovendo a venda em alta tensão às companhias concessionárias da distribuição. Através do decreto nº 31.757, de 11 de novembro de 1952, foram transferidos ao DAEE os direitos e obrigações decorrentes do aproveitamento do potencial de um trecho do rio Pardo, entre os municípios de São José do Rio Pardo e Mococa.

Após os estudos do DAEE, a concepção de ambas obras foi bastante alterada, e objetivando o aproveitamento integral das disponibilidades energéticas do curso superior do rio Pardo, determinou-se a sua realização em duas etapas: a primeira com o aproveitamento natural do rio nos respectivos locais com acumulações bastante pequenas; a segunda, condicionada à construção de um reservatório regulador, à montante, com a duplicação das potências instaladas na primeira etapa.

Em meados de 1954 a CHERP assinou contratos com a empreiteira Camargo Correa a fim de iniciar Limoeiro e Euclides da Cunha, cujas potencias previstas na primeira etapa eram respectivamente de 14 MW e 49 MW. Mas, face às dificuldades de obtenção de recursos (a esta época ainda não tinha sido criada o IUEE), as obras foram bastante retardadas, sendo que sua dinamização ocorreu apenas depois da constituição formal da CHERP.

Finalmente, em 17 de dezembro de 1958, entrou em operação comercial a pequena, mas pioneira, máquina geradora de 14 MW da Usina de Limoeiro. Este foi o 2º grupo hidrogerador das empresas estaduais a entrar em operação, sendo apenas antecedido pela inauguração da usina de Salto Grande, no Paranapanema, no primeiro semestre de 1958. A 2ª unidade de Limoeiro, também de 14 MW, deveria aguardar a construção do reservatório de Graminha.

A segunda usina do sistema do rio Pardo era Euclides da Cunha, tendo sido completada a primeira etapa com a instalação, ao final de 1960, de duas unidades geradoras com 23,7 MW cada uma.

Embora o Plano Estadual de Eletrificação tivesse previsto alguns outros pequenos aproveitamentos no Pardo, tais como Ponte Nova (39 MW), Carrapatos (22 MW), Vila Bela (13 MW), São José (25 MW), o terceiro e último aproveitamento foi o de Graminha, que além de gerar energia elétrica deveria possuir um reservatório de grande capacidade, regularizando a vazão para as outras usinas à juzante. O início efetivo das obras de Graminha ocorreu em 1959, igualmente através da empresa Camargo Correa. Durante a fase inicial de sua construção, previa-se o término da usina em meados de 1963, ocasião em que também seria duplicada a potência das 2 usinas a juzante: Limoeiro e Euclides da Cunha. Mas, as dificuldades de obtenção de recursos e o consequente atraso dos cronogramas previstos fizeram com que somente em maio de 1965 fosse fechado o rio, dando início à formação do reservatório. Em meados de 1966 entrou em operação a 1ª unidade geradora, com 34 MW, e, em 1967, a 2ª unidade, com igual potência. Dessa maneira, o sistema do rio Pardo completou seu sistema gerador, tendo sido instaladas apenas estas 3 pequenas usinas, que, embora de pequeno porte, tiverem um papel regional de grande importância na sustentação dos mercados locais.

O sistema do médio Tietê, cujas obras foram iniciadas pelo próprio DAEE, representou, como vimos, o resultado mais autêntico da experiência paulista de planejamento no setor hidroelétrico da década de 50. Os aproveitamentos realizados vinham sendo estudados pela administração pública paulista desde a década de 30 e início dos 40. O Governo do Estado pretendia aproveitar o Tietê em múltiplos usos, destacando-se a navegação, e nesse sentido justificava o alto custo por Kw instalado em suas usinas.

O início da construção da usina de Barra Bonita, em 1957, através do Serviço do Vale do Tietê (SVT) do DAEE, demarcou o subsequente aproveitamento de todo o médio Tietê. Em meados de 1960, a fim de agilizar a construção da obra, esta passou a cargo da CHERP, que assumiu todas as atividades de planejamento e execução das usinas do sistema Tietê. A CHERP incorporou em seu ativo todos os bens e direitos da obra em questão, e deu continuidade às diretrizes do SVT. Barra Bonita se constituia em usina-chave do sistema médio Tietê, tendo em vista que possuia um grande reservatório regularizador, com 2,8 bilhões de m^3 de capacidade útil. Sua posição geográfica, na região mais central do Brasil, também lhe conferia grande destaque, principalmente quanto à transmissão de energia, na medida em que interligaria os sistemas do rio Pardo e da USELPA, possibilitando a primeira interligação com a Light-São Paulo. A potência total da usina era de 122 MW, constituída de quatro grupos geradores com cerca de 30 MW cada.

As obras civis foram concluídas no final de 1960 e, durante o ano de 1961, foi dado o início a recepção e montagem das unidades geradoras. Nesse mesmo ano prosseguiram aceleradamente os entendimentos para a desapropriação da área a ser inundada. Em maio de 1963, foram colocadas em operação as duas primeiras unidades geradoras, ficando o terceiro grupo para ser acionado ao final do ano. Esse adicional praticamente duplicou a energia gerada pela CHERP, reforçando ponderavelmente o potencial energético do Estado e socorrendo indiretamente o consumo industrial da Capital e áreas circunvizinhas. Esse reforço foi feito através da USELPA, que se interligava com a Light-São Paulo através de linhas de transmissão (LT) pró

prias e LTs pertencentes à Estrada de Ferro Sorocabana.

A usina de Bariri representava a segunda etapa do aproveitamento do médio Tietê, e também foi iniciada do próprio Serviço do Vale do Tietê (SVT) do DAEE. Em outubro de 1959, foi dado andamento às instalações preliminares, tais como estrada de acesso, escritório, alojamento, refeitório, sendo que a barragem teve início em fevereiro de 1960.

Localizada cerca de 60 Km à juzante de Barra Bonita, sua potência é da mesma ordem desta última, atingindo 124,2 MW, através de três grupos geradores de 41,4 MW cada. O projeto geral das obras de engenharia civil e o próprio "engineering" foi realizado pela firma italiana Edison, de Milão, que também fez o serviço de controle e recepção das instalações. O professor Milton Vargas (USP) foi o consultor do projeto da barragem de terra, bem como do tratamento das fundações. A execução das obras civis estiveram a cargo do consórcio da Camargo Correa - Tenco Construtora de Usinas Hidroelétricas S/A. A usina de Bariri ainda apresentou uma peculiaridade no tocante ao financiamento dos equipamentos a serem adquiridos no Exterior. As turbinas, geradores, aparelhagem elétrica, parte do equipamento hidráulico e mecânico, e o equipamento da eclusa foram adquiridos da empresa checoslovaca CKD-BLANSKO, através de uma operação-troca com café brasileiro. Apenas um gerador foi parcialmente fabricado pela General Eletric brasileira. A indústria interna forneceu parte dos equipamentos mecânicos pesados, tais como comportas dos vertedouros (Mecânica Pesada), grades, guindastes, pórticos de barragem (Bardella), comportas de tomada d'água (Arsenal da Marinha-RJ).

Os transportadores principais foram fabricados pela Brown Boveri brasileira.

Finalmente, a operação do primeiro grupo gerador de Bariri ocorreu em novembro de 1965.

As usinas de Ibitinga e Promissão (Lages), ainda concebidas no Plano de Eletrificação, foram concluídas sob a égide da CESP. A usina de Ibitinga foi iniciada em 1963, por determinação do recém-empossado governador do Estado, Adhemar de Barros, e Promissão foi realizada no início da década de 70. Durante 1964, as obras tiveram andamento segundo o programado, mas, em 1965, entraram em ritmo mais lento do que o previsto, enquadrando-se no planejamento estadual. O Relatório Anual da empresa, de 1965, não admitia a existência de dificuldades financeiras, apenas observava que as atividades da CHERP se inseriram "num planejamento global, fundamentado em critérios prioritários".

A usina de Promissão, última grande usina do aproveitamento do médio Tietê desenvolvido pela CHERP, teve seu projeto alterado a partir de 1963. Durante 1963 e 1964 foram feitos estudos para alteração do projeto básico que previa a instalação de 236 MW a fim de alcançar a potência de 500 MW, valor este compatível com o potencial hidráulico do trecho previsto. O Relatório Anual de 1964 ainda apresenta como alternativa o projeto elaborado pela Edisonbrás (filial da Edson de Milano), o qual previa cerca de 200 MW de potência instalada. Estes estudos eram desenvolvidos no âmbito do Comitê Regional do Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Centro-Sul (COMITÊ), e previa-se iniciar, em 1965, as instalações preliminares, e a obra efetiva em 1966.

Mas, em 1965, a CHERP, embora reafirmasse que o projeto elaborado pela Edsonbrás estava aceito por ela, e aprovado tanto pelo DAEE como pelo COMITÊ, observa que foi tomada uma decisão, definitiva, adiando o início da obra para o primeiro semestre de 1966. As razões alegadas para esse retardamento foram duas. Por um lado foram colocadas as mesmas razões que justificaram o atraso de Ibitinga a fim de situá-lo no "planejamento global com prioridade". No entanto, a CHERP também alegou as gestões efetuadas pelos organismos de crédito do EUA, quando da viagem do presidente da empresa a esse país. O resultado dessas gestões concretizaram-se no reestudo do projeto, incluindo uma nova variante, em que, através de canais laterais e utilizando-se o leito de dois afluentes a juzante, seriam aproveitados o desnível da barragem do projeto da "Edsonbrás" e o salto de Avanhandava, numa só etapa. Esta variante possibilitaria uma redução da ordem de 12% no custo do KW instalado, além de maior potência instalada. No Relatório Anual de 1965, a CHERP anuncia que o projeto revisto "atenderá as condições exigidas para a obtenção de financiamentos internacionais", e que a redução do custo do KW instalado e o aumento da potência da usina "justificam amplamente o atraso no início das obras".

Além desse fato, ainda nesta ano a Companhia promoveu demarches junto aos órgãos competentes com a finalidade de ratear os investimentos efetuados em aproveitamentos hidráulicos que se destinam a finalidades múltiplas: geração de energia, navegação, controle de cheias, etc..

Em relação à produção de energia elétrica da CHERP, o início efetivo ocorreu em dezembro de 1958, atra

vês da pequena, mas pioneira, usina de Limoeiro, contando com apenas 14.000 KW de potência do seu primeiro grupo gerador. Praticamente, a energia gerada pela CHERP, até o início dos anos 60, foi apenas suficiente para atender as necessidades de consumo regional. Em 1962, a geração das duas usinas do Rio Pardo não atingia ainda a casa dos 300 GWh. Em 1961, a energia produzida pela CHERP era fornecida em grosso (sob a tensão de 132 KV) para 11 concessionárias de energia elétrica localizadas no noroeste do Estado, e também ao sul do Estado de Minas Gerais. As concessionárias eram as seguintes:

S/A Central Elétrica de Rio Claro e associadas.

Cia. Geral de Eletricidade.

Empresa Elétrica Bragantina.

Cia. São Joanense de Eletricidade.

Cia. Paulista de Energia Elétrica.

Cia. Prada de Eletricidade.

Cia. Luz e Força de Mococa.

Cia. Sul Mineira de Eletricidade.

Cia. Força e Luz de Casa Branca.

Departamento de Águas e Energia de Poços de Caldas.

Estas empresas abrangiram 52 municípios, sendo 16 deles localizados em Minas Gerais, extendendo-se por uma área de 24.322 Km^2, contando com 950.220 habitantes.

A partir de 1963, com o funcionamento das duas primeiras unidades de Barra Bonita, a CHERP inaugura uma nova fase, caracterizada pela operação de usinas de porte médio, sensivelmente superior

as da bacia do Rio Pardo. Com a incorporação, no segundo semestre de 1963, das demais unidades geradoras de Barra Bonita, a CHERP praticamente duplicou a energia produzida.

O fato mais importante ocorreu com a integração de Barra Bonita, através do qual foi possível que a energia gerada fosse transmitida, através da interligação com o sistema da USELPA, em Botucatú, à Light-São Paulo, socorrendo assim o consumo energético da capital e áreas circunvizinhas. A USELPA, como vimos, se interligava com o sistema Light, tanto através de LTs próprias, como através das linhas da Estrada de Ferro Sorocabana. Assim, já em 1964, 24,2% da energia vendida pela CHERP se destinava à Light. Até 1965, a CHERP continou apenas como uma empresa fornecedora em bruto de energia elétrica, tendo adicionado entre seus clientes a Light (indiretamente) e a CPFL.

Em 1965, a CHERP começa a penetrar na área de distribuição com a formalização da aquisição das ações da S/A. Central Elétrica de Rio Claro, e suas associadas, Empresa Força e Luz de Mogi Mirim S/A., Empresa de Melhoramentos de Mogi Guaçu S/A. e Cia. Força e Luz de Jacutinga. O sistema da Central Elétrica de Rio Claro já estava interligado à CHERP, sendo que, em 1965, havia absorvido 27% da energia produzida pela própria concessionária. Este fato é de notável importância para a concessionária estadual, não pela magnitude das Cias. compradas, mas por permitir executar diretamente a distribuição, principalmente em áreas relativamente mais desenvolvidas do Interior, como é o caso da região de Rio Claro. No tocante aos aspectos financeiros, as fontes de recursos para a realização dos programas de obras

e implantação geral do sistema CHERP provieram basicamente de: aumento de capital social, empréstimo a longo e médio prazo em moeda estrangeira, em préstimos a longo prazo em cruzeiros, receita da operação do sistema e emissão de debentures tomadas pelo DAEE e Secretaria da Fazenda.

A CHERP foi uma empresa de propriedade quase que exclusiva do poder público, pois o Estado detinha cerca de 99,99% de suas ações. O DAEE, em 1965, possuía 94,5254% e a Secretaria da Fazenda 5,4687%, restando a outros acionistas apenas 0,0059%. Verifica-se portanto que os recursos básicos, provenientes do aumento do capital social, eram oriundos dos recursos orçamentários do Governo do Estado.

O capital social da concessionária evoluiu bastante desde o início da formação da CHERP, acompanhando o ritmo das obras efetuadas. O capital inicial foi de Cr$ 352,65 milhões, permanecendo constante durante os três primeiros anos. Em 1958 aumentou para Cr$ 800 milhões e, em 1959, para 2,5 bilhões. Em 1961 houve um grande aumento no valor de Cr$ 7,83 bilhões, sendo que Cr$7.313 bilhões foram de responsabilidade do DAEE, e o restante da Secretaria da Fazenda. No entanto, parte do aumento tomado pelo DAEE foi devido à adjudicação dos bens e direitos que constituiam o acervo das usinas Barra Bonita e Bariri, que anteriormente estavam sendo construídas pelo DAEE.Nesse sentido,apenas uma ínfima parte desse aumento fez-se em dinheiro vivo. Já no final de 61, a CHERP alegava que tais aumentos não proporcionavam recursos suficientes para enfrentar a conjuntura inflacionária de então, a qual aumentava sobremaneira o valor dos investimentos efetuados pela empresa.

No final de 1965, quando seu capital social já atingia Cr$ 235 bilhões, a CHERP executa a sua programação financeira para 1966, tendo em vista a manutenção das obras de Ibitinga, início de Promissão, ampliação do sistema de transmissão e novas subestações, elaboração de estudos e projetos de novas obras, sem prejuízo da conclusão das obras antigas, entre elas Graminha e Limoeiro. Esse programa previa o efetivo andamento de todas as obras e serviços a cargo da CHERP, tendo sido orçado a quantia total de Cr$ 116,2 bilhões, o que representava 2,4 vezes o valor dos recursos obtidos durante 1965. Esse orçamento, submetido à Secretaria de Obras e à Secretaria de Planejamento do Estado, não foi atendido, procedendo-se a uma revisão a fim de reduzir as despesas.

Em relação ao capital de terceiros,e particularmente no que se refere às fontes de financiamento do País, destaca-se a participação do BNDE, o qual, desde o início da formação da empresa, até 1965, realizou três grandes operações com a CHERP. Aemais, tendo em vista as dificuldades financeiras oriundas da conjuntura econômico financeira do início dos anos 60, a empresa também se socorreu de empréstimos de curto prazo junto ao BANESPA e do lançamento de debentures tomadas pelo DAEE. O primeiro empréstimo, tomado junto a BNDE, no valor de Cr$ 390 milhões, foi concedido em fins de 1955, destinando-se às usinas de Limoeiro e Euclides da Cunha, e ao sistema de transmissão correlato. O empréstimo tinha um prazo de 15 anos, 5 de carência, e juros de 8,5% ao ano, e ademais previa um plano de saque que decorria de 1955 a 1960. Em fins de 1959, a CHERP solicitou novo empréstimo ao BNDE no valor de Cr$ 2.600 milhões, destinados a complementar o custo de construção

de Limoeiro e Euclides da Cunha, permitir a aquisição e montagem de novas unidades geradoras, bem como a construção do reservatório de Graminha. No entanto, esse empréstimo somento foi contratado em agosto de 1961.

O terceiro empréstimo ao BNDE foi solicitado em abril de 1960, sendo que, em 1961, ainda não havia sido assinado o contrato, embora já contasse, nesse mesmo ano, com a aprovação da Diretoria e do Conselho de Administração do banco. O empréstimo ascendia a Cr$ 5.161 milhões, e visava a complementar recursos para as usinas de Barra Bonita e Bariri e suas respectivas linhas de transmissão (LT) e subestações. Mas, somente em março de 1964, o contrato foi assinado,tendo havido várias antecipações desse mesmo financiamento até esta data.

Quanto aos financiamentos externos, a CHERP obteve recursos de maneira bastante favoráveis, através de operações de troca, particularmente para a usina de Bariri. O equipamento hidráulico, elétrico e mecânico,apenas com excessão de um gerador, foi financiado pelo Instituto Brasileiro do Café, através de uma operação-troca com a Tchecoslováquia. Portanto, as máquinas da usina de Bariri (e também as de Barra Bonita), praticamente não proporcionaram nenhum encargo financeiro à CHERP. Esse financiamento, através da operação -troca, ocorreu antes de 1963.

Ainda quanto aos recursos externos, embora não se possua maiores informações quanto a outras fontes, é interessante notar que nenhum dos projetos da CHERP recebeu, até sua incorporação à CESP, qualquer financiamento do BID ou do BIRD (Banco

Mundial). Embora não se tenha maiores informações, uma das razões pode ter sido o alto custo por Kw instalado em suas usinas, conforme já foi observado.

No tocante aos recursos operacionais, observa-se que, a partir da entrada em operação da 1ª unidade geradora de Limoeiro, a empresa começa a adquirir receita própria. No entanto, como o sistema estava em fase de implantação,pois a instalação das unidades geradoras se faz por etapas, não foi possível, até 1964, obter, através das vendas de energia,um superavit operacional. Acrescenta-se também que as tarifas foram extremamente baixas nesse período. A partir de 1961, a receita obtida sempre cobriu as despesas de exploração e as despesas estranhas à exploração (juros dos empréstimos), deixando um saldo de caixa, suficiente ao menos para financiar o capital de giro. Em todos os anos de déficit operacional, conforme o regime legal das concessionárias, a insuficiência de receita foi remetida contabilmente para a conta "descessos compensáveis", a qual teria oportuno ressarcimento. Em 1961, o saldo dessa conta já atingia Cr$ 532,4 milhões,e a empresa ainda alegava que as despesas fixas de depreciação estavam superestimadas pela regulamentação federal. Além disso, a empresa também se queixava das consequências negativas das Portarias 204 e 208, baixadas pela SUMOC, encarecendo grandemente o custo da moeda estrangeira destinada à amortização de juros os financiamentos tomados.

Finalmente, em 1965, com a reavaliação do ativo imobilizado, permitido pela nova legislação do setor, a CHERP atinge o seu primeiro superávit operacional. A atualização e a reavaliação do ati

vo propiciaram o estabelecimento de nova base tarifária, e com incremento de tão somente 9.5% na quantidade de energia vendida, a receita de exploração atingiu Cr$ 77 bilhões, mais do que dobrando em termos reais,face ao seu valor do ano anterior.

Finalizando este breve histórico da CHERP, apresentamos a composição de sua diretoria a partir de 1959:

1959/63 Engº Mario Lopes Leão
Engº Francisco Lima de Souza Dias Filho
Dr. João Batista Passos de Campos Maia
Engº João Evangelista de Oliveira Penteado
Engº Luiz Gonzaga Junqueira de Aquino
Engº Celso Sampaio de Freitas

1963/64 Dr. Italo Zaccaro
Dr. Carlos Alberto Raposo Cherto
Dr. Frederico Pardini
Dr. Estácio Correia da Trindade
Engº Alberto de Zagottis
Diretor Presidente: Prof. Antenor Silva Negrini (economista)

1965 Engº Julio Petenucci
Dr. José Miraglia
Econ. Selivaldo Benedicto Marques
Dr. Tito Guimarães

2.2.4. CELUSA - Centrais Elétricas de Urubupungá S.A.

A constituição da CELUSA, em janeiro de 1961, marcou a presença definitiva do Governo Estadual no sentido de estabelecer, em grande escala, a divisão de trabalho na indústria de energia elétrica localizada no estado de São Paulo. Como veremos, a dimensão deste empreendimento, e o fato de que a maior parte da energia a ser produzida em Urubupungá seria diretamente transportada através de linhas de transmissão, com alta capacidade,até as proximidades da cidade de São Paulo,abastecida pela Light, sacramentava a participação do setor público paulista na solução do abastecimento de energia elétrica ao núcleo industrial mais desenvolvido do País.

A criação da CELUSA foi consequência direta das atividades de planejamento hidroelétrico desenvolvidas pela Comissão Interestadual da Bacia Paraná-Uruguai (CIBPU), cujas atividades em relação ao setor serão brevemente historiadas a seguir.

A organização da CIBPU foi aprovada pela lei estadual nº 2.018, de 23 de dezembro de 1952, ou seja, exatamente um ano após a criação do DAEE paulista.

A idéia de sua criação nasceu da disposição dos governos estaduais das regiões tributárias do Rio Paraná, no sentido de estruturar uma entidade interestadual que promovesse o desenvolvimento sócio-econômico da bacia do rio Paraná.

Um dos pilares básicos dessa iniciativa foi o entusiasmo despertado nos governos estaduais das

regiões menos desenvolvidas da área, em particular Mato Grosso, no sentido de conseguir recursos financeiros previstos no "Ponto IV do Plano Marshal" do final dos anos 40 (Silveira, 1970, p.84). Esta mesma fonte destaca a dinâmica atuação do agrimensor Casimiro Brodziak Filho (posteriormente vice-presidente da CIBPU), que na época era funcionário do governo de Mato Grosso, tendo participado desde a década de 20 dos levantamentos topográficos da região sul desse estado.

A instalação da Comissão Mista Brasil-Estados Unidos, no primeiro semestre de 1951, deu mais alento às expectativas de ajuda financeira, e a constituição de uma entidade interestadual, de âmbito regional, facilitaria os pedidos de créditos de outras verbas. Mas, somente a partir da atuação do governo estadual paulista tais propostas começaram a se concretizar.

Havia também o pioneiro exemplo da Comissão do Vale do São Francisco, em 1948, no sentido de equacionar globalmente os problemas do desenvolvimento de uma bacia geográfica. Em convênio com a CHERF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco, teve início a construção da usina hidroelétrica de Paulo Afonso, dando exemplo de como a Comissão do Vale do São Francisco já demonstrava, praticamente, as possibilidades de atuação no campo da infraestrutura econômico e social.

A questão dos desequilíbrios regionais também impulsionou a criação da CIBPU. Ao final dos anos 40 começou a emergir de maneira mais evidente a problemática da divisão regional do trabalho dentro da própria região centro-sul do País.

O crescimento econômico de pós-guerra e o notável processo de urbanização não fizeram mais que confirmar a concentração industrial brasileira em São Paulo, secundada pela antiga Guanabara, processo este estabelecido antes de 1930 (Cano,1975, cap. III).

Conforme diagnóstico do próprio Departamento Econômico e Social da CIBPU, a concentração urbana industrial no eixo São Paulo-Rio acarretou extensa transformação à agricultura dos estados da bacia do rio Paraná. Em função do mercado para produtos agrícolas,que fora criado nesse eixo, e do aumento da produção de insumos industriais para a agricultura, emergiu uma transformação acompanhada de uma especialização regional da agricultura da "Bacia" (Cunha, 1970, cap. VI). Esta mesma análise enfatiza que ocorria um processo de transformação de uma agricultura tradicional, do tipo colonial, para uma agricultura moderna, do tipo capitalista, juntamente com uma especialização regional, onde caberia, ao interior de São Paulo, Minas Gerais, Goiás e Mato Grosso, atividades agrícolas e pecuárias voltadas ao abastecimento do mercado de São Paulo-Rio de Janeiro. Por sua vez, a cafeicultura deslocava-se aceleradamente para o Norte do Paraná em busca de terras "novas" de maior produtividade. O Estado do Rio Grande do Sul, que até meados do século abastecia o mercado São Paulo-Rio, centrando-se principalmente no arroz, trigo e produtos da pecuária e suinocultura, começa a sofrer concorrência das lavouras do Paraná (feijão), do Sul de Mato Grosso e Goiás (arroz) e da criação de bovinos de São Paulo, Minas (em parte) e também de Goiás e Mato Grosso.

Evidentemente, tais transformações no panorama econômico dessas regiões iria acarretar problemas na área de transportes, tanto para escoamento da produção como para o abastecimento de produtos industriais a estas novas áreas. Também seria de se esperar problemas advindos do deslocamento da mão de obra, exigindo uma infraestrutura urbana adequada, além do fato de que tais atividades, ao adotarem técnicas mais modernas, exigem vários insumos e atividades de apoio, tais como irrigação, energia elétrica, etc.

Todas estas questões, finalmente, vieram a público, por intermédio dos próprios Governadores de Estado, durante a Primeira Conferência dos Governadores, realizada em São Paulo, no Palácio dos Campos Elíseos, de 6 a 8 de setembro de 1951. A iniciativa da reunião dos governadores nasceu particularmente do Governador de Mato Grosso, Fernando Corrêa da Costa, mas sua concretização somente foi possível através da atuação do governador do Estado de São Paulo, Lucas Nogueira Garcez. Compareceram, juntamente com assessores, os governadores de São Paulo, Goiás, Mato Grosso e Paraná, sendo que Santa Catarina e Minas Gerais enviaram representantes oficiais. A agenda da reunião previa a discussão de problemas relativos aos transportes fluvial, rodoviário, ferroviário e aéreo, energia elétrica, combustíveis em geral, zoneamento geo-econômico ,povoamento, intercâmbio científico e técnico, convênios bilaterais de cooperação, financiamento e crédito e a constituição da Comissão Interestadual da Bacia do Rio Paraná. Nesta primeira reunião ainda não participou oficialmente o Estado do Rio Grande do Sul, fato concretizado na reunião seguinte, com o que adicionou-se a bacia do Rio Uruguai, formando o conjunto da Bacia Paraná-Uruguai.

Da reunião resultou um Convênio entre os Estados participantes, que além de aprovar diretrizes para o desenvolvimento das questões referidas na agenda, enfatizou-se a necessidade de dar início ao aproveitamento do potencial hidroelétrico de toda Bacia do Rio Paraná, com esforço inicial nos "saltos de Urubupungá", através de uma usina de grande porte. Foi também mencionada a possibilidade do aproveitamento do Salto de Sete Quedas. Em relação a Urubupungá, localizado nas proximidades da desembocadura do rio Tietê no rio Paraná, ponderou-se que aí poderia se localizar o epicentro do progresso para toda a região. (Silveira, 1970, cap. VIII).

O Convênio aprovado nessa região também previa,no seu item C, a constituição de um órgão técnico-administrativo, necessário para disciplinar e orientar o planejamento dos empreendimentos e também sugerir as medidas para a execução destas tarefas. Este órgão,foi que a partir do ano seguinte, em 1952, tomou o nome de Comissão Interestadual da Bacia Paraná-Uruguai (CIBPU), tornando-se uma autêntica agência de desenvolvimento regional. Nesta reunião, sugeriu-se que os Estados signatários providenciassem uma reserva de 0.5% das respectivas receitas orçamentárias para serem destinadas às despesas oriundas dos estudos e obras programadas.

A 23 de dezembro de 1952 foi promulgada pelo governo do Estado de São Paulo a lei nº 2.017, aprovando o Convênio celebrado entre os sete Estados, em setembro de 1951, tendo duração de 25 anos. Nessa mesma data, a lei estadual nº 2.018, também promulgada pelo Governo do Estado de São Paulo, organizou e aprovou o regimento interno da CIBPU,

a qual teve personalidade jurídica própria, com sede e fórum na cidade de São Paulo. O artigo 11º dessa mesma lei também previa a obrigatoriedade, durante a duração do Convênio, de que a lei orçamentária estadual previsse não menos do que 0,5% da receita tributária do Estado de São Paulo fosse destinada à Comissão. Por sua vez, o regimento interno da CIBPU deveria ser publicado no Diário Oficial dos Estados participantes do Convênio.

A fase inicial de atuação da CIBPU caracterizou-se mais pelo planejamento interno, não havendo realizações definitivas. As obras da usina de Salto Grande, no rio Paranapanema, que na época eram desenvolvidas pela E.F. Sorocabana, integravam-se nas preocupações da Comissão de energia elétrica e combustíveis da CIBPU.

A partir de meados de 1954 tiveram início os estudos topohidrográficos do Rio Paraná, através de um convênio com o Serviço de Navegação da Bacia do Prata, e também foi iniciado o mapeamento das condições geográficas da área destinada à construção do complexo hidroelétrico de Urubupungá, através de convênio com a Associação dos Geógrafos Brasileiros.

O encaminhamento definitivo na elaboração do projeto surgiu ao final de 1954, através da contratação de uma grande firma italiana de consultoria: a Societá Edison de Milão. O contrato, assinado em 27 de janeiro de 1955, entre CIBPU, e a Edisonbrás S/A, subsidiária brasileira da Societá Edson, contou com a interveniência do Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo, no ato representado pelo seu Diretor, o

Engº Octavio Freitas Sampaio. O contrato previa o aproveitamento conjunto do Salto Urubupungá, no rio Paraná, e do Salto de Itapura, no rio Tietê, perto de sua desembocadura, onde estava instalada uma pequena usina hidroelétrica, pertencente à Companhia Hidroelétrica de Itapura.

As atividades contratadas com a Societá Edison envolveram toda a sequência de estudos da viabilidade técnica e econômica do empreendimento, bem como o desenvolvimento do projeto das obras hidráulicas de armazenamento, derivação e navegação, e também o projeto das instalações e aparelhamento da central hidráulica. O valor contratual assinado previa o pagamento de Cr$ 4,05 milhões em moeda nacional e Cr$ 94,5 milhões em liras italianas.

No ano seguinte, enquanto era desenvolvido o projeto básico da usina, a 5ª Conferência dos Governadores, realizada em Goiânia, em 28 de maio de 1955, decidiu promover a constituição de uma sociedade de economia mista para levar adiante a construção e operação do empreendimento. Um mês depois, a CIBPU oficiava ao Ministério da Agricultura, solicitando a concessão para o aproveitamento do potencial hidroelétrico de Itapura-Urubupungá, a ser concedido para a CIBPU ou à entidade que viesse a ser constituída para sua realização. O próprio decreto de concessão, de nº 38.649 de 25 de janeiro de 1956, outorgava a concessão ao Estado de São Paulo, ressalvando no parágrafo 3º, artigo 1º, que deveria ser organizada "uma sociedade de economia mista" da qual deveriam participar os estados-membros da Comissão.

Em relação ao projeto executivo, em agosto de

1956, a Società Edison de Milão, através do seu diretor, o Engº Claudio Marcello, apresentava no Instituto de Engenharia de São Paulo quatro variantes para o aproveitamento, a saber:

a) Uma barragem a montante da cachoeira de Urubupungá

b) Uma barragem na Ilha Grande, a montante da confluência Paraná-Tietê na cota 295

c) Uma barragem na Ilha dos Náufragos, na cota 295, e outra em Jupiá, na cota 271

d) Uma barragem na Ilha Solteira, na cota 295, e outra em Jupiá na cota 271.

A quarta solução foi escolhida por razões de ordem técnica e econômica, apresentando, pois, uma menor estimativa de custos.

Em maio de 1957, a Società Edison apresenta um relatório, intitulado "Aproveitamento Hidroelétrico do Rio Paraná entre a ponte de Jupiá e a cota 315", concluindo pela exequibilidade técnica da construção de uma barragem em Jupiá, e outra em Ilha Solteira. Este projeto foi encaminhado à Divisão de águas do Ministério da Agricultura, tendo sido aprovado pelo Governo Federal, em 24 de abril de 1958.

Finalmente, em 1960, a Società Edison apresentou o projeto final para a Usina Jupiá, abrangendo as obras cívis, hidráulicas e elétricas, instalações e respectivo orçamento de despesas. Neste, foram reexaminados quatro variantes, e escolhida, definitivamente, a última, como a barragem de Jupiá na cota 279, logo após a desembacadura do rio Tietê, e, a barragem de Ilha Solteira, cerca de 80

Km à montante, que ainda cumpriria a função de regularização das águas do rio Paraná. Dentre as razões de ordem técnica e econômica aventadas na escolha dos locais estava a existência de uma ponte ferroviária da E.F. Noroeste do Brasil, localizada cerca de 1,5 km a montante de Jupiá, cuja inundação acarretaria sérios prejuízos. Esta ponte, denominada "Dr. Francisco de Sá", pertencia à Estrada de Ferro Noroeste do Brasil e ligava o porto de Santos (na época o principal do País) à fronteira oeste, e à própria Bolivia. Ademais, a localização indicada para esta usina propicia o aproveitamento das águas do rio Sucuruí. Por sua vez, a localização da Ilha Solteira, à juzante da foz do rio São José dos Dourados, permitiria aproveitamento nessa Usina das águas do rio Tietê, através de construção de um canal (São Simão) ligando o Tietê ao São José dos Dourados.

Mas, a constituição legal da entidade responsável pela construção não acompanhou o mesmo ritmo da elaboração do projeto, e, mesmo a obtenção de recursos, como veremos, foi igualmente penosa (1).

Vimos, no item 2.2.1., "Visão Geral", que a constituição de Furnas marcou o início do processo de disputa dentro de setor de energia elétrica entre o governo federal e o governo paulista.

Em relação a Urubupungá, embora o decreto de concessão fosse de 1956, ou seja, anterior à constituição de Furnas, esta última empresa, ou melhor dizendo, a burocracia estatal articulada em torno de seus projetos, jamais deixou de aspirar a construção de Urubupungá. De acordo com a visão desses técnicos, os aproveitamentos do rio Paraná,

(1) Deve ser lembrado também que, em 31 de dezembro de 1957, através do decreto nº 42.957, a CIBPU recebeu autorização para o estudo do aproveitamento do Salto de Sete Quedas.

na medida em que este era formado pelo rio Grande, deveriam ser realizados articuladamente e em sequência progressiva em relação aos empreendimentos chaves do rio Grande, onde sobressaía a usina de Furnas[1]. Nesse sentido, o atraso da constituição da CELUSA era conveniente a Furnas.

Os estados-membros, desde a 7ª Conferência, já haviam decidido delegar poderes ao Governo paulista para incorporar a sociedade de economia mista, que para tanto já havia sancionado a lei 5.444, de 17 de setembro de 1959. Através desta, o Poder Executivo estava autorizado a participar da organização da entidade, podendo subscrever ações no valor correspondente de até Cr$ 250 milhões.

Mas, a instituição da companhia vinha sendo retardada "por motivos e dificuldades obvias de articulações dos sete Governos Estaduais, Câmaras, etc" (Silveira, 1970, p. 222) ou seja, refletia a adversidade reinante no setor de energia elétrica em relação à criação de mais uma concessionária, que pelo seu porte, seria bastante influente no setor.

Finalmente, o Governo Estadual, exercido por Carvalho Pinto, num lance de grande ousadia política, resolveu assumir, através da CIBPU, a construção da primeira ensecadeira, numa época em que as águas do rio já estavam começando a subir. Este fato ocorreu em outubro de 1960, havendo sido contratada, para tal finalidade, a empreiteira Camargo Correa. A partir dessa época, o início efetivo da obra já era fato consumado.

(1) Entrevista do primeiro presidente da CELUSA ao autor.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

Logo a seguir, a 3 de janeiro de 1961, em São Paulo foi constituída a CELUSA - Centrais Elétricas de Urubupungá S.A. - em solenidades a que estavam presentes os Governadores dos Estados-membros da Comissão. Em 16 de junho de 1961, através do decreto nº 51.805, a CELUSA foi autorizada a funcionar como empresa de energia elétrica. O capital inicial da nova sociedade era de Cr$ 334,77 milhões, constituído por 33.477 ações nominativas a Cr$ 10 mil (antigos) cada uma, divididas em 26.700 ações ordinárias e 6.777 ações preferenciais.

A primeira diretoria executiva era composta de um Diretor Presidente, Dr. Hélio Pereira Bicudo, e quatro Diretores-Executivos, figurando entre estes o Engº Francisco Lima de Souza Dias Filho.

No final desse mesmo ano, a CELUSA convocou cinco dos antigos consultores que já haviam trabalhado para as obras da CHESP e USELPA a fim de se reunirem na formação de uma empresa de consultoria, a qual veio a denominar-se THEMAG. Pretendia-se, dessa forma, "constituir uma organização de projetos hidroelétricos de alto padrão técnico, eminentemente nacional e independente de qualquer grupo interessado comercialmente nas obras" (Dias, 1963)[1]. Ainda no final de 1962, a CELUSA efetuou a concorrência para as obras de Jupiá, apresentando-se cinco construtoras: Cia. Construtora Brasileira de Estradas - CCBE; Construtécnica Moreno; Cia. Brasileira de Pavimentação e Obras -CBPO; Cia. Constutora Nacional S.A.; Construções e Comércio Camargo Correa. De acordo com Relatório Anual de 1962, após o exame técnico, econômico e jurídico das propostas, foi considerada vitoriosa a firma Camargo Correa, sendo que, conforme o mesmo Relatório, ainda foi levado em con

(1) Conferência do Engº Francisco Lima de Souza Dias Filho, 1963, (mimeo).

sideração a "tradição"das proponentes. Nesta concorrência era permitida a apresentação de variantes, tendo a Camargo Correa ganho em preços, segundo o Relatório, com base em sua variante A, que também apresentava vantagens técnicas sobre o projeto da Edison. A confrontação entre os dois projetos coube à recém formada THEMAG, que também se apoiou, para esse fim, em consultoria internacional.

Durante o ano de 1962, as obras da usina tiveram um andamento normal, sendo que o Relatório Anual desse mesmo ano previa que a entrada em operação das primeiras unidades ocorreria já em 1966.

Quanto ao financiamento dessa primeira obra da CELUSA, os Relatórios Anuais sempre advertiam a respeito das dificuldades encontradas na obtenção de recursos. Ao final do seu quinto ano de existência, em 1965, o capital da empresa havia aumentado para Cr$ 185 bilhões correntes, mas, haviam sido plenamente integralizados apenas 23.3% desse total. Alguma fração da parcela restante estaria parcialmente integralizada e mesmo o BANESPA havia antecipado a integralização de capital do governo do Estado (CELUSA R.A., 1964 e 1965). O grau de endividamente, calculado através da relação entre o exigível e o capital total (inexigível e exigível), atingiu 26.9% ao final desse mesmo ano.

Em relação aos acionistas, ao final de 1965, o Governo do Estado, através do DAEE e da Secretaria da Fazenda, participava com 71.7% do capital social, a Eletrobrás com 28% e os demais com apenas 0.3% do total. Destes pequenos acionistas, contribuindo quase que de maneira "simbólica" na

capitalização da empresa, destacava-se a construtora Camargo Correa, com 8% do valor das ações deste pequeno grupo.

Mas, o fato de maior destaque na área financeira foi o excepcional "supllier's credit" obtido pela CELUSA, em 1962. Na concorrência externa para aquisição de equipamento eletromecânico para Jupiá havia sido vencedor um grupo japonês, composto pelas maiores empresas japonesas de equipamento elétrico pesado (Hitachi, Toshiba e Mitsubishi). Mas, o grupo japonês, após prolongada demora antes de assinar o contrato, acabou desistindo das encomendas, em função de pressões exercidas pelo Governo Americano.(1) Em vista disso, a CELUSA decidiu estabelecer negociações com a segunda colocada, um grupo italiano, GIE - Grupo Industrie Elettro Mecaniche per Impianti All'Estero S.P.A.

O contrato assinado com o GIE, em 13 de agosto de 1962, ascendia a cerca de US$ 63 milhões, sendo que aproximadamente 25% do total seria destinado à aquisição de matéria prima pelas empresas nacionais envolvidas no projeto. Este financiamento tinha apoio do Governo italiano, sendo classificado pela própria CELUSA como "uma operação excepcional de financiamento, possibilitada pela conjuntura da indústria eletro-mecânica internacional e pela compreensão de empresas e governos estrangeiros" (CELUSA R.A., 1965).

O GIE era um consórcio exportador italiano, formado em outubro de 1953, que reunia as principais empresa italianas produtoras de equipamento ele

(1) Entrevista do primeiro presidente da CELUSA ao autor

tromecânico pesado, e efetuava a promoção e coordenação da exportação de equipamentos por seus membros. No início da década de 70, após algumas fusões e composições, o GIE tinha como seus membros as seguintes empresas: Ansaldo Meccanico Nucleare, Ansaldo San Giorgio (ASGEN), Marelli,Franco Tosi, Officine Galileo, Italtrato, Magrini, Riva Calzoni e Sicon. Além de fornecer a linha completa de equipamentos para uma central elétrica, hidráulica ou térmica, o GIE também promovia a elaboração do projeto e execução das obras civis através da SICOM - Societá Italiana Construzioni e Montaggi.

Como veremos no final deste capítulo, em 1962, o GIE estabeleceu sua filial brasileira, a Coemza, que chegou a receber algumas pequenas encomendas destinadas a Jupiá.

Quanto ao financiamento externo para Jupiá, devemos ainda ressaltar o empréstimo contratado com o BID, em 20 de novembro de 1963, no valor de US$ 13,2 milhões.

Finalmente, em 1966, pouco antes de ser incorporada na CESP, a CELUSA desenvolvia a programação de Jupiá a um ritmo mais lento do que o previsto em função da dificuldade de obtenção de recursos. Em relação a Ilha Solteira, já havia sido encerrada a fase de projeto, estando em andamento os serviços preliminares de instalação do canteiro de obras e da ensecadeira da margem esquerda. Destacava-se ainda a execução de estudos, levantamentos e sondagens feitas em função da futura usina de Água Vermelha.

2.2.5. Demais concessionárias estaduais

As demais concessionárias estaduais foram criadas a fim de resolver os crônicos problemas na área de distribuição do interior do Estado. Embora a ação do Governo do Estado inicialmente fosse destinada exclusivamente à área de geração e transmissão, a severa deficiência do funcionamento de alguns pequenos sistemas locais obrigou o Governo Estadual a assumir seus serviços. Nesse sentido, as concessionárias estaduais gradativamente foram ampliando sua área de atuação, em regiões bem menos desenvolvidas em relação àquelas supridas pela Light e pela CPFL.

A modalidade dessa atuação já havia sido prevista na mesma lei 3.329, de 30 de dezembro de 1955,que havia criado o adicional vinculado sobre os impostos estaduais. Nessa lei foi também estabelecido (artigo 8º) que, com os recursos do adicional, o DAEE poderia adquirir ações de empresas privadas com mais de 2/3 (dois terços) de capital nacional, cujos serviços deveriam ser expandidos com a participação financeira do Estado.

Nesse sentido, já em 21 de maio de 1958, o DAEE se tornou acionista majoritário da Companhia São Joanense de Eletricidade, criada em 20 de julho de 1931, e há muito tempo suprindo com dificuldades os municípios de São João da Boa Vista,Aguaí, Vargem Grande do Sul e Águas da Prata. Em maio de 1962, o DAEE propôs a modificação de seus estatutos sociais e denominações sociais, passando então a denominar-se BELSA - Bandeirantes de Eletricidade S.A. A BELSA deveria assumir todos os encargos de distribuição de energia elétrica anteriormente efetuado pelo DAEE em municípios

isolados do Estado. Passou, assim, para sua responsabilidade, o atendimento das áreas do Guarujá-Bertioga, com energia comprada da Light-São Paulo. Mais tarde, em 25 de outubro de 1965, a BELSA veio a assumir o controle acionário das empresas Cia. Luz e Força de Tatuí e Empresa Luz e Força Elétrica do Tietê S.A., para atender a demanda de mais 8 municípios paulistas supridos com energia comprada à USELPA.

O mesmo processo se desenrolou em relação à criação da COMEPA - Companhia Melhoramentos de Paraibuna S.A.

Em outubro de 1963, a Prefeitura Municipal de Paraibuna adquiriu o acervo da concessionária elétrica local, criando a COMEPA - Companhia de Melhoramentos de Paraibuna, por lei municipal nº 315, de 30 de novembro de 1963. Apenas um mês depois o DAEE tornou-se acionista majoritário da COMEPA, através de aumento de capital. Através do decreto federal nº 57.526, de 28 de dezembro de 1965, a empresa foi autorizada a funcionar como concessionária de energia elétrica.

Já nessa época a COMEPA dava início às obras de regularização do rio Jaguari e incluía nos seus planos a construção de Caraguatatuba, (680 MW), além das usinas de Jaguari (28 MW) e Paraibuna (30 MW).

Com a criação da BELSA e da COMEPA, juntamente com suas afiliadas, encerra-se o ciclo de formação de concessionárias estaduais, pois, como veremos, todas elas foram fusionadas na CESP, em fins de 1966.

2.3. A acomodação Estado-Capital Privado no setor de energia elétrica

Até o presente momento foram consideradas duas questões básicas em relação à intervenção do Estado no setor de energia elétrica. Em primeiro lugar observou-se que, não obstante a gravidade da crise de oferta durante toda a década de 50, o seu desfecho não foi tão catastrófico a ponto de impedir o crescimento econômico, concedendo o tempo necessário para o Estado promover a construção de grandes usinas hidroelétricas. Por outro lado, constatamos que a direção dessa intervenção foi bem específica, previamente orientada, para o setor de geração, permitindo e incentivando o capital privado a especializar-se no setor de distribuição.

Nesse sentido, o surgimento do setor estatal da área de energia elétrica ocorreu de maneira bem distinta da constituição dos outros segmentos produtivos do Estado: petróleo; siderurgia e mineração. Havia uma diferença básica em relação a siderurgia e petróleo, pois se tratava de implantar estes setores no País, enquanto que no caso da energia elétrica buscava-se estruturá-lo em novas bases. No entanto o processo decisório da intervenção estatal, em cada um desses setores, foi viabilizado por um delicado equilíbrio de forças e por uma combinação pluralista de interesses (ver Abranches, 1977).

Vimos que a necessidade da intervenção do Estado no setor elétrico foi amplamente analisada na "Memória Justificativa" do Plano Nacional de Eletrificação. Esta proposta estava fundamentada numa convicção mais ampla a respeito sobre quais eram as forças motrizes do desenvolvimento econômico do País. O Plano Nacional não deixava nenhuma dúvida quanto à necessidade imperiosa da ação estatal, afirmando que: "quanto mais atrasado seja o País, mais profunda e frequente se faz a intervenção do Estado. Assim, ela é menor na Europa Ocidental que nos EE.UU. e

maior ainda na América Latina" (P.N.E., 1954, p. 48).

Quanto ao encaminhamento prático da proposta da Assessoria de Vargas, embora o Plano Nacional de Eletrificação, apresentado em abril de 1954, houvesse sido precedido pelo sucesso da implantação da Petrobrás, em outubro de 1953 (lei 2004), vimos que ela foi bastante específica. No caso do petróleo, o aparelho de Estado fragmentou-se, refletindo as oscilações das composições de força dentro da sociedade e no seu próprio interior, havendo intensa participação popular no processo decisório. Já em relação a energia elétrica, a impossibilidade de sua importação, a viabilidade de sua implementação em pequena escala, para soluções locais, e a secular presença do capital estrangeiro, dominando a maior parte do setor, e consequentemente com sólidos interesses a defender, produzia um cenário completamente peculiar. Nesse sentido, a proposta da Assessoria, gestada nas arenas mais íntimas do Estado, a fim de se viabilizar rapidamente, procurou envolver todas as esferas do setor público, em particular, as estaduais, cujos planos, em alguns Estados, já eram uma realidade. Vimos, também, que para enfrentar o sistema político-representativo, onde se localizavam interesses contrários à intervenção do Estado no setor, a decisão global foi fraccionada em quatro projetos distintos a fim de ser possível a união de diferentes núcleos de pressão. A energia elétrica, por seu caracter visivelmente modernizante em algumas situações regionais, principalmente rurais, propicia a fácil articulação dos interesses locais que pretendem aumentar o seu prestígio.

A questão chave era a de como enfrentar o capital estrangeiro, solidamente enraizado no setor, o qual alegava não expandir a sua capacidade geradora em razão das baixas tarifas mantidas pelo poder público.

Nesse sentido, a Light e os setores contrários à ação estatal elegeram como objeto central de sua crítica a legislação específica para o setor elétrico, emanada a partir do Código de Águas de 1934. Segundo Barbosa Lima Sobrinho, "as acusações ao Código de Águas focalizavam dois aspectos. Uns se insurgiam contra o regime do serviço pelo custo. Era o caso do Sr. Roberto Campos. Mas outras destacavam a exigência do custo histórico, como base para a avaliação do capital a remunerar" (Sobrinho, 1975, p. XVIII). As argumentações mais técnicas sobre o assunto, endossadas pela própria Companhia Brasileira de Engenharia, que havia elaborado os Planos de Eletrificação de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro, enfatizavam que o critério do custo histórico e a fixação da remuneração máxima do investimento em 10% eram, em princípio, justo e conveniente. No entanto, a mesma argumentação aludia que sob uma conjuntura inflacionária crônica estavam desvirtuadas as bases da doutrina da fixação do custo histórico e, por outro lado,como a taxa de juros, tanto para capital de giro como para investimento, situava-se em torno de 12% a 15%, completava-se, pois, a inviabilidade de uma legislação que fixava a remuneração do capital investido em 10%.

Mas, o que estava por trás desse debate eram diferentes concepções sobre o desenvolvimento econômico de um país capitalista periférico.

A retomada da discussão a respeito do Código de Águas tinha um sentido bastante diferente da reação que sua promulgação havia provocado quase 20 anos antes, em 1934. Na época de sua decretação presenciava-se uma reação nacionalista de espectro mais amplo e difuso em relação ao capital estrangeiro. Mas, na década de 50, o nacionalismo em pauta não possuia mais um aspecto um tanto abstrato, mas questionava-se, diretamente sob quais condições o capital estrangeiro poderia participar do pro

cesso de desenvolvimento. Portanto, a intervenção direta do Estado na década de 50 não se constitui mais em um "avanço" em relação às classes e frações de classes como havia ocorrido no período 1930/37 (Ver Aureliano da Silva, 1976). Muito embora a capacidade tributária do Governo fosse, ainda, relativamente fraca, o que se colocava, claramente, em termos de concepção sobre o desenvolvimento econômico, durante o segundo período de Vargas, era que o Estado necessariamente iria participar de um processo de industrialização nacional. E a energia elétrica era um dos requisitos indispensáveis na constituição da infraestrutura (capital social básico) necessária à industrialização.

Já vimos que o diagnóstico do Plano Nacional de Eletrificação considerava inevitável a estatização da oferta de eletricidade, fenômeno apenas atenuado com a presença do capital estrangeiro. Além dessa questão, o mesmo diagnóstico considerava que o aumento de tarifas pleiteado pelo capital privado, nacional e estrangeiro do setor, era um instrumento inadequado para resolver o problema. Considerava inadequado do ponto de vista dos crônicos problemas da balança de pagamentos, pois, com uma tarifa mais elevada, o capital estrangeiro iria remeter para o Exterior uma soma maior de lucros, na medida em que o capital a remunerar da indústria de eletricidade era relativamente bem superior ao das demais indústrias.

Na questão das discussões concretas em relação ao capital estrangeiro ressaltava-se o problema do custo histórico como base da avaliação do capital a ser remunerado. Nessa questão específica a Light estava completamente

imobilizada, pois, desde o início da década de 30, a empresa foi alvo de ataques não respondidos. Destacava-se, particularmente, a denúncia feita, em 1933, pelo empresário Eduardo Guinle sobre o "aumento" do capital da Light, onde a empresa teria emitido ilegalmente novas ações (Guinle, 1975). No entanto, a Light sempre se recusou a efetuar uma ampla demonstração de suas práticas contábeis, não havendo possibilidades concretas de se avaliar qual o custo real de suas inversões no País, e consequentemente qual a tarifa real a ser concedida.

A tática adotada pela empresa no tocante a legislação do setor, a partir da década de 50, foi bem específica: "Se a Light se empenhasse na regulamentação de uma legislação para as tarifas, ou pressionasse firmemente pela majoração das tarifas, não teria como recusar a tentativa governamental de investigar sua contabilidade. Esse exame de escrituração contábil seria, na verdade, indispensável para que se pudesse fixar uma tarifa adequada. A companhia preferia continuar no papel de vítima, mas alheia à legislação em vigor, do que admitir o controle do governo, preferindo lucros maiores, dessa forma, ao invés de uma estrutura tarifária". (Tendler, 1968, p. 61).

No entanto o problema tarifário daquela época merece dois questionamentos básicos, de ordem inteiramente diversas.

Por um lado observa-se que, realmente, trata-se de uma questão central o problema da fixação das tarifas dos setores comumente designados por serviços de utilidade pública (transportes, energia, saneamento, serviços municipais, etc.), por se tratarem de atividades caracterizadas por elevadíssima relação capital/produto, geralmente operando sob monopólio legalmente assegurado. No entanto, o estabelecimento do serviço pelo custo, seja o custo histórico original ou corrigido, não resolve a

questão da distribuição do financiamento entre recursos próprios e recursos de terceiros. Na medida em que os custos financeiros não estavam, e nem posteriormente foram incluídos na tarifa de energia elétrica, há uma suposição implícita de que os consumidores iriam financiar os investimentos do setor. Esta indeterminação da estrutura tarifária frente às fontes de financiamento era uma de suas debilidades básicas.

Mas, observando-se o acirrado debate da questão tarifária sob uma perspectiva mais ampla, em relação ao desenvolvimento do capitalismo em uma situação periférica, percebe-se sua profunda "ideologização". O debate técnico e jurídico sobre a fixação das tarifas de energia elétrica estava marcadamente ideologizado, pois a determinação objetiva do processo em pauta residia na questão da participação do capital externo em uma economia em rápida transição.

É sabido que a recuperação da crise 1929/30, logo no início da década de 30, ocorre sob outro padrão de acumulação, caracterizando um processo denominado "provisoriamente" de industrialização restringida (Tavares, 1975). Superados os entraves decorrentes do período decorrente da II Guerra, o progressivo estímulo ao crescimento industrial do País, no pós-guerra, haveria de questionar a participação do capital externo nos setores básicos, uma vez que tais capitais aí se inseriram em um padrão de acumulação hegemonizado pelo capital mercantil cafeeiro, ou seja, em uma dinâmica bastante distinta da que ocorria na década de 50. Nesta época, o cenário internacional, definitivamente hegemonizado pela economia norte-americana, induzia a uma reação oligopolista, principalmente de empresas européias que poderia estimular as industrializações periféricas, onde o capital externo estaria situado nos setores de ponta da indústria de transformação.

Por sua vez, a questão da substituição do capital privado, nacional ou estrangeiro, pela ação estatal direta nos setores de infraestrutura, colocou-se no período entre guerras e no imediato pós-guerra, como uma questão mais geral, não apenas específica a uma economia periférica. A estatização de vários setores básicos em países europeus, tais como Inglaterra, França, Espanha e Itália, estavam a indicar que "diante de crises ou etapas de transição particularmente marcantes, as empresas estatais surgem como elemento novo, estrutural e politicamente determinado, para garantir a continuidade e ampliação do processo de acumulação privada de capital" (Abranches, 1979, p. 96).

No caso específico da economia brasileira, com base de acumulação de capital inicialmente restrita, face ao processo de industrialização restringida, seria inevitável o Estado vir a realizar os pesados investimentos não apenas em energia, mas também nos setores de transportes, comunicações, saneamento etc., de modo a formar o "capital social básico", requisito necessário à implantação de grandes unidades produtivas, com amplas economias de escala. Só assim conforma-se uma estrutura produtiva que permite a reprodução dos elementos técnico-materiais do capital, ampliando-se, também, a possibilidade do consumo de bens pela população.

Nesse sentido, a intervenção estatal direta precedeu, e também participou do processo de industrialização pesada, a partir de meados da década de 50, que alterou drasticamente a estrutura industrial e a dinâmica cíclica da economia.

Neste novo padrão de acumulação são redefinida o papel dos agentes básicos de uma industrialização retardatária: Estado, capital estrangeiro e capital nacional. Através do Setor Produtivo Estatal criou-se a base produtiva

pesada de bens de capital circulante, e por intermédio das empresas internacionais processou-se uma drástica alteração da estrutura produtiva do setor de bens de consumo, com a fabricação de um conjunto de bens duráveis, tendo sido lançado as bases do setor de bens de capital fixo (ver Coutinho e Reichstul, 1977). A própria dinâmica da concorrência oligopolista internacional, na década de 50, incentivava a aplicação de capitais externos em países da periferia que apresentassem grandes expectativas de crescimento. Por sua vez, o capital nacional também se articulou no setor de bens de capital, na forma de uma subestrutura fornecedora de partes e peças, permanecendo também em largos setores de bens de consumo tradicionais.

Portanto, na medida em que, durante o surto de industrialização pesada, o capital externo se encaminhou para o fornecimento de blocos de duráveis e alguns setores de bens de capital fixo, cabe perguntar porque a Light permaneceu no setor de energia elétrica, em um papel crescentemente reservado à atuação direta do Estado.

Parcialmente, esta questão já foi respondida na medida em que o capital privado, em particular a Light, concentrou-se progressivamente na distribuição de energia elétrica. A distribuição[1] de energia elétrica apresenta uma série de características técnicas, além das apontadas pelo Plano Nacional de Eletrificação, que torna particularmente interessantes ao capital privado: investimentos e tempos de construção menores; maiores possibilidades de se operar com sobrecarga; similaridade entre os processos de construção e operação. Estas características, por sua vez, não estão presentes na área de geração hidroelétrica. Mas ainda existem algumas questões chaves que ajudam a explicar a particular continuidade da Light no setor. Note-se que esta continuidade é apenas relativa, pois o grupo BRASCAN, vinculado aos mes-

(1) Pode-se observar também que a partir dessa época: a geração tende a se expandir a custos crescentes ao se buscar aproveitamentos mais distantes dos centros de carga (os mais próximos e mais baratos já foram explorados) e a distribuição avançaria (até certo ponto) a custos decrescentes devido as economias de escala advindas da concentração do consumo

mos proprietários da Light, foi justamente constituído no início da década de 50.

A Light, e também as Empresas Elétricas Brasileiras,(Band and Shore) desde o imediato pós-guerra, sempre conseguiram aumentos tarifários,na forma de adicionais,conseguindo assim progressivos aumentos na tarifa, o que já não ocorria com as pequenas concessionárias de energia elétrica. Os adicionais tarifários, e também os privilégios cambiais obtidos pelas grandes concessionárias "são uma parte essencial na história da desintegração do setor elétrico" (Tendler, 1968, p. 46). Embora não tenha havido uma alteração na tarifa básica da Light, a partir de meados da década de 50, o recursos dos adicionais foram de importância fundamental para a empresa: representando 5.4% da tarifa, em 1956, saltam para 94.2%, em 1964 (Light São Paulo, Relatório Anual, 1964).

Quanto aos privilégios cambiais, a Light sempre conseguiu taxas preferenciais, tanto para remessa de lucros e outros pagamentos financeiros, como para a importação de equipamentos. Depois da reforma cambial de 1953 (instrução 70, SUMOC) a Light sistematicamente foi sempre classificada como indústria essencial, recebendo a correspondente taxa de câmbio preferencial.

Cabe também destacar que a crise de energia elétrica também incentivava a maximização de lucros da empresa. Ao operar com um fator de carga, acima do normal, não obstante acarretar sérios prejuízos aos consumidores, como vimos no item 2.1, a empresa estava diminuindo a ociosidade média dos equipamentos, fazendo baixar sua relação capital/produto, com o consequente aumento de lucros. Por outro lado, a instalação das grandes empresas internacionais (automobilística, química pesada,etc.) durante o surto de industrialização pesada, na área de concessão da Light, possibilitou um significativo aumen

to dos consumidores industriais de energia elétrica da Light, reforçando, ainda mais, o seu potencial de acumulação.

Portanto, a continuidade da Light no setor elétrico foi estabelecida não apenas com a garantia estrutural de reserva da área de distribuição, mas também em função de várias medidas de política econômica e tarifária, localização de cargas industriais etc..

2.4. Impacto do programa de obras no desenvolvimento dos setores fornecedores

A crise da oferta de energia elétrica no pós-guerra inseriu-se em um processo cujos efeitos não se esgotam na intervenção direta do Estado no setor elétrico. A intervenção estatal direta precedeu, e também participou, a partir de meados dos anos 50, do surto de industrialização pesada que alterou drasticamente a estrutura industrial e a dinâmica cíclica da economia. Ressaltaremos, neste item, apenas certos aspectos correlatos ao impacto do programa estatal de obras hidroelétricas junto aos setores fornecedores. Em particular, destacaremos algumas questões referentes ao desenvolvimento da indústria de equipamentos elétricos pesados e dos setores vinculados às fases de projeto e construção civil pesada.

2.4.1. Aspectos do surgimento da indústria de material elétrico pesado

As restrições do comércio internacional durante os anos da II Guerra trouxeram à tona, entre outros problemas, a fragilidade do esquema de produção de energia elétrica baseado exclusivamente na importação de equipamentos eletromecânicos. No período de 1939/45 houve um incremento médio de tão somente 2.2% na capacidade geradora instalada no País. Este fraco desempenho estava, evidentemente, relacionado com as dificuldades de importação de equipamentos.

A fim de enfrentar estas questões, já em 1944 havia sido criada a Comissão da Indústria de Material Elétrico (CIME), através do decreto-lei nº 6.824, de 25/07/44, com a finalidade de estudar e promover a implantação da indústria de material

elétrico, em larga escala, no Brasil. Esta iniciativa, provavelmente, estava inspirada no êxito da instalação da Usina Siderúrgica de Volta Redonda, inaugurada no ano anterior, em cujo sucesso foi fundamental a habilidade de Vargas para "arrancar" a usina frente às políticas comerciais concorrentes dos Estados Unidos e Alemanha.

A CIME apresentou completo relatório ao Governo, em agosto de 1946, concluindo por recomendar a criação de uma companhia mista envolvendo capital estatal e capital privado nacional e estrangeiro. Propunha-se que a nova empresa tivesse um capital inicial de Cr$ 340 milhões (antigos) subscritos pelo Governo Brasileiro (Cr$ 100 milhões), particulares brasileiros (Cr$ 100 milhões) e particulares norte americanos (Cr$ 140 milhões), e que seria obtido um empréstimo correspondente a Cr$ 100 milhões (também antigos) junto ao EXIMBANK. O programa de fabricação incluía turbinas hidráulicas até 4.000 HP, geradores até 5.000 KVA, além de grandes motores elétricos, transformadores(até 5.000 KVA) e aparelhagem de interrupção e controle para tensões de até 69 KV.

Mas, logo no início da 2ª. administração Vargas, quando se constata que nada fora realizado, a mesma idéia foi retomada, tendo sido criada a CIME - Comissão Executiva de Material Elétrico -, através do decreto nº 30.763, de 14/04/52, tendo sido colocado na direção dessa comissão o Ten. Cel. Carlos Berenhauser Junior, Diretor da CHESF, que inclusive já havia participado da antiga CIME. Segundo análise feita na época, a proposta de criação da antiga empresa não havia sido efetuada, não obstante "terem sido exaustivamente discutidos e finalmente aprovados os contratos de cessão

de licenças e patentes com a Westinghouse Eletric International Co. (turbinas a vapor e material elétrico em geral) e S. Morgan Smith (turbinas hidráulicas), e ainda terem sido coroados de êxito as negociações realizadas pela CIME nos Estados Unidos, com o "Export-Import Bank of Washington", com os banqueiros de investimento "Kum Loeb & Co." e com a própria Westinghouse, visando a obtenção de recursos necessários à compra no estrangeiro de materiais e equipamentos destinados à montagem da fábrica "(Energia e Transportes, 1951, p. 8)".

O que se percebe é que o jogo de interesses a nível internacional não era possível de uma interferência que pudesse explorar contradições eventualmente existente entre os fornecedores como foi o caso do setor siderúrgico. Percebe-se também que o oligopólio internacional do setor de material elétrico, como vimos no capítulo inicial, estava bastante coeso e organizado.

Finalmente, ainda durante a 2ª administração Vargas, a proposta evoluiu de maneira a ser inserida dentro do próprio Plano Nacional de Eletrificação, onde se pretendia que a indústria de material elétrico pesado, a ser implantada, fosse capaz de suprir, pelo menos, 50%, do material a ser empregado no decênio. O orçamento do Plano Nacional reservava cerca de 8% para inversões na fabricação de material elétrico pesado. De maneira coerente com esa perspectiva, o projeto original da constituição da Eletrobrás previa que a empresa, além de ter como objeto a produção e transmissão de energia elétrica, também se encarregaria da fabricação de material elétrico pesado (artigo 2º do estatuto original da Eletrobrás).

No entanto, essa proposta, mais uma vez, não foi levada à prática, pois, como vimos, o Plano Nacional nunca chegou a ser aprovado no Congresso, e a Elebrobrás, quando foi constituída, em 1961, reduzia-se às atividades específicas da produção e transmissão de energia elétrica.

Até meados da década de 50 apenas havia a produção de aparelhos eletrodomésticos, equipamentos leves, pequenos geradores, motores e outros equipamentos de pequeno porte. O processo de crescimento industrial de imediato pós-guerra, também alcançou a indústria de material elétrico sendo que, no período 1945/52, o conjunto da indústria de material elétrico cresceu a uma taxa de 22.0% ao ano no período 1945/52. Foi o segundo ramo industrial em termos de taxa de crescimento nesse período, cuja primazia coube à indústria de material de transporte, alçando uma taxa de 41% ao ano no mesmo período (IPEA R. 36, 1978). A estrutura de importação de material elétrico revela que, ao menos no período de 1947 a 1952, houve um relativo incremento na produção interna de bens de consumo pois sua participação cai de 44.5% para 25.5%, ao mesmo tempo em que as importações reais do gênero chegaram a aumentar em 5%.

Podemos afirmar que, até meados da década de 50, provavelmente, há uma razoável substituição de importações na oferta de material elétrico, mas limitada aos equipamentos leves e aos bens de consumo de pouca sofisticação tecnológica (eletrodomésticos, máquinas elétricas de pequeno porte).

Quanto a propriedade do capital na indústria de material elétrico dessa época, a Tabela II.3 permite efetuar algumas observações básicas. Verifi

ca-se que as empresas nacionais que se instalaram durante a década de 30 e 40, representaram 47% do total das maiores firmas nacionais existentes em 1960. Este mesmo índice foi de 28% em relação as empresas estrangeiras. Portanto, a grosso modo, podemos dizer que o capital nacional teve uma razoável participação no processo de substituição de importações acima apontado, não obstante várias dessas empresas nacionais terem iniciado suas operações por intermédio de licenças de firmas estrangeiras, as quais preferiam permitir o licenciamento da fabricação do que o investimento direto. (ver Newfarmer, 1977).

TABELA II.3

AS 100 MAIORES EMPRESAS ELÉTRICAS EM 1960:

ANO DE INCORPORAÇÃO

ANO	TRANSACIONAL		NACIONAL	
	Nº	%	Nº	%
antes de 1900	0	0	1	2
1900 - 1910	2	7	2	3
1911 - 1920	2	7	0	0
1921 - 1930	6	21	7	11
1931 - 1940	2	7	9	14
1941 - 1950	6	21	21	33
1951 - 1960	10	36	23	37
desconhecido	4		5	
T O T A L	32	100	68	100

FONTE: Newfarmer, 1977, p. 146.

Em relação ao equipamento elétrico pesado, constatava-se que, até o início de 1956, praticamente não existia a produção de máquinas e equipamentos elétricos pesados. Os maiores transformadores de força fabricados até então eram 4 MVA, na tensão de 88 kw, e a capacidade de produção de motores elétricos, na faixa de 20 a 200 HP, era de cerca de 500.000 HP por ano (C.N.E., 1961, p. 61).

A fabricação, e portanto o início da constituição do setor de material elétrico, e, também, a ampliação da indústria elétrica até produtos de maior sofisticação tecnológica somente iria se concretizar com a maciça entrada de capital estrangeiro no setor ocorrida no final da década de 50. O obstáculo central à implantação desse setor em uma economia periférica se relacionava com a dimensão do mercado.

Mas, como o processo de substituição de importações na área de material elétrico levou apenas à internalização da produção de equipamentos elétricos leves, é importante ampliarmos a problemática da constituição da indústria elétrica pesada.

Historicamente, sabe-se que nenhuma indústria pesada se implantou em qualquer país capitalista a partir da diferenciação e do movimento interno da indústria de bens de consumo. Com excessão do caso inglês que é "sui generis", face ao processo iniciado com a Revolução Industrial e a articulação da Divisão Internacional do trabalho no século XIX, liderada pela própria Inglaterra, o processo de constituição da indústria pesada na Alemanha, Russia e Japão foi extremamente específico. Nestes países a implantação ocorreu com o

apoio decisivo do Estado Nacional, por motivos econômicos e militares, em aliança com o grande capital financeiro internacional, integrando um esquema de expansão econômica destes países em escala mundial. O caso americano foi o que requereu menor participação estatal mas, foi igualmente articulado pelo grande capital financeiro (Tavares, 1975, p. 127).

Do ponto de vista específico da produção, o desenvolvimento do ramo "pesado" da indústria de material elétrico se defrontava com grandes particularidades, tanto na área técnica como financeira.

Em primeiro lugar, os produtos elétricos pesados tais como os grandes geradores e transformadores e demais equipamentos de controle e medição, encontravam-se, desde o início do século, sob o domínio tecnológico do oligopólio internacional de equipamentos elétricos.

A diversificação das linhas de fabricação por parte do capital nacional, que já fabricava pequenos geradores, motores e transformadores, no sentido de ampliar drasticamente a dimensão de seus produtos envolvia, além da óbvia capacidade tecnológica, obstáculos enormes.

Os grandes equipamentos necessariamente devem ser produzidos sob encomenda devido às características peculiares de cada projeto elétrico em questão. Portanto a programação da demanda desses equipamentos é vital para a estratégia de implantação da indústria, independente da propriedade do capital, ou seja, a dimensão do mercado é de importância absoluta. Por sua vez o ciclo

de produção dos equipamentos pesados é bastante longo, estendendo-se por volta de dois anos, no caso de geradores, turbinas e alguns transformadores. Este dilatado prazo de fabricação indroduz uma acentuada demanda de capital de giro, exigindo uma estrutura financeira bastante complexa. Este fato, aliado à inexistência (naquele período), de um sistema financeiro voltado para tal tipo de organização produtiva, colocava o capital nacional em franca desvantagem ao capital internacional do setor.

Havia, portanto, um "processo cumulativo na demanda de recursos financeiros para a formação de capital de giro das empresas produtoras de material elétrico pesado: inicialmente, a necessidade de manter estoques elevados de matérias primas e produtos semiacabados, e, uma vez completada e encomenda, necessidade de caixa para financiar a venda" (CNE, 1961, p. 164).

Estas avaliações ilustram as dificuldades para o surgimento da indústria elétrica pesada a partir da diversificação da estrutura produtiva já instalada no País, em especial do segmento de propriedade do capital nacional.

A superação destes entraves somente foi possível a partir da decisão do capital estrangeiro em investir maciçamente na produção de equipamentos pesados.

Esta decisão, que teve por implicação o início da constituição do setor de material elétrico pesado, foi motivada pela expectativa aberta pelo Plano de Metas no sentido de aumentar a capacidade geradora instalada no País, planejando passar dos

3.000 MW, que estavam em operação no final de 1955, para 5.000 MW, em 1960, e sucessivamente para 8.000 MW, em 1965. Isto significa que se pretendia que apenas durante a vigência do Plano de Metas, ou seja, o quinquênio 1956/60), houvesse um incremento de 63% na potência instalada.

A dimensão do mercado de material elétrico aberto em função deste programa pode ser um pouco mais quantificado, observando-se a relação técnica existente entre a capacidade geradora e a capacidade transformadora instalada na distribuição de energia elétrica. Sabe-se que, para cada Kw instalado, na geração deve-se ter cerca de 2 a 3 Kva instalados nos transformadores de distribuição. Portanto, corresponderia ao acréscimo de 2.000 MW na potência geradora nacional, entre 1956 e 1960, uma demanda de 4.000 a 6.000 MVA, em distribuição, disseminados em um sem número de pequenos transformadores de distribuição de energia elétrica.

Outra característica do Programa se refere à localização das grandes usinas, responsáveis pela maior parcela da elevação da capacidade geradora. Os principais aproveitamentos situavam-se nas bacias do rio Grande (Furnas) ou do rio Paraná (Jupiá), em locais bem distantes dos centros de carga de São Paulo ou do Rio de Janeiro. Tal distância entre a produção e o consumo de energia tornava a transmissão de energia um problema mais complexo, na medida em que a transmissão a longa distância somente é economicamente viável à tensões bastante elevadas.

O alto valor da tensão de transmissão a longa distância é um fato técnico que se impõe a fim de

minimizar as perdas de energia envolvidas na transferência de grandes blocos energéticos. Até meados da década de 50, as maiores tensões utilizadas no Brasil, a grosso modo, variavam em torno de 100 Kv, executando-se apenas a interligação dos sistemas Light-São Paulo e Light-Rio, que funcionava em 220 Kv. A elevação da tensão nos circuítos de transmissão introduz mais um problema tecnológico, pois os equipamentos elétricos de alta tensão são necessariamente mais complexas que os de baixa tensão enfrentando maiores problemas de isolamento, controle, etc.

A ampliação do mercado de equipamento elétrico pesado, nessa época, pode ser observado através do valor das importações dos principais produtos da linha de material elétrico pesado, passando de US$ 13,9 milhões, em 1956, para US$ 26,8 milhões, em 1959, praticamente dobrando de valor nesse período (CNE, 1961, p. 165).

Os investimentos fixos no setor de material elétrico no período 1955/62 cresceram a uma taxa anual de cerca de 18.5% ao ano, valor levemente superior ao do crescimento do conjunto dos investimentos na indústria, que atingiu 17.5% ao ano, no mesmo período (IPEA, R. 1974, p.121).

O investimento direto externo, em sua maior parte, foi realizado através da Instrução 113, de 1955, decretada pela SUMOC, através da qual os investidores estrangeiros podiam importar máquinas e equipamentos sem cobertura cambial. Dos US$ 566 milhões que entraram no Brasil, como investimento estrangeiro, entre 1956 e 1960, cerca de US$ 506 milhões corresponderam à importação de maquinário sob a Instrução 113. O fluxo de ca

pital, amparado pela Instrução 113, que se dirigiu à indústria elétrica, alcançou US$ 35 milhões. Predominaram os investimentos procedentes da Europa Ocidental face aos provenientes dos EUA, sendo que estes últimos representaram cerca de 42% do total. Estes investimentos foram bastante concentrados, sendo que as doze primeiras empresas investidoras, todas de capital externo, abarcaram cerca de 75% dos investimentos na indústria elétrica efetuados sob a Instrução 113. Estas firmas incluiam a General Eletric (US$ 6 milhões), Pirelli (US$ 3 milhões), Ansaldo San Giorgio (US$ 2,8 milhões), Philips (US$ 2,6 milhões), Brown Boveri (US$ 2,0 milhões), e outras (Newfarmer, 1977).

Evidentemente, tais investimentos na produção de equipamento pesado dependiam da prévia colocação no mercado, pois os principais equipamentos são fabricados sob encomenda.

A entrada do capital estrangeiro na indústria de material elétrico pesado inseriu-se em um processo maior, onde, a partir de meados da década de 50, articulavam-se Estado, Capital externo e capital nacional, em um processo que engedrou a industrialização "pesada" do país (Mello,1975). Sob a égide do Plano de Metas materializou-se um bloco de inversões, relativamente conjugado,abrangendo a indústria siderúrgica, metal-mecânica pesada, material elétrico, a grande indústria química, etc. A compreensão do desenvolvimento específico de cada um desses ramos somente é possível situando-se dentro do contexto aberto nesse novo processo de investimentos cruzados, onde se verificou um poderoso esquema de realimentação recíproca, intra e inter os setores produtores de bens de capital e bens de consumo duráveis. Por

tanto, paralelamente aos investimentos para a produção de equipamentos para as grandes centrais elétricas, o setor de material elétrico em conjunto (bens de capital e bens de consumo duráveis), que se implantou a partir de meados da década de 50, tinha a perspectiva de participar ativamente nos projetos de implantação da indústria automobilística, de construção naval, e também da expansão das indústrias básicas tais como a siderurgia, petróleo, química pesada, celulose e papel, não ferrosos, etc. A viabilidade da expansão do setor de material elétrico, dentro deste processo de "linkages", evidentemente, se encontrava no próprio desenvolvimento destes últimos ramos.

Nesse sentido, a programação de investimentos das concessionárias estatais de energia elétrica, em particular aqueles das concessionárias paulistas antecessoras da CESP, foram de fundamental importância para a instalação dos grandes fabricantes estrangeiros de material elétrico pesado.

A título de exemplo ilustrativo da questão analisaremos, a seguir, apenas a questão das encomendas de grandes hidrogeradores, item bastante representativo dos equipamentos demandados pelo setor elétrico.

A instalação dos grandes fabricantes de geradores ocorreu no final da década de 50 e início de 60, sendo que alguns desses produtores tinham um amplo leque de atividades, indo desde a produção de bens de consumo do setor elétrico até fabricação de bens de capital classificados em outros ramos, tais como transportes, siderurgia, etc.

Oficialmente, a implantação das unidades fabris

produtoras de grandes geradores hidroelétricos,ou de suas principais componentes, teve início em meados de 1957 com a inauguração da planta industrial da I.E. Brown Boveri, localizada na cidade de Osasco, no Estado de São Paulo.

Em seguida, em 1960,instalaram-se as unidades produtoras da Coemza/GIE, em Canoas, Rio Grande do Sul, e da General Eletric, em 1962, em Campinas, São Paulo. No ano seguinte, a Siemens inaugura a sua fábrica situada no bairro da Lapa, em São Paulo, destinada à produção de grandes hidrogeradores.

Destas quatro empresas, duas delas, a GE e a Siemens já tinham larga experiência internacional no setor de bens de consumo "elétricos", e desde a década de 20 já estavam no Brasil produzindo pequenos equipamentos e alguns produtos eletrodomésticos. Portanto, o início da fabricação de hidrogeradores representou para essas empresas uma ampliação e diversificação de suas atividades. As duas outras empresas, Brown Boveri e Coemza/GIE, atuavam exclusivamente na área de bens de capital, e iniciaram suas operações industrias no Brasil a partir dessa época.

Todos esses fabricantes, a excessão da Siemens,tiveram suas primeiras encomendas de hidrogeradores, ou partes principais, acopladas aos projetos de investimentos das concessionárias paulistas antecessoras da CESP.

A pioneira I.E. Brown Boveri inaugurou sua primeira unidade industrial em Osasco/SP, em meados de 1957, embora já estivesse presente desde a década de 20 através de um escritório de vendas si

tuado no Rio de Janeiro. A capacidade de produção inicial da nova planta permitia a fabricação de transformadores trifásicos de até 30 MVA e 200 Kv. No primeiro ano de funcionamento, em 1957, a empresa teve três encomendas de transformadores de força destinados exclusivamente à CHERP. No ano seguinte, foram encomendados 11 grandes transformadores, sendo 4 deles destinados à USELPA. Sucessivamente, até 1962, no mínimo, as empresas ou autarquias paulistas não deixaram de fazer encomendas anuais de grandes transformadores à Brown Boveri (Brown Boveri, 1978).

Em relação aos hidrogeradores também fornecidos pela Brown Boveri, a primeira encomenda recebida pela empresa constou de quatro grandes máquinas destinadas à CHERP, para a Usina de Barra Bonita. A encomenda foi solicitada em 1959, sendo que cada uma das quatro unidades tinha potência de 34 MVA, rotação de 128,6 rpm, e tensão 13,8 Kv.O porte de cada unidade já era significativo, alcançando o peso de 250 toneladas e 8,5 mts de diâmetro. Anteriormente, em 1957, a empresa apenas havia fornecido um pequeno gerador de 4,3 MVA para a Usina Itapura no rio Tietê. Os projetos destas duas primeiras encomendas foram totalmente desenvolvidos na empresa matriz situada na Suiça. A segunda grande encomenda, provavelmente solicitada em 1960, foi também para a CHERP, Usina Graminha, situada no rio Pardo. Era uma máquina com potência de 42,5 MVA, rotação de 257 rpm e tensão de 13,8 Kv.

É extremamente difícil avaliar o índice de nacionalização destes fornecimentos da Brown

Boveri mas supoem-se não eram muito elevados[1].

As demais empresas em implantação também receberam substantivas encomendas por parte das antecessoras da CESP, em particular da CELUSA, para o fornecimento de equipamentos para as usinas de Jupiá e Ilha Solteira. Mas tais encomendas ocorreram ao longo da década de 60, sendo posteriores ao ciclo expansivo 1956/61.

A empresa Coemza, estabelecida em 1960, em Canoas, Rio Grande do Sul, é subsidiária do Grupo GIE (Itália) - Grupo Industrie Eletro Meccaniche per Impianti All'Estero - o qual, como vimos, forneceu um substantivo crédito à CELUSA, destinado à compra de equipamentos do Exterior e gastos com matérias primas referentes à Usina de Jupiá. A Coemza, por sua vez, recebeu algumas pequenas encomendas de componentes destinados à Jupiá, e uma parcela das solicitações que couberam ao GIE no consórcio de fornecimento de Ilha Solteira.

O GIE, e posteriormente a Coemza, tiveram expressiva participação na montagem de usinas localizadas no sul do País, em particular as termelétricas Jorge Lacerda e Candiota II.

A General Eletric, ao estabelecer sua unidade fabril de Campinas destinada a produção de equipamentos elétricos pesados, tinha em sua carteira

(1) A lista de referência da empresa apenas indica os produtos encomendados e fornecidos, e uma apreciação sobre as características da fabricação e montagens das partes e peças nacionais e importadas necessariamente implicam em um estudo mais profundo.

de pedidos a fabricação de tres geradores de 112 MVA para a CELUSA (Usina de Jupiá), e outras três máquinas de 90 MVA cada, para a CHEVAP (Banas,1964, p. 70).

A Siemens teve expressiva participação no suprimento de hidrogeradores para a Usina de Ilha Solteira, fornecendo 11 das 20 unidades geradoras. Como a instalação dessas máquinas ocorreu somente após 1974, o impacto dessas encomendas recai claramente no ciclo expansivo 1968/73. A Siemens, por sua vez, esteve também bastante ligada aos fornecimentos para a área da CEMIG e FURNAS.

Evidentemente, as encomendas acopladas à execução do setor elétrico não se limitaram aos hidrogeradores, havendo um amplo espectro de pedidos de dispositivos, partes, peças e componentes elétricos pesados.

Mas essas primeiras solicitações foram de vital importância na estratégia de expansão dessas empresas. As primeiras encomendas de grandes equipamentos, tais como geradores e transformadores, serviram de base para a posterior diversificação das empresas dentro do setor de material elétrico, e também fora dele. O segundo tipo de diversificação, externa ao ramo de fabricação de equipamentos elétricos, ocorreu com a GE e a Brown Boveri.

A diversificação ocorrida teve por base o processo tecnológico de fabricação dos hidrogeradores, o qual apresenta duas grandes áreas de especialização: a área elétrica propriamente dita, e a área mecânica que compreende problemas de troca de calor, eixo girante, carcaça, etc. As encomendas e respectiva fabricação de grandes trans

formadores, que são máquinas estáticas, e do ponto de vista mecânico menos complexos frente aos grandes hidrogeradores, preparam a rotina de linha de produção, ensaios na área elétrica, gestão na compra de insumos e formação de estoques, que são fases essenciais da organização produtiva da grande indústria elétrica.

Posteriormente, as grandes encomendas, tanto de transformadores como de geradores, que são os equipamentos principais, permitem que gradativamente se penetre na produção e montagem dos equipamentos periféricos, tais como transformadores de medição, instrumentos de medição e controle, painéis, etc. até o fornecimento do equipamento na modalidade do "turn key job".

A título de observação observa-se a Lista de Referência da Brown Boveri, a qual, registra o início da produção de transformadores, em 1957, e subestações completas em 1959. Mas, a partir de 1967, começa a haver o fornecimento de subestações completas, no regime de "turn key job", ou seja, equipamentos principais e equipamentos periféricos previamente montados pela empresa.

As encomendas de grandes equipamentos para as obras hidroelétricas representaram, pois, uma verdadeira alavanca de expansão para as grandes empresas de material elétrico, tanto no sentido de ampliar a linha de fabricação dentro do setor elétrico como também diversificar suas atividades além das fronteiras do ramo elétrico.

A Brown Boveri, mais uma vez, fornece um claro exemplo de diversificação de uma empresa que iniciou sua atuação no Brasil na área elétrica. Em

resposta à diminuição do ritmo de novos pedidos, início do período de recessão da economia brasileira a partir de 1962, a Brown Boveri amplia seu leque de atuação a fim de não ficar na dependência exclusiva de máquinas elétricas. A empresa, a partir de 1965/66, começou a entrar no mercado de fornos elétricos industriais, produtos mecânicos e de calderaria com vistas sobretudo a atender os setores siderúrgico, químico e petroquímico (Brown Boveri, 1978).

Através destas indicações detectamos apenas alguns traços da relação entre as primeiras encomendas de equipamento feitas pelas concessionárias estaduais e a instalação das grandes empresas internacionais de material elétrico pesado. As encomendas das demais concessionárias certamente também tiveram um papel de destaque.

No entanto, no nível da abordagem aqui desenvolvida, podemos tão somente afirmar que tais programas foram fundamentais para a estratégia de implementação do ramo de material elétrico pesado. Em termos quantitativos, a responsabilidade do acréscimo de capacidade geradora das Usinas da CESP (antecessoras), face ao acréscimo total da capacidade instalada, foi de apenas 18.3% no período 1958/62. A dimensão reduzida deste índice mostra que o programa estadual de obras hidroelétricas não teve um impacto suficiente para imprimir a dinâmica da alteração nacional da capacidade geradora, mas foi extremamente importante, em sentido qualitativo, ao provocar a implantação do núcleo produtor de equipamento elétrico pesado.

Acreditamos que o programa de obras desenvolvido,

nesta época, na área de Furnas e da CEMIG, não teve um impacto semelhante junto à indústria local provavelmente em função dos tipos de contratos de financiamento, às características de trabalho das firmas de consultorias envolvidas, e, talvez, ao fato de que as obras paulistas integrassem um bloco de interesses que incluía, de alguma maneira, as intenções das empresas estrangeiras do setor que se instalavam exclusivamente no estado de São Paulo.

Finalizando, podemos indicar que a intervenção do Estado na geração hidroelétrica inseriu-se em um processo que, além de suscitar o surgimento da indústria de material elétrico pesado, também demarcou a subsequente estrutura de mercado do setor de equipamentos elétricos.

A demanda de equipamentos elétricos pesados até meados da década de 50 era exercida pelas concessionárias existentes, onde se destacavam a Light e a Empresas Elétricas Brasileiras (Bond and Share). Com a constituição das concessionárias estatais, que se especializaram no setor de geração e transmissão, a demanda de grandes equipamentos, por elas solicitados, passou a ser feita pelas empresas estrangeiras que aqui se instalaram. A demanda dos equipamentos menores, tecnologicamente mais simples, destinados ao setor de distribuição, continuou a ser feita pela Light, Empresas Elétricas Brasileiras e outras pequenas empresas privadas nacionais. O suprimento desses produtos podia ser feito pela indústria de equipamentos elétricos leves, anteriormente já instalada no País, onde se verificava forte presença do capital nacional.

Com base nesta constatação podemos afirmar que o padrão de organização da oferta de energia elétrica concretizado a partir desta época, sob determinadas instruturas técnicas e institucionais, também condicionou as bases da organização oligopólica do mercado de oferta de equipamento elétrico, cujas características somente foram confirmadas nas duas décadas seguintes. Nesse sentido é possível fazer, à grosso modo, um corte esquemático em relação à concentração e propriedade do capital da oferta de equipamentos para os três setores da indústria elétrica, a saber:

a) geração: A oferta de equipamentos elétricos para este setor compreende grandes geradores hidroelétricos, e é extremamente concentrada, compondo-se de apenas quatro empresas, todas elas de origem estrangeira. O fornecimento de grandes turbinas hidráulicas, que compõe o respectivo conjunto turbo-gerador, também obedece a este mesmo padrão. Há uma parte complementar de dispositivos de controle, medidores, etc., que compõem os painéis de comando e secções auxiliares de uma usina, que é suprida por empresas nacionais. Mas, pode-se dizer que a oferta de equipamentos compostos de grandes geradores e turbinas é praticamente predomínio do capital estrangeiro. Como veremos no próximo capítulo, item 3.3.1, o índice de nacionalização e a consequente ampliação da fabricação de partes e peças desses grandes equipamentos somente seria aumentada a partir de meados da década

de 70 em função dos grandes investimentos (Itaipu, Tucurui etc.) das empresas do grupo Eletrobrás.

b) transmissão: A oferta de equipamentos para o setor de transmissão compreende as subestações elevadoras e abaixadoras e respectivas linhas de transmissão, e é compartilhada pelo capital estrangeiro e pelo capital nacional. A parte "elétrica", da oferta, composta de grandes transformadores, dispositivos de controle e medição, juntamente com cabos dos circuítos de transmissão é bastante concentrada, predominando o capital estrangeiro por exemplo (Cabos: Pirelli, Alcon e recentemente Foresti). A parte "mecânica" da transmissão, a qual representa um volume e dispêndio considerável das obras (cerca de 50%), compõem-se de material de ferragem (torres) e respectivas fundações cuja oferta é um pouco mais competitiva predominando o capital nacional.

d) distribuição: o setor de distribuição, finalmente, compõe-se de pequenos transformadores, chaves, medidores e outros dispositivos menores, e também das torres e postes para sustentação da fiação e iluminação pública, cuja oferta é bastante competitiva, predominando o capital nacional. Existem alguns seg

> mentos do setor de distribuição, principalmente redes elétricas subterrâneas, com alta densidade de energia elétrica, cujos equipamentos são tecnologicamente mais sofisticados, geralmente fornecidos por empresas estrangeiras.

Constatamos, pois, que a industrialização pesada do final da década de 50 se deparava com um padrão tecnológico com grandes descontinuidades técnicas, expressas em enormes escalas mínimias favorecendo a organização de unidades produtivas em dimensões cada vez maiores, com alto nível de especialização e integração.

Nesse sentido, a estrutura técnica e financeira do capital exigido era basicamente distinta do capital já organizado na economia, não podendo ser obtido a partir da simples expansão e diversificação da estrutura produtiva existente. "Estes fatos parecem ser a razão essencial da forte presença do Estado e do caráter dominante do capital estrangeiro neste ciclo largo de industrialização que se prolonga até recentemente" (Tavares, 1975, p. 132).

2.4.2. Aspectos da articulação com as empresas projetistas e de construção pesada

A primeira barragem ligada a um aproveitamento hidroelétrico, da Light, foi a barragem Edgard de Souza, no rio Tietê, São Paulo, concluída em 1901, cujo projeto e construção foi realizado pela empresa estrangeira Hugh Cooper. As demais barragens do sistema Light, até a década de 50, à ex

cessão da barragem de Tocos e Ilha dos Pombos, situadas no Rio de Janeiro, foram projetadas e construídas pela própria Light. Os últimos empreendimentos feitos pela empresa, já na década de 50, em São Paulo e Rio de Janeiro, foram em maior parte projetados pela própria Light, e construídos pela Morrison Knudesen.

Verifica-se que, em geral, as mais importantes barragens executadas desde o início do século estavam sob responsabilidade de empresas de capital estrangeiro. Em geral, as barragens com finalidades outras, que não a de geração de energia, e mesmo alguma de vulto, como a da usina hidroelétrica de Paulo Afonso, foram construídas diretamente por entidades públicas. O fato de os principais construtores, a partir do início do século, serem estrangeiros, certamente advém do fato de que estes já possuirem capacitação técnica adquirida em países já industrializados. No entanto,nota-se uma relação de extrema importância quando se constata que as entidades proprietárias de barragens são empresas de capital estrangeiro, como a Light por exemplo, demonstrando pois que tais concessionárias exploravam atividades com alto grau de rentabilidade.

Com o início da intervenção do Estado no setor de energia elétrica, as grandes barragens começaram a ser construídas por empresas construtoras de capital nacional, inicialmente consorciadas ou subcontratadas por empresas estrangeiras. Como veremos com mais detalhes no próximo capítulo, 3.4., a materialização dos grandes projetos estatais, não apenas de barragens, mas também de obras públicas de infraestrutura, representou a consolidação das grandes empresas nacionais de

construção civil pesada. Portanto, a mudança dos proprietários de barragens, que passam do capital estrangeiro a empresas públicas, sob controle do Estado,ocorre paralelamente à capitalização das grandes empresas nacionais no setor da construção pesada.

Uma das vertentes para a viabilização da capacitação tecnológica das empresas nacionais ocorreu através de negociações de entidades de classe dessas empresas com o governo federal durante a segunda metade da década de 50. Algumas dessas negociações se materializam em relação à construção da usina hidrelétrica de Furnas, onde ficou estabelecido que as empresas estrangeiras somente poderiam participar desse empreendimento se fossem consorciadas com empresas nacionais. Mas, mesmo assim, a maior parte dessa obra ainda foi construída pela firma Wimpey.

Mas, os efeitos suscitados pela intervenção estatal no setor de energia elétrica, em relação a área de construção civil, não se resumiu na capitalização das empresas nacionais do ramo e a respectiva capacitação tecnológica. Outra área atingida foi o setor de engenharia consultiva, constituído pelas empresas de "engeneering", ou simplesmente denominadas projetistas.

As empresas de consultoria (engeneering) são entidades que desempenharam, e ainda hoje cumprem papel de extrema importância no contexto de implantação do setor elétrico. Devido às grandes magnitudes do empreendimento e o consequente elevado número de variáveis envolvidas nas áreas técnicas, econômicas e financeiras torna-se imprescindível a existência de uma entidade coordenadora de tais dados.

Do ponto de vista da acumulação de capital, as atividades desenvolvidas pela projetista "caracterizam-se pelo domínio das informações técnicas, econômicas e financeiras necessárias à concepção e realização ativa do capital. Esta otimização refere-se à tecnologia propriamente utilizada,aos prazos na execução, custos do projeto e componentes da planta industrial. Dá-se também em termos da operação industrial, na qualidade e custo do produto final" (FINEP, 1976, p.6). Torna-se evidente que o "engineering", desenvolvido ou não através de uma empresa independente, cumpre uma tarefa de vital importância no sistema industrial à medida em que articula as unidades de produção, setor de bens de capital, e o setor de "pesquisa e desenvolvimento".

Nos processos de industrialização retardatários, realizados quando o sistema industrial já incorporou níveis bastante complexos de progresso tecnológico, as tarefas implícitas e explícitas do "engineering" cumprem um papel estratégico na "transferência e criação de tecnologia nacional, promovendo ainda a difusão e realimentação das informações técnicas no sistema industrial"(FINEP, 1976, p. 6).

Antes da entrada do Estado no setor energético, os projetos de obras eram desenvolvidos diretamente pelos concessionários ou através das empresas associadas.

Os casos das obras das duas maiores concessionárias privadas ilustram a situação prevalescente na época.

A CPFL recebia seus projetos diretamente da "Ele

tric Bond and Share", revelando uma estreita ligação com a empresa matriz.

Já com relação à Light, o fenômeno é um pouco mais complexo, na medida em que a empresa estava mais enraizada na realidade brasileira, haja visto a sua capacidade de impor os próprios rumos do setor elétrico.

Como vimos, até o final da II Guerra as principais barragens e obras da Light foram projetadas e construídas por equipes da própria empresa. São excessões a 1ª barragem, Edgar de Souza, construída pela empresa Hugh Cooper, em 1901, e a barragem da Ilha dos Pombos, construída pela Brazilian Hydroeletric.

Por volta de 1922, com a chegada do engenheiro A.W.K. Billings ao Brasil, a Light estruturou o Departamento de Novas Construções. Este setor, chefiado pelo próprio Billings, projetada e construía novas instalações e barragens, e foi responsável pela maior parte da execução da principal obra da Light: a parte extérna da usina Henry Borden, situada na Serra do Mar. Este departamento também foi responsável por todas barragens do arco da Serra, o canal Billings e a retificação do canal do rio Pinheiros, obras essas vinculadas à usina Henry Borden.

No imediato pós-guerra, quando a Light se viu compelida a realizar um nível maior de investimentos para suprir a crescente demanda de energia proveniente de São Paulo e Rio de Janeiro, a empresa deparou com a necessidade de cumprir com a legislação trabalhista, que protegia o trabalhador face à inevitável dispensa ao término de

uma obra. Frente a essa situação, a Light optou pelo sistema de contratação de empreiteiros, constituindo a COBAST - Companhia Brasileira Administradora de Serviços Técnicos - para efetuar o serviço de execução dos projetos, e respectiva fiscalização das construtoras. Esta época também coincidiu com o declínio da influência do Engº Billings, que já contava com cerca de 70 anos de idade.

A COBAST absorveu os elementos da cúpula do Departamento de Novas Construções e concentrou-se nas tarefas de projeto e fiscalização de obras. Embora funcionasse dentro das dependências da Light, à COBAST tinha existência jurídica independente e pretendia fazer projetos para outros clientes, intenção esta que não foi realizada. A COBAST também se utilizava das consultoras internacionais para assuntos específicos, tais como Dr. Arthur Casagrande e o Dr. Therzaghi para mecânica de solos, e outros assuntos correlatos.

Nessa época ainda não havia grandes empresas de consultoria na área de engenharia civil, existindo tão somente, para a área de engenharia elétrica, o escritório do Dr. Otávio Marcondes Ferraz.

Como as atividades de grandes investimentos da Light começaram a declinar no final dos anos 40 e o início dos 50, com excessão da usina subterrânea de Cubatão e usina térmica Piratininga, a COBAST teve uma duração bastante efêmera enquanto empresas de projetos e fiscalização.

Observa-se, portanto, que durante o predomínio das duas empresas estrangeiras no setor elétrico brasileiro, não surgiram e desenvolveram firmas

nacionais na área de engenharia consultiva.

Tal como no caso das empresas de construção civil pesada, as grandes obras hidroelétricas efetuadas pelas empresas estatais, a partir da década de 50, também tiveram importância fundamental no desenvolvimento das construtoras de capital nacional.

As atividades precursoras da engenharia nacional no setor de grandes barragens e obras hidroelétricas ocorreram na implantação da Usina Paulo Afonso no rio São Francisco, durante o início da década de 50. Destacou-se, nesse evento, o fechamento e respectivo desvio do rio São Francisco onde, entre outras profissionais, sobressaiu a figura do engenheiro paulista Dr. Otavio Marcondes Ferraz.

Quanto à formação e estruturação das empresas paulistas de consultoria na área de engenharia civil e elétrica, as atividades do Governo do Estado, no setor hidroelétrico, tiveram importância decisiva.

Como procuraremos demonstrar, a evolução das obras estaduais da USELPA, CHERP e CELUSA estiveram intimamente ligadas à organização das consultoras paulistas.

Durante toda a década de 50, o aproveitamento de vários empreendimentos situados no rio Paranapanema, Pardo e Tietê propiciou o surgimento de várias modalidades de atuação de empresas de construção, firmas e mesmo consultores independentes de engenharia de projeto. Podemos detectar três modalidades básicas de articulação projeto / construção.

A primeira modalidade de articulação de "engineering" com a construção esteve vinculado às obras do setor hidroelétrico paulista através do pioneiro aproveitamento energético do Rio Paranapanema através da usina de Salto Grande.

A E.F. Sorocabana, no final da década de 40, já de posse dos primeiros trabalhos realizados pelo seu departamento de Eletrificação em colaboração com a Inspetoria dos Serviços Públicos e a Escola Politécnica, resolveu contratar novos estudos com a Companhia Federal de Comércio, Indústria e Engenharia. Mas, logo a seguir esses trabalhos foram transferidos para a Servix Engenharia Ltda., que elaborou um plano geral de aproveitamento do rio Paranapanema, bem como executou os estudos de viabilidade de técnica de Salto Grande, Jurumirim, Piraju, Xavantes, Ourinhos e Capivara. Durante toda a década 50 e início de 60, a Servix foi responsável tanto pela concepção dos projetos no rio Paranapanema, como também pela parte de construção das obras de engenharia civil e de montagem eletromecânica, desempenhando uma modalidade de ação que podemos denominar de atuação empresarial integrada projeto/obra.

A Servix surgiu por volta de 1928 e já tinha uma certa experiência em obras de túneis, galerias e construções eletromecânicas. Além de associar-se a empresas internacionais de engenharia a Servix se destacou, na formação de seu quadro técnico, pela aquisição de uma equipe formada por engenheiros alemães, austríacos e suíços, que já possuiam experiência no campo hidroelétrico. Dentre esses técnicos destaca-se a pessoa do engenheiro Gerhard Paul Schreiber, que chefiou a elaboração dos planos de aproveitamento do Rio Paranapanema. Pode

ríamos denominar essa 2ª. modalidade como sendo atuação independente de consultores e empresas.

Na usina de Salto Grande, a Servix teve papel destacado na área de engenharia civil, enquanto que a parte de engenharia elétrica vinha dos EUA, particularmente da General Eletric. No entanto, na área elétrica, registra-se um pequeno mas significativo detalhe onde a Servix teve que efetuar a tradução dos desenhos, os quais vinham com indicação em inglês, e mesmo aperfeiçoar o sistema de código de ligações a fim de ser entendido pelos funcionários brasileiros encarregados da execução da obra. Esta experiência capacitou a Servix para exercer plenamente as atividades da área de engenharia civil, elétrica e mecânica, a partir da 2ª. usina do Paranapanema, Jurumirim. Destaca-se, portanto, na parte elétrica, a absorção do "Know-how" desenvolvido pela General Eletric.

No entanto, durante a execução da 3ª. Usina, Xavantes, o BIRD (Banco Mundial), financiador do empreendimento, impôs, como vimos, que fossem realizadas por entidades independentes as fases de realização do projeto e construção da obra.

Contornando essa questão foi criada a firma Engevix (engenharia da Servix), habilitada para executar os projetos de engenharia, a qual foi responsável pelo 4º empreendimento, a Usina de Capivara. Com essa reparação, as atividades de consultoria e construção passam a se aproximar da modalidade definitiva vinculada aos projetos da CESP a partir da década de 60.

A segunda modalidade da articulação projeto / construção ocorreu logo a seguir, em meados da déca

da cinquenta, nos aproveitamos da bacia do Rio Pardo.

A concepção e realização das três usinas do rio Pardo desdobrou-se num ambiente muito mais vinculado à tradição da engenharia civil paulista, ligadas à Escola Politécnica e ao Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) e também ao trabalho de consultores profissionais e pequenos escritórios localizados em São Paulo.

O surto de construção rodoviário em São Paulo, entre as décadas de vinte e quarenta, já havia ensejado um certo desenvolvimento tecnológico no setor de engenharia civil e mecânica, em particular na área de propriedade de materiais. Exemplo desses fatos eram o dinamismo do Departamento de engenharia civil da Escola politécnica e das atividades do IPT à essa época. E, justamente, foi deste setor de ensino e pesquisa tecnológica a origem de importantes quadros técnicos para os projetos localizados no Rio Pardo.

Os projetos foram inicialmente desenvolvidos utilizando-se a própria equipe da seção Obras do Rio Pardo (O.R.P.) do DAEE, onde se destacavam os Engº. José Galázio da Rocha e Engº Gilberto Vergueiro que atuavam sob a chefia do Engº Francisco Lima de Souza Dias.

A concepção do primeiro projeto, usina de Limoeiro, foi inteiramente desenvolvida junto ao IPT, onde sobressaiu a atuação do Engº Milton Vargas, juntamente com sua equipe, na parte de barragens de terra, onde teve também uma atuação específica a empresa projetista Geotécnica. Nas duas seguintes usinas (Euclides da Cunha e Graminha) dimi

nuiu o peso do IPT, embora tivesse papel de preponderância. Atuavam ainda consultores vinculados a problemas específicos, tais como o Engº Henrique Herweg na área de cálculo de concreto; o Engº Ernest Jusain na parte mecânica; e, o Engº Alberto Giarolli, juntamente com a firma Companhia de Eletrificação Industrial (C.E.I.), de sua propriedade, na parte elétrica.

A fase de construção dessas três usinas foi desenvolvida pela empresa Camargo Correa, que somente para a construção da primeira usina, Limoeiro, associou-se à firma Norueguense "Noreno". A capacitação tecnológica e correspondente contratação de obras para a Camargo Correa nessa época, foi um ato deliberado da emergente burocracia paulista ligada ao setor elétrico, no sentido de que a experiência de construção de barragens por parte do Estado fosse imediatamente assimilada por uma grande organização empresarial.

A Camargo Correa fora fundada, em 1938, pelo Sr. Sebastião Ferraz de Camargo Penteado e Sylvio Brand Correa, tendo iniciado seus serviços com terraplanagens rodoviárias. Mas, com a execução da barragem de Limoeiro, e também a pequena barragem da Refinaria de Capuava, no início da década de 50, a empresa inseriu-se em um circuito de grandes obras públicas, capacitando-a para surgir como a maior empresa de construção civil nacional.

Em relação às obras do rio Tietê, que são de maior porte, frente às do rio Pardo, e também foram desenvolvidas pela CHERP, além da atuação de alguns consultores nacionais para assuntos específicos, observou-se a presença de firmas internacionais de projeto em particular as italianas Techint

(usina Barra Bonita) e Edson de Milano (usina Barriri).

Finalmente, a 3ª. modalidade de articulação surge, no início da década 60, com a construção da usina de Jupiá, de grande porte, cujo projeto básico já vinha sendo desenvolvido pela Cia. Edson de Milano, contratada pela CIBPU, entidade responsável pelo início da sua construção. A CELUSA, sucessora da CIBPU nesse projeto, encarregou-se de promover a união dos diferentes consultores que já prestavam serviço em outras obras estaduais em torno de uma empresa de consultoria de engenharia, posteriormente denominada THEMAG. Como vimos, na história da CELUSA, foram convocados cinco dos antigos consultores que já haviam trabalhado para a CHERP e USELPA a fim de se reunirem e formarem uma empresa de "engineering" de alto nível técnico, com capital nacional, e que fosse independente dos interesses empresariais vinculados às obras em curso.

Para a execução das obras civis de Jupiá foi escolhida como já observamos, a empresa Camargo Correa, que além das obras do rio Pardo, também participou da construção da usina de Barra Bonita, no Tietê.

A partir de então CELUSA, e também as demais empresas do Estado, e posteriormente a própria CESP, passaram a operar sob o que denominamos 3ª. modalidade de articulação, ou seja, empresas integradas de consultoria independentes das construtoras.

No rio Paranapanema continuou operando a Engevix, e, no rio Tietê, sucedeu a Edson de Milano, a firma Brasconsult para as usinas de Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava.

Desta maneira as empresas estatais, e mais nitidamente a CESP, passaram a trabalhar com um pequeno elenco de grandes firmas nacionais, havendo uma política de distribuição de obras mais ou menos equitativa frente a capacitação econômica de cada uma delas. Para fins específicos ainda continuou-se a utilizar firmas consultoras internacionais, sub-contratadas pelas consultoras nacionais.

A experiência paulista difere um pouco da experiência mineira na área da CEMIG e FURNAS na medida em que essas últimas não promoveram, no mesmo ritmo que a CELUSA, a maior utilização das consultoras nacionais restringindo-se, na época, a consultorias internacionais tais como a International Engineering (USA) e a Techint(Italiana).

Finalizando, a semelhança do impacto na área de equipamentos eletromecânicos, observa-se que a experiência paulista diferiu um pouco da experiência mineira em relação à constituição de empresas projetistas. Ambas utilizaram, no seu início, de consultoria internacional, mas enquanto as concessionárias estaduais paulistas proferiam empresas italianas (Edson de Milano, Techint), uma das principais projetistas dos primeiros grandes projetos mineiros, tais como Três Marias e Furnas, foi de origem americana (Internacional Engineering). No entanto, verifica-se também a presença da empresa italiana Techint na área mineira. Mas, posteriormente, as atividades de consultoria na área paulista, deliberadamente se desdobraram na constituição de consultorias nacionais,onde em particular se destaca o exemplo da THEMAG, o que já não ocorreu no setor elétrico mineiro, tradicionalmente mais "internacionalista".

/aao.

CAPÍTULO III - A CONSOLIDAÇÃO DA CESP COMO GRANDE EMPRESA ESTATAL

A partir de meados dos anos 60, tem início a concretização maior dos programas do Governo Estadual para o setor de energia elétrica, idealizados desde o início da década anterior. A formação da CESP irá representar a consolidação de todas essas iniciativas, agora centralizadas em uma única empresa.

Procuraremos situar o desenvolvimento da CESP no contexto do setor elétrico, dando prioridade mais aos aspectos histórico-institucionais do que os referentes às questões tecnológicas envolvidas. Ênfase particular será dada à análise de financiamento [1] da sua expansão como um todo, devido às dificuldades de se identificar a destinação dos recursos à obras específicas.

Pretendemos também discutir alguns aspectos do impacto provocado pelos dispendios efetuados pela CESP, tendo presente as limitações inerentes a um estudo de caso, e as enormes dificuldades encontradas na obtenção de dados significativos a respeito da estrutura de compras da empresa.

Apresentamos na página seguinte (Tabela III.1) a evolução do sistema hidrogerador da CESP, através do qual a empresa cumpriu seu papel na divisão de trabalho interno à indústria de energia elétrica.

---

(1) Resolvemos adotar como deflator único das séries financeiras relativas ao desempenho da CESP o índice geral de preços, disponibilidade interna (coluna 2) da FGV, face a inexistência de um índice, previamente elaborado, que fosse mais apropriado para deflacionar as séries específicas de uma concessionária de energia elétrica.

TABELA III.1

EVOLUÇÃO DO SISTEMA HIDRO-GERADOR DA CESP

Usina	Nº de Unidade	Potência Instalada (MW)	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Lucas Nogueira Garcez (Salto Grande)	4	70,38	x	x	x																				
Armando S. Oliveira (Limoeiro)	2	32,20	x								x														
Euclides da Cunha	4	108,80			x					x															
Armando A. Laydner (Jurumirim)	2	97,75					x																		
Barra Bonita	4	140,76						x	x																
Álvaro de Souza Lima (Bariri)	3	143,10								x	x			x											
Caconde (Graminha)	2	80,20									x														
Ibitinga	3	131,49												x											
Jupiá	14	1 411,20												x	x	x	x		x						
Xavantes	4	414,00													x	x									
Jaguari	2	27,60															x	x							
Promissão	3	264,00																		x	x				
Ilha Solteira	20	3 230,00																x	x	x	x	x	x		
Capivara	4	640,00																				x	x		
Paraibuna	2	85,00																					x		
Água Vermelha	6	1 380,00																					x	x	x

FONTE: Eletrobrás/SIESE

3.1. O Desenvolvimento da CESP no contexto do Setor Elétrico

3.1.1. A Formação da Empresa

A organização da CESP ao final de 1966, através da unificação de onze empresas controladas pelo Governo Estadual, cujos portes eram bastante variados, inaugura uma nova fase de intervenção da administração estadual no setor de energia elétrica. As empresas fusionadas foram as seguintes:

Usinas Elétricas de Paranapanema S/A - USELPA
Companhia Hidroelétrica do Rio Pardo - CHERP
Centrais Elétricas de Urubupungá S/A - CELUSA
Bandeirante de Eletricidade S/A - BELSA
Companhia de Melhoramentos de Paraibuna - COMEPA
Companhia Luz e Força Tatuí
Empresa Luz e Força Elétrica de Tietê S/A
Empresa Luz e Força de Mogi Mirim S/A
S/A Central Elétrica de Rio Claro
Empresa de Melhoramentos de Mogi Guaçú S/A
Companhia Luz e Força de Jacutinga S/A

Este fato representou a concretização de uma iniciativa que, como vimos, constava da formulação do Plano de Eletrificação do Estado de São Paulo, gestado na primeira metade da década de 50, que pretendia constituir uma "holding" estadual denominada CELP - Centrais Elétricas Paulistas S/A.

A conjuntura político institucional do País, em meados da década de 60, e a reestruturação havida no setor elétrico nessa mesma época, propiciaram as condições de unificação das diferentes iniciativas da administração paulista nesse setor.

Por outro lado, havia sido de fundamental importância a experiência adquirida com a participação dos dirigentes das concessionárias paulistas e de outras instituições do setor, nos trabalhos de planejamento setorial supervisionados pela CANAMBRA. A conclusão desses estudos, ao mostrar o leque de alternativas para o suprimento de energia na região Centro-Sul, indicava também os vultosos recursos necessários à concretização dessas metas. Esta constatação, por si só, induzia à reorganização administrativa do setor público paulista de energia elétrica, no sentido de dar maior eficiência e racionalidade, inclusive eliminando desperdícios de recursos.

A participação paulista foi bastante significativa a partir da criação do CORESP - Comitê Regional do Comitê Coordenador do Estado de São Paulo - através de Decreto Estadual, em janeiro de 1963. Desse Comitê participaram representantes das autarquias DAEE e CIBPU; das empresas mistas do Estado, CELUSA, CHERP, USELPA, BELSA e COMEPA; do Sindicato das Indústrias de Energia Elétrica do Estado de São Paulo, sendo que o presidente do Comitê representava também o Governo Estadual. Até o encerramento de seus trabalhos, em agosto de 1966, a composição diretiva do CORESP foi a seguinte: (CANAMBRA - Grupo São Paulo, 1966, Anexo 2).

a) presidente - Engº Francisco Lima Souza Dias Filho
b) repr. DAEE - Engº Dagmar M. Andrade (até abril/65)
c) repr. DAEE - Engº Oswaldo Yazbek (abril/65 a ago/66)
d) repr. Cias Mistas - Engº Gilberto P. Pamplona

e) repr. CIBPU - Engº Carlos E. Almeida
f) repr. Sind.I.E.E. - Engº Mário Savelli (Light)

Os estudos efetuados visavam basicamente o levantamento dos recursos hidráulicos dos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, e partes de Mato Grosso e Paraná; a realização de estudos de viabilidade de projetos selecionados como mais promissores e a organização de um grupo hidrométrico e estudos de hidrologia. Os trabalhos do CORESP, combinados com o esquema do COMITÊ e da CANAMBRA, impunham a integração de executivos e técnicos das várias empresas estatais da região centro-sul em um esquema de trabalho que também abriu espaço para um processo de debate e barganha entre as empresas. Exemplo desse fato ocorreu com a destinação da usina de Água Vermelha, antes alocada ao Grupo Belo Horizonte. No decorrer do processo, a atuação dos executivos e técnicos paulistas conseguiu que este empreendimento, disputado por várias entidades, fosse finalmente atribuido ao Grupo São Paulo (CANAMBRA - Grupo São Paulo, 1966, p. 68).

Mas, por outro lado, a política econômica instituída no período 1964/65, baseada em uma análise de corte relativamente ortodoxo, efetuada no PAEG (Programa de Ação Econômica do Governo - 1964/66), recomendava uma política de estabilização de preços e reformulação dos esquemas de financiamento público e privado, que teve um impacto significativo no setor elétrico.

Dentro dessa visão, que identificava no déficit do setor público, em seu conjunto, um dos principais focos inflacionários, a política de estabilização, posta em prática, implementou entre outros a refor

ma do Sistema Tributário e, quase que simultaneamente, efetuou uma revisão da política de preços dos serviços públicos e insumos básicos, melhorando o padrão de financiamento das empresas estatais. No que tange ao setor elétrico, foi possível um significativo reajuste das tarifas através da correção monetária do ativo imobilizado, permitindo a atualização do investimento remunerável das concessionárias (Leis 54.936, 54.937 e 54.938 de 04/11/64).

Ao mesmo tempo que se incentivava o auto-financiamento das empresas públicas através da nova política tarifária, ocorria também o fortalecimento da "holding" Eletrobrás e do Ministério das Minas e Energia (MME), ambos criados no início da década de 60. Uma das linhas políticas para o setor elétrico, emanada a partir da Eletrobrás, recomendava a concentração das concessionárias dentro de um processo de fusões e incorporações, visando a ordenação do setor. Esta indicação estava dentro da idéia de racionalização da máquina administrativa, conforme o PAEG, que desaconselhava o desperdício de recursos em iniciativas paralelas, como era o caso das onze empresas de energia elétrica controladas pela administração paulista.

Mas, num processo de interação mútua, se a Eletrobrás incentivava a unificação das empresas estatais dispersas como uma medida de racionalização, a própria unificação empresarial dos empreendimentos estaduais fortalecia a posição paulista no diálogo e na articulação com entidades e organismos federais, e mesmo com outras empresas estatais do setor. A essa época, havia ainda uma disputa com Furnas, que pretendia fazer a maior parte do fornecimento ao mercado consumidor paulista.

A junção das empresas permitiria uma política unificada do Governo Estadual para o setor de energia elétrica, havendo a possibilidade de uma programação única, antes dificultada pela existência de uma multiplicidade de companhias controladas pela administração Estadual.

Finalmente, existia também a recomendação favorável à unificação feita pelas entidades financeiras internacionais, tais como o Banco Mundial (BIRD) credor de vários empréstimos às concessionárias paulistas. Este banco apontava a existência de concorrência entre companhias da mesma administração pública no acesso às fontes de financiamento e linhas de crédito específicas (CESP EPP, 1971, p.53).

Uma vez estabelecido este quadro estrutural propício à unificação, a viabilização do projeto, face à política estadual paulista, emergiu com a cassação do Governador Ademar de Barros, ao final de maio de 1966, assumindo seu lugar o Vice-Governador Laudo Natel. Produziu-se, em certo aspecto, um "hiato" administrativo que foi imediatamente aproveitado para acionar o processo de fusão das empresas paulistas iniciado através do Decreto Estadual nº 46.495 de 21/06/66. Por meio deste, foi formada uma Comissão presidida pelo diretor do DAEE, com prazo de 30 dias para apresentar seus resultados, a fim de tratar especificamente da unificação.

O próximo passo foi o ato formal de realização das Assembléias Extraordinárias das onze empresas, onde o Estado era acionista majoritário, em 10 de outubro de 1966, quando foi aprovada a fusão, o projeto de estatutos da nova sociedade e a indicação de um grupo de cinco peritos para fazer o lau

do de avaliação do patrimônio de cada empresa. Esta comissão resolveu propor a fusão com base no patrimônio líquido de cada empresa, entendido este como sendo igual à somatória do capital social, reserva legal, lucros acumulados e à fração da correção monetária não utilizada de capital, não considerando as reservas tais como as destinadas à depreciação, indenizações trabalhistas e amortizações que estavam vinculadas aos fins peculiares.

Finalmente, em 5 de dezembro de 1966, foi realizada no Instituto de Engenharia de São Paulo, a Assembléia Geral Extraordinária dos acionistas de todas as onze empresas, cuja ordem do dia previa entre outros assuntos, a aprovação dos autos de avaliação das empresas, a resolução sobre a constituição da CESP e a constituição da 1ª Diretoria da nova Sociedade, juntamente com a eleição dos membros do Conselho Fiscal e do Conselho Consultivo. Havia, também, pareceres favoráveis à realização da Assembléia com este fim, provenientes do Conselho de Defesa de Capitais do Estado - CODEC - presidido pelo Secretário da Fazenda Estadual, Sr. Antonio Delfin Netto, e do Tribunal de Contas do Estado de São Paulo.

A proposta de fusão foi aprovada com um único voto contrário, pronunciado pelo Sr.Armando A. Laydner, veterano dirigente da USELPA, em cuja exposição sobressaíam alguns aspectos característicos das empresas paulistas: ..."Ora, sempre se considerou, em tais circunstâncias, que a pior solução seria a fusão precipitada, de cúpula, das entidades existentes, cuja consequência imediata seria a improvisação de uma aparente unidade de comando, com todos os inconvenientes do "gigantismo" (ao fundir)

empresas com características de funcionamento diferentes, com planos de desenvolvimento técnico e econômico que não se assemelham". Prosseguindo, o Sr. Laydner ressaltava que, além de se pretender a fusão sem a consideração da Assembléia Legislativa, que na época analisava o plano de fusão das redes ferroviárias, o que estava em jogo, em termos práticos, é que "a fusão das empresas paulistas, nos moldes propostos, só poderá salvar as aparências, pois, o problema de energia elétrica da Região Centro-Sul, já vem se caracterizando por uma luta de mercados consumidores" pois "os aproveitamentos hidroelétricos do Rio Grande, entre outros objetivos, também se dirigem no sentido de abastecer os mercados consumidores paulistas, servidos pela LIGHT e pela CPFL" (Ata da AGE de 05/12/66 - DO/SP - 13/10/67).

A mesma Assembléia aprovou os Estatutos da CESP, cujos objetivos sociais, além de incluir a realização de estudos, projetos, construções e operação de todas as instalações necessárias à produção, transmissão e distribuição de energia, previa também que a empresa poderia elaborar e executar planos e programas de desenvolvimento econômico em regiões de interesse da sociedade.

Ficou estabelecido que o capital social da nova empresa teria o valor equivalente em cruzeiros novos (na época da Assembléia estava em vigor o cruzeiro "velho") de Cr$ 1.000.189.092,00 correntes, sendo distribuído aos acionistas, de acordo com o capital de cada um nas companhias fusionadas, e seria composto de valor equivalente a 1.000.189.092 ações nominativas. Este montante se dividia em 879.120.520 ações ordinárias e 121.068.520 ações preferenciais.

Constava do estatuto original da empresa, em seu artigo 6º, parágrafo 1º, que as ações de sociedade somente poderiam ser subscritas por brasileiros ou por pessoas jurídicas constituídas de capital integralmente brasileiro, além das entidades do Estado ou concessionárias de serviços públicos. Mas, este mesmo estatuto também assegurava que o DAEE e a Secretaria da Fazenda deveriam, em seu conjunto, serem detentores da maioria das ações com direito a voto (artigo 11º), e que os demais acionistas, excetuando-se órgãos governamentais paulistas, não poderiam subscrever mais de 5% do Capital Social (artigo 6º, parágrafo 2º).

Quanto ao pagamento de dividendos, ficou decidido que as ações preferenciais teriam dividendos prioritários, mínimo cumulativo de 10% ao ano, mas que estes dividendos estariam assegurados apenas a partir da data em que a Usina de Jupiá entrasse em efetiva produção comercial. Adicionou-se, também, que os dividendos só seriam cumulativos a partir do primeiro exercício em que os lucros líquidos da sociedade permitissem o pagamento de dividendo mínimo de 10% às ações preferenciais.

Para a formação da 1ª Diretoria Provisória, com mandato até 15/02/67, e incumbência de organizar e efetuar os registros legais da empresa, adotou-se como critério de preenchimento dos cargos o aproveitamento de todos os presidentes das principais companhias, bem como um Diretor indicado pela Eletrobrás. O representante indicado pela Eletrobrás foi o mesmo que já cumpria papel equivalente na CELUSA, e adicionou-se como diretor-financeiro a mesma pessoa que ocupava este cargo na USELPA, resultando a seguinte composição:

a) Diretor-Presidente - Dr. Henri C. Aidar
(ex-presidente da USELPA)

b) Vice-Presidente - Dr. João Baptista P.Campos Maia
(ex-presidente da CHERP)

c) Diretor Técnico - Engº Francisco L. Souza Dias Franco
(ex-presidente da CELUSA)

d) Diretor Financeiro - Econ. Moacyr Teixeira

e) Diretor Administrativo - Dr. Antonio Greff Borba
(ex-presidente da COMEPA)

f) Diretor Comercial - Engº Orlando Sala
(ex-presidente da BELSA)

g) Diretor do Suprimento - Brigadeiro Newton Neiva de Figueiredo
(ind. pela Eletrobrás)

Durante a gestão da diretoria provisória, a CESP recebeu a necessária autorização para funcionar como empresa de energia elétrica através do Decreto Federal nº 59.851 de 23/12/66, bem como recebeu todas as concessões anteriormente dadas às empresas fusionadas através do Decreto Federal nº 60.077 de 16/01/67. Em fevereiro de 1967, a Diretoria Provisória apresentava seu relatório advertindo, entre outros assuntos, de que face ao débito acumulado no ano anterior, da ordem de Cr$ 55 milhões (Cr$ novos), e dado que a compatibilização entre as receitas e despesas previstas para o ano corrente também indicavam um déficit da ordem de Cr$ 100 milhões, era conveniente uma redução geral do programa de obras da empresa.

É neste quadro que toma posse a 1ª Diretoria efeti

va da CESP, em meados de fevereiro de 1967, quando já havia assumido o Governo Estadual o Dr. Roberto Costa de Abreu Sodré, havendo sido designado para seu presidente o ex-governador Lucas Nogueira Garcez, em cujo mandato havia tido início a intervenção estadual no setor elétrico.

Abre-se, então, a fase de consolidação da CESP, em cuja presidência estaria o Dr. Garcez por dois mandatos consecutivos: 1967/71 e 1971/74.

3.1.2. A Expansão e seus Limites

A CESP, desde sua formação, ao final de 1966, dá continuidade aos projetos anteriormente desenvolvidos pelas companhias que se fusionaram, empenhando-se notadamente no término das obras de Jupiá (CELUSA), Xavantes (USELPA) e Ibitinga (CHERP).

Mas, além de ser uma empresa em efetiva operação comercial, fornecendo 30% de sua produção à Light, o fato que dava excepcional destaque à CESP, no contexto do setor, era a construção das usinas de maior dimensão no país, no complexo Jupiá - Ilha Solteira. A capacidade final de 1.400 MW, em Jupiá, e 3.200 MW, em Ilha Solteira, contrastava flagrantemente com Furnas (1.200 MW) e Estreito (1.050 MW), em construção no Rio Grande, ambos empreendimentos da empresa federal Furnas. Além dessa liderança na construção das maiores usinas, a CESP também se evidenciava por estar entrando no domínio da transmissão em alta tensão a fim de transportar a energia gerada em Jupiá até o anel de transmissão da Light, próximo à cidade de São Paulo. Esta linha

denominava-se "Linhão I", e cobria cerca de 548 Km de extensão, interligando Jupiá, Baurú e a subestação de Cabreúva, onde a tensão seria rebaixada a fim de compatibilizar com a tensão de transmissão da Light. A tensão prevista na operação do "Linhão I" era de 440 KV, enquanto que as maiores tensões utilizadas até esta época eram de 345 KV, em Furnas, e 230 KV, na Light.

Simultaneamente a esta fase de consideração da estrutura organizacional da CESP e implementação de seus macroprojetos, assiste-se também a uma reformulação dos organismos federais de controle e planejamento do setor elétrico.

A nível interno, a empresa sofria o impacto da fusão entre companhias que efetivamente concorriam entre si, refletindo-se na compartimentalização do corpo técnico da nova concessionária. As acomodações resultantes deste processo logo se fizeram sentir, em maio de 1967, com a criação de mais uma diretoria na empresa, a partir do desmembramento da Diretoria Técnica. Esta última foi desdobrada na Diretoria de Operações, para cujo cargo foi designado o engenheiro Mario Lopes Leão, e na Diretoria de Construções, para onde foi reconduzido o engenheiro Francisco Lima de Souza Dias Filho, que já havia ocupado a Diretoria Técnica durante a gestão provisória.

Quanto à sua expansão, a CESP, conforme declaração explícita nos Relatórios Anuais de 1967 e 1968, seguia a programação estabelecida pelo COMITE a partir dos resultados dos estudos da CANAMBRA, aprovadas através de decreto federal 60.262 de 23/02/67. Esta formalização das diretrizes de expansão da

CESP, a partir das indicações da CANAMBRA, resultou numa alteração definitiva da atuação dos organismos estaduais, notadamente o DAEE. Este órgão, que havia desempenhado um papel relevante na década de 50, quanto ao estabelecimento das metas e a realização de efetivas tarefas de planejamento, foi se esvaziando face a essas mesmas funções, à medida em que crescia a descentralização administrativa com a criação de novas empresas estaduais para o setor elétrico. No entanto, a multiplicidade de empresas, com esquemas de expansão paralelos e às vezes conflitantes, como por exemplo, no acesso ao crédito interno externo, dava uma margem de manobra e um certo papel de árbitro às decisões do DAEE paulista. A partir da criação da CESP, fortalecendo sobremaneira a descentralização empresarial, e da consolidação da Eletrobrás e dos organismos federais de controle e fiscalização, o DAEE é obrigado a uma redefinição de seus objetivos, onde lhe resta a coordenação do uso de água, mediante a formulação de uma "política racional para o aproveitamento múltiplo dos recursos hídricos". (DAEE, 1977) ficando atribuído à CESP o planejamento e execução do programa energético.

Esta mudança, mais de caráter prático do que formal e jurídico, das atribuições do DAEE, ilustra um fenômeno mais amplo de esvaziamento das instâncias regionais estaduais enquanto formuladoras de políticas públicas e núcleos de poder. A partir do reforço espetacular das empresas públicas estaduais (no caso as do setor elétrico), o seu planejamento passa a substituir o planejamento estadual, e os interesses do governo estadual passam por complexo arranjo a nível da cúpula dessas empresas (Franken, 1978, p. 11). Por sua vez, a articulação das decisões a nível das empresas, que não raro são

ferozmente competitivas entre si, em um planejamento integrado, torna-se um desafio de dimensões incalculáveis.

Mas, este fortalecimento da empresa pública dentro do formato organizacional do setor elétrico apenas atenuou um dos problemas básicos inerentes ao surgimento das empresas públicas em um contexto federativo. Válido principalmente para o caso paulista, face ao seu relativo poder de investimento vis a vis outras administrações estaduais, ainda que em um quadro de relativo enfraquecimento frente à União, a constituição da CESP, dentro de uma dinâmica setorial supraestadual, introduz um conflito latente, pois a propriedade da empresa permanece formalmente ao nível de determinado órgão da administração local. Neste caso, temos o DAEE, que detém a propriedade das ações da CESP, cujo representante comparece às Assembléias Gerais da Empresa a fim de referendar a política de inversão e reinversão de dividendos, mas cujo órgão não participa das decisões referentes à utilização desses recursos. As dotações orçamentárias do DAEE incluem as parcelas relativas à capitalização da CESP, mas servem apenas para inflar seu orçamento.

Estas transformações dos aparelhos administrativos a nível estadual faziam parte de uma reformulação mais profunda porque passaria a estrutura do setor elétrico ao final dos anos 60 e início dos 70. A nível do planejamento setorial assiste-se "a transição dolorosa do planejamento quase informal e por vocação inerente do sistema para um esquema mais cristalizado institucional e hierarquicamente" (Franken, 1978, p. 27).

A estrutura funcional básica do setor, centralizada na Eletrobrás e no Ministério das Minas e Energia, os quais gradativamente se afirmavam como órgãos coordenadores, começou a se consolidar com a transformação, em 1965, da antiga Divisão de Águas (criada no início da década de 30) do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) em Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), diretamente subordinado ao Ministro de Estado, com a finalidade de fiscalização das concessionárias e da aplicação do Código de Águas. Em fins de 1968, o DNAE absorve o grosso das tarefas atribuídas ao antigo CNAEE (criado em 1939), passando a denominar-se DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), eliminando definitivamente a antiga superposição de atribuições entre a Divisão de Águas e o CNAEE. Nesse mesmo período, em meados de 1967 (Decreto nº 60.824 de 07/06/67), são criadas as Comissões Regionais de Eletrificação, no âmbito do CNAEE, a fim de elaborar os Planos Regionais de Eletrificação, fiscalizar a aplicação das quotas anuais do IUEE, pelos Estados e Municípios, e fazer o inventário dos recursos disponíveis com vistas a um plano de utilização múltipla dos recursos hídricos de cada bacia hidrográfica. Este objetivo de uso mais abrangente de uso múltiplo não foi atingido, mas as Comissões Regionais foram os embriões dos GCOI's - Grupos dos Coordenadores de Operação Interligado, formalizados pela Lei 5.893 de 5/7/73 - que tiveram papel de relevo na articulação das empresas em um conjunto operacional mais integrado. O grupo da região sudeste já funcionava sob a égide da Eletrobrás, desde 1968, com o nome de CCOI - Comitê Coordenador de Operação Interligada - propiciando a resolução de problemas referentes à interligação física do sistema, do intercâmbio de informações, padronização etc. (CESP R.A., 1968).

A Eletrobrás também se insere nesta reformulação do setor, estruturando-se não mais para estudos isolados, mas em atividades de caráter contínuo ou periódico, uma vez que, ao final da década os estudos de mercado da CANAMBRA e do COMITÊ, pouco a pouco começam a ser superados pela própria dinâmica do setor e pelas alterações da política econômica. Ao final de 1968, a Eletrobrás, constatando que as projeções de mercado da CANAMBRA, para o período 1966/67/68 estavam mais altas do que o consumo efetivamente realizado na região Centro Sul, resolve atualizar esses estudos, tarefa essa sugerida pelo próprio Banco Mundial. Estas atividades resultaram no Plano "Power Market Study an Forecast - South Central Brazil", de junho de 1969, o qual chegaria à conclusão que não foram atingidas as metas de consumo da CANAMBRA por causa da recessão econômica do período 1963/67. Além do mais, o "Power Market" admitia que o atendimento da demanda reprimida não fora tão intenso conforme a previsão da CANAMBRA, e que os estrangulamentos situados na área de distribuição haviam sido um grande obstáculo ao crescimento do consumo no período 1965/68. Por último, acrescentava que, além de um acidente no 1º semestre de 1967, impedindo a operação das Usinas de Nilo Peçanha e Fontes, no Rio de Janeiro, por vários meses, a nova política tarifária havia elevado sobremaneira os preços aos consumidores industriais, comerciais e residenciais, não sendo o suficientemente flexível para incentivar o consumo de eletricidade (Eletrobrás P.M., 1969, p. 34).

Além da atualização da parte relativa à previsão de mercado da CANAMBRA, projeto este que serviu de base à realização de novos Planos durante a década

de 70, a Eletrobrás também identifica, nessa época, a necessidade de se criar um instrumento de planejamento a nível setorial, visando projetar o desempenho financeiro do setor. Nesse sentido foi criado o OPE - Orçamento Plurianual do Setor de Energia Elétrica - que a partir de 1968 vem se preocupando em quantificar a expansão do setor para um horizonte de 5 anos, procedendo a uma revisão anual, onde se inclui um ano a mais na previsão. Sua finalidade é basicamente orçamentária, mas também podem fornecer dados que podem ser úteis à programação da indústria de bens de capital. O OPE, juntamente com a institucionalização do Programa de Obras, que é revisto de seis em seis meses, fortaleceu sobremaneira o papel da Eletrobrás no setor, capacitando para que, além de "holding" federal no setor e organismo financiador, pudesse exercer as atividades de coordenação da política federal de energia elétrica, em princípio ditada pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Os indícios dessa nova fase de estruturação do setor faz-se sentir na CESP, já em meados de 1968, quando é firmado um importante "Protocolo", assinado em 03/07/68, entre a CESP, LIGHT, CPFL, Furnas e Eletrobrás, estabelecendo diretrizes para o suprimento de energia elétrica no Estado de São Paulo até o ano de 1980. Este acordo, que na época foi considerado uma vitória da CESP, pois limitava a penetração de Furnas no Estado, revelou-se parcial, conforme sucessivas análises da própria empresa, ao estabelecer obrigações somente para a CESP. O Protocolo, além de sancionar a divisão do trabalho entre as empresas geradoras (CESP e Furnas) e as distribuidoras (Light e CPFL), fixa o valor de 900 MW como demanda a ser atendida por Furnas, e

deixa para a CESP a responsabilidade do incremento e das oscilações do mercado que não puderem ser supridas pela Light (1400 MW) e por Furnas (900 MW). Complementando esse "Protocolo" a CESP assina com a Light um contrato em 22/05/70, com validade de 20 anos, que além de referendar os dados do documento anterior, adiciona (cláusula 4ª., parágrafo 3º) que estes valores "poderão ser revistos de modo a se ajustarem ao real crescimento da carga do sistema Light-São Paulo". Desta maneira, a CESP tem suas vendas variáveis, dependendo da evolução do mercado e da geração própria da Light, sendo que o mesmo contrato ainda impunha que a CESP deveria manter uma reserva girante, no mínimo igual a 10% da demanda de seu sistema e das outras empresas por ela suprida.

Mas, não obstante a CESP ter maiores encargos que as demais empresas responsáveis pelo abastecimento da região Centro Sul, fato que inclusive pode ter comprometido os índices de rentabilidade comparada com as outras concessionárias, seus planos imediatos de expansão se estabilizam em um contexto de convivência relativamente mais harmônica dentro do setor, em razão da atuação de seus técnicos dentro de organismos específicos, tais como o C.C.O.I., OPE da Eletrobrás, Sistema Tarifário do DNAEE etc. Em termos de estruturar um planejamento internamente institucionalizado houve, durante o ano de 1969, a criação da Diretoria de Engenharia e Planejamento, visando a "coordenação da programação e o planejamento amplo", segundo o Relatório Anual de 1969. A criação formal dessa Diretoria significa que a empresa, embora já estivesse consolidada como grande organização em termos de poder e influência, havia que se estruturar em termos de planejamento

a fim de manter sua posição de barganha frente a crescente intervenção da esfera federal, advinda com o fortalecimento da Eletrobrás. Isto não significa que a CESP tenha conseguido implantar, de maneira estrutural e contínua [1], as atividades de planejamento em seus múltiplos aspectos, pois, conforme apontam numerosos trabalhos, em particular os da FINEP, "estas empresas, mesmo considerando-se como pertencendo ao Estado, se orientam por uma racionalidade empresarial em muito semelhante à que predomina na grande organização de produção de uma maneira geral" (Franken, 1978, p. 76).

Quanto ao financiamento das atividades desta fase inicial da CESP, quando se ultimavam os projetos de Jupiá e Xavantes, ao mesmo tempo em que se acelerava gradativamente Ilha Solteira e era dado início à construção de Promissão (264 MW) no Rio Tietê, foram de fundamental importância os recursos orçamentários do Governo do Estado. Conforme veremos a seguir, de maneira mais detalhada, os recursos do governo estadual representaram 55,5% do total dos recursos da CESP no triênio 1967/69. Nesse período o Governo do Estado e a CESP tentam obter mais recursos da União e da Eletrobrás, travando uma intensa polêmica, alegando que os problemas da queda de arrecadação e do déficit orçamentário poderiam ter sérias repercussões nas finanças estaduais. (Mundo Elétrico, 1979/set., p. 44). O problema de recursos financeiros da CESP agravava-se pelo fato de que os recursos tarifários eram de

(1) Para um histórico das diferentes fases das atividades de planejamento da CESP consultar CESP PP, 1979.

pequena monta face a reduzida energia gerada, sendo que durante 1969 e 1970 não foram nem suficientes para o pagamento das despesas financeiras decorrentes dos juros e amortizações (ver adiante pag.151). Portanto, além do crédito de terceiros, que serviu de complementação de recursos, o que garantiu a continuidade do programa de obras no final dos anos 60 foi a maciça injeção de recursos do governo estadual.

O impacto no Orçamento do Estado advindo dos investimentos feitos com recursos orçamentários pode ser constatado através da Tabela III.2, onde se verifica que, em 1967 e 1968, apenas este item de despesa absorveu, respectivamente, 34,4% e 20,9% das Despesas de Capital do Estado. Ou seja, é evidente que a prioridade dada às obras da CESP significou o postergamento de uma série de gastos em infra-estrutura de responsabilidade do Governo Estadual.

TABELA III.2

PARTICIPAÇÃO DOS RECURSOS ORÇAMENTÁRIOS DESTINADOS À CESP NA DESPESA DE CAPITAL DO ORÇAMENTO DO ESTADO - EM %

ANO	%
1967	34.4
1968	20.9
1969	15.9
1970	13.6
1971	14.3
1972	11.5
1973	10.6
1974	10.7
1975	7.9
1976	2.7
1977	0.0
1978	0.0

Fonte: Kawamura, 1977, p. 13

Ainda em 1967, a CESP concluiu o esquema financeiro para a aquisição do equipamento eletromecânico destinado à Ilha Solteira, cujas particularidades são analisadas no item 3.4., a seguir, sendo que neste mesmo ano o presidente da empresa, Lucas Nogueira Garcez, negocia em Washington empréstimos com o BID e bancos privados, também destinados a Ilha Solteira e respectivo sistema de transmissão.

Mas, passado o período inicial de implantação, quando se desenvolvia o maior projeto de construção de usinas da época, a CESP, além de tentar se adequar à nova estrutura do setor elétrico, procura dar continuidade a seu crescimento mediante a ampliação de sua fronteira de expansão. Além da construção de Promissão, praticamente o penúltimo aproveitamento do rio Tietê, e da Usina de Capivara (640 MW), no rio Paranapanema, cuja ensecadeira fora iniciada em 1969, a provável carteira de novas obras da empresa registrava apenas a presença de Água Vermelha (1.380 MW) e do conjunto das obras do Pontal de Paranapanema, empreendimentos estes já previstos no CANAMBRA, cujo início certamente seria acionado num futuro próximo. O desdobramento da expansão da CESP foi tentado através de várias linhas de ação, que se combinavam dentro dos estudos de mercado feitos no âmbito da Eletrobrás, tendo por meta satisfazer as projeções do seu próprio mercado de energia elétrica.

Por um lado, a CESP nunca deixou de cogitar da construção da Usina de Caraguatatuba (cerca de 600 MW), cujos estudos datavam da década de 40, mas a concessão desse aproveitamento, como vimos, havia sido cancelada em 1966. A oposição à sua construção não vinha mais da Light, mas de fontes da Adminis

tração Pública, tais como o próprio Secretário de Energia do Estado do Rio, Nilo Peçanha de Siqueira, que no início de 1968 afirmava que "essa obra poderia secar o Rio Paraíba" em seu Estado (Mundo Elétrico, 1979/set., p.44). Havia também a preocupação de se construir uma Usina Térmica e/ou Nuclear, no sentido de efetuar a complementação térmica do sistema operativo da CESP. Estes estudos foram feitos dentro do CANAMBRA, e com o baixo preço do óleo combustível àquela época, chegou-se a conclusão que o sistema CESP deveria conter uma usina térmica convencional de 600 MW. Nesta mesma época a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) também efetuava estudos examinando a possibilidade da complementação térmica ser exercida por centrais nucleares (CESP EPP, 1971, p. 113).

Com aqueles parâmetros referentes ao preço do óleo combustível, a teoria da otimização operativa de um sistema elétrico (que fosse predominantemente hidráulico) indicava ser conveniente a utilização de usinas térmicas a fim de permitir um aumento da geração hidráulica nos períodos de grande alta hidraulicidade (cheias), porque garantia o atendimento do mercado nos períodos críticos (secas). Este arranjo permitia, com os parâmetros dos preços da época, uma diminuição do custo de energia. A usina térmica convencional tem um custo operacional mais alto face a hidroelétrica equivalente, mas, em compensação seu custo de investimento é bem superior. Alegava-se também que as centrais térmicas instaladas na região, especialmente a usina de Piratininga (450 MW) da Light foram construídas para suprir uma crise iminente da oferta e não para melhorar a racionalidade de um sistema operativo integrado. Inclusive, na época, a Usina Piratininga

funcionava na complementação exclusiva do sistema da Light (CESP EPP, 1971, p. 112).

As alternativas de novos projetos da CESP foram consolidadas e analisadas no "Plano Básico 70", estudo desenvolvido pela recém criada Diretoria de Engenharia e Planejamento, tendo sido apresentado no início de 1971. Este Plano embora não tenha sido aprovado pela Eletrobrás, foi uma importante tentativa da CESP, no sentido da definição dos rumos de sua expansão por toda a década de 70. A partir de diferentes combinações a respeito da evolução do mercado da concessionária e da sequência de seu programa de obras, foram desenvolvidas 19 alternativas para a configuração do sistema energético da empresa ao longo da década. Mas, no final desses estudos a CESP começa a perceber claramente as novas diretrizes de expansão do setor, quando o governo federal não aprova duas grandes obras que a empresa pretendia concretizar a curto prazo, logo nos primeiros anos do período. O famoso "Projeto de Caraguatatuba" não teve reestabelecida sua concessão, e a Usina Térmica também não foi autorizada, embora houvessem ressalvas no sentido de uma posterior liberação. Acreditando nessa liberação, a CESP ainda estuda a implantação dessa Usina Térmica, prevista a partir de meados da década de 70, ampliando a sua potência projetada, de 600 MW para 900 MW (três unidades de 300 MW), afim de compensar a perda atribuída a Caraguatatuba.

Quanto à usina nuclear, a proposta de sua execução estava colocada no âmbito de uma discussão maior, a respeito da tecnologia de energia nuclear dentro de todos os Planos Governamentais desde o Plano de Metas. Esta discussão estava bastante ampla em

1967/68, quando, inclusive, ao final de 1968, o Instituto de Pesquisas Radioativas da UFMG conclui trabalho sobre a possibilidade de aplicação do tório no programa de desenvolvimento nuclear do Brasil. A CESP não dispunha de qualificação técnica específica à área de energia nuclear para ter uma interferência mais ativa no debate, mas, à medida em que o maior mercado de energia elétrica situava-se em São Paulo, e a CESP responsabilizava-se pelos grandes incrementos da capacidade geradora, era natural o seu interesse pela usina nuclear. Ainda em 1968, a Eletrobrás e a CNEN assinam acordo visando a construção da primeira usina nuclear brasileira que deveria ter uma potência de 500 MW e se localizaria na região Centro Sul (Mundo Elétrico, 1979/set. p.44). Mas, logo no ano seguinte, a CNEN anuncia que a primeira Central Nuclear seria construída por Furnas no local de Angra dos Reis, no Rio de Janeiro, perto da divisa entre São Paulo e Rio. A CESP ficaria então na expectativa das usinas nucleares que deveriam se seguir a essa primeira central, efetuando diversos estudos a fim de apontar o local mais conveniente para a instalação de um "parque nuclear" em São Paulo (Eletricidade Moderna, 1978, p.12).

A posterior assinatura, em meados de 1975, do "Acordo Nuclear Brasil-Alemanha", além de estabelecer definitivamente a federalização do Programa Nuclear Brasileiro, provocou inúmeros questionamentos a respeito de sua oportunidade e objetivos, conforme mostraram inúmeros debates, tanto a nível técnico como a nível da própria opinião pública. (Rosa, 1979).

Por outro lado, antevendo desde o início dos anos 70, que ao final da década estariam praticamente

esgotados os grandes recursos hídricos situados no âmbito do Estado de São Paulo, a CESP também procura ter alguma forma de participação na exploração dos empreendimentos que estivessem ligados ao suprimento de carga localizada no Estado, principalmente na capital e adjacências.

A pretensão mais explícita e também mais viável dentro dos contornos políticos articulados no setor elétrico resumia-se na tentativa de tomar parte dos aproveitamentos situados à juzante de Jupiá, no rio Paraná. Tal tentativa de extrapolar os limites geográficos do Estado de São Paulo assentava-se nos estudos desenvolvidos desde meados da década de 50, pela antiga CIBPU. Como vimos, a CIBPU conseguiu, através do decreto nº 42.957 de 31/12/57, autorização para o estudo do aproveitamento da energia hidráulica existente no Salto de Sete Quedas, superando disputa com a Light, que, formalmente, desde 1955 também pretendia realizar tais estudos. Dessa maneira, a CIBPU tornou-se entidade soberana no desenvolvimento de estudos, levantamentos topográficos, geológicos ao longo do rio Paraná, onde se localizavam riquíssimas possibilidades de grandes aproveitamentos.

Mas, essa diversidade de possibilidades propiciava a emergência de uma grande constelação de opções para o estabelecimento de uma sequência de projetos, onde a fixação de uma opção eliminava as demais. Essas possibilidades técnicas faziam surgir e desaparecer uma série de grandes projetos, tais como Porto Primavera, Porto Castilho, Paranaiara, Ilha Grande, Sete Quedas, etc. A CESP se fixou na pretensão de construir a Usina de Ilha Grande, recomendada pelo CANAMBRA como um aproveitamento ex

cepcionalmente eficiente, apresentando o menor custo unitário relativamente às usinas colocadas ao grupo São Paulo dentro da CANAMBRA. Este empreendimento ainda tinha a vantagem de ser o último aproveitamento do rio Paraná livre de problema na área de "relações internacionais", em especial com o Paraguai.

Não conseguindo a concessão para construir Ilha Grande, a CESP tenta ter alguma forma de participação no esquema a ser montado para a exploração do gigantesco aproveitamento de Sete Quedas. A definição da estrutura organizacional e a opção definitiva da localização desse projeto situavam-se em circuitos da esfera federal no âmbito do Ministério de Minas e Energia e Relações Exteriores. Desde o início de 1970 já havia sido celebrado um convênio de cooperação técnico-financeiro entre a Comissão Mista Técnica Brasileiro-Paraguaia, a Eletrobrás e a Administracion Nacional de Eletricidad - ANDE, daquele país, mediante o qual seriam proporcionados os meios adequados àqueles estudos. Ao final desse mesmo ano foram contratadas empresas de consultoria internacionais para a elaboração dos diversos esquemas de aproveitamento daquele potencial (Eletrobrás R.A., 1970). Quanto à participação da CESP, à esta altura dos acontecimentos, somente seria possível caso fosse formado um consórcio de concessionárias para explorar o aproveitamento, hipótese pouco provável, mais viável tecnicamente.

No entanto, na linha de expansão na área de energia hidroelétrica convencional, a CESP, nessa época, somente consegue pôr em marcha os projetos anteriormente definidos, tais como Capivara (640 MW) no rio Paranapanema, cuja construção efetiva das

obras civis teria início em 1971, e o grande projeto de Água Vermelha (1380 MW) iniciado efetivamente em 1973.

À medida em que se aproximava a época de conclusão do esquema a ser estabelecido na exploração e distribuição da energia advinda do potencial de Sete Quedas (resolução efetivamente tomada em 1973), a reformulação do setor, iniciada em 1965, tendia a se fixar em uma estrutura estável, com ponderável poder de decisão dos organismos federais, em particular da Eletrobrás.

Do ponto de vista financeiro, a abertura para o mercado financeiro internacional, analisado mais em detalhe a seguir, e a mudança dos mecanismos de remuneração e taxação interna do setor elétrico, ocorria em 1971, foram condições decisivas para que, finalmente, o setor elétrico definisse sua estrutura organizacional, não sem atritos, em particular advindos de interesses regionais paulistas. Através da lei 5.655, de 20/05/71, o poder de acumulação da Eletrobrás e suas subsidiárias viu-se subitamente reforçado com a instituição da Quota de Reversão, devida por cada concessionária, em função do valor fixado em 3% do respectivo investimento remunerável. Compensado o esvaziamento financeiro das concessionárias, que antes dispunham desse recurso a título da quota de amortização, a mesma lei propiciava algumas vantagens para as empresas, nomeadamente a elevação da taxa de remuneração do investimento remunerável passando de 10% fixos para uma faixa variável de 10% a 12%, a critério do DNAEE. A mesma lei também fez outra compensação às empresas, fixando a alíquota devida do Imposto de Renda no valor de 6% sobre o lucro tributável. As empresas do setor reagiram indiretamente

à medida, alegando que antes dispunham de um fundo de inversões a "custo zero" que agora passou a ter um custo financeiro ponderável. O financiamento do setor, em seu conjunto, foi ainda mais reforçado porque a mesma lei elevava a alíquota do IUEE, e no ano seguinte a lei complementar nº 13, de 11/10/72, autorizou a reinstituição do Empréstimo Compulsório a favor da Eletrobrás. A Eletrobrás alegava também que, com a nova sistemática do Fundo de Reversão, alimentada pela Quota de Reversão, os recursos poderiam ser melhor colocados em uma programação ordenada de obras e não apenas em projetos de responsabilidade de uma única empresa.

Com este novo esquema de apoio financeiro à acumulação, a Eletrobrás centraliza e amplia a sua área de influência, dinamizando suas empresas subsidiárias, em particular as subsidiárias denominadas regionais. A "holding" Eletrobrás que, em 1967, possuia 15 empresas subsidiárias passa para 9 em 1973, sendo 4 de âmbito regional, a saber: CHESF (região Nordeste), Furnas (Sudeste), Eletronorte (Norte) e Eletrosul (Sul).

Finalmente, no ano de 1973 são tomadas as decisões básicas quanto ao aproveitamento de Sete Quedas, fixado definitivamente em Itaipú. Estas decisões implicaram na reformulação do esquema de atendimento energético da região Sudeste, levando ao adiamento da construção de algumas usinas, e mesmo ao abandono de alguns projetos.

Em 26 de abril de 1973 foi assinado o tratado entre Brasil e Paraguai criando a entidade binacional denominada Itaipu para executar e operar a usina hidroelétrica, cuja capacidade era estimada na época em cerca de 10.000 MW. A Eletrobrás partici

paria com metade do capital da Itaipu-Binacional, cabendo a outra metade à ANDE, do Paraguai. Dois meses após, a 5 de julho, foi promulgada a lei nº 5.899, que dispunha sobre a aquisição da energia gerada por Itaipu. Mas, este diploma legal, além de indicar a partilha da energia de Itaipu, estabelece explicitamente a diretriz e o papel futuro da Eletrobrás, suas subsidiárias regionais e das concessionárias estaduais. O artigo 1º da citada lei coloca claramente que "compete à Eletrobrás, como órgão de coordenação técnica, financeira, e administrativa do setor de energia elétrica, promover a construção e respectiva operação, através de subsidiárias do âmbito regional, de centrais elétricas de interesse supra-estadual e de sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensões, que visem a integração interestadual dos sistemas elétricos, bem como dos sistemas de transmissão destinados ao transporte de energia elétrica, produzida em aproveitamentos energéticos binacionais". A seguir são definidas como subsidiárias regionais da Eletrobrás as empresas Eletrosul, Furnas, CHESF e Eletronorte abrangendo em sua área de atuação todos os Estados e territórios brasileiros. Em particular, Furnas abarcaria o Distrito Federal, São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo e parte de Goiás e Mato Grosso.

Tais diretrizes constituem um marco decisivo na história do setor elétrico, e, em particular, na evolução da própria CESP. Ademais, a lei acima também estabelecia que a totalidade da energia gerada por Itaipu seria adquirida por Furnas e Eletrosul, que se encarregariam, além de construir e operar os respectivos sistemas de transmissão em extra alta-tensão para o transporte dessa energia, de for

necê-la às respectivas concessionárias do âmbito estadual ou semelhante. Seria dada prioridade, na articulação operativa dos sistemas a partir da entrada de operação de Itaipu, à utilização da potência e energia aí produzidas.

Para não restar nenhuma dúvida a respeito da nova orientação das diretrizes de expansão do setor elétrico explicitava-se, através do artigo 14, que a partir da entrada em vigor daquela lei, qualquer concessão ou autorização para novas instalações geradoras ou de transmissão em alta ou extra alta tensão, no Sul e Sudeste do país, deveria ser levada em conta a utilização prioritária da potência e da energia gerada por Itaipu e adquiridas por Furnas e Eletrosul.

Complementando esta nova diretriz indicou-se que a distribuição de energia, em cada Estado da federação, deveria ficar a cargo das concessionárias controladas pelos respectivos governos estaduais, que deveriam absorver progressivamente os serviços de distribuição existentes nas respectivas áreas. Pretendia-se compensar a perda de geração das empresas estaduais com a provável entrega da distribuição direta da energia elétrica às concessionárias.

A questão mais delicada estava evidentemente localizada em São Paulo e Rio de Janeiro devido à secular presença da Light naquelas regiões. Mas, pelo espírito da lei a sorte da Light estaria sendo selada pelas novas diretrizes. Mais uma vez restaria saber "como e quando".

Em São Paulo, a nova orientação fez-se logo sentir pois neste mesmo ano decidiu-se que a CESP encamparia a CPFL, porém sem a usina de Peixoto (Masca

renhas e Moraes) que ficaria com Furnas. Além da CPFL, a CESP, desde sua formação, absorveu os serviços de várias pequenas empresas, prefeituras municipais e de duas outras concessionárias, também de pequeno porte: Companhia Hidroelétrica do Paranapanema e Companhia Prada de Eletricidade.

A proposta de centralizar a geração hidroelétrica, ao menos as grandes e médias centrais, à nível federal no âmbito das subsidiárias regionais da Eletrobrás era uma decisão que implicava a transferência das centrais já construídas, ou em vias de construção, das mãos das empresas estaduais para as federais. Pois, na década de 70, a divisão de trabalho entre empresas geradoras e distribuidoras estava plenamente assentada, e o grosso da geração estava já em mãos das empresas estatais federais e estaduais.

Esta orientação começou a efetivar-se no estado do Paraná quando, logo após a conclusão da Usina de Salto Osório (1050 MW), administrada pela COPEL, esta foi transferida para a Eletrosul. Em São Paulo, a resistência a esta orientação transpareceu na época em que a lei 5899 estava sendo discutida pelo Congresso Nacional, sendo que além da discussão no meio técnico, certos órgãos de imprensa veicularam as posições de interesses regionais paulistas contrários a esta mudança. O editorial do Jornal da Tarde de 28/06/73 assinala que o "projeto reduz a CESP à condição de mera distribuidora de eletricidade e... a CESP é uma grande empresa porque São Paulo esteve a altura de construí-la". O mesmo raciocínio concluia, em outra oportunidade, que "o setor público paulista investiu enormes somas de recursos na constituição de um poderoso gerador de energia elétrica, até mesmo com sacrifícios. A pers

pectiva de perder o resultado desse esforço, no momento em que pode começar o retorno, é francamente desestimulante" (Jornal da Tarde, Editorial, 25/06/73).

Mas, a partir dessa época, embora a CESP não tenha perdido nenhuma das usinas que havia construído, a sua expansão na linha de energia hidroelétrica convencional fica irremediavelmente comprometida. A preocupação a nível federal é com a reserva de mercado da energia de Itaipu, e ainda em 1973 o Ministro Dias Leite, do M M E, afirmava que "ninguém vai construir Ilha Grande ou Porto Primavera antes do Itaipu" (Mundo Elétrico, 1979/set. p. 66).

Em 1974 tem início o funcionamento de Ilha Solteira que, como veremos a seguir, aumenta sobremaneira a geração interna de recursos da CESP. No ano seguinte, em 1975, já sob a 3ª Diretoria, a CESP absorve formalmente a CPFL, quando as ações desta empresa são transferidas da Eletrobrás para a CESP.

Face a inexistência de novos projetos e o incremento de recursos gerados pela própria empresa, além da maior injeção de recursos advindos do mercado financeiro internacional, o Governo de São Paulo diminui seus novos investimentos na CESP, até 1976, quando então só permanecessem enquanto reinversão de dividendos (ver tabela III.2).

O papel da CESP durante o seu período de auge pode ser auferido pelo montante dos seus investimentos em proporção aos investimentos do conjunto do setor elétrico. Com a ajuda da Tabela III.3. observamos que a CESP, entre 1968 e 1972, respondeu com cerca de 33% de todos os investimentos do setor. Este fato explica porque ao final da década dos anos 70 a CESP iria responder por cerca de 30% da ener

INVESTIMENTOS REALIZADOS : CESP E SETOR

ANO	VALOR ABSOLUTO (Cr$ milhões cte.) Base 1965/67 =100 CESP	Crescimento Tx.Anual %	SETOR	Crescimento Tx.Anual %	COMPOSIÇÃO (%) SETOR CESP	FURNAS	LIGHT	CEMIG	CHESF	ITAIPU	OUTROS	TOTAL
1967	255.817	-	1.002.773	-	25.5	11.5	10.8	6.4	5.1	-	40.7	100,0
1968	454.486	77.7	1.280.414	27.7	35.5	10.5	9.8	4.9	3.6	-	35.7	100,0
1969	423.848	(6.7)	1.294.237	1.1	32.7	9.4	11.2	7.2	4.4	-	35.1	100,0
1970	556.219	31.2	1.619.659	25.1	34.3	12.9	9.6	9.0	5.8	-	28.4	100,0
1971	585.332	5.2	1.776.342	9.7	32.9	17.2	8.7	6.2	6.1	-	28.9	100,0
1972	681.669	16.5	2.084.698	17.4	32.7	14.3	7.9	6.8	7.0	-	31.3	100,0
1973	683.208	0.2	2.371.898	13.8	28.8	13.0	8.4	9.6	10.4	-	29.8	100,0
1974	683.287	0.0	2.702.812	14.0	25.3	11.2	12.9	8.0	11.8	-	30.8	100,0
1975	774.107	13.3	3.419.552	26.1	22.6	13.4	9.0	9.9	12.5	-	32.6	100,0
1976	600.232	(22.5)	3.813.624	11.5	15.7	16.0	8.6	9.4	13.4	10.2	26.7	100,0
1977	541.614	(9.8)	4.168.812	9.3	13.0	14.2	7.6	9.8	13.4	13.6	28,4	100,0
1978	516.919	(4.6)	4.098.833	(1.7)	12.6	14.2	8.9	7.7	13.9	18.8	23.9	100,0

FONTE: Eletrobrás - DEPF, 1979

Obs: Neste conceito de Investimento não está incluído juros sobre obras em andamento (OSA)

gia gerada no País, proporção esta que deverá declinar na década de 80, em função da retração dos seus investimentos ao final da década de 70. Pela mesma Tabela podemos observar que as empresas de âmbito federal, Furnas, CHESF, Itaipu, responderam por 46,9% dos investimentos em 1978, atestando os resultados das novas diretrizes no setor.

A partir de meados da década de 70, a CESP ainda tentou construir usinas hidroelétricas fora do Estado, mas a orientação continuava fixa, sendo que, em 1975, o novo ministro do M M E Sr. Mario Bhering afirmava que "a CESP não construirá usina fora de São Paulo, por não ser permitido a empresa de um Estado construir hidroelétricas em regiões jurisdicionadas a outras companhias estaduais" (Mundo Elétrico, 1979/set., p. 72). Nessa mesma época não havia ainda sido decidido se a construção de Porto Primavera e Ilha Grande caberia à Furnas ou à CESP.

Mas, uma vez que, em 1976, a CESP recebeu autorização para os estudos das obras de Pontal do Paranapanema (Porto Primavera, Rosana e Taquaruçu), a empresa tenta antecipar a sua construção, surgindo uma verdadeira batalha técnica, muito comum nas disputas do setor, envolvendo inclusive órgãos da Eletrobrás, no sentido de que, se estas obras não se concretizassem a tempo, haveria um déficit de energia na região sudeste entre 1981 e 1983. Neste último ano previa-se a entrada de Itaipu, cujo eventual atraso tornaria a situação mais alarmante.

É neste quadro de impossibilidade de aumentar a geração na base de grandes centrais elétricas, ao mesmo tempo que a CESP aumenta a sua capacidade financeira em função do crescimento da energia vendida, que surge a estratégia de diversificação de

suas atividades, concretizada formalmente em 1977, quando a CESP torna-se Companhia Energética, conforme veremos no capítulo seguinte.

Finalmente, logo após o verão de 1978, quando houve uma grave seca no Sul do país, afetando seriamente a geração elétrica dessa região (que na época foi socorrida pela própria CESP), a empresa recebe a autorização para dar início às obras do Pontal do Paranapanema, liberando, ainda que temporariamente, o seu potencial de expansão na área hidroelétrica.

3.1.3. O Papel da Concessionária na Oferta de Energia Elétrica

Analisaremos a seguir, em largos traços, o papel exercido pela CESP na sustentação do setor elétrico localizado no Estado de São Paulo. A restrição da análise aos limites geográficos do Estado prende-se exclusivamente à questão da fixação dos limites legais de atuação da CESP, pois na realidade o sistema elétrico paulista está interligado a outros sistemas estaduais. Uma análise mais cuidadosa deveria ater-se ao papel das concessionárias e respectivos mercados, de acordo com o sistema interligado, no caso região Sudeste, conforme a classificação da Eletrobrás.

Vimos que a intervenção da administração pública paulista teve como propósito inicial a produção e transmissão de energia elétrica para ser fornecida a outras concessionárias, que efetuariam a distribuição e revenda de energia elétrica. No entanto, paulatinamente, a partir dos anos 60, foi necessá

ria a intervenção direta do setor público no mercado de distribuição, assumindo o controle de pequenas empresas que estavam à beira do colapso. Tais empresas, em geral de pequeno porte, localizavam-se em regiões de pouca atividade industrial, com reduzido e disperso consumo de energia elétrica.

Quanto à evolução geral do mercado da CESP, podemos traçar uma linha divisória a partir da entrada em operação da Usina de Jupiá, em 1969/70, que se constitui em marco fundamental na história da CESP. Até então, o papel da CESP se restringia à sustentação da demanda de energia elétrica em áreas situadas no interior do Estado, tais como a região da Sorocabana e outras mais centrais. Já havia, desde 1962, uma "histórica" interligação entre a CESP e a Light-São Paulo, através de uma linha interligando Jurumirim à subestação Edgar de Souza, da Light, situada nas proximidades da capital. No entanto, esta linha, operando desde 1962 sob a tensão de 230 kv, tinha uma capacidade extremamente limitada face aos requisitos de energia elétrica de mercado da área da Light.

O sistema de médias usinas herdadas na Uselpa, no rio Paranapanema, e da CHERP, nos rios Tietê e Pardo, propiciava tão somente o atendimento às pequenas concessionárias e a resolução, bastante parcial, dos problemas das áreas mais desenvolvidas supridas pela Light. Este quadro somente iria se alterar quando fosse iniciada a operação do complexo Jupiá-Ilha Solteira, através do qual um grande bloco energético estaria diretamente conectado à rede elétrica que abastecia as áreas de maior consumo, principalmente consumo industrial. O suprimento à área da Light já vinha sendo "socorrido" desde 1963

através da interligação com a Usina de Furnas. Portanto, a ligação direta Jupiá-São Paulo (capital) através de uma linha de grande capacidade, concretizava, na esfera estadual, o papel do Estado no setor elétrico, realizando, em grande escala, as fases de geração e transmissão, e reservando ao capital privado as atividades de revenda e distribuição direta aos consumidores.

A composição da geração elétrica necessária ao atendimento dos requerimentos energéticos do Estado de São Paulo pode ser observado através da Tabela III.4. No início da formação da CESP, a Light-SP e a geração proveniente de Minas Gerais (1) (basicamente Furnas) respondiam por cerca de 77% do mercado energético paulista, sendo que a CESP ainda tinha um papel bastante reduzido, contribuindo, aproximadamente com 16% dos requerimentos de energia. A evolução posterior nada mais é que a própria evolução do sistema gerador da CESP, no âmbito dos diversos convênios e arranjos estabelecidos entre as concessionárias. A participação da geração da Light revela-se acentuadamente declinante, atingindo cerca de 9% da geração requerida no biênio 1977/78, refletindo, pois, a estagnação de sua geração desde o início da década de 60.

Em contraste com a participação na capacidade geradora, a repartição do mercado de cada concessionária revela a divisão de trabalho entre empresas distribuidoras - Light, CPFL e independentes- e em

(1) A parcela da geração da Usina Peixoto (Mascarenhas de Moraes), anteriormente pertencente à CPFL, que se destina ao mercado paulista está incluída na geração proveniente de Minas Gerais.

TABELA III.4

COMPOSIÇÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTADO DE SÃO PAULO - 1970/78

EM %

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
1- ENERGIA GERADA	65.5	68.8	64.9	67.9	71.5	75.6	77.2	77.3	78.0
CESP	30.7	39.5	41.3	43.5	52.0	61.1	63.0	65.6	67.0
LIGHT	29.7	25.2	19.4	21.0	16.8	12.1	11.6	9.4	9.1
CPFL	3.7	2.9	2.9	2.2	1.8	1.6	1.8	1.5	1.2
OUTRAS	1.4	1.2	1.3	1.2	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7
2- ENERGIA DE OUTROS ESTADOS	34.2	31.0	34.9	32.0	28.4	24.3	22.6	22.5	21.9
MINAS GERAIS	33.8	29.9	33.8	30.9	27.5	23.7	21.9	21.8	21.5
OUTROS	0.4	1.1	1.1	1.1	0.9	0.6	0.7	0.7	0.4
3- AUTO PRODUTORES	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1
4- ENERGIA REQUERIDA (1+2+3)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
5- CONSUMO PAULISTA	97.7	93.5	98.2	98.7	97.3	94.7	93.7	96.6	91.9
6- CONSUMO - OUTROS ESTADOS	2.3	6.5	1.8	1.3	2.7	5.3	6.3	3.4	8.1

FONTE: CESP B.E., vários anos

presas geradoras de energia elétrica, basicamente a CESP. A Tabela III.5 permite observar algumas alterações intra e inter mercado de energia elétrica localizado no Estado de São Paulo.

Em primeiro lugar observa-se o dinamismo do consumo nacional de energia elétrica por toda a década de 70, atingindo a taxa de crescimento anual de 12,6% no período de 1970/77. O fato mais significativo da evolução do consumo nacional é que, não obstante a diminuição do crescimento econômico após 1973 o consumo de energia elétrica continua se elevando nas mesmas taxas que na época de auge. O crescimento do consumo no período de auge, em 1970/73 foi da ordem de 12,9%, e, no período de desaceleração, em 1974/77, o mercado de energia elétrica mantém-se em uma evolução anual de 12,3% ao ano. Este crescimento mais que proporcional do consumo de energia elétrica em relação ao PIB após 1974 fez elevar a elasticidade de consumo de energia elétrica/PIB, que no período recente acreditava-se constante, devido à pequena margem de substituição de eletricidade por outras formas de energia, conforme o padrão de industrialização brasileira nas décadas de 50 e 60. No período 1962/73, a elasticidade acima apontada situou-se no valor de 1.2, tendo se elevado a seguir, chegando a 2.6 em 1977 (COPPE, 1978, p. 97).

Na análise dessa situação é importante observar, através da própria Tabela III.5, que há uma alteração na estrutura de consumo de energia elétrica a nível nacional, na medida em que a participação do consumo industrial se eleva de 51,2% do consumo total, em 1970, para cerca de 57%, em 1977. Este último fato tem por consequência aumentar a sensibilidade da variação da elasticidade, acima co

TABELA - III.5

CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA : ÁREAS SELECIONADAS - PERÍODO 1970/77 - (VALOR ABSOLUTO : GWh)

Ano	BRASIL			S.P. (EST.)			PARTICIPAÇÃO PAULISTA		COMPOSIÇÃO - CONSUMO TOTAL - SP									
	Consumo Total (1)	Consumo Industr. (2)	(2)/(3) %	Consumo Total (3)	Consumo Industr. (4)	(4)/(3) %	(3)/(1) %	(4)/(2) %	LIGHT V.ABS.	LIGHT %	CESP V.ABS.	CESP %	CPFL V.ABS.	CPFL %	INDEP. V.ABS.	INDEP. %	TOTAL V.ABS.	TOTAL %
1970	38.310	19.613	51.2	16.259	8.614	53.0	42.4	43.9	12.526	77.0	1.002	6.2	2.177	13.4	559	3.4	16.259	100,0
1971	43.036	22.302	51.8	18.494	10.030	54.2	43.0	45.0	14.275	77.2	1.188	6.4	2.413	13.0	618	3.4	18.494	100,0
1972	47.877	25.056	52.3	20.588	11.335	55.1	43.0	45.2	15.918	77.3	1.326	6.4	2.684	13.1	660	3.2	20.588	100,0
1973	55.102	29.714	53.9	23.332	13.143	56.3	42.3	44.2	17.890	76.7	1.616	6.9	3.088	13.2	738	3.2	23.332	100,0
1974	61.938	33.678	54.3	25.888	14.673	56.7	41.7	43.5	19.758	76.3	1.891	7.3	3.570	13.8	668	2.6	25.888	100,0
1975	68.925	37.790	54.8	27.719	15.460	55.8	40.2	40.9	20.926	75.2	2.120	7.6	3.926	14.2	746	2.7	27.719	100,0
1976	77.481	43.621	56.2	30.905	17.465	56.5	39.8	40.0	23.081	74.7	2.435	7.9	4.575	14.8	813	2.6	30.905	100,0
1977	87.844	50.189	57.1	33.778	19.184	56.8	38.5	38.2	25.027	74.1	2.734	8.1	5.098	15.1	916	2.7	33.778	100,0

FONTE : CESP B.E. , vários anos
Eletrobrás R.A., vários anos

mentada, em relação as alterações do consumo industrial de energia elétrica.

De maneira coerente, com a observação acima, explicou-se o aumento da elasticidade, a partir de meados da década de 70, em função da implantação de setores altamente consumidores de energia elétrica, tais como aço, alumínio e fertilizantes, significando uma certa substituição de importação no setor de bens de produção, como por exemplo a II fase do Plano Siderúrgico e o Pólo Petroquímico. Haveria também contribuído para essa questão a conjugação entre o declínio relativo das tarifas de energia elétrica, face a compressão tarifária (ver próximo item), e o substancial aumento do óleo combustível, levando os auto-produtores a desativarem parte de sua geração, aproveitando uma relativa vantagem face ao preço da energia elétrica (COPPE, 1978, p. 98).

Portanto, a partir de meados da década de 70, tem início, ainda que de maneira bastante tênue, um ajuste entre fase inicial de desaceleração da economia brasileira, e as imposições decorrentes da "crise energética".

Mas, para efeito da análise em questão verifica-se que, durante a sustentação do conusmo de energia elétrica durante a última década, houve uma pequena mudança na estrutura espacial do consumo de energia elétrica, conforme observamos através da mesma Tabela III.5. A participação paulista no consumo nacional de energia elétrica, que, em 1970 atingia 42.4% do total, diminui para 38.5% em 1977. Este mesmo declínio ocorre com o consumo industrial paulista. O declínio relativo não se refere apenas à

região paulista, mas do consumo total de toda a região Sudeste, a qual concentra a maior parte da renda interna do País. Observa-se também que a participação do consumo da região Sudeste no total do País baixa de 78.1% do total, em 1970, para 72.9% em 1976 (Eletrobrás R.A., 1978). Nesse sentido, somos levados a considerar que o declínio relativo do consumo paulista de energia elétrica está associado com a recente implantação fora de São Paulo dos setores de bens de produção, altamente consumidores de energia elétrica. Esta hipótese é reforçada pela verificação de que a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica na área da Light, após ter alcançado a marca de 12.1% ao ano, no período 1970/74, decresce para 8.2% ao ano em 1975/77. Esta redução da taxa de crescimento refletiria o declínio relativo do investimento industrial privado, fortemente concentrado na área de concessão da Light.

Uma vez feitas estas rápidas colocações a respeito da posição do mercado paulista de energia elétrica no contexto nacional observamos que, a nível interno do Estado, a repartição do consumo por concessionária teve pouca alteração no período em pauta. Registra-se (Tabela III.5) que o mercado de área de concesão da Light mantém a liderança com cerca de 3/4 do consumo estadual, mas com uma pequena redução na participação estadual. Entre 1970 e 1977 há um decréscimo de 77.0% para 74.1% na participação do mercado da Light no consumo total do Estado. A contrapartida deste decréscimo é o aumento relativo do mercado próprio da CESP, e também da CPFL. Isto não significa que este aumento seja devido exclusivamente a um aumento da densidade de consumo de energia elétrica (expresso pela relação consumo/nº de consumidores), pois diminuiu a participação relativa do mercado das pequenas concessionárias, sen

do que algumas delas foram incorporadas à CESP e à CPFL nesse período.

Finalmente, o papel específico da CESP no contexto estadual pode ser observado através da composição do seu Balanço Energético, conforme mostra a Tabela III.6. Em termos da composição da energia requerida pelo seu sistema, a geração própria da CESP, a partir da entrada de Jupiá, representa quase que a totalidade do seu mercado. Em 1969, às vésperas da entrada de Jupiá, o sistema teve necessidade de recebimentos externos de energia no valor de 10.8% do total requerido. Este valor foi superior ao do biênio 1967/68 em função das compras efetuadas face às más condições hidrológicas do sistema CESP. A evolução da geração própria também teve por efeito a concentração da geração da CESP em algumas grandes usinas, situação oposta à da década de 60, quando a produção se dividia mais igualmente por um sistema de médias usinas. A título de exemplo, observa-se que, em 1977, a produção conjunta de Jupiá e Ilha Solteira respondeu por 73% da geração total da CESP (CESP B.E., 1977).

A destinação da energia requerida pela CESP permite observar a evolução dos fornecimentos a grosso e ao mercado próprio. O fornecimento a concessionárias e prefeituras municipais (a grosso), que representavam 70% do mercado em 1967/68, passa para 83.3% em 1978. Este aumento é devido, fundamentalmente, ao fornecimento à Light, que absorvia, em 1967, tão somente 20.0% da energia vendida pela CESP. Esta proporção passa para 62.5%, em 1978. Em compensação, as pequenas empresas, que absorviam cerca de 18% do mercado da CESP nos anos iniciais, em 1978 responderam apenas por 3,8 %. Este maior fornecimento da CESP às demais empresas distribui

doras significou uma dependência cada vez maior destas empresas a própria CESP. Em 1970, a CESP se responsabilizava por 22.9% de toda a energia requerida pelo mercado da Light; 14.7% da CPFL e 66.2% das independentes. Em 1977, estas mesmas proporções se elevam, respectivamente, para 66.9%, 26.5% e 73.0% (CESP B.E., 1970 e 1977).

Quanto ao mercado próprio da CESP, vimos acima que ele aumentou em termos absolutos, embora represente uma proporção diminuta do fornecimento total da CESP, face ao aumento extraordinário dos fornecimentos às concessionárias, basicamente à Light-SP. Uma das principais razões para o aumento do mercado próprio, foi que ao longo do período, a CESP absorveu algumas pequenas concessionárias e estendeu o fornecimento a várias localidades antes abastecidas por serviços de âmbito municipal ou local. Destaca-se a incorporação da Companhia Prada de Eletricidade em 1973, quando esta empresa representava 0.2% do mercado estadual de energia elétrica. O aumento do nº de municípios, área de concessão e nº de localidades servidas pode ser observada pela Tabela III.7. Há um expressivo aumento do número de municípios, servidos diretamente pela CESP, passando de 105, logo após a fundação, no final de 1966, para 191 ao final de 1978.

Observando-se o consumo por categorias de consumidor (Tabela III.6) verifica-se a elevação da participação do consumo industrial ao longo do período, refletindo a mesma tendência observada a nível estadual e nacional. O consumo inter-departamental (consumo do canteiro de obras da empresa) que chegou a quase 10%, em 1970, declina ao longo do período refletindo a diminuição do ritmo de novas obras da CESP.

TABELA - III.6

COMPOSIÇÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO DA CESP 1970/78

EM %

	1970		1971		1972		1973		1974		1975		1976		1977		1978	
1-ENERGIA REQUERIDA	100.0		100.0		100.0		100.0		100.0		100.0		100.0		100.0		100.0	
ENERGIA GERADA	97.0		96.9		97.9		94.4		95.1		98.8		98.1		98.2		97.3	
ENERGIA RECEBIDA	3.0		3.1		2.1		2.0		1.8		1.2		1.9		1.8		2.7	
ENERGIA DEVOLVIDA	-		-		-		3.6		3.1		-		-		-		-	
2-DESTINAÇÃO	100.0		100.0		100.0		100.0		100.0		100.0		100.0		100.0		100.0	
2.1-À GROSSO	74.7		69.0		79.0		80.3		80.8		79.0		75.2		81.6		83.3	
LIGHT	54.5		54.0		66.2		68.3		68.4		65.8		65.0		69.0		62.5	
2.2-MERC.PRÓPRIO	16.2	100.0	12.7	100.0	13.1	100.0	12.8	100.0	11.4	100.0	10.3	100.0	10.2	100.0	10.4	100.0	9.9	1000
RESIDENCIAL		18.6		17.3		16.6		15.9		16.2		15.7		15.6		16.0		16.1
COMERCIAL		9.6		9.2		8.9		8.5		8.0		7.8		7.9		7.7		7.4
RURAL		5.1		5.0		5.3		5.3		5.1		5.2		4.8		4.7		4.9
INDUSTRIAL		37.9		39.6		41.3		46.4		48.8		49.5		51.1		52.1		53.6
IL.PÚBLICOS		8.7		8.8		8.6		8.0		7.6		7.4		6.9		6.4		5.9
POD.PÚBLICOS		6.7		6.1		6.2		5.8		7.1		7.2		7.8		8.7		8.8
INTER DEP.(1)		9.8		9.2		9.3		6.5		4.3		4.7		3.6		2.6		1.9
TRAÇÃO (2)		3.6		4.8		3.8		3.6		2.9		2.5		2.3		1.8		1.3
OUTR.CONS.		-		-		-		-		-		-		-		-		-
2.3-ARMAZENADA			10.5		1.1		-		0.7		3.4		7.4		1.5	-	-	
2.4-CONS. P.P.(3)	0.5	0.5			0.5		0.5		0.3		0.3		0.2		0.4		0.2	
2.5-PERDAS	8.5	7.3			6.2		6.4		6.8		7.0		7.0		6.1		6.5	

(1) - CANTEIRO DE OBRAS
(2) - ESTRADAS DE FERRO
(3) - USINAS E COMPANHIA
FONTE: CESP B.E., vários anos.

TABELA III.7

CESP: ÁREA DE CONCESSÃO - DADOS

ANO	ÁREA CONCESSÃO (1) (km^2)	MUNICÍPIOS SERVIDOS (Nº)
1966	45.290	105
1967	52.500	129
1968	65.804	140
1969	82.831	154
1970	99.783	177
1971	99.893	178
1972	100.154	180
1973	103.204	188
1974	103.204	188
1975	nd	189
1976	nd	189
1977	nd	nd
1978	119.471	191

(1) inclui área situada no Mato Grosso do Sul

Fonte: CESP, Relatórios Anuais

(nd)= não disponível

Finalmente, podemos observar a evolução da capacidade geradora instalada pela CESP, a qual garantiu seu extraordinário desempenho técnico no período em estudo. Comparando-se com a potência instalada em todo o território nacional, a CESP, em 1967, representava tão somente 8.2% do total. Por sua vez, a produção de suas usinas nessa mesma época também representava uma parcela diminuta da produção bruta nacional, ou seja, cerca de 6.5%. A evolução do sistema gerador da CESP conforme mostra a Tabela III.8 ocorreu, evidentemente, a taxas bem superiores que o sistema nacional, fazendo com que a CESP, em 1978, passasse a representar cerca de 29.6% da capacidade geradora nacional, e, aproximadamente, 27.7% da produção bruta nacional.

As usinas hidroelétricas da CESP, iniciadas através de uma programação dispersa, foram se articulando em sistemas hídricos mais integrados, permitindo elevar a eficiência operacional de seu conjunto. Foram construídas usinas com grande reservatório de água, e também usinas denominadas "fio d'água", com acumulação suficiente apenas para prover a regularização diária ou semanal, ou mesmo utilizar tão somente a descarga natural do curso d'água. No final do período, as usinas a "fio d'água" tais como Jupiá, Salto Grande, Ibitinga, Bariri, etc., respondiam por cerca de 32% da produção total da CESP, enquanto as usinas equipadas com grandes reservatórios representavam 68% do total. Em consequência da evolução do sistema, o sistema de geração da CESP conseguiu aumentar a proporção de energia "firme", ou seja, disponível no período mais seco, conforme as medições das últimas décadas. No início de sua formação, o sistema gerador da CESP, aparentemente "poderoso", conseguia ter como potência firme apenas cerca de 43% de sua po

tência nominal. Esta proporção se eleva para 49% ao fim do período, evidenciando uma melhoria na eficiência operacional do sistema (CESP R.T., 1978).

A função de empresa essencialmente produtora e transmissora de energia elétrica também obrigou que a CESP efetuasse toda a instalação de equipamentos necessários à transmissão em grosso da energia. Em particular, pela mesma Tabela III.8, observamos que a potência de transformação associada à transmissão cresceu cerca de 12,5 vezes no período, e também que a extensão total em Km, das linhas de transmissão em tensão superior a 69 kv, cresce cerca de 3,5 vezes face ao valor do início do período.

Os dados acima apresentados são aqueles mais gerais a respeito da evolução da capacidade de produção da CESP, servindo tão somente para caracterizar, de maneira genérica, o modo de inserção da empresa no setor elétrico, e ilustrar o excepcional papel desempenhado na sustentação do setor elétrico no período em apreço.

TABELA - III.8

CESP : CAPACIDADE INSTALADA - GERAÇÃO E TRANSMISSÃO - DADOS COMPARATIVOS

	GERAÇÃO (GWh)			POTÊNCIA INSTALADA (a) - MW											TRANSFORMAÇÃO	TRANSMISSÃO
							CESP: ACRÉSCIMO ABSOLUTO POR USINA									
	BRASIL (1)	CESP (2)	PARTIC. % (2)/(1)	BRASIL (3)	CESP (4)	PARTIC. % (3)/(4)	XAVANTES	JUPIÁ	IL.SOLTEIRA	PROMISSÃO	CAPIVARA	AG.VERMELHA	IBITINGA	BARIRI	JAG./PARAIBUNA	- CESP - POTÊNCIA INSTALADA EM TRANSFORMAÇÃO (EM MVA)	- CESP - LINHAS (3) (Extensão em Km)
1967	34.238	2.222	6.5	8.042	662,2	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.424	4.388
1968	38.181	2.553	6.7	8.555	662,2	7.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.489	4.426
1969	41.648	2.995	7.2	10.262	1.345,9	13.1	-	504	-	-	-	-	132	47.7	-	3.964	6.232
1970	45.460	6.048	13.3	11.233	1.855,3	16.5	207	302.4	-	-	-	-	-	-	-	4.797	7.612
1971	50.988	9.170	18.0	12.670	2.364,7	18.7	207	302,4	-	-	-	-	-	-	-	6.680	8.473
1972	56.995	10.020	17.6	13.206	2.479,3	18.9	-	100.8	-	-	-	-	-	-	13.8(1)	6.859	8.699
1973	64.641	11.961	18.5	15.436	3.139,1	20.3	-	-	646	-	-	-	-	-	13.8(1)	7.602	10.612
1974	72.396	15.975	22.1	16.919	3.825,3	22.6	-	201.6	484.5	-	-	-	-	-	-	10.180	11.319
1975	80.293	20.585	25.6	19.569	4.970,2	25.4	-	-	969	176	-	-	-	-	-	12.373	nd
1976	88.620	23.804	26.9	21.060	5.131,7	24.4	-	-	161,5	-	-	-	-	-	-	12.708	nd
1977	100.617	26.318	26.2	22.637	6.023,3	26.6	-	-	323	88	480,6	-	-	-	88(2)	14.740	nd
1978	111.110*	30.811	27.7	24.906*	7.374,5	29.6	-	-	646	-	160,2	460	-	-	-	17.697	15.780

* dados estimados

FONTES: Eletrobrás, R.A., 1978
Eletrobrás SIEESE (a)
CESP R.A., vários anos

(1) Jaguari
(2) Paraibuna
(3) Linhas de 69KV, 88KV, 138KV, 230KV e 460KV

(nd) = não disponível

3.2. Financiamento da Expansão

3.2.1. O financiamento do setor elétrico em seu conjunto

Com base em recente trabalho realizado pela DEPF da Eletrobrás, "Fontes e Usos de Recursos - Setor de Energia Elétrica - Série Retrospectiva 1967/77", que de maneira pioneira coletou e consolidou os indicadores fundamentais do desempenho do setor elétrico, podemos visualizar a evolução das principais fontes geradoras de recursos para a expansão do setor.

A presente estrutura de financiamento do setor é fruto de um longo processo, resultante da interligação, tanto elétrica como financeira das empresas, e dos diversos mecanismos de captação de recursos acionados pela administração pública.

Os recursos para o crescimento do setor, atualmente se originam de fontes internas do setor, baseadas em recursos tarifários ou paratarifários (IUEE, EC), recursos governamentais e recursos de terceiros. Em consequência, o equilíbrio econômico-financeiro do setor advém da interação de três políticas a serem adotadas: política tarifária, de aplicação de recursos governamentais e de endividamento.

A Tabela III.9 mostra a composição dos fluxos anuais de recursos destinados à expansão do setor no período 1967/77.

Ao longo desse período há importantes alterações nas fontes de recursos. Os recursos oriundos das dotações orçamentárias governamentais, que incluem

TABELA - III.9

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - FONTES DE RECURSOS 1967/77

EM %

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
1- RECURSOS PRÓPRIOS SETORIAIS	42.1	41.4	38.4	44.0	45.3	51.7	54.3	51.1	44.7	45.0	41.6
TARIFÁRIOS	29.0	27.1	23.4	27.0	25.5	33.3	34.4	33.0	29.6	29.8	28.2
GERAÇÃO INTERNA	24.6	21.9	18.8	24.9	21.6	24.2	25.4	22.9	19.8	16.9	18.3
R.G. REVERSÃO	-	-	-	-	-	8.5	10.5	9.9	8.5	10.1	9.1
OUTROS	4.4	5.2	4.6	2.1	3.9	0.6	(1.5)	0.2	1.3	2.8	0.8
EXTRA-TARIFÁRIOS	13.1	14.3	15.0	17.0	19.8	18.4	19.9	18.1	15.1	15.2	13.4
I U E E	5.0	6.4	6.7	6.6	8.2	9.5	10.5	9.7	7.6	7.2	7.1
E. C.	8.1	7.9	8.3	10.4	11.6	8.9	9.4	8.4	7.2	7.7	6.4
OUTROS	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	0.3	(0.1)
2- RECURSOS GOVERNAMENTAIS	31.9	32.3	29.1	23.4	22.3	21.2	20.3	19.7	21.7	14.7	10.5
FEDERAL	8.0	6.9	6.8	6.2	6.9	6.3	6.8	8.8	8.0	6.4	3.3
ESTADUAIS	23.3	23.6	18.7	15.0	12.6	9.9	13.1	9.9	10.3	7.8	6.6
MUNICIPAIS	0	0.1	0.4	0.3	0.1	0.2	0.1	0.1	0	0	0.1
OUTROS	0.1	1.7	3.2	1.9	2.7	4.8	0.3	0.9	3.4	0.5	0.5
3- RECURSOS DE TERCEIROS	26.0	26.3	32.5	32.6	32.4	27.1	25.4	28.7	32.9	39.0	47.9
PAÍS	13.0	13.9	15.3	15.3	13.5	4.1	6.5	10.0	13.3	22.8	17.3
EXTERIOR	13.0	12.4	17.2	17.3	18.0	23.0	18.9	18.7	19.6	16.2	30.6
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

FONTE: Eletrobrás - DEPF, 1979

as esferas federal, estadual e municipal, tinham uma relativa importância no início do período, em 1968/69, atingindo cerca de 32% do total das fontes. A partir de então, declinam acentuadamente chegando a apenas 10,5% dos recursos, em 1977. Estas dotações não significam recursos financeiros líquidos para as empresas, pois incluem, além da subscrição de capital em novas ações, a reinversão dos dividendos obtidos pelo capital estatal nas empresas concessionárias. Na medida em que várias concessionárias, além da CESP, apresentaram um índice relativo de distribuição de dividendos nesse período, é de se esperar que os recursos financeiros governamentais efetivos destinados à expansão do setor declinaram ainda mais que o índice acima mencionado.

Podemos notar também que, até 1973, os recursos próprios setoriais subiram gradativamente de 42,1%, em 1967, para 54,3% em 1973. Por sua vez, até este último ano, os recursos provenientes do capital de terceiros situaram-se na faixa próxima dos 29%, apesar de terem dado um salto para cerca de 32% no triênio 1969/71. Após 1973, há uma inversão de tendências, com o declínio dos recursos próprios setoriais, que baixaram para 41,6%, em 1977. O fator que se contrapõe frente ao declínio dos recursos próprios e dos recursos governamentais é o vigoroso aumento dos recursos de terceiros que salta de 25,4%, em 1973, para 45,1%, em 1977. O aumento dos recursos provenientes de terceiros significa que está havendo um endividamento crescente do setor, principalmente nos últimos anos do período.

O considerável afluxo de recursos de terceiros, que chegaram a 47,9% do total, em 1977, nos reme-

te a algumas considerações adicionais sobre a estrutura de financiamento do setor.

No contexto da política de estabilização posta em prática entre 1964 e 1967, pode-se dizer que, no âmbito das medidas de reformulação do financiamento público e privado, o setor de energia elétrica foi contemplado com a correção monetária do ativo imobiliário através dos decretos-leis 54.936, 54.937, 54.938, de 4/11/64, os quais permitiram um razoável acréscimo da geração interna de recursos das empresas via atualização do investimento remunerável no cálculo da tarifa. Além desse fato foram mantidos[1] o Empréstimo Compulsório instituído pela lei 4156/62 e o IUEE (com redução de 50% na sua alíquota - Eletrobrás R.A., 1967,p.29) que responderam por uma parcela em torno de 15% a 20% em todo o período considerado, ou seja, um aporte significativo e constante.

A correção monetária do ativo imobilizado, a partir de 1965, cria condições para estabelecer critérios de tarifação que pretendiam impor que os consumidores de energia elétrica fossem os principais responsáveis do financiamento da expansão do setor. O papel do consumidor torna-se mais apreciável, ainda, quando se observa que, além da carga tarifária explícita, este se responsabiliza pela carga paratarifária, basicamente o IUEE e o EC.

A ingenuidade da proposta de centrar o financia

(1) A Reforma Tributária de 1966, entre outros dispositivos, eliminou a participação do Fundo Federal de Eletrificação na arrecadação de Imposto de Consumo e da taxa de Despacho Aduaneiro, cujas denominações e amplitudes foram modificadas. Sobre a Reforma Tributária, consultar Oliveira, 1978.

mento da expansão, no consumidor de energia elétrica, torna-se evidente observando a própria evolução da estrutura de financiamento do setor, pois, verifica-se, pela Tabela III.9 que a contribuição máxima dos consumidores (geração interna, IUEE e EC) foi de 45,3%, no ano de 1973. No entanto, devemos ressalvar que a contribuição dos consumidores de energia elétrica, no financiamento da expansão do setor, situa-se num patamar relativamente elevado e significativo.

Este realce do papel do consumidor, evidenciando o instrumento tarifário enquanto gerador de recursos, era fruto da análise feita pelo Governo na época, que partia do pressuposto que o atraso relativo da capacidade geradora instalada no Brasil se devia ao "irrealismo" da política tarifária, que não permitia remunerar adequadamente os investimentos do setor. Ao mesmo tempo havia uma preocupação com os custos do setor industrial dentro da política anti-inflacionária do período: "(A tarifa) considera todos os princípios que conduzam à maximização do conjunto" produtor-consumidor". A tarifa deverá ser estruturada de maneira a proporcionar melhor aproveitamento da capacidade instalada, servindo ao mesmo tempo à política de redução dos custos industriais básicos" (PAEG-V.I, 1965, p. 18).

O aumento dos recursos próprios setoriais não possibilitou uma ampliação da autonomia de funcionamento das concessionárias, conforme vimos no item 3.1, mas, traduziu-se num aumento gradativo do real do serviço de energia elétrica aos consumidores, como pode ser visto pela Tabela III.10.

TABELA III.10

PREÇO MÉDIO REAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Cr$ de 1977

	Cr$/MWh
1967	415,00
1968	435,00
1969	499,00
1970	537,00
1971	623,00
1972	602,00
1973	589,00
1974	585,00
1975	646,00
1976	610,00
1977	593,00

FONTE: Araujo, 1978, p.163

Este aumento real da tarifa no período foi concretizado em consequência de diversos dispositivos utilizados, pois o custo direto de exploração não haveria como crescer, e sim diminuir em função da economia de escala dos grandes aproveitamentos que entravam em operação tais como, Furnas, Jupiá, Ilha Solteira, etc. Dentre estes dispositivos acionados pode-se destacar: o uso da mecânica de re

versão para empresas do Governo (sob o eufemismo de amortização o Governo passa a comprar instalações do próprio Governo com recursos dos consumidores), a utilização de taxas de depreciação acelerada, a cobrança do IUEE com reajuste automático de acordo com a elevação da tarifa, a manutenção do Empréstimo Compulsório (EC), aumento da taxa de retorno do investimento a partir de 1971, etc.

A possibilidade de transferir para os consumidores boa parte do ônus da expansão deveu-se ao fato de que a demanda de eletricidade é extremamente "atomizada", o que já não ocorre com outros setores de insumos básicos tal como a siderurgia, onde a demanda é concentrada em pequeno número de consumidores, passíveis de influenciar nos preços do produto. O caráter monopólico da venda de energia elétrica, e "competitivo" da compra (monopsonio) se acentua face à dispersão do enorme número de consumidores residenciais, o que já não acontece com os consumidores industriais, que são de número bem mais restrito em comparação com o anterior. A concentração dos consumidores industriais e o consequente maior poder relativo de barganha pode ser uma das razões de que o crescimento real das tarifas industriais foi menos acentuado que a das tarifas residenciais, conforme veremos na análise específica das tarifas da CESP.

Voltando à análise da estrutura do financiamento do setor nota-se que, no período 1964/65, a Eletrobrás se consolida enquanto holding financeira do setor. Sua principal ação é a de reorientar os fluxos econômico-financeiros internos do setor. Nesse aspecto, a Eletrobrás atuava como intermediária financeira do setor elétrico efetuando aplica

ções na forma de participação societária e financiamentos a longo e curto prazo. Seus recursos provêm da administração do Fundo Federal de Eletrificação alimentado pela cota-parte da União no IUEE; do Empréstimo Compulsório; dos juros dos financiamentos concedidos e de empréstimos captados dentro e fora do país que são repassados às concessionárias. Além dessa modalidade, a Eletrobrás pode dar garantia a financiamentos obtidos por aquelas junto a agências financeiras e também efetuar a coordenação das negociações visando a obtenção desses créditos. Ao atuar como repassadora de financiamentos, a Eletrobrás se interpõe entre as concessionárias e as entidades financeiras credoras do setor, podendo eventualmente restringir ou disciplinar a interferência do capital financeiro junto ao setor, ou mesmo, atuar em seu lugar.

No entanto, apesar da modernização produzida no Sistema Financeiro Nacional através das reformas institucionais do período 1964/66, propiciando uma diversificação dos instrumentos financeiros e um certo grau de especialização de funções, agilizando os mercados monetário e creditício, observa-se que não se desenvolveu uma estrutura de financiamento privado a médio e longo prazo (IPEA R-27, 1974, p.12). O financiamento de longo prazo a investimentos em setores estratégicos de infra estrutura, como é o caso do setor de energia elétrica, continuou dependendo de fundos especiais de agências internacionais ou públicas. Houve a criação de novos instrumentos de financiamento e a proliferação de fundos públicos alocados a fins específicos, além da manutenção dos tradicionais, geralmente ligados a agência de desenvolvimento

nacionais ou regionais, como é o caso do Fundo Federal de Eletrificação junto à Eletrobrás.

Mas, para se entender, ainda que em linhas gerais, os padrões de financiamento da expansão de vários setores da economia brasileira no período recente, onde se inclui o setor elétrico, é necessário se ter em conta as modificações por que passou o sistema financeiro internacional a partir de 1968/69, que, de uma situação de escassez de divisas, alterou-se para uma conjuntura de relativa abundância de recursos financeiros nos principais centros financeiros mundiais, em particular no mercado de euromoedas. Em consequência, os agentes financeiros internacionais passaram a ampliar o volume de créditos concedidos aos países da periferia, em particular ao Brasil que, além da estabilidade política, experimentaria, a partir de 68, um período de inusitada expansão econômica, oferecendo, pois, grandes oportunidades de investimentos que poderiam ser aproveitadas também por investidores externos na forma de capital de risco ou empréstimos. Este excesso de liquidez no mercado do eurodólar, que possibilitava a existência de linhas de crédito com maior prazo de maturação, e uma relativa redução das taxas e encargos, propiciava também uma maior liberdade de manobra para as empresas multinacionais expandir suas atividades em âmbito mundial (IPEA R-27,1974, CAP.II).

Nesse sentido se complementavam a relativa incapacidade do sistema financeiro privado interno em mobilizar e oferecer, através de instrumentos adequados, o volume de crédito demandado pelos setores produtivos e de infraestrutura, e o excesso de liquidez internacional, havendo portanto um

diferencial de custo para o mutuário final entre os recursos obtidos no Exterior e os disponíveis no mercado interno. Por sua vez a adoção do sistema de minidesvalorização da taxa cambial, a partir de agosto de 1968, facilitou o aproveitamento das taxas reais de juros mais reduzidas no Exterior, sem o risco de desvalorização repentina e de grande magnitude. Este esquema de obtenção de recursos externos foi ainda mais incentivado com a sobrevalorização do cruzeiro, ocorrida desde 1973/74 até dezembro de 1979.

Ademais, as despesas em cruzeiros advindas das variações cambiais para amortização dos empréstimos e financiamentos estão automaticamente incluídas nas tarifas. Isto quer dizer que as concessionárias têm uma relativa cobertura própria face ao risco cambial, estimulando o uso de fontes externas.

O resultado desta interação dos recursos internos com as fontes externas de financiamento para o setor elétrico pode ser observado ainda pela Tabela III.9. Os recursos de terceiros provenientes do Exterior, no período 1967/77, foram sempre superiores aos captados no país, à excessão dos anos de 1968 e 1976.

Podemos ter uma idéia da composição por tipo de agente credor dos empréstimos e financiamentos internos e externos através das Tabelas III.11 e III.12. Com estes quadros podemos apenas ter uma idéia global dos fluxos provenientes de terceiros, pois não foi possível conseguir os prazos desses financiamentos, elemento central para determinados tipos de aplicação.

TABELA - III.11

SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA:

COMPOSIÇÃO PERCENTUAL DOS EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS INTERNOS - RECURSOS EM MOEDA NACIONAL (%)

	ENTIDADES OFICIAIS									
ANO	BNDE	FINAME	FINEP	BNH	BNB	OUTROS	SUBTOTAL	BCO. COM.	OUTR.FIN.	TOTAL
1967	24,2	-	-	1,9	-	4,1	30,2	48,6	21,2	100,0
1968	25,3	-	-	0,4	7,0	-	32,7	8,6	58,7	100,0
1969	33,2	-	-	-	3,0	37,1	73,3	5,8	20,9	100,0
1970	23,9	-	-	-	1,6	0,7	26,2	40,2	33,6	100,0
1971	7,6	-	-	-	-	12,7	20,3	37,4	42,3	100,0
1972	31,7	-	-	-	-	0,2	31,9	30,5	37,6	100,0
1973	33,8	-	-	-	12,5	13,1	59,4	31,8	8,8	100,0
1974	17,5	13,4	0,8	-	-	20,3	52,0	30,9	17,1	100,0
1975	12,9	17,0	2,3	0	-	9,6	41,8	47,1	11,1	100,0
1976	5,2	22,7	12,4	9,9	0,4	0,9	51,5	46,2	2,3	100,0
1977	10,1	53,0	1,4	0,4	2.1	4,3	71,3	26,5	2,2	100,0

FONTE: Eletrobrás - DEPF, 1979

No tocante aos recursos obtidos no país (Tabela III.11) observa-se uma participação absolutamente relevante das agências de desenvolvimento, em particular do BNDE, cujos dados permitem desmembrar a sua atuação através do FINAME, a partir de 1974. Em 1977, somente este fundo específico foi responsável por 53% dos recursos internos. Um dos problemas apontados pelas empresas, no tocante à utilização dos recursos do BNDE, trata-se de que o desembolso dos juros é feito desde o período de carência, podendo agravar o problema de caixa das concessionárias (Salles e Dutra, 1975, p.43).

Os bancos comerciais também passam a ter um papel de destaque, a paritr de 1970, quando sua participação sobe de 5,8% em 1969, para 40,2%, em 1970. A partir desse ano sua participação tem sido sempre significativa, provavelmente com a finalidade de completar capital de giro das empresas, ou mesmo, dar aportes para a finalização de grandes obras.

Quanto aos recursos obtidos em moeda estrangeira, sua composição, conforme mostra a Tabela III.12, revela que até 1970 há um predomínio das agências internacionais de desenvolvimento tais como o BIP, BIRD e a AID, decaindo sensivelmente a seguir, chegando tão somente a 15,2%, em 1977. Em contrapartida, existe um inusitado crescimento dos empréstimos das entidades privadas, observando-se também o declínio absoluto do papel dos "supplier's credits" que, de 28,2%, em 1969, passam para 3,2% do total dos recursos, em 1977.

A ascensão dos empréstimos provenientes das entidades privadas do Exterior somente vem confirmar a questão levantada anteriormente a respeito do papel desempenhado pelo sistema financeiro inter

TABELA - III.12

SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA:

COMPOSIÇÃO PERCENTUAL DOS EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS EXTERNOS - RECURSOS EM MOEDA ESTRANGEIRA
(%)

Anos	Entidades Oficiais									Entidades Privadas	Fornecedores	Total
	AID	BID	BIRD	EXIMBANK (USA)	EXIMBANK (JAPÃO)	EDC	KFW	OUTROS	SUBTOTAL			
1967	33,7	10,3	11,6	8,1	-	-	2,0	-	65,7	9,3	25,0	100,0
1968	29,1	12,5	21,1	-	-	-	3,2	0,8	66,7	8,0	25,3	100,0
1969	7,0	16,8	35,4	-	-	-	0,0	-	59,2	12,9	29,7	100,0
1970	12,5	9,5	33,5	0,1	-	-	1,9	-	26,4	28,2	12,6	100,0
1971	7,8	10,0	27,0	-	-	-	2,6	0,1	47,3	38,6	14,1	100,0
1972	12,4	3,5	21,9	1,5	0,2	0,0	1,1	-	40,6	44,3	15,1	100,0
1973	2,2	2,6	14,2	1,6	0,4	1,0	4,5	-	57,5	61,4	12,1	100,0
1974	2,5	5,5	12,3	6,9	0,1	2,5	0,7	0,6	31,1	63,5	5,4	100,0
1975	0,7	3,5	14,4	8,7	-	1,7	0,8	-	29,7	67,1	3,2	100,0
1976	0,2	2,8	7,7	6,5	0,6	1,8	0,8	-	20,4	76,3	3,3	100,0
1977	0,0	2,8	10,9	3,2	1,5	0,5	1,8	-	15,2	81,6	3,2	100,0

FONTE: Eletrobrás - DEPF, 1979

nacional a partir de sua conjuntura de excesso de liquidez.

A pressão por recursos obtidos no Exterior, para o caso do setor elétrico, também se vincula à importação de bens de capital, principalmente de equipamento pesado para as áreas de geração e transmissão de energia elétrica. Não obstante ter havido um relativo crescimento da oferta doméstica de equipamentos pesados para o setor, alguns projetos ainda apresentam (ver item 3.4) um significativo componente importado, composto por grandes turbinas, geradores, transformadores e equipamentos de controle.

Embora não exista uma vinculação imediata entre a origem do equipamento e a origem do financiamento, como é o caso dos "supplier's credits", supõe-se que a maioria dos recursos provenientes de agências privadas, e mesmo públicas, conduzam indiretamente, através de critérios das concorrências internacionais e outras intermediações, tais como a obediência a certos padrões e normas técnicas, à existência de ligações entre a origem do financiamento e as importações de grandes equipamentos (Salles e Dutra, 1975, p. 53).

O comportamento das empresas estatais, em geral, e não apenas as do setor elétrico, no tocante à confecção de seus planos orçamentários, a fim de implementar seus projetos de crescimento referendam esta hipótese. Até recentemente, as concessionárias partiam de uma dada política de expansão e projetavam os investimentos necessários a um prazo futuro, variando de um a cinco anos. A partir da estimativa dos recursos globais necessários, avaliava-se os recursos em moeda nacional que

provavelmente seriam assegurados devido às políticas tarifária, de participação governamental e de obtenção de crédito junto a agências nacionais e, em seguida calculava-se o "déficit" orçamentário previsto, que passava a ser procurado junto a agências internacionais. Na prática, este déficit correspondia à parcela importada dos bens de capital necessários, havendo a compensação de eventuais resíduos com "supplier's credits" (R.B.E.E. nº 32, 1975).

A utilização de recursos externos no decorrer dos anos 70 foi incentivada por mais alguns fatores de fundamental importância.

Como vimos, até 1971, os recursos oriundos da quota de amortização eram geridos pela própria concessionária. Através da Lei 5655, de 20/05/71, e do Decreto 69721, de 9/12/71, institui-se as quotas de reversão, em substituição às antigas quotas de amortização, que formariam a Reserva Global de Reversão, gerida e administrada pela Eletrobrás. Esses recursos seriam utilizados pela Eletrobrás para empréstimos a concessionárias, encampações e desapropriações de áreas destinadas a reservatórios. Este fato, além de consolidar a Eletrobrás enquanto holding financeira do setor, significou uma subtração de recursos internos da empresa, antes obtidos a "custo zero", que somente poderiam retornar sob forma de empréstimos com elevada carga financeira: correção monetária, segundo índices de correção do ativo imobilizado; e juros de 10% em média (Salles e Dutra, 1975,p.33).

Mas, um dos fatores decisivos na explicação do incremento de recursos de terceiros, principalmente provenientes do Exterior, foi a mudança da

política tarifária a partir de 1972/73. A partir dessa época, todas as análises são unânimes em afirmar que está em curso um processo de compressão tarifária, quando as tarifas não mais acompanham o nível de inflação, provavelmente em razão do início de uma estratégia anti-inflacionária por parte do Governo Federal..

Como a política de participação governamental não se altera frente a este fato e, mesmo, continua decrescente, ainda mais com a criação do Fundo Nacional de Desenvolvimento, que carrea para si parte dos recursos do IUEE, antes destinado exclusivamente ao setor, as concessionárias passam a procurar mais recursos no Exterior.

A nova orientação seguida para a obtenção de recursos para o setor também foi analisada pela própria Eletrobrás, onde conclui que, além dos fatos acima levantados, "a captação de grandes volumes de recursos externos é facilitado por legislação recente que regula as operações de crédito do exterior desvinculadas da importação de equipamentos e serviços" (grifo nosso) (Eletrobrás AEP, 1979).

A captação de recursos externos se faz necessária porque, não obstante o início da recessão da economia brasileira, a expansão do parque gerador é mantida acelerada, principalmente com as obras de grande porte, tais como Itaipú, Tucuruí e Nucleares.

Esta nova fase de captação de recursos externos, a partir de 1973/74, vai se refletir na própria estrutura financeira da Eletrobrás, que gradativamente, além de reorientadora dos fluxos inter

nos do setor, assume papel relevante na captação e repasse de recursos. O aumento do grau de endividamento da Eletrobrás, entendido como a relação percentual entre o exigível e o total do ativo, salta de 37,9%, em 1973, para 52,7% em 1977, e ilustra as novas condições de atuação da holding (Eletrobrás R.A, vários anos).

A última questão relacionada com a captação de recursos externos refere-se ao fato de que o setor foi chamado "a colaborar" com a política nacional de captação de recursos do Exterior a partir de 1976, em função dos problemas decorrentes da Balança de Pagamentos e a consequente administração da dívida externa. Realmente, constata-se que a partir de 1976 o setor elétrico, pela primeira vez, começa a tomar empréstimos de grande vulto sem estar vinculado a uma finalidade ou obra específica (consultar Eletrobrás AEP, 1979). Este papel podia ser desempenhado pelas grandes concessionárias estatais graças ao prestígio já obtido junto a entidades financeiras internacionais, e, também pelo fato de que as empresas tomadoras estariam protegidas do risco cambial, no tocante às amortizações, pois tais diferenças de câmbio são automaticamente incorporadas na tarifa.

O resultado desse processo de captação de recursos do Exterior, obviamente, se traduziu num incremento significativo do montante absoluto da dívida externa do setor de energia elétrica, que passou a US$ 2,5 bilhões, em 1975, para US$ 5,5 bilhões, em 1978, ou seja, mais do que dobrou nesse período. Constatamos, ainda, que a dívida externa do setor expandiu-se mais rapidamente que o conjunto da dívida externa brasileira, conforme mostra a Tabela III.13. A dívida externa do setor,

que representava 11,6% do total passa para 12,6%, em 1978. A contribuição do setor para a administração da dívida externa do país se revela no tocante ao seu perfil, pois a sua participação no serviço da dívida (amortização e juros) é bem menor que seu peso no valor absoluto, havendo inclusive uma diminuição de 8,8%, em 1975, para 7,7%, em 1978, no peso do serviço da dívida de responsabilidade do próprio setor, conforme mostra a mesma Tabela III.13.

Os problemas trazidos ao setor pela abundante utilização de recursos externos se referem, para o caso de recursos em eurodólar, à grande mutabilidade da taxa de juros, característica de um dinheiro que não está sob controle de nenhum Banco Central. Ademais a conversão dos recursos em cruzeiros, permanece, em certas ocasiões, congelada por um prazo fixo, acarretando dificuldades para os programas de investimentos.

Finalmente, não se pode deixar de mencionar que a maior utilização de recursos externos, fatalmente, tem por consequência, através dos mecanismos já mencionados, uma maior importação de equipamentos, podendo ser contraditória com uma política de crescimento do índice de nacionalização da produção doméstica e eventual transferência de tecnologia.

TABELA - III.13

SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA: DÍVIDA EXTERNA - PARTICIPAÇÕES- US$ MILHÕES

SALDO DA DÍVIDA NO FIM DO PERÍODO

	1975	1976	1977	1978
BRASIL (1)	21.171	25.985	32.000	43.500
SETOR (2)	2.455	2.950	4.060	5.490
CESP (3)	740	760	990	1.120
PARTICIPAÇÃO (%)				
(2) / (1)	11.6	11.4	12.7	12.6
(3) / (1)	3.5	2.9	3.1	2.6
(3) / (2)	30.1	25.8	24.4	20.4

SERVIÇO DA DÍVIDA (AMORTIZAÇÃO E JUROS)

BRASIL (1)	3.578	4.818	6.219	8.300
SETOR (2)	315	330	440	640
CESP (3)	105	100	130	150
PARTICIPAÇÃO (%)				
(2) / (1)	8.8	6.9	7.1	7.7
(3) / (1)	2.9	2.1	2.1	1.8
(3) / (2)	33.3	30.3	29.5	23.4

FONTE: CESP PP, 1979

3.2.2. Evolução da estrutura de capital da CESP.

Analisaremos a seguir o padrão de financiamento e a estrutura do endividamento específico da CESP, a fim de realizar o extraordinário crescimento de seus ativos fixos.

A estrutura do ativo total da CESP, como de qualquer outra empresa de energia elétrica, compõe-se majoritariamente de ativos fixos sendo bastante reduzido o ativo circulante em função da intensidade de capital característica da estrutura produtiva do setor de energia elétrica. Esta apresenta uma elevadíssima composição técnica de capital, o que significa uma relação produto-capital bastante reduzida.

No caso dos sistemas predominantemente hídricos como o da CESP, a estrutura contábil da empresa revelará uma pequena participação do ativo circulante em função de que a principal matéria- prima - a água dos rios - é um "bem público", não apropriável em nenhum plano de contas. Ademais, o produto da empresa, o "Kwh", não é tecnicamente armazenável nas quantidades necessárias a um sistema elétrico de uma concessionária, liberando a empresa da necessidade de imobilizar parte de seu ativo na forma de estoques de produto.

Podemos observar através da Tabela III.14, que o ativo fixo, o qual corresponde ao imobilizado, foi a modalidade majoritária na composição do ativo total, representando mais de 85% do total, a partir de 1968. Ademais, o ativo fixo foi dividido em seus dois componentes básicos. Estão registrados os valores dos bens e instalações (BI) da empresa que estão em operação ou em condições de

TABELA III.14

CESP: COMPOSIÇÃO DA ESTRUTURA DO ATIVO - EM %

ANO	ATIVO FIXO		PARTICIPAÇÕES		REALIZÁVEL L.P.		ATIVO CIRCULANTE	OUTROS	TOTAL
	BI	OSA	CPFL	OUTROS	CPFL	OUTROS			
1967	21.0	57.5	-	-o-	-	0.6	14.7	6.2	100.0
1968	18.3	67.8	-	0.1	-	1.7	7.3	4.8	100.0
1969	51.9	32.9	-	0.1	-	7.6	6.4	1.1	100.0
1970	51.6	40.1	-	0.1	-	0.1	4.8	1.7	100.0
1971	50.5	41.2	-	-o-	-	-o-	4.8	2.4	100.0
1972	51.6	49.7	-	-o-	-	-o-	3.8	2.5	100.0
1973	44.0	49.8	-	-o-	-	-o-	4.9	1.1	100.0
1974	43.1	47.0	-	-o-	-	-o-	5.1	4.8	100.0
1975	52.3	36.4	2.3	-o-	-	-o-	4.8	4.2	100.0
1976	48.6	38.7	2.1	-o-	-	0.1	3.5	7.0	100.0
1977	58.5	28.0	2.0	-o-	nd	nd	3.7	6.6	100.0
1978	74.3	17.6	2.4	-o-	nd	nd	3.2	0.5	100.0

OBS: (-o-)=não significativo

FONTE: CESP PP, 1979.

(nd). não disponível

/aao.

operar, incluindo-se bens que não contribuem para a produção de energia elétrica, tais como as eclusas de navegação, etc., e uma parcela que corresponde aos bens que estavam em construção no final do período, denominados obras e serviços em andamento (OSA).

Examinando-se a Tabela III.14, verifica-se que os saltos na participação de BI, em 1969 e 1974, são sempre precedidos por um crescimento no valor relativo de OSA. Esta evolução é coerente com o programa de expansão da empresa, pois em 1969 tem início a operação da usina de Jupiá (1400 MW), e se mantém o programa de construção de Ilha Solteira (3200 MW) no período seguinte, fazendo crescer o valor de OSA. Em 1974/5 ocorre o início da operação de Ilha Solteira fazendo crescer o valor de BI, mas como a CESP não executa, além de Água Vermelha, nenhum programa de envergadura semelhante ao do complexo de Urubupungá, há um decréscimo acelerado de OSA chegando a 17,6 % do total ativo em 1978.

Para se ter uma noção do que representam as extraordinárias imobilizações relativas às instalações de geração e transmissão, face às instalações para a distribuição no seu mercado próprio, observa-se que, ao final de 1978, os bens e instalações em serviço (em efetiva operação) da CESP, apresentavam a seguinte composição: 78,2% em instalações de produção de energia; 16,1% em instalações de transmissão; 2,3% em equipamentos de distribuição e serviço aos consumidores e 3,4% em outras instalações (CESP, DC, 1979, p.85).

Quanto aos itens referentes a participações acio

nárias em outras entidades, e ao ativo realizável a longo prazo verifica-se que seus valores relativos são reduzidíssimos, ocorrendo apenas um pequeno aumento ao final do período, em função das transações envolvendo a CPFL.

Prosseguindo-se a análise, agora em relação ao passivo, observa-se que o capital total da CESP, como em qualquer outra empresa é composto de duas partes, sendo que uma delas praticamente corresponde ao patrimônio líquido (inexigível) a qual denominaremos capital próprio (CP), pois engloba todas as reservas e provisões, e a outra os capitais de terceiros (CT). Estes últimos são formados por capitais financeiros (1) que incluem os empréstimos bancários e financeiros, crédito direto de fornecedores, títulos e obrigações e, ademais, podemos incluir como capitais de terceiros os valores provenientes de financiamentos extra-bancários, referentes a fornecimentos de materiais e outros encargos a curto prazo, que contribuem para a capitalização da empresa somando-se às suas exigibilidades.

A notável intensidade do processo de expansão da CESP refletiu-se no crescimento real de seu ativo total (igual ao passivo total), atingindo a taxa anual média de 22,2% a.a. no período 1967/73. No período 1973/77 o crescimento real é mais lento chegando a média anual de 5,6% a.a., recuperando-se em 1978 quando o crescimento real atinge 29,8%. A Tabela III.15 permite observar que, nos dois sub-

(1) O conceito de capital financeiro aqui empregado não corresponde ao conceito clássico, a la Hilferding, mas sim em seu sentido estrito, para representar o capital de terceiros que a empresa paga juros.

períodos, o crescimento do capital de terceiros é sempre bem mais elevado que o capital próprio, situação que se inverte apenas em 1978.

TABELA III.15

EVOLUÇÃO ESTRUTURAL DO CAPITAL TOTAL - CESP

EM %

COMPOSIÇÃO (%)				TAXAS REAIS MÉDIAS DE CRESCIMENTO (%)			
ANO	CP	CT	TOTAL PASSIVO	PERÍODO	CP	CT	TOTAL PASSIVO
1967	85.3	14.7	100.0				
1968	82.5	17.5	100.0				
1969	78.1	21.9	100.0				
1970	74.3	25.7	100.0	1967/73	18.4	37.4	22.2
1971	72.2	27.8	100.0				
1972	70.8	29.2	100.0				
1973	70.4	29.6	100.0				
1974	68.0	32.0	100.0				
1975	67.9	32.1	100.0				
1976	66.1	33.9	100.0	1973/77	3.7	9.9	5.6
1977	65.3	34.7	100.0				
1978	68.6	31.4	100.0	1978	36.3	17.8	29.8

CP - CAPITAL PRÓPRIO
CT - CAPITAL DE TERCEIROS
FONTE : CESP, Balanços Anuais.

Observando-se a estrutura de capital da CESP, através da mesma Tabela III.15, nota-se uma tendência acentuada à elevação de grau de endividamento, praticamente até 1977. No período 1967/77, o grau de endividamento entendido como a participação dos capitais de terceiros no total do passivo se eleva de 14,7%, em 1967, para 34,7%, em 1977. No ano de 1978, a empresa apresentou um índice de 31,4%, que poderia significar um início de reversão da tendência histórica do endividamento. Mas, a recente divulgação do Balanço Anual da empresa (jornais FSP e OESP de 20/03/80), referente ao exercício findo em 31/12/79, confirma a evolução anterior, pois o grau de endividamento salta para aproximadamente 39,9% neste último ano.

Devemos também ressaltar que o valor encontrado para o início do período, em 1967, reflete a situação advinda da consolidação financeira das onze empresas fusionadas, em fins de 1966, que deram origem à CESP.

Podemos ainda observar a evolução da propriedade do capital social da CESP nesse período. O capital social, como sabemos, é uma das partes do capital próprio da empresa (inexigível), juntamente com as reservas e outras apropriações contábeis dos seus recursos próprios.

A participação do Governo do Estado de São Paulo, ocorrendo através do DAEE e da Secretaria da Fazenda, manteve-se na faixa de 85% a 90% até 1977. Em 1978, o DAEE transfere cerca de 10% de seu capital para a FAEC - Fundação de Assistência aos Empregados da CESP.

A incorporação acionária da FAEC ocorreu através do decreto nº 10.630, de 27.10.77, visando dinamizar esta fundação no sentido de implementar o PLASAP - Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensões -, a ser gerido por essa instituição. Este Plano se dirige aos funcionários da CESP e da CPFL, sendo que tal iniciativa, segundo o Relatório da Diretoria de 1978 (pag. 27), "vem ao encontro da política do Governo Federal no campo da Previdência Social".

A Eletrobrás é a 2ª entidade acionista em termos de controle acionário mantendo-se sempre na faixa de 10%. Em 1975, aumenta sua participação para 13,2% em função da transferência do controle acionário da CPFL para a CESP (não houve dispêndio monetário efetivo na transação).

A Tabela III.16 permite observar a evolução percentual da propriedade do capital social segundo a categoria de acionistas, destacando-se apenas o pequeno surgimento dos acionistas "ao portador" em função do episódio de lançamento de Cr$ 200 milhões em ações no mercado de capitais.

Voltando à análise referente à evolução da estrutura do capital total da CESP, observamos, mais uma vez, que a interpretação dos dados deveria ser feita da maneira mais rigorosa possível, levando em conta a especificidade do setor de energia elétrica, em especial de sua área de geração, e também das características próprias do sistema financeiro nacional.

Devido às limitações deste trabalho, procuraremos apenas fazer algumas indicações sobre a problemática interna do financiamento da empresa, situan

TABELA III.16

CESP: PROPRIEDADE DO CAPITAL SOCIAL - 1967/78

PARTICIPAÇÃO EM %

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
GOVERNO SÃO PAULO	89.0	89.2	89.5	89.6	89.5	86.4	86.8	86.7	84.3	84.8	85.7	75.7
DAEE	83.1	77.5	78.0	79.2	80.2	78.3	77.0	77.4	76.9	77.5	75.7	65.8
SEC. FAZENDA	5.9	11.7	11:5	10.4	9.3	8.1	9.8	9.2	7.4	7.3	10.0	9.9
ELETROBRÁS	10.5	10.3	10.0	10.0	10.0	9.7	9.7	10.0	13.2	12.8	12.1	11.9
FUNDAÇÃO CESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.3
PREFEITURAS	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2
PORTADOR	-	-	-	-	-	2.9	2.7	2.6	2.0	1.8	1.6	1.5
OUTROS	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.9	0.7	0.6	0.4	0.4	0.3	0.3
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

FONTE: CESP PP, 1979.

/pag.

do-a dentro dos parametros da discussão feita na seção anterior sobre o financiamento do setor elétrico.

O aumento do endividamento de uma empresa do setor elétrico, que se encontra em uma fase de grande expansão, com um extenso programa de construção de grandes usinas hidroelétricas pode ser considerado como um fato normal, na medida em que os recursos a serem obtidos se compatibilizem com as modalidades dos ativos em que serão aplicados.

Na medida em que os investimentos em grandes obras de usinas hidroelétricas tem um longo prazo de maturação, variando de cinco a sete anos, se a empresa não dispõe de recursos próprios, dado que se encontra em um estágio inicial de operação, com baixo grau de geração interna de recursos, e ademais seu proprietário não se dispõe a aumentar o capital próprio, a única solução reside na obtenção de recursos externos à empresa, basicamente capital de terceiros, no caso de empresas públicas que fornecem insumos básicos.

Em princípio, o capital de terceiros, ou seja, o financiamento externo à empresa, deveria ter um prazo de carência e/ou de amortização semelhante ao prazo de maturação do investimento, a fim de que o serviço da dívida fosse pago a partir da receita de operação do empreendimento. Isto significa que, até a entrada em funcionamento do equipamento, é de se esperar um aumento da participação do capital de terceiros, na medida em que se opte por esta modalidade de financiamento.

No entanto, a opção de se financiar a expansão de

uma empresa de serviços públicos, tal como as concessionárias de energia elétrica, entre os recursos obtidos de capital de terceiros e os de capital próprio, não se restringe exclusivamente a decisão do proprietário, no caso o governo estadual, em aumentar ou não os recursos orçamentários para esse fim, embora este fato seja o fator determinante. As características internas da empresa e a conjuntura econômico-financeira externa à firma, aliada à estrutura institucinal, fazem com que a destinação de recursos orçamentários se constitua na decisão determinante, mas não unívoca e exclusiva da estrutura financeira da empresa.

Em primeiro lugar, há que se examinar previamente qual a modalidade utilizada pelo proprietário do capital, no caso o Estado, para empresas geradoras, a fim de alocar seus recursos na estrutura financeira da empresa.

A Eletrobrás, entidade que controla diretamente a empresa Furnas S.A., através de participação acionária majoritária, aplica proporcionalmente seus recursos nessa empresa, mais na forma de financiamento a longo prazo do que na forma de subscrição acionária. Este fato resulta numa maior participação de capital de terceiros no passivo de Furnas, em comparação com a CESP. Logo no início de sua constituição, em 1958, Furnas já apresentava um índice de 77.4% quanto à participação de capital de terceiros no passivo, permanecendo a partir de então nessa ordem de grandeza, ou seja, nunca inferior a 60%, (Furnas R A, vários anos).

Uma vez estabelecida a modalidade de aplicação do capital do proprietário na empresa, e definido o limite dos recursos orçamentários a ser capitalizado, existem outros fatores que influenciam na

alternativa "capital próprio versus capital de terceiros".

Por exemplo, as condições de captação dos empréstimos e financiamentos, teoricamente poderiam apresentar taxas de juros e encargos relativamente baixos e prazos de carência e/ou amortização suficientemente dilatado, incentivando uma maior utilização de capitais de terceiros financeiros.

O incentivo à utilização de capitais de terceiros financeiros pode aparecer, também, por intermédio da política tributária. Sabe-se que os encargos financeiros (juros e comissões) são dedutíveis para o cálculo do imposto de renda devido pela empresa de energia elétrica. Nesse sentido, à medida que o governo isenta de tributação os juros, está, em última análise, subsidiando o financiamento, tornando-o, sob este ângulo, mais atraente do que a participação acionária. Além deste fato, o eventual aumento das alíquotas de imposto de renda, que incidem sobre os lucros, sejam eles distribuídos ou não aos acionistas, incentiva ainda mais a utilização de empréstimos e financiamentos. Por último, a nível de interferência dos mecanismos institucionais, devemos ressaltar a importância dos critérios de correção monetária e do cálculo das taxas de juros de construção sobre o capital próprio (CESP DF, 1977, pag. 19).

Devemos considerar, ainda, que a utilização de capitais de terceiros na forma de financiamento, acarreta restrições à estrutura financeira da empresa. Embora os credores e financiadores, legalmente, não tenham possibilidade de interferência na empresa, tais atividades podem estipular, contratual ou implícitamente, um certo nível de controle sobre a empresa. É fato comum a inclusão, nos contratos de Empréstimos ou Financiamentos, de cláu

sulas sobre o comportamento de alguns índices financeiros da empresa devedora, ou mesmo sobre a obrigatoriedade dos acionistas majoritários reaplicarem seus dividendos, conforme atestam as Notas Explicativas que acompanham os Balanços Gerais da CESP.

Por outro lado, a atitude do investidor em relação à empresa e ao setor elétrico influi sobre as alternativas de captação de recursos. Nesse sentido, a não reaplicação dos dividendos distribuídos aos acionistas majoritários também iria incentivar o uso de financiamentos para a capitalização da empresa.

Mas, do ponto de vista capitalista da gestão da unidade produtiva, as alternativas de captação de recursos estão sobredeterminadas por mais alguns fatores. A utilização de empréstimos e financiamentos significa uma participação do capital financeiro na acumulação de capital da empresa. Isto significa que o lucro bruto da empresa deverá ser reduzido no montante adequado à remuneração imposta pelo capital financeiro e, ademais, os recursos obtidos pela via de financiamentos têm de ser restituídos, ou seja, amortizados, num determinado vencimento. A amortização do financiamento, que também significa uma redução do exigível (capital de terceiros), pode acarretar uma redução dos recursos do fundo de depreciação e/ou dos recursos disponíveis para o pagamento dos dividendos, ou mesmo um aumento do exigível através da contratação de novos financiamentos, ou seja, "empréstimo para pagar empréstimo". A vantagem, uma vez amortizado o empréstimo, havendo uma redução do exigível, reside no aumento do exigível, por meio da obtenção de lucros adicionais.

Nas hipóteses anteriores, verifica-se que os recursos financeiros exigidos pelo financiamneto são superiores aos da participação acionária, a menos que exista uma compensação através de menores taxas de juros e encargos. Dessa maneira, face ao capital próprio, o financiamento implica: em uma receita maior a fim de que possa pagar os encargos financeiros, atingindo portanto o consumidor; uma menor remuneração do capital próprio, atingindo o acionista, e, finalmente um fundo de depreciação menor e/ou um exigível maior, atingindo a gestão financeira interna da empresa.

Observando-se a questão ainda pelo ângulo da gestão interna da empresa, verifica-se que os recursos obtidos através do financiamento são vinculados a um projeto específico, sendo problemática uma alocação diferente desses recursos, o que geralmente não acontece com aqueles advindos do capital próprio. Mas, por outro lado, os dividendos do capital social, ou seja, os encargos do capital próprio, embora bastante flexíveis, são permanentes,enquanto os encargos do capital financeiro são transitórios, permanecendo apenas durante o período de financiamento.

Finalizando este item, analisaremos a estrutura dos capitais de terceiros utilizados pela CESP, ressaltando a parcela dos capitais de terceiros que são obtidas no exterior, ou seja, o endividamento externo da CESP.

Vimos que os capitais de terceiros podem ser divididos em dois tipos. O primeiro tipo será denominado de capital financeiro, por corresponder a valores de propriedade de entidades financeiras

que devem ser remuneradas enquanto durar o financiamento. O restante dos capitais de terceiros corresponde ao segundo tipo, que denominaremos de capital não-financeiro, ou seja, representam valores oriundos de financiamento extra bancário, tais como fornecimento de materiais e outros encargos a curto prazo.

Através da Tabela III.17 podemos verificar que os capitais financeiros (primeiro tipo) predominam dentro dos capitais de terceiros, alcançando mais de 80% do total a partir de 1970, revelando uma adequada administração financeira quanto ao endividamento global da empresa. A distribuição temporal dos saldos em fim do exercício do capital de terceiros acusa que, a partir de 1968, há um progressivo predomínio dos capitais de terceiros com vencimento a longo prazo (mais de 360 dias para as empresas de energia elétrica) atingindo estes 85.3% do total em 1977. Em 1978, há um pequeno declínio dos capitais de longo prazo, baixando para 78.2%, podendo significar uma mudança no perfil da dívida da empresa, com um maior acúmulo de amortizações face ao término do prazo de carência de um conjunto significativo de empréstimos.

TABELA III.17

EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DO CAPITAL DE TERCEIROS (CT)

EM %

	COMPOSIÇÃO (%)			ESTRUTURA TEMPORAL (%)		
ANO	CF	CNF	TOTAL CT	CURTO PRAZO	LONGO PRAZO	TOTAL CT
1967	69.8	30.2	100.0	41.9	58.1	100.0
1968	68.3	31.4	100.0	49.1	50.9	100.0
1969	76.0	24.0	100.0	33.8	66.2	100.0
1970	80.2	19.8	100.0	25.6	74.4	100.0
1971	80.3	19.7	100.0	25.0	75.0	100.0
1972	85.8	14.2	100.0	19.2	80.0	100.0
1973	86.7	13.3	100.0	19.3	80.7	100.0
1974	90.0	10.0	100.0	18.4	81.6	100.0
1975	90.8	9.2	100.0	17.3	82.7	100.0
1976	93.7	6.3	100.0	18.6	81.4	100.0
1977	93.8	6.2	100.0	14.7	85.3	100.0
1978	88.5	11.5	100.0	21.8	78.2	100.0

CF - CAPITAL FINANCEIRO
CNF- CAPITAL NÃO-FINANCEIRO
FONTE: CESP, Balanços Anuais

O predomínio dos capitais de longo prazo, no decorrer do tempo, revela igualmente uma adequação aos tipos majoritários de aplicações da empresa que se referem às imobilizações em ativo fixo.

Aprofundando um pouco mais a análise podemos desagregar o capital financeiro (Tabela III.18), observando que ele se compõe quase que exclusivamente de empréstimos e financiamentos vinculados diretamente a projetos de expansão da CESP. Resta uma parte residual, cujo máximo atingiu a 43% do capital financeiro, em 1978, que é constituída pelas provisões de juros a serem pagos no ano corrente, e outros títulos a serem igualmente pagos à rede bancária do país no ano corrente.

EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DO CAPITAL FINANCEIRO (%)

EM %

ANO	TOTAL			EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS (EF)								
				POR ORIGEM			TEMPORAL PAIS			TEMPORAL EXTERIOR		
	EF	OF	TOTAL CF	EF.PAIS	EF. EXT	TOTAL EF	EF.PAIS CURTO PRAZO	EF.PAIS LONGO PRAZO	TOTAL EF.PAIS	EF.EXT CURTO PRAZO	EF.EXT LONGO PRAZO	TOTAL EF.EXT
1967	98.9	1.1	100.0	22.4	77.6	100.0	25.5	74.5	100.0	13.1	86.9	100.0
1968	99.6	0.4	100.0	28.3	71.7	100.0	47.6	52.4	100.0	16.6	83.4	100.0
1969	99.3	0.7	100.0	35.5	64.5	100.0	19.6	80.4	100.0	14.5	85.5	100.0
1970	99.1	0.9	100.0	38.8	61.2	100.0	7.1	92.9	100.0	11.6	88.4	100.0
1971	99.0	1.0	100.0	33.0	67.0	100.0	7.7	92.3	100.0	9.5	90.5	100.0
1972	97.5	2.5	100.0	35.0	65.0	100.0	2.1	97.9	100.0	8.3	91.7	100.0
1973	96.5	3.5	100.0	32.0	68.0	100.0	1.4	98.6	100.0	8.5	91.5	100.0
1974	96.8	3.2	100.0	36.0	64.0	100.0	2.1	97.9	100.0	9.5	90.3	100.0
1975	97.1	2.1	100.0	37.7	62.3	100.0	7.5	92.5	100.0	7.4	92.6	100.0
1976	96.1	3.9	100.0	40.3	59.7	100.0	10.4	89.6	100.0	9.6	90.4	100.0
1977	98.6	1.4	100.0	32.7	67.3	100.0	10.0	90.0	100.0	7.1	92.9	100.0
1978	95.7	4.3	100.0	31.6	68.4	100.0	12.1	87.9	100.0	6.4	93.6	100.0
1979				22.6	77.4	100.0	12.4	87.6	100.0	11.1	88.9	100.0

FONTE: CESP, Balanços Anuais EF: empréstimos e financiamentos; OF: outros capitais financeiros; CF: capital financeiro.

Devido à extraordinária magnitude da participação dos empréstimos e financiamentos, analisaremos mais detidamente essa parcela, que é o componente dos capitais de terceiros.

Quanto à origem dos empréstimos e financiamentos obtidos pela CESP, observa-se pela Tabela III.18, que a participação dos recursos em moeda nacional é minoritária. Estes recursos, que tinham uma posição bastante modesta no início de funcionamento da CESP, em 1967, quando representavam apenas 22.4% dos empréstimos e financiamentos cresceram bastante no trienio seguinte atingindo 38.8% em 1970. A partir de então, os recursos nacionais se estabilizam quanto à sua participação relativa, em torno da média de aproximadamente 36% até 1976. Mas, a partir deste último ano os recursos nacionais decresceram rapidamente atingindo em 1979, 22.6%, ou seja, uma participação equivalente à de 1967. A contrapartida desse decréscimo é o violento aumento dos recursos externos em formas de empréstimos e financiamentos no último trienio, saltando de 59.7% em 1976 para 77.4% em 1979.

No tocante aos recursos em moeda nacional, podemos observar pela Tabela III.19, que a maioria dos recursos originou-se de fontes governamentais, sendo que, a partir de 1973 majoritariamente através da Eletrobrás. O BNDE também teve uma contribuição relevante, mas apenas até 1969, quando então começam a crescer os recursos oriundos da Eletrobrás.

TABELA III.19

SALDO DA DÍVIDA COM ENTIDADES NACIONAIS - FIM DO PERÍODO

EM %

ANO	ELETROBRÁS	BNDE	BADESP	BANESPA	OUTROS	TOTAL
1967	3.2	74.4	-	-	22.4	100,0
1968	21.8	26.4	-	19.1	32.7	100,0
1969	31.2	18.0	-	41.5	9.3	100,0
1970	35.4	11.1	-	41.8	11.7	100,0
1971	53.1	8.1	-	27.0	11.8	100,0
1972	69.2	5.0	-	3.0	22.8	100,0
1973	92.7	-	-	2.8	4.5	100,0
1974	92.0	-	2.2	1.2	4.6	100,0
1975	87.7	-	7.7	0.1	4.7	100,0
1976	90.4	-	8.9	0.7	-	100,0
1977	86.0	-	11.6	-	2.4	100,0
1978	83.9	-	14.0	0.4	1.7	100,0
1979	71.2	-	12.4	9.9	6.5	100,0

FONTE: CESP, Balanços Anuais

Em relação às fontes governamentais da esfera estadual, nota-se que o BANESPA teve uma contribuição significativa no período 1968/71, voltando a ter uma maior presença somente em 1969. O BADESP começa a ter um papel crescente a partir de 1975. Estas duas últimas entidades fazem parte do Sistema Financeiro Público Estadual e também atuam co

mo repassadoras de recursos do FINAME, e recentemente do FINEP. O aumento da participação do BANESPA e do BADESP certamente está associado com o repasse de recursos provenientes do FINAME. Em 1979, a contribuição da Eletrobrás decaiu para 71.2% em função do aludido crescimento do BADESP e do BANESPA, além do aumento da participação de outros financiamentis, nomeadamente um conjunto de Bancos particulares (Bozzano-Simonsen,Crefisul, Itaú, Comind e Unibanco), que repassando recursos externos, representaram 5.2% de saldo da dívida a entidades nacionais no final deste ano.

Observa-se, também, que o perfil do conjunto dos empréstimos nacionais (Tabela III.18) acusa um crescimento dos capitais com vencimento a curto prazo apenas no período recente, saltando de 2.1% do total, em 1974, para 12.4%, em 1979.

Quanto aos recursos externos obtidos pela CESP, através de diferentes modalidades de contratos de empréstimos e financiamentos, observa-se que tiveram um papel de absoluto destaque nos recursos de terceiros. A participação relativa dos empréstimos e financiamentos obtidos no Exterior situou-se na média de 64% do total dos empréstimos e financiamentos no período 1970/76, aumentando drasticamente a seguir, quando chega a 77.4% dos financiamentos, no final de 1979 (ver Tabela III.18). Pela mesma Tabela podemos observar a evolução da estrutura temporal do saldo ao final do exercício, verificando que a divisas de longo prazo são dominantes, representando mais de 90% da dívida externa entre 1971 e 1978. A partir de 1974, os vencimentos a curto prazo começam a aumentar chegando a 11.1% do total em 1979. Este crescimento revela uma alteração no perfil da dívida, indicando um possível acúmulo de vencimento de dívidas con

traídas em passado recente, embora em níveis levemente inferiores aos vencimentos a curto prazo dos financiamentos em moeda nacional.

A CESP vem se utilizando de várias modalidades jurídicas de contratos na captação de recursos externos. Basicamente podemos agrupar essas modalidades nos seguintes ítens:

1º) Recursos obtidos através de contratos de empréstimos com entidades oficiais (agências de desenvolvimento) ou privadas (bancos e entidades financeiras privadas)

2º) Recursos obtidos através da Resolução 63, repassados internamente por bancos e agências financeiras nacionais.

3º) Recursos obtidos pelo financiamento dos fornecedores. Além do tradicional "supplier's credit", a CESP se utiliza de uma categoria que pode ser denominada de "buyer's credit", onde intervém diretamente, além do comprador e do fornecedor, uma entidade financeira.

4º) Recursos advindos do lançamento de debêntures (Private Placement e Bonus)

No período 1967/78, dentro do fluxo global de valores em moeda estrangeira, houve um claro predomínio dos empréstimos obtidos de entidades financeiras privadas, epresentando 53.7% do total dos recursos obtidos, conforme mostra a Tabela III.20 abaixo.

TABELA III.20

CESP: DÍVIDA EXTERNA - CONTRATOS ASSINADOS - 1967/78

VALOR GLOBAL (US$ MILHÕES) E PARTICIPAÇÃO (%)

	VALOR ABSOLUTO (US$ MILHÕES)	%
1- EMPRÉSTIMOS EM MOEDA	1.065,0	69,6
1.1. BANCOS COMERCIAIS	821,9	53.6
1.2. AGÊNCIAS DE DESENVOLVIMENTO	244,6	16,0
BID	168,0	11,0
BIRD	43,2	2,8
KFW	30,4	2,0
EXIMBANK	3,0	0,2
2- SUPPLIER'S CREDIT	172,0	11,2
3- BUYER'S CREDIT	204,7	13,4
4. DEBENTURES	88,5	5,8
TOTAL	1.531,7	100,0

FONTE: CESP DF, 1979

Os empréstimos de entidades oficiais, que na década de 50 e 60 era uma das principais fontes, participaram apenas com 16% dos recursos. Confome podemos observar pela Tabela III.20, os "buyer's credits" representam 13.4%, e o "supplier's credit" apenas 11.2% do total. Recentemente, a CESP

CESP: EVOLUÇÃO DA DÍVIDA EXTERNA EM US$ MILHÕES - SALDO AO FIM DO PERÍODO

	VALOR ABSOLUTO		COMPOSIÇÃO (%)													
			GERAL (%)				EMPRÉSTIMO (%)							SUPPLIER'S CREDIT (%)		
ANO	US$ MILHÕES	TAXA CRESCIMENTO ANUAL %	EMPR.	SUP. CRED.	DEB.	TOTAL	BIRD	BID	(a) C.FRAN.	(b) MORGAN	(c) CHICAGO	OUTROS	TOTAL	GIE	OUTROS	TOTAL
1967	63.6	-	88.8	11.2	-	100.0	65.5	29.2	-	-	-	5.3	100.0	63.4	36.6	100.0
1968	66.3	4.2	60.6	39.4	-	100.0	47.0	46.8	-	-	-	6.2	100.0	81.3	18.7	100.0
1969	113.8	71.6	69.1	30.9	-	100.0	28.6	36.5	-	-	-	34.9	100.0	76.7	23.3	100.0
1970	169.0	48.5	61.4	38.6	-	100.0	22.7	33.5	-	-	-	43.8	100.0	78.8	21.2	100.0
1971	250.6	48.3	69.7	30.3	-	100.0	12.7	28.0	-	-	11.4	47.9	100.0	75.7	28.3	100.0
1972	348.5	39.1	72.6	27.4	-	100.0	9.1	29.7	8.3	-	19.7	31.2	100.0	65.5	34.5	100.0
1973	493.8	41.7	78.7	21.3	-	100.0	5.4	20.8	34.2	-	12.8	26.8	100.0	59.4	40.6	100.0
1974	599.8	21.5	82.6	17.4	-	100.0	3.9	21.2	32.5	-	14.5	27.9	100.0	54.3	45.7	100.0
1975	736.6	22.8	86.1	13.9	-	100.0	2.9	19.6	24.9	15.8	13.1	23.7	100.0	48.1	51.9	100.0
1976	786.2	6.7	90.1	9.9	-	100.0	2.4	19.6	34.7	14.1	9.7	19.5	100.0	46.9	53.1	100.0
1977	921.6	17.2	93.5	6.5	-	100.0	1.7	16.7	33.3	27.5	6.3	14.5	100.0	46.0	54.0	100.0
1978	1180.6	28.1	86.2	4.5	9.3	100.0	-	16.3	31.7	35.4	4.9	11.7	100.0	36.5	63.5	100.0
1979	1352.3	14.5														

a - Credit Commercial de France
b - Morgan Guaranty Trust Co. of New York (Banco Lider do Consórcio)
c - The First National Bank of Chicago

FONTE: CESP, Balanços Anuais

/aao.

vem lançando mão do lançamento de debentures,principalmente no mercado alemão (parcela no Kwait) que chegerão a representar 5.8% do fluxo dos recursos obtidos no Exterior ao longo de 1967 a 1978.

A composição do saldo da dívida externa, ao final de cada exercício, de acordo com as principais entidades credoras, é mostrada na Tabela III.21, onde podemos notar o progressivo predomínio dos empréstimos contraídos com entidades privadas a partir de 1971. Os supplier's credits apenas tiveram uma participação mais expressiva no trienio 1968/70, quando representaram cerca de 36.5% em média do saldo da dívida ao final do exercício. A participação crescente das entidades privadas, até se tornarem absolutamente majoritárias, é coerente com as novas condições do mercado financeiro internacional, conforme vimos no item relativo ao financiamento da expansão do conjunto do setor elétrico.

A evolução do montante do valor absoluto da dívida externa, em termos do equivalente em US$ milhões, pode ser vista pela mesma Tabela III.21. O afluxo de recursos externos foi extraordinário a partir de 1968, sendo que, no período 1968/73, o saldo da dívida externa da empresa acusou um acréscimo anual de 49.5% a.a. No período seguinte, 1973/79, o crescimento médio anual foi bem menor, mas ainda significativo, situando-se em torno de 18.3% a.a. Deve-se acrescentar que, a partir de 1975, a CESP torn -se proprietária da CPFL, podendo atuar como repassadora de recursos à sua subsidiária, fato este concretizado, explicitamente,ao menos, em empréstimos contraídos em 1977 e 1978. Quanto à participação da dívida externa da CESP, na dívida externa do setor, possuímos dados ape

nas para o período 1975/78 (Tabela III.13).

Em 1975, a CESP participava com cerca de 30% do total da dívida do setor, valor que deve ter sido substancialmente maior nos anos anteriores. Mas, refletindo as menores taxas de expansão da CESP, face aos programas de investimentos de outras concessionárias, e os respectivos maiores aportes de recursos externos ao setor, a participação da CESP na dívida externa do setor vem diminuindo aceleradamente, chegando a 20,4% no final de 1978 (Tabela III.13). No conjunto da dívida externa brasileira, em 1974, a CESP representava 3.5% do total, decaindo para 2.6% em 1978, sendo no entanto valores extremamente significativos face a concentração em uma única empresa.

3.2.3. Origem e Aplicação de Recursos

Os componentes da estrutura de capital, analisada no item anterior, através dos saldos em fim de período (variáveis de "estoque"), são o resultado dos fluxos de recursos mobilizados anualmente pela CESP.

Estes recursos, que se destinam a expansão de suas atividades e da manutenção de suas obrigações financeiras, evoluiram extraordinariamente ; de Cr$ 365,5 milhões (moeda constante, base 1965/67=100), atingiram um pico de Cr$ 1.018 milhões, em 1975, decaindo a seguir. No período de auge , em 1967/65, onde se concentraram os grandes investimentos da CESP, os recursos mobilizados cresceram a uma taxa re l média de 13.7% ao ano. O posterior declínio, a partir de meados da década de 70, reflete a diminuição do volume de construções pela CESP.

A utilização dos recursos, conforme os dados da Tabela III.22, mostram que esses foram majoritariamente destinados aos investimentos efetuados pela empresa, atingindo o máximo de participação em 1972, com o índice de 91.9% dos recursos.Observamos, também, que a partir de 1979/70, as amortizações dos empréstimos e financiamentos começam a ter um peso significativo. Mas, o fato de maior destaque é o enorme crescimento das despesas com juros (cobertos pela renda), a partir de 1974, saltando de 2.8%, nesse último ano, para 19.3% , em 1978. Analisaremos o impacto destas despesas financeiras no próximo item, relacionadas dentro da estrutura de custos da empresa.

A captação destes recursos é basicamente feita através de três fontes: os recursos gerados internamente, através das atividades (operacionais ou não) da empresa, os aportes de novo capital dos acionistas e os recursos de terceiros na forma de empréstimos e financiamentos. Na Tabela III.22 , desagregamos a contribuição específica das quotas anuais do IUEE, pertencentes ao governo estadual e aos municípios paulistas, unicamente para efeito analítico, pois estes recursos são aplicados na empresa na forma de subscrição acionária.

Consideramos como recursos gerados internamente , fundamentalmente, o lucro bruto retido, que inclui o lucro líquido, a quota de depreciação anual, as despesas financeiras correntes (cobertas pela renda) e também os dividendos dos acionistas majoritários, que sempre foram reinvestidos ao longo do período. Os aportes de novo capital correspondem aos investimentos líquidos, deduzida a quota parte do IUEE, efetuados através da compra de novas ações pelos acionistas da empresa. Estes se constituem basicamente no Governo do Estado e na Eletrobrás, restando uma diminuta parcela composta por particulares, prefeituras municipais e ou

TABELA - III.22

CESP: ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS - 1967 / 78

(Valores absolutos em Cr$ Milhões , moeda constante, deflacionados pelo IGP/FGV col.2 base 1965/67 = 100)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
1- VALORES ABSOLUTOS (Cr$ milhões constantes)	365,5	469,8	485,2	623,6	674,4	741,7	893,0	900,0	1.018,4	780,3	896,9	759,8
2- APLICAÇÃO: COMPOSIÇÃO PERCENTUAL (%)												
Investimento	71.7	96.6	87.2	83.9	86.5	91.9	77.0	80.9	83.5	82.9	63.5	70.9
Amortização	2.7	4.0	9.7	16.5	11.6	9.5	15.6	7.0	11.9	12.6	15.9	14.5
Juros e encargos cobertos pela renda	0.5	0.8	0.7	1.1	1.6	2.2	2.0	2.8	4.9	8.2	8.6	19.3
Dividendos Desemboisados	-	-	-	-	-	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5
Outras aplicações	25.0	(1.4)	(2.4)	(1.5)	0.3	(4.3)	4.7	8.6	(0.9)	(4.3)	11.4	(5.2)
TOTAL (%)	100.0	100,0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
3- ORIGEM : COMPOSIÇÃO PERCENTUAL (%)												
Geração interna	8.4	8.8	10.2	17.0	20.8	26.4	25.4	34.5	37.7	53.1	50.2	60.2
Governo Estado (SP)	68.6	59.9	45.2	36.0	26.2	19.5	25.1	22.2	10.7	3.8	-	-
Eletrobrás	7.0	6.3	1.3	4.5	2.7	2.4	2.7	1.9	1.0	0.3	-	-
Particulares	-	-	-	-	4.4	5.7	-	-	-	-	-	-
Quotas IUEE	0.1	0.1	1.0	2.6	3.1	4.0	4.3	4.3	4.0	5.8	5.6	6.2
Empréstimos e Financiamentos	15.9	24.9	42.3	29.4	42.8	42.0	42.5	37.1	46.6	37.0	44.2	33.6
TOTAL (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

OBS: A participação da Eletrobrás, após 1974, foi estimada em função da relação verificada, em 1974, entre o fluxo do Governo do Estado (SP) e o fluxo da Eletrobrás.

FONTE: CESP PP, 1979

vb

tras entidades. Finalmente, os recursos de terceiros se compõem dos empréstimos e financiamentos obtidos através de agências nacionais e estrangeiras na forma de contratos de curto e longo prazo.

A contribuição específica de cada fonte pode ser observada pela mesma Tabela III.22 Este quadro foi preparado de modo a ser compatível com a correspondente aplicação de recursos, que conforme a definição utilizada, inclui, além dos investimentos realizados, as amortizações de capital de terceiros, os juros e encargos financeiros cobertos pela renda (ou seja, referentes a projetos que já estão em BIS) e os dividendos efetivamente distribuídos pela empresa (acionistas minoritários).

Os recursos oriundos do Governo Estadual tiveram um papel de absoluta relevância no desenvolvimento da CESP, principalmente no trienio 1967/69, quando foram a maior fonte absoluta de recursos, representando em média 55,5% de todos os recursos. A partir dessa época, os recursos governamentais diminuem relativamente face a emergência dos empréstimos e financiamentos e dos recursos gerados internamente, mantendo-se, no entanto, acima de 20%, até 1974. No ano seguinte, em 1975, há uma brusca queda para 10,7%, seguida para 3,8%, em 1976, quando finalmente, se encerra sua contribuição. Este término praticamente conclui uma fase histórica de injenção de recursos governamentais para grandes obras hidroelétricas, iniciadas há quase 30 anos no Rio Paranapanema.

A contribuição da Eletrobrás, na forma de subscrição acionária, foi bastante pequena ao longo do período atingindo seu máximo no biênio 1967/68, cuja

média situou-se tão somente em torno de 6,6% do total. Presume-se que a política de inversões da Eletrobrás, na CESP, orientou-se no sentido de acompanhar proporcionalmente as injenções de recursos acionários do governo estadual, no intuito de manter sua participação no capital da empresa, que variou em torno de 10%.

Os recursos do IUEE, provenientes da quota do Governo Estadual e dos municípios paulistas, que aplicaram na CESP, também foram extremamente limitados face ao montante global de recursos.Somente a partir de 1971 os recursos oriundos do IUEE superam a marca dos 3%, elevando-se gradualmente a seguir, chegando a 6,2%, em 1978.

A partir de 1969, tem início a injenção maciça de recursos provenientes de empréstimos e financiamentos, cuja contribuição é decisória ao processo de expansão da CESP, mantendo-se em torno de 40% ao longo do período, com pequenas variações em torno desse valor. Em 1978 há uma queda significativa na entrada de recursos de terceiros, atingindo 33,6% do total das fontes neste último ano.

Mas, o fato da maior importância na história da expansão da CESP se refere ao início da contribuição significativa dos recursos gerados internamente, a partir de 1970/1. Os recursos de origem interna às atividades da empresa praticamente dobram de valor entre 1968 e 1970, saltando respectivamente de 8,8 para 17,0%. O que propiciou este salto foi o fabuloso incremento da receita de exploração advinda do início da produção de energia de um bloco significativo de unidades produtoras. Entre 1969 e 1971, entraram em operação onze unidades geradoras da Usina de Jupiá, totalizando

1.109 MW de potência, além da Usina de Xavantes no Rio Paranapanema, com 414 MW; a Usina de Ubitinga, com 132 MW, e ainda a última máquina de Bariri, com 48 MW.

Ao longo da década, cresce de maneira significativa a contribuição dos recursos internos, principalmente a partir de 1974, quando começam a entrar em gradativa operação as 20 unidades geradoras de Ilha Solteira, com 161,5 MW cada uma. Em 1978, os recursos internos alcançam o recorde de participação com 60,2%. Este fato propiciou o gradual desengajamento dos recursos orçamentários nos programas de grandes obras hidroelétricas através da CESP, propiciandoa sua vinculação a outros programas de investimentos.

O esforço de investimento do Estado, comprometendo parcelas significativas das Despesas de Capital do orçamento do Governo Estadual, foi bastante acentuado conforme já observamos através da Tabela III.1 .

Em 1967, ano de excepcional participação dos recursos orçamentários do Estado dentro da CESP, atingindo quase 70% das fontes, o impacto de tal gasto foi também extraordinário ao nível da Dotação Orçamentária, atingindo 34,4% das Despesas de Capital. Há um declínio a seguir, permanecendo , até 1974, acima de 10%, encerrando-se finalmente em 1976.

Mas, não obstante a geração interna de recursos da CESP ter alcançado uma expressiva participação no total dos recursos e das aplicações, a sua contribuição efetiva para os investimentos teve um

TABELA - III.23

CESP: CAPACIDADE PRÓPRIA DE INVESTIR - 1967/78

(Cr$ MILHÕES CORRENTES)

ANO	SALDO LIVRE PARA INVESTIR (1)	INVESTIMENTO (2)	(1)/(2) %
1967	11,8	335,6	3,5
1968	10,2	722,5	1,4
1969	-30,1	812,5	-
1970	-17,3	1.203,0	-
1971	143,5	1.615,7	8,9
1972	337,4	2.208,4	15,3
1973	261,3	2.563,6	10,2
1974	1.043,5	3.497,4	29,8
1975	1.187,5	5.212,3	22,8
1976	2.108,5	5.602,8	37,6
1977	2.602,5	7.193,7	36,2
1978	3.183	9.239,1	34,5

OBS: Investimento calculado pela diferença do custo histórico do Imobilizado Técnico, deduzido o JDC (Juros Durante a Construção)
Saldo livre para Investir: Renda líquida + Depreciação - JDC - Amortização - Dividendos Pagos.

FONTE: CESP, Balanços Anuais

papel menos relevante. Ou seja, se deduzirmos da geração interna dos recursos (lucro bruto),aquela parcela comprometida com a remuneração e amortização do capital financeiro, e também dos desembolsos com os dividendos efetivamente distribuídos , obteremos os recursos livres da empresa para serem investidos.

Podemos não observar a evolução da capacidade de investir da empresa, supondo que os acionistas majoritários reinvistam todos seus dividendos, através da relação entre os recursos internos livres para investir e os investimentos efetivamente realizados conforme mostra a Tabela III.23. Até 1970 não existem praticamente recursos livres para serem investidos, sendo que, em 1969 e 1970, os recursos internos não foram nem suficientes para cobrir as amortizações. A situação começa a melhorar para a empresa somente com o início de operação de Ilha Solteira em 1974, quando a capacidade própria de investir atinge 29.8%.

Esta relação é bastante influenciada pelos encargos e amortizações do capital financeiro que não foram tão altos no período 1974/76. Em 1978, a capacidade própria de investir alcançou o índice de apenas 34.5% como reflexo da alta participação do capital financeiro no fluxo de caixa da empresa, e também do crescimento real mais lento das receitas face ao agravamento da situação inflacionária do País.

3.2.4. Margens operacionais e estrutura de custos(1)

Os resultados operacionais da empresa no período tiveram por base o extraordinário crescimento da

(1) A análise desenvolvida baseia-se nas transações definidas através do antigo Plano de Contas para as empresas de energia elétrica. O decreto nº 82.962, de 29.12.78, estabeleceu um novo Plano de Contas.

receita de exploração advinda da venda de energia elétrica.

Como vimos, o aumento da produção de energia elétrica foi viabilizado pela entrada em operação das maiores usinas hidroelétricas de seu sistema, tais como Jupiá, Ilha Solteira, Capivara e Água Vermelha. O marco do início da produção maciça de energia ocorre em 1970, quando a energia vendida aumenta em 93.3% face ao valor do ano anterior, basicamente em função da entrada em operação das 8 máquinas geradoras de Jupiá, em 1969/70, além do início de operação de Xavantes, Ibitinga e a última máquina de Bariri.

A receita de exploração da CESP, em termos reais (moeda constante, base 1965/67=100), evoluiu de Cr$ 45.448 mil, em 1967, para Cr$ 717.252 mil, em 1978, ou seja, apresentou uma taxa de crescimento médio anual de 28.5% ao ano. No entanto, podemos distinguir dois subperíodos quanto ao comportamento da evolução da receita de exploração. Nota- se que, no sub-período que vai até 1975, o crescimento foi mais acelerado, apresentando uma média anual de 36.5%. No sub-período seguinte, 1975/78, o crescimento da receita de exploração baixa para a média anual de 9.1% ao ano, embora a energia vendida continue crescendo em função da expansão da empresa. Esta diminuição da taxa real de crescimento da receita, a partir de 1975, é o reflexo da política de contenção tarifária imposta através do DNAEE, que se revela mais explicitamente nos três últimos anos da série, onde se verifica que, entre 1976/78, a energia vendida aumentou globalmente em 44.8%, e a receita teve um aumento global de tão somente 14.9% ou seja, menos da metade do que o incremento da energia vendida, con

forme mostra a Tabela III.24.

TABELA III.24

CESP: ENERGIA VENDIDA (GWH), RECEITA DE EXPLORAÇÃO, PREÇO MÉDIO GLOBAL (EXCLUSIVE/TRIBUTOS)

Cr$ constantes
BASE 1965/67=100

ANO	RECEITA EXPLORAÇÃO		ENERGIA		PREÇO MÉDIO GLOBAL	
	Valor Absoluto Cr$ 1000c^{te}.	Taxa de Crescimento Anual %	Energia Vendida (GWh)	Taxa de Crescimento Anual %	Cr$/MWh Cr$ cte.	Taxa de Crescimento Anual %
1967	45.448	-	1.970,5	-	23,04	-
1968	61.546	35.4	2.440,5	23,8	25,01	8.6
1969	85.990	39.7	3.915,8	19,5	29,10	16.4
1970	152.143	76.9	5.635,9	93,3	25,95	(10.8)
1971	193.652	27.3	7.741,5	37,3	24,97	(3.8)
1972	274.416	41.7	9.415,1	21,6	29,10	16.5
1973	338.925	23.5	11.758,7	24,9	28,79	(1.1)
1974	432.995	27.8	15.369,2	30,7	28,14	(2.3)
1975	552.493	27.6	18.410,5	19,8	29,96	6.5
1976	624.106	13.0	18.770,2	1,9	33,17	10.7
1977	668.751	7.2	22.681,9	20,8	29,39	(11.4)
1978	717.252	7.3	27.179,4	19,8	26,28	(10.6)

OBS: Deflator - Coluna 2 - IGP, FGV
FONTE: CESP, Relatórios Anuais

A evolução do preço médio real da energia elétrica vendida pela CESP, desde a sua formação, também pode ser observada pela Tabele III.24, que indica o preço médio real da venda de energia elétrica calculado através da relação entre o faturamento obtido exclusivamente através da venda de energia (valor levemente inferior à da receita de exploração) e a respectiva venda em valores físicos. Observamos que, até 1971, o crescimento do preço médio foi mínimo, ficando praticamente estável seu valor nesse período, não obstante ter havido um salto em 1969, provavelmente em função do custo do combustível e da energia comprada em função da seca ocorrida no verão de 1969.

Em 1972, ocorreu o maior aumento na tarifa média, da ordem de 16.5% face ao valor de 1971, basicamente em função das alterações contidas na Lei 5.655/71, sendo que as mais significativas foram a alteração da remuneração do investimento (de 10% para 11% ao ano), e a redução da reserva para reversão do investimento remunerável. Além desse fato, contribuiu para a elevação da tarifa, em 1972, a inclusão no investimento remunerável de grande parte dos bens que anteriormente estavam lançados na conta "Bens e Instalações para Uso Futuro" (incluida na coluna BI da Tabela III.14).

No período 1972/75, o preço médio real (base 1965/67=100) se estabiliza no novo patamar de Cr$ 29 por MWh, sendo que, em 1976, ocorre um aumento de 10.7%, verificand-se, a seguir um constante declínio como reflexo imediato da contenção tarifária acima aludida.

No entanto, mesmo sem uma análise mais profunda dos mecanismos de formação das tarifas da CESP,

pode-se observar uma diferenciada evolução das tarifas da CESP, e portanto da contribuição, das diferentes categorias de consumidores da empresa, na formação da receita de exploração.

Em primeiro lugar, constata-se que a CESP, enquanto empresa essencialmente geradora de energia elétrica e secundariamente distribuidora direta, obtém a maior parte de sua receita através de venda em grosso a outras concessionárias.

Conforme mostra a Tabele III.25, estas últimas sempre contribuiram com mais de 2/3 da receita de exploração, sendo que a partir de 1974 sua contribuição se eleva a mais de 80%. O preço de venda às concessionárias é relativamente mais baixo do que a energia vendida no mercado próprio, pela razão básica de que, em princípio, a CESP tem que investir menos na entrega às concessionárias, pois estas recebem energia em alta tensão. Este fato se comprova observando-se que a energia fornecida às concessionárias têm uma participação percentual no total das vendas (ver Tabela III.6), superior à respectiva participação relativa no total da receita.

Mas as distorções mais significativas do sistema tarifário apresentado pela CESP ocorreram de maneira acentuada até 1972, atenuando-se posteriormente até o ano de 1976. Como podemos observar pela Tabela III.26, a qual mostra os incrementos globais das tarifas médias reais em períodos selecionados, até 1972 os consumidores residenciais tiveram um incremento de tarifa sistematicamente maior do que as outras categorias. No período 1972/75, a situação ainda persiste no mercado pró

TABELA - III.23

CESP: COMPOSIÇÃO DA RECEITA DE EXPLORAÇÃO

EM %

ANO	COMPOSIÇÃO GERAL (%)			COMPOSIÇÃO DO MERCADO PRÓPRIO (%)										
	À GROSSO		MERCADO PRÓPRIO	TOTAL	RESID.	COMERC.	INDUST.	RUR.	POD. PUBL.	ILUM. PUBL.	OUTROS SERV.PUB.	INTER DEPTº	OUTROS	TOTAL
	LIGHT	SUB TOT.												
1967		73,3	26.7	100,0	22.6	10.5	50.0	3.9	0.2	5.3	0.3	6.7	0.5	100,0
1968		71.6	28.4	100,0	24.1	11.5	45.9	3.5	3.0	-	0.3	8.8	2.9	100,0
1969	20.5	64.4	35.1	100,0	27.7	14.5	33.8	6.3	4.3	2.7	0.3	6.7	3.7	100,0
1970	40.3	68.5	31.5	100,0	25.3	14.1	27.3	5.8	4.4	3.2	1.1	6.5	12.3	100,0
1971	49.6	71.6	28.4	100,0	29.2	16.4	30.2	6.6	4.7	3.3	1.6	7.3	0.6	100,0
1972	56.7	74.5	25.5	100,0	29.6	15.2	32.6	6.8	4.6	3.4	1.3	6.0	0.5	100,0
1973	59.5	76.0	24.0	100,0	28.7	14.4	26.1	6.6	4.3	3.2	1.2	5.0	0.5	100,0
1974	66.3	79.7	20.3	100,0	28.4	13.8	37.7	7.6	4.3	3.1	1.0	3.6	0.5	100,0
1975	68.1	81.6	18.4	100,0	27.8	13.5	38.3	6.4	4.2	4.3	0.8	3.9	0.8	100,0
1976	72.1	84.0	16.0	100,0	28.3	13.8	39.3	5.0	4.3	4.0	0.7	3.0	1.6	100,0
1977	72.6	84.0	15.9	100,0	28.8	13.5	40.6	4.7	4.0	3.3	0.6	2.5	2.0	100,0
1978	71.6	83.9	16.1	100,0	28.7	12.9	41.7	5.0	3.6	3.1	0.5	2.0	2.5	100,0

FONTE: CESP PP, 1979

prio, quando os consumidores industriais tiveram uma redução relativa bem maior que os consumidores residenciais.

TABELA III.26

EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO EM PERÍODOS SELECIONADOS EM %

	CATEGORIAS DE CONSUMIDORES			
PERÍODOS	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	CONCESSIONÁRIAS	GLOBAL
1967/71	79.5	3.1	4.8	8.5
1971/72	21.5	18.7	18.9	16.5
1972/75	(6.9)	(16.9)	9.4	3.0
1975/76	(16.2)	(19.9)	16.0	10.7
1976/78	(12.3)	(1.1)	(15.5)	(-26.5)

OBS: Deflator : coluna 2- IGP/FGV

FONTE: 1) Kawamura, 1977, Pg.56
2) Para 1976/78: CESP PP, 1979

Esta diferenciação da evolução real das categorias tarifárias acarretou uma transferência de renda dos consumidores residenciais em favor dos consumidores industriais, basicamente em função do maior poder de barganha face à concentração do consumo desta última categoria.

Tendo como parâmetro a receita anual de exploração, acima analisada, examinaremos, a seguir, a

estrutura de custos e margens operacionais da CESP.

A classificação dos itens foi feita de maneira a ressaltar a apropriação, interna ou externa à empresa, dos custos indiretos, enfatizando,pois, como a venda da energia elétrica financia outros setores, além da própria concessionária em questão.

No tocante aos custos, as empresas de energia elétrica apresentam uma distinção fundamental quanto aos dispêndios que se incorporam ao investimento, objetivando a ampliação da capacidade produtiva, e os dispêndios efetuados em função do funcionamento corrente da empresa. Estes dois tipos de gasto, ampliação e operação, constituem em conjunto o custo do serviço, que deu origem à"doutrina" de fixação das tarifas pelo regime do serviço pelo custo. Na medida em que os investimentos terão uma taxa de remuneração fixada pelo poder concedente é de fundamental importância a perfeita identificação qualitativa e quantitativa, dos valores que compõem o investimento a ser remunerado. Portanto,justifica-se que a apropriação contábil dos custos é matéria bastante especializada nas empresas de energia elétrica.

O custo básico de operação de uma concessionária denomina-se "despesa de exploração", englobando os gastos necessários à produção de energia e atendimento do mercado, que se compõem em despesas com pessoal, material e serviços, energia comprada de terceiros, combustível próprio, e as despesas diversas. Os gastos com pessoal se

referem àqueles que estão diretamente ligados à operação, manutenção e distribuição de energia. As despesas com pessoal na construção incidem sobre o custo da obra, sendo portanto consideradas como investimento (OSA). Para efeito analítico na análise da CESP, desagregamos as despesas de exploração por categoria funcional, a saber: geração, transmissão, distribuição, consumidores e cobrnça, e administração central. Os três primeiros tipos de despesa - geração, transmissão e distribuição - denominamos de custo direto de exploração, e os dois restantes são apropriados aqui como custos indiretos.

Os demais ítens de custo indireto ainda apropriados pela empresa se referem à quota anual de depreciação, e um último ítem, classificado como "outros custos", que engloba as despesas não financeiras estranhas à exploração e também o resultado da "Administração Especial de Ilha Solteira" (decreto estadual 51352/69) a partir de 1970, conforme a apresentação dos "Demonstrativos do Resultado das Operações da CESP" (acompanham o Balanço Anual).

Os outros ítens que compõem o custo indireto da empresa, são apropriados externamente à ela, e foram classificados em três grupos.

O primeiro grupo de custos indiretos apropriados externamente se compõem de valores que se dirigem ao setor de energia elétrica(1), servindo para o financiamento de atividades do setor elétrico, a

(1) A CESP também destina ao setor os recolhimentos efetuados juntos aos consumidores diretos, em função da carga para-tarifária (tributos): IUEE e Empréstimo Compulsório (EC).

critério da Eletrobrás. O principal item deste grupo são as quotas anuais de Reversão e de Garantia.

A quota de Reversão é calculada aplicando-se uma taxa de 3% sobre o valor do BIS (deduzindo os valores das Contas Doações, Contribuições, Adiantamentos e Obras Pioneiras), e serve, desde a sua constituição através da lei nº 5655, de 20.05.71, para alimentar a Reserva Global de Reversão. Com este fundo, a Eletrobrás financia a expansão das concessionárias e pode também aplicá-lo na encampação de empresas ou na desapropriação de áreas a serem inundadas pelos reservatórios.

A quota de garantia foi criada no final de 1974, pelo decreto lei nº 1383, de 26.12.74, dentro da política de equalização tarifária, e é calculada da mesma forma do que a quota de reversão, utilizando-se a taxa de 2% sobre o valor do BIS (CESP AET, 1979).

Antes de 1971, a quota de reversão denominava- se quota de amortização, e seus recursos eram geridos pela própria empresa, ou seja, a "custo zero". A partir de 1972, caso a empresa quisesse utilizar estes recursos, parcial ou totalmente, as mesmas passariam a ter um custo constituído por juros anuais de 10% em média, além da correção monetária(segundo os índices de correção do ativo imobilizado). O custo desse empréstimo constitui, em nossa classificação, a 2ª. categoria de custo indireto apropriado pelo setor.

O último ítem apropriado pelo setor é a quota da Conta Consumo Combustível (QCCC), cujo valor é fornecido pelo GCOI, provendo recursos para o setor no que diz respeito ao combustível para o sistema térmico.

O segundo grupo de custos indiretos apropriados externamente são captados pelo governo (1) (esferas federal, estadual e municipal) e se referem à provisão do Imposto de Renda, conforme o Demonstrativo do Resultado, e aos impostos e taxas efetivamente lançados sobre a empresa, relativos à concessão dos serviços por ela explorados.

Finalmente, o terceiro e último grupo é apropriado pelo capital financeiro enquanto juros e encargos relativos à sua remuneração. Além dos juros e encargos pagos no País e ao Exterior existe uma parcela consignada como despesa coberta pela tarifa (criada pelo decreto 41019/57, art. 166), que também é apropriada pelo capital financeiro, denominada Diferença de Câmbio.

Este valor é calculado através das despesas que resultam da variação da taxa cambial quando da amortização dos empréstimos em moeda estrangeira. Praticamente se origina da diferença entre a taxa de câmbio efetivamente paga e a taxa em vigor na época de contabilização da amortização do empréstimo externo.

A evolução da estrutura de custos e margens de lucro da CESP pode ser observada através da Tabela III.27.

Em relação aos custos apropriados pela empresa (custo direto mais custo indireto apropriado internamente), conforme mostra a coluna 7, estes tendem a diminuir até 1974, quando atingem 24.7% da receita de exploração, aumentando bastante a seguir, alcan

(1) A CESP efetua também o recolhimento da Quota de Previdência junto aos consumidores (diretos).

çando 35.7% em 1978. Este aumento resulta basicamente da crescente participação da quota anual de depreciação na estrutura de custos da empresa, saltando de 10.1%, em 1974 para 19.1%, em 1978. O crescimento da participação da quota de depreciação teve por origem o aumento da taxa de depreciação utilizada, passando de 1.5%, em 1967, para cerca de 3% no final do período, além da entrada em operação das grandes usinas hidroelétricas, pois, quando estão em construção, evidentemente não estão sujeitas à depreciação contábil.

A margem de exploração, entendida como a relação entre despesa de exploração e a receita de exploração (coluna 4), declinou continuamente no período 1967/75, atingindo, em 1975, um valor menor do que a metade do valor inicial, quando do início da CESP. Este decréscimo significa que a capacidade instalada no período propiciou a obtenção de significativas vantagens de economia de escala.

A pequena participação da despesa de exploração no conjunto da estrutura de custo do setor, aliada à alta participação da depreciação, revelam os traços básicos do sistema produtivo da CESP: alta concentração dos custos relativos ao capital fixo, característico dos sistemas com predominância de geração hidroelétrica, e baixa participação das despesas operacionais, característica das empresas especializadas em gerar e transmitir a energia para a venda em grosso. A Light, empresa tipicamente distribuidora de energia elétrica, apresenta uma estrutura de custos internos (ver relatórios anuais da Light) inversa à da CESP, com alto custo operacional relativo e baixa participação relativa da depreciação.

TABELA - III.27

ESTRUTURA DE CUSTOS E MARGENS OPERACIONAIS - PORCENTAGEM SOBRE A RECEITA DE EXPLORAÇÃO (%)

		CUSTOS INDIRETOS (%)																					
ANO	1 CUSTO DIRETO DE EXPLORAÇÃO (ger. trans.e distrib.)	2 CONSUMIDORES E COBRANÇA	3 ADM.CENTRAL	4 DESP.EXP. (1+2+3)	5 DEPRECIAÇÃO	6 OUTROS	7 SUB TOTAL EMPRESA	8 QUOTA REVERSÃO	9 JUROS S/ FUNDO REVERSÃO	10 QUOTA GARANTIA	11 QUOTA CONSUMO COMBUSTÍVEL	12 SUB TOTAL SETOR	13 JUROS NO PAÍS	14 JUROS NO EXTERIOR	15 SUB TOTAL JUROS	16 DIFER. CÂMBIO	17 SUB TOTAL CAP.FINAN.	18 IMPOSTOS E TAXAS GOVERNO	19 LODIR	20 TOTAL REC. EXPLOR.	% 21 RENDA DE EXPL.(RDE)	% 22 DIFERENÇA 21 - 19	% 23 RDE e RC
1967	15.9	1.9	11.5	29.3	11.7	4.6	45.6	21.0	-	-	-	21.0	nd	nd	3.9	0.3	4.2	3.3	25.9	100,0	34.4	8.5	6.9
1968	21.1	2.2	5.0	28.3	11.9	1.6	41.8	21.3	-	-	-	21.3	nd	nd	5.9	1.7	7.6	3.3	26.0	100,0	36.7	10.7	
1969	31.6	3.1	8.0	42.7	7.7	4.4	54.8	12.1	-	-	-	12.1	nd	nd	4.0	0.9	4.9	3.0	25.2	100,0	36.6	11.4	6.3
1970	17.5	2.3	5.8	25.6	7.0	7.7	40.3	-	-	-	-	-	nd	nd	4.6	0.5	5.1	2.2	52.4	100,0	66.9	14.5	5.9
1971	14.2	1.9	4.8	20.9	12.7	5.4	39.0	-	-	-	-	-	nd	nd	5.5	1.5	7.0	0.5	53.5	100,0	65.1	11.6	3.3
1972	10.3	1.5	3.5	15.3	14.3	3.9	33.5	9.3	0.7	-	-	10.0	0.7	4.6	5.3	1.0	6.3	0.4	49.8	100,0	60.3	10.4	5.2
1973	9.7	1.7	3.6	15.0	13.0	2.2	30.2	16.0	0.5	-	-	16.5	0.7	4.0	4.7	0.6	5.3	0.3	47.7	100,0	55.5	7.8	5.1
1974	8.4	1.3	2.9	12.6	10.1	2.0	24.7	13.6	0.4	-	-	14.0	1.6	3.7	5.3	0.6	5.9	0.5	54.9	100,0	63.1	8.2	4.3
1975	7.8	1.3	2.4	11.5	14.0	1.5	27.0	16.2	0.3	-	0.2	16.7	3.2	5.6	8.8	0.8	9.6	2.9	43.8	100,0	57.2	13.4	3.8
1976	7.5	1.7	2.5	11.7	14.0	2.4	28.1	17.8	0.2	-	0.3	18.3	4.9	5.2	10.1	0.7	10.8	2.7	40.1	100,0	55.4	15.3	3.9
1977	7.8	1.6	3.1	12.5	14.9	1.2	28.6	13.5	0.2	4.3	-	18.0	6.2	8.7	14.9	2.5	17.4	2.8	33.2	100,0	52.2	38.8	nd
1978	8.8	1.4	4.7	14.9	19.1	1.7	35.7	15.2	0.2	2.5	0.2	18.1	7.5	11.8	19.3	4.6	23.9	2.1	20.2	100,0	43.5	23.0	nd

OBS: LODIR - Lucro operacional depois do Imposto de Renda

FONTE: 1) CESP, Balanços Anuais
2) OPE, vários anos, (coluna 23)

(nd) - não disponível

vb

Ainda em relação à despesa de exploração, deve-se notar uma tendência crescente quanto à sua participação nos últimos anos do período, subindo 3,4 pontos entre 1975 e 1978. Este fato contraria a tendência anteriormente observada de redução acelerada da margem de exploração. Contribuiram para esse crescimento o aumento do custo direto de exploração e do custo indireto relativo à administração central (detalharemos esta questão no final deste item).

Quanto aos custos indiretos apropriados pelo setor de energia elétrica nota-se um crescimento bastante intenso a partir de 1972. Até esta data, este valor (quota de Reversão) era gerido pela própria empresa, sendo bastante significativa em 1967/68. Nos exercícios de 1970 e 1971 não foi contabilizada a quota de Reversão, conforme autorização do DNAEE, embora tenha sido considerada nos estudos tarifários. A partir de 1972, estes valores são recolhidos junto à Eletrobrás, e sua utilização passa a ter um custo (juros) que, em 1972/3, se equiparou aos juros pagos a entidades nacionais conforme observamos pela coluna 9 (Tabela III.27).

O aumento gradativo da participação relativa da quota de Reversão e Garantia deve-se ao fato de que o DNAEE, para não onerar abruptamente o custo das empresas, aprova a adoção de taxas que,progressivamente, deverão atingir 3% e 2% do BIS corrigido, respectivamente, para as duas quotas em questão. Em 1978 o valor apropriado pelo setor atingiu 18,1% da receita de exploração desse mesmo ano. O financiamento da CESP, ao setor, não se resume nesses valores, pois, como vimos, a empresa também recolhe junto aos consumidores diretos uma carga para-tarifária na forma do IUEE e do Empréstimo Com

pulsório. Não obstante esses dois"tributos" não incidirem sobre as vendas a grosso, o seu montante não é absolutamente desprezível, conforme mostra a coluna 23 da Tabela III.27. Em 1978, esses dois recolhimentos representaram quase 4% da receita de exploração. A título de comparação observa-se que, para a Light, empresa que não efetua vendas a grosso, os dois tributos acima representaram cerca de 32% de sua receita de exploração durante o ano de 1976 (Light- Relatório Anual - 1976).

A parte do custo indireto apropriado pelo governo é relativamente pequena, face ao montante da receita global de exploração, e é basicamente constituído pelo Imposto de Renda provisionado. Em 1975, no entanto, apesar de ser mantida a alíquota de 6% sobre o lucro tributável, há um acréscimo significativo do aprovisionamento para imposto de renda em função da extinção do tratamento tributário especial relativo aos lucros atribuíveis aos acionistas de direito público (CESP R.A., 1975). O recolhimento de impostos e taxas, excluído o Imposto de Renda, aparece agregado a este valor, e sua participação somente foi significativa em 1977,quando atingiu 0,2% da receita de exploração. A CESP ainda recolhe de seus consumidores diretos a Quota de Previdência, que se constitui em adicional à carga para-tarifária. Este tributo teve importância apenas até 1971, quando chegou a representar 3.2% da receita de exploração desse mesmo ano.

A apropriação dos custos indiretos pelo capital financeiro é o item de maior relevância devido à magnitude alcançada ao final do período.Em 1973, esta participação representava apenas 5.3% da receita de exploração e cresce de maneira fantástica a seguir, atingindo 23.9%, em 1978, mais do que quadru

plicando em seu valor relativo no período 1973/78. No último ano da série é o item que individualmente supera todos os demais.

Este acréscimo é o resultado natural do financiamento da expansão da CESP, com crescente participação de capital de terceiros. A maior incidência de juros e comissões pagas no País e ao Exterior, no período recente, significa um acúmulo crescente de utilização de recursos de terceiros. E o aumento da participação relativa da Diferença de Câmbio significa uma alteração no perfil da dívida externa da empresa, com maior concentração das amortizações no período recente, e também reflete as variações da taxa cambial no tocante a essas amortizações.

Devemos notar, também, que não obstante a CESP ter tomado mais empréstimos no mercado externo do que no mercado interno, pelo fato da taxa interna de juros ser superior à externa, a participação dos juros internos na estrutura de custos da CESP, em 1976, quase alcançou a participação dos juros externos (colunas 13 e 14).

Finalmente, examinaremos de maneira mais cuidadosa o crescimento relativo das despesas de exploração, a qual já foi anteriormente detectado.

Para analisar melhor esse fenomeno devemos observar a evolução isolada da estrutura da despesa de exploração por natureza de gasto, ou seja, gasto em pessoal, material, combustíveis, energia comprada a outros, conforma mostra a Tabela.

Vemos através da Tabela III.28, que a responsabilidade maior do incremento recente das despesas de

exploração é devido ao acréscimo inusitado dos gastos em pessoal, que entre 1975 e 1978, praticamente dobra sua participação relativa dentro das despesas de exploração.

TABELA III.28

CESP: COMPOSIÇÃO DAS DESPESAS DE EXPLORAÇÃO - 1967/78

EM %

ANO	PESSOAL	MATERIAL	COMBUSTÍVEL PRÓPRIO	ENERGIA COMPRADA	OUTROS	TOTAL DESP.EXPL.
1967	48,4	31,4	-	1,2	19,0	100,0
1968	46,6	26,4	0,1	3,4	23,5	100,0
1969	46,9	20,7	4,8	18,9	8,7	100,0
1970	53,9	28,3	0,9	9,8	7,1	100,0
1971	53,9	28,9	0,9	8,0	8,3	100,0
1972 (1)	47,7	34,8	0,8	8,9	7,8	100,0
1973	36,6	46,5	0,5	8,7	7,7	100,0
1974	33,9	50,7	0,1	7,7	7,6	100,0
1975	32,7	49,6	0,1	8,3	9,3	100,0
1976	58,0	27,1	-	7,2	7,7	100,0
1977	59,7	28,1	-	5,4	5,8	100,0
1978	64,9	24,6	-	5,6	4,9	100,0

(1) Em 1972 houve mudança no critério de apropriação de despesas, resultando numa redução no item "Pessoal" e crescimento no item "Material".

FONTE: CESP PP, 1979

Este fato, conjugado com o crescimento acelerado das despesas relativas à administração central, (coluna 3, Tabela III.27) que praticamente dobra sua participação, entre 1975 e 1978, nos leva a três hipóteses não excludentes entre si.

a) aumento elevado do número de funcionários e técnicos administrativos devido a novas contratações.

b) aumento elevado do número de funcionários e técnicos administrativos devido a novo critério de rateio do pessoal da administração central. Com a diminuição do ritmo de obras parte do pessoal antes colocado em investimento passa a incidir em despesa de exploração corrente.

c) aumento relativo do salário médio real dos funcionários da administração central e dos técnicos.

Esta questão não se resolve através da simples verificação do número de empregados da empresa, pois seria necessário uma análise mais detalhada da apropriação dos custos de pessoal. A título de exemplo, mostramos abaixo (Tabela III.29) os dados relativos ao número de empregados apenas em relação ao período 1970/72, onde se verifica uma grande redução, causada pelas "transferências" para as empreiteiras dos empregados da CESP que trabalhavam na construção.

TABELA III.29

EVOLUÇÃO DO Nº DE EMPREGADOS NO PERÍODO 1970/72

	Nº DE EMPREGADOS (EM MÉDIA)		
ÁREAS	1970	1971	1972
OPERAÇÃO	2.025	1.930	2.034
DISTRIBUIÇÃO	2.217	2.232	2.293
CONSTRUÇÃO	4.463	2.098	715
SUB-TOTAL (INTERIOR)	8.705	6.260	5.042
ADM. CENTRAL	2.569	2.595	2.500
TOTAL (CESP)	11.274	8.855	7.542

FONTE: CESP DEF, 1973, P. 20.

3.2.5. Evolução da rentabilidade

Através da mesma Tabela III.27 podemos observar o comportamento do lucro operacional da empresa por meio da evolução da margem de lucro operacional depois do imposto de renda, denominada LODIR (coluna 18).

Em primeiro lugar, cabe ressaltar mais uma vez o papel desempenhado pelo aumento das vendas, após o início da produção de Jupiá, em 1969, no financiamento da CESP. Como podemos observar a margem de lucro operacional (LODIR) dobra de valor entre 1969

e 1970, saltando de 25.2% para 52.4%. Em 1970 e 1971, também contribuiu para a manutenção desse valor o não recolhimento da quota de reversão nesses dois anos, cujo impacto se fez sentir no biênio seguinte no pequeno decréscimo do LODIR. Em 1974, este índice atinge o seu valor máximo. Nesse período, graças à redução dos custos apropriados internamente pela empresa e um pequeno decréscimo da participação relativa da quota de reversão.

A partir de 1974, inicia-se a violenta redução do LODIR em função da crescente incidência das despesas financeiras e secundariamente pelo crescimento da quota de reversão e da depreciação. O aumento deste último item, ao contrário dos demais, significa um reforço financeiro para a empresa, pois contribui para o crescimento do lucro bruto (lucro líquido mais depreciação). Em 1978, o LODIR atinge o valor de tão somente 20%, o menor de todo o período.

Esta queda reflete basicamente a incidência dos capitais cujo pagamento é uma apropriação do lucro total da empresa, o qual se iguala à soma da massa de lucro líquido mais as despesas financeiras.

Através da Tabela III.30, podemos observar a repartição do lucro entre o que cabe ao capital próprio e o que é retorno ao capital financeiro. Esta relação entre a despesa financeira e o lucro líquido mais despesas financeiras, salta de 9,8%, em 1974, para 54.1%, em 1978 ou seja, o capital financeiro se apropriou de mais da metade do lucro total da empresa neste último ano.

TABELA III.30

CESP: PARTICIPAÇÃO DA DESPESA FINANCEIRA NO LUCRO TOTAL

EM %

ANO	DF / LL + DF
1967	14.2
1968	22.8
1969	16.4
1970	9.8
1971	11.6
1972	11.2
1973	10.0
1974	9.8
1975	17.9
1976	21.2
1977	34.2
1978	54.1

DF = Despesa Financeira
LL = Lucro líquido (LODIR - valor absoluto)
FONTE: CESP, Balanços Anuais

Podemos ainda analisar a evolução da margem operacional "tarifária" da empresa, denominada renda de exploração (RDE - coluna 19, Tabela III.27), que se aproxima do conceito de remuneração do investimento da empresa. Ou seja, é o excedente que existe entre a receita de exploração e os custos cobertos pela tarifa: despesa de exploração, quota de depre

ciação, quotas do setor(reversão, garantia e consumo de combustível, diferença de câmbio, e impostos e taxas, exclusive o imposto de renda - os custos financeiros não são cobertos pela tarifa).

A margem da renda de exploração (RDE, coluna 19) também deu um salto em 1970, pelos mesmos motivos da alteração brusca do LODIR, decaindo a partir de 1974, em função do crescimento relativo da participação da quota de depreciação e da quota de reversão e garantia. Na medida em que as despesas financeiras (juros), que de maneira explícita não são cobertas pela tarifa (à exceção da diferença de câmbio - dec 41019/art 166), a maior incidência dessas mesmas despesas financeiras é um dos principais motivos do afastamento entre a margem de lucro legal (RDE) e a margem de lucro real (LODIR)da empresa conforme se observa na coluna 20.

A rentabilidade da CESP, como de qualquer outra concessionária de energia elétrica, é obtida pela remuneração do investimento qualificado como "remunerável", a uma taxa variável de 10% a 12%, conforme determinação anual do DNAEE. Este procedimento passou a vigorar a partir da lei 5655, de 20.05.71, sendo que anteriormente a taxa usual era fixa no valor de 10%.

Portanto, na determinação das tarifas pelo regime do "serviço pelo custo", estas devem cobrir a remuneração do investimento segundo a taxa em vigor, e os demais custos tarifários que, como vimos, englobam a despesa de exploração, impostos e taxas,(custo variável) quota de depreciação, quota de reversão, garantia e consumo de combustível e a diferença do câmbio. Estas três últimas categorias compõem o custo fixo que, adicionadas ao custo variá

vel (despesa de exploração e impostos e taxas), resultam no custo do serviço. O equilíbrio econômico-financeiro da empresa seria obtido quando se igualassem o custo do serviço previsto e a receita de exploração real que foi obtida com a venda de energia num determinado ano.

Na medida em que a receita de exploração for maior que o custo do serviço, fica caracterizado um excesso de remuneração e, no caso contrário, uma insuficiência de remuneração. O excesso ou insuficiência é apropriado na conta "Resultados a Compensar", servindo para a eventual compensação no período seguinte, podendo redundar em menores ou maiores tarifas efetivas aos consumidores.

A CESP se caracterizoude maneira marcante quanto à baixa rentabilidade obtida até o ano de 1973, pois a taxa de remuneração efetiva da empresa foi sistematicamente menor que a autorizada pelo DNAEE, conforme observamos pela Tabela III.31. O resultado foi o contínuo crescimento da conta "Resultados a Compensar" da CESP, que no final de 1973 atingia Cr$ 596,3 milhões correntes, ou seja, 47.2% da receita de exploração desse ano.

A partir de 1974, a CESP consegue obter taxas de remuneração superiores à autorizada pelo DNAEE, a fim de compensar as insuficiencias anteriores.Este objetivo é logo atingido em 1976, quando a diferença anterior foi completamente absorvida, anulando o saldo da conta em questão. Em 1977 a CESP ainda consegue o equilíbrio financeiro através de um artifício de igualar exatamente a taxa obtida com a autorizada, mas, em 1978, e em 1979, há uma volta à situação anterior a 1974, quando a remuneração atinge somente a 7,4% e 6,5%, respectivamente, ou

TABELA - III.31

CESP: EVOLUÇÃO DA REMUNERAÇÃO DO INVESTIMENTO - 1967 / 78

ANO	REMUNERAÇÃO DO INVESTIMENTO				SUBSIDIO			
	INVESTIMENTO REMUNERÁVEL (Cr$ Milhões Correntes)	SALDO DA (a) INSUFICIÊNCIA (Cr$ Milhões Correntes)	TAXA DE REMUNERAÇÃO OBTIDA %	TAXA DE REMUNERAÇÃO LEGAL %	PREÇO LEGAL Cr$ Cte. (1)	PREÇO REAL Cr$ Cte. (2)	SUBSIDIO VALOR ABSOLUTO (1) - (2)	SUBSIDIO (1)-(2)/(1) %
1967	554,6	(75,6)	3.73	10.0	37,13	23,04	14,09	37.9
1968	732,4	(112,9)	4.90	10.0	34,84	25,01	9,83	28.2
1969	1.320,5	(184,5)	4,58	10.0	42,27	29,10	13,17	31.2
1970	2.425,4	(193,0)	9,65	10.0	27,66	25,95	1,71	6.2
1971	4.588,5	(302,8)	7.61	10.0	30,13	24,97	5,16	17.1
1972	5.912,9	(417,4)	9.06	11.0	30,97	29,10	1,87	6.0
1973	8.007,4	(596,3)	8.77	11.0	32,90	28,79	4,11	12.6
1974	11.124,4	(475,6)	11.80	11.0	26,97	28,14	(1.17)	(4.3)
1975	18.095,1	(343,0)	10.72	10.0	28,85	29,96	(1,11)	(3.8)
1976	23.335,8	0	12.84	11.58	31,43	33,17	(1,74)	(5.5)
1977	38.844,4	0	11.35	11,35	29,48	29,39	(0,09)	(0.3)
1978	76.120,1	(1.946,6)	7.4	10.0	31,24	26,28	4,96	15.9
1979	139.833,3 (b)	(6.791,1) (b)	6.5	10.0				

Obs: Preço médio real - Cr$/MWh
Deflator: Coluna 2 IGP/FGV (Base 1965/67 = 100)

(a) Valor Anual Acumulado

(b) Valor proposto pela CESP ao DNAEE

FONTE: 1) Remuneração do Investimento: CESP PP, 1979
2) Subsídio : Nossa elaboração

vb

seja, bem abaixo da taxa autorizada.

No tocante à compensação tarifária no triênio 1974/1976, deve-se notar que foi absorvido o saldo de uma conta (Resultados a Compensar), que havia se acumulado desde 1967 em valores correntes. Ou seja, a compensação havida foi nominal, e não real, pois não houve correção monetária dos valores acumulados nessa conta. A título ilustrativo, observa-se que, no caso de haver correção monetária, o valor a compensar ao final, de 1973, seria praticamente o dobro do valor nominal (Kawamura, 1977, p.20).

Podemos observar a rentabilidade comparada da CESP com outras empresas congeneres, nesse período, através da relação entre a renda de exploração e o ativo operacional. Este índice se aproxima da taxa obtida de remuneração do investimento, porque a renda de exploração deve se igualar à remuneração obtida do investimento, e o conceito de ativo operacional se aproxima da definição de Investimento Remunerável.

Multiplicando-sea margem da renda de exploração (RDE), indicada na coluna 21 da Tabela III.27 pelo "giro" do ativo, ou seja, a relação entre a Receita de Exploração e o Ativo Operacional, obtemos o indicador acima referido conforme mostra a Tabela III,32.

Em 1970 e 1971, apesar do crescimento da margem de RDE, o giro do ativo ainda apresentou um reduzido valor, dentro de sua faixa de variação, levando a taxas de rentabilidade ainda insuficientes. A partir de 1973, a elevação do giro do ativo produziu taxas mais elevadas apenas até o ano de 1977. Em 1978, a queda da margem não é contrabalançada por

TABELA - III.32

RENTABILIDADE COMPARADA - VÁRIAS EMPRESAS

RENDA DE EXPLORAÇÃO/ATIVO OPERACIONAL

EM %

CESP				LIGHT	FURNAS	CEMIG	CPFL
ANO	(1) MARGEM * (RDE)	(2) GIRO	(3)=(1)x(2) TAXA				
1967	34.4	0.099	3.4	11.2	9.7	9.8	9.3
1968	36.7	0.144	5.3	10.2	12.2	10.5	11.8
1969	36.6	0.128	4.7	10.2	8.8	9.7	11.1
1970	66.9	0.133	8.9	11.4	12.9	10.6	9.8
1971	65.1	0.114	7.4	12.6	11.6	9.0	11.6
1972	60.3	0.149	9.0	12.9	12.3	10.4	17.5
1973	55.5	0.155	8.6	12.7	11.8	9.2	15.3
1974	63.1	0.179	11.3	13.9	12.4	10.4	13.1
1975	57.2	0.156	8.9	11.9	11.1	8.9	11.4
1976	55.4	0.195	10.8	10.1	9.3	9.7	10.8
1977	52.2	0.184	9.6	nd	nd	nd	nd
1978	43.5	0.166	7.2	nd	nd	nd	nd

* = Coluna 21, Tabela III.27

(nd) = não disponível

FONTE: 1) Kawamura, 1977, P.30

2) CESP, Balanços Anuais

nenhuma elevação do giro, o que conduz à diminuição ainda mais acentuada da lucratividade de exploração da empresa.

Podemos também constatar que, até 1973, a CESP, sistematicamente apresentou resultados bastante inferiores às demais empresas, bastante representativas do setor: Light, CPFL, Furnas e Cemig. Em particular a Light, que crescentemente distribuía energia gerada pela CESP, apresentou valores excepcionalmente altos, podendo ter se beneficiado da insuficiência de remuneração da CESP. Isto significa que, até 1973, a CESP forneceu energia elétrica, através da Light, ao núcleo industrial capitalista mais desenvolvido do país a preços "subsidiados", ou seja, abaixo do custo legal de serviço. A Tabela III. 31 mostra o valor percentual do subsídio implícito das tarifas nesse período, através da diferença entre o preço autorizado da energia (1) e o preço real face ao preço autorizado. Entre 1971 e 1973, período de intenso fornecimento da CESP à Light, o subsídio efetuado variou entre 17% e 12%.

O subsídio implícito na contenção do preço médio da energia da CESP pode ter sido ainda maior nesse período.

Existe a possibilidade, alertada por um trabalho publicado em 1975 (Salles e Dutra, 1975, p.57), de o investimento remunerável ter sido rebaixado de maneira deliberada nesse período a fim de não pressionar o custo serviço da concessionária. Isto significa que parte das instalações, já em efetiva

(1) Preço autorizado (legal) é o preço médio que seria alcançado caso a renda de exploração atingisse a remuneração do investimento fixada pelo DNAEE.

operação, era contabilmente mantida na conta da OSA, não sendo então remunerada. A incorporação contábil de grandes investimentos, que entram em operação, causam um acréscimo repentino no custo do serviço, podendo implicar em um salto considerável na tarifa.

Assim, uma das maneiras de minimizar esse salto é a gradação da incorporação dos grandes blocos de investimentos ao custo do serviço da empresa. Com esta questão não estamos nos referindo ao problema contábil, que existia até pouco tempo, de como efetuar a remuneração anual de um investimento que entrou em operação no final do período (por exemplo , em dezembro), e sim a uma eventual política deliberada de manter parte de instalações já em operação na conta da OSA.

A mudança da política tarifária após 1974 pode ser percebida na mesma Tabela III.32, pois a progressiva equalização tarifária, dirigida a todo território nacional, haveria de inverter relativamente a situação da CESP face às demais empresas.

Finalizando este item, devemos ainda mencionar a questão da remuneração dos investimentos que ainda não estão em operação,ou seja, estão em construção na conta da OSA, não sendo computados como investimento remunerável para o cálculo tarifário.

Desde a regulamentação do Código de Águas, em 1957 (dec. lei 41.019/57), existe a preocupação de remunerar do investimento em construção,consubstanciada na atribuição de juros para a parte do investimento feito com capital próprio à mesma taxa fixada para o investimento em operação. Até a data da entrada em serviço das instalações, esses juros são

capitalizados e acrescidos ao custo da obra.

No caso da CESP, esse valor denomina-se "Juros Debitados a Construções", e uma vez calculado seu valor nominal, este transita na conta de "Demonstração do Resultado" como uma receita puramente contábil adicionada à receita estranha de exploração.

Este valor deve ser capitalizado na empresa com a equivalente distribuição de bonificações aos acionistas da empresa.

A magnitude relativa aos juros durante a construção (JDC) da CESP, face à receita de exploração, pode ser observada pela Tabela III.33, mostrando o resultado da remuneração relativa do capital próprio da empresa aplicado em obras em andamento. O alto valor relativo do JDC em relação à receita de exploração (RE), no período 1967/70, apenas reflete o pequeno montante da receita de exploração em uma época em que ainda não haviam entrado em operação as grandes usinas da CESP.

TABELA III.33

CESP: PARTICIPAÇÃO DOS JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO (JDC) NA RECEITA DE EXPLORAÇÃO (RE)

EM %

ANO	JDC/RE +
1967	130.8
1968	141.7
1969	126.0
1970	55.6
1971	35.8
1972	26.5
1973	34.0
1974	24.8
1975	18.4
1976	18.1
1977	9.2
1978	20.4

FONTE: CESP, Balanços Anuais

Com a introdução dos juros durante a construção (JDC) referentes a parcela das obras feitas com capital próprio, podemos construir um indicador da rentabilidade da empresa que reflita mais as condições reais da atuação, face ao índice anterior, que se enquadrava dentro as condições legais tarifárias.

Podemos adicionar ao LODIR, anteriormente definido, o JDC e as demais receitas estranhas à exploração (receita financeira patrimonial, ou de venda de material usado), que daria a renda líquida geral da empresa(RL), conforme a legislação do setor. Ou seja, inclui uma remuneração puramente contábil referente ao JDC. Relacionando esta renda geral com o ativo total da empresa (o outro índice era referente ao ativo operacional), obtemos valores comparativos com outras empresas através da Tabela III.34. Este índice, que é mais global que o anterior, caracterizando a lucratividade geral das empresas , permite observar que a rentabilidade geral das empresas estatais geradoras de energia elétrica(CESP, Furnas, CEMIG) é sensivelmente menor que o das empresas distribuidoras de energia elétrica.(A Light permaneceu propriedade privada até dezembro de 1978).

Esta baixa lucratividade da CESP influenciou a política de distribuição dos resultados da empresa, pois verificou-se que até 1969 a CESP não propiciou nenhum dividendo às ações ordinárias, sendo que os dividendos das ações preferenciais estiveram abaixo da taxa legal de remuneração de 10%. A partir de 1970, as ações preferenciais atingem o limite legal, e com o saldo remanescente tem início a distribuição de dividendos às ações ordinárias, que chegam ao limite legal de remuneração somente após 1974 (CESP PP, 1979).

TABELA III.34

RENTABILIDADE COMPARADA - VÁRIAS EMPRESAS

RENDA LÍQUIDA/INVESTIMENTO TOTAL

EM %

ANO	CESP	LIGHT	FURNAS	CEMIG	CPFL
1967	4.5	6.2	5.0	7.0	5.2
1968	5.3	7.4	5.6	6.9	6.8
1969	5.3	7.4	6.6	5.7	6.6
1970	5.6	8.5	7.2	5.5	4.8
1971	5.2	10.0	4.9	5.8	6.6
1972	5.2	10.2	6.5	6.4	12.2
1973	5.9	10.4	5.6	5.4	11.5
1974	6.9	10.2	5.8	5.7	10.7
1975	5.7	8.0	4.2	4.2	8.0
1976	6.3	6.9	3.8	4.8	7.4

FONTE: Kawamura, 1977, p.34

Além de influenciar a política de distribuição de dividendos, os diminutos índices de lucratividade também levaram a uma estratégia específica de capitalização da empresa. Até recentemente, o capital próprio (praticamente igual ao patrimonio líquido

a menos da antiga provisão de amortização)se divi dia, em termos contábeis, em três partes, a saber: capital social integralizado, adiantamento para fu turo aumento de capital e reservas de capital. Os adiantamentos recolhem recursos que podem ser in corporados ao capital social apenas à época da Assembléia Geral da Empresa.

Podemos observar, pela Tabela III.35, que a políti ca de capitalização da CESP se orientou no sentido de conservar, relativamente, cada vez menos recur sos na categoria de capital social. Este, que em 1967 representava 90.6% do capital próprio da em presa decresce continuamente ao longo do período, até chegar a 42.0% do total em 1978. Com este arti fício, a empresa pode, por exemplo, conservar re cursos oriundos da correção monetária do ativo e dos juros de construção, nas reservas, diminuindo relativamente a distribuição de bonificações, e , consequentemente, a demanda de dividendos. Este procedimento permite a obtenção de algumas vanta gens financeiras à empresa enquanto tal, obtendo recursos sem contrapartida da remuneração na for ma de dividendos, ou seja, a "custo zero". Este fato permite que a empresa apresente índices mais elevados quanto à distribuição de dividendos,e não deixa de representar uma pequena autonomia finan ceira da empresa frente a seus acionistas.

O crescimento do capital social da CESP, não obs tante ter se efetuado a uma taxa menor que os ou tros componentes do capital próprio (patrimônio líquido), ocorreu segundo as normas contábeis usu ais, sendo que as fontes de crescimento mais signi ficativas foram a subscrição em dinheiro, a rein versão de dividendos e as bonificações.

TABELA - III.35

CESP: COMPOSIÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

ANO	VALOR ABSOLUTO (Cr$ MILHÕES CORRENTES)	COMPOSIÇÃO (%) CAPITAL SOCIAL	ADIANTAM. P/ CAPITAL	RESERVAS DE CAPITAL	TOTAL
1967	1.544,4	90.6	-	9.4	100,0
1968	2.411,7	88.6	-	11.4	100,0
1969	3.524,4	84.1	0,2	15.7	100,0
1970	4.878,6	78.6	0,9	20.5	100,0
1971	6.786,6	75.5	4.1	20.4	100,0
1972	9.418,3	72.0	3.9	24.1	100,0
1973	12.445,3	68.5	4.6	26.9	100,0
1974	16.509,0	66.1	7.6	26.3	100,0
1975	25.037,6	65.3	5.7	29.0	100,0
1976	33.860,2	58.7	6.4	34.9	100,0
1977	48.949,8	54.6	4.0	41.4	100,0
1978	90.562,3	42.0	nd	. nd	100,0

(nd) = não disponível

FONTE: CESP, Balanços Anuais

Conforme os dados apresentados na Tabela III.36 , o aumento de bonificações ocorreu durante todos os anos, contribuindo no início do período, em 1967, com 45.4% do aumento do capital social, atingindo o valor máximo, em 1974, quando contribuiu com 72.5%. A maior parte das bonificações provém da correção monetária do ativo imobilizado, e ressalte-se que, durante 1974 e 1975, foram capitalizadas uma parte das reservas provenientes do juro sobre construção. Em 1974, capitalizou-se 24.8% do saldo das reservas contábeis do juro de construção e, respectivamente, 8,6%, em 1975 (CESP PP, 1979).

A subscrição de capitais com reinversão de dividendos teve início em 1972, através do acionista Eletrobrás. Até 1974, como somente a Eletrobrás reinvestia seus dividendos no capital social, esta modalidade de incremento tinha pouca importância. A partir de 1975, as instituições acionistas majoritárias de São Paulo - DAEE e Fazenda - iniciam o reinvestimento de seus dividendos de maneira substantiva, fazendo elevar a participação deste item enquanto fonte de crescimento, representando 29.2% do aumento do capital social em 1977.

A reinversão de dividendos, na realidade, teve início em 1971, através de todos os acionistas majoritários, só que foram apropriadas a partir dessa data na conta de "Reserva de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital". A transferência para a conta de Capital Social irá depender da política de capitalização da empresa e de cada um dos acionistas majoritários.

TABELA - III.36

CESP: CAUSAS DA EVOLUÇÃO DO CAPITAL SOCIAL - 1967 / 78

EM %

MOTIVO \ ANO	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
1 - BONIFICAÇÕES (%)	45.4	42.4	51.6	56.6	60.3	55.5	45.7	72.5	20.3	55.5	52.2	71.0
2 - SUBSCRIÇÃO (1) (%)	54.6	57.6	48.4	43.4	39.7	44.5	54.3	27.5	79.7	44.5	47.8	29.0
DAEE	48.9	30.0	39.8	39.0	35.3	29.0	36.5	23.2	60.1	37.6	30.0	(3.5)
SECR. DA FAZENDA	1.0	(22.0)	4.5	-	-	-	12.6	-	1.2	3.1	14.1	2.2
ELETROBRÁS	6.6	5.6	3.8	4.3	4.0	3.5	5.1	4.1	17.7	3.5	3.5	2.8
FUND. CESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.0
OUTROS	-	-	0.2	0.1	0.4	12.0	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3
T O T A L (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

(1) A subscrição inclui dinheiro, reinversão de dividendos e outros créditos (IUEE, etc.)

FONTE: CESP PP, 1979

vb

3.3. - A CESP na sustentação dos setores fornecedores

Na análise do impacto da estrutura de dispêndio junto aos setores fornecedores, destacam-se tanto os aspectos macroeconômicos do gasto, no sentido da eventual alteração do perfil cíclico da economia, quanto a sua composição em termos de demanda de equipamentos eletromecânicos, construção civil e "engeneering". Além desses aspectos, podem ser detalhadas outras questões centrais, tais como a absorção tecnológica, padrões específicos de financiamento, etc.

Devido às limitações deste trabalho e a sua preocupação voltada para um estudo de caso, faremos apenas referências tópicas a algumas dessas questões, enfatizando mais uma vez a dificuldade de obtenção de dados significativos a respeito da estrutura de compras da CESP.

O impacto destes gastos junto aos setores de bens de capital e construção civil pesada é extremamente significativo; mas qualquer quantificação a esse respeito exigiria a utilização de uma matriz insumo produto, instrumento cuja manipulação exigiria um tratamento matemático rigoroso, fugindo ao âmbito restrito à análise de caso desenvolvida neste trabalho. Assim como procedemos no final do capítulo anterior, trataremos apenas de indicar, qualitativamente, alguns aspectos da inserção dos programas executados pela CESP no desenvolvimento dos setores fornecedores: bens de capital, construção civil pesada e "engeneering".

Iniciaremos estas considerações através de uma sumária caracterização da estrutura de demanda de grandes equipamentos eletromecânicos efetuados pela CESP.

3.3.1. - Aspectos da demanda de equipamentos

A intervenção direta do Estado, a partir de meados da década de 50, inseriu-se, como vimos no capítulo II,(item 2.4), dentro de um fenômeno mais amplo de alteração da estrutura industrial e da dinâmica cíclica da economia. Em síntese, pode-se afirmar que a "formação e expansão dos blocos produtivos estatais,fornecedores de insumos básicos, de uso amplo e generalizado (siderurgia, petróleo e derivados, energia elétrica, mineração), na fase de 1956/61, viabilizou a constituição da base produtiva pesada do Departamento I, representando, assim, um dos pilares essenciais para a consolidação do estágio decisivo do processo de industrialização (Coutinho e Reichstul, 1979, P.1).

Além da criação da base produtiva pesada de bens de capital circulante, a fase 1956/61 registra também o lançamento das bases do setor de bens de capital fixo, possibilitando a constituição, ainda que não completa, do setor de Bens de Produção, acabando por "formar as bases materiais para sustentação da dinâmica interdepartamental, tornando a determinação do movimento da economia dominantemente endógena" (Coutinho e Reichstul, 1979,p.2).

A formação do segmento "elétrico" do SPE (geração e transmissão de energia elétrica) ocorreu de maneira diversa à constituição dos demais segmentos, pois, como vimos, a intervenção direta do Estado no setor elétrico inseriu-se em um complexo processo de desintegração e complementação vertical da indústria de

energia elétrica, até então concentrada nas mãos do capital estrangeiro.

No tocante à constituição desse segmento estatal do setor elétrico, iniciada basicamente ao final da década de 50 e início da de 60, as inversões das empresas do governo estadual paulista tiveram um papel apenas marginal. Os grandes projetos da época estavam a cargo de Furnas, Cemig e CHESF, cujas dimensões eram bastante superiores às médias e pequenas usinas implantadas nos rios Tietê, Paranapanema e Pardo.

As empresas estaduais paulistas, finalmente consolidadas na CESP, em 1966, somente vão ter um impacto mais significativo ao final dos anos 60 e início dos anos 70, respondendo, como vimos, por cerca de 33% das inversões do setor elétrico no período 1968/72.

Esta fase inicial de atuação dos investimentos promovidos pelo governo estadual, através da CESP, coincide justamente com a época de reversão da fase recessiva de 1963/67, adentrando na expansão econômica do período 1968/73.

Face à importância das inversões do SPE no conjunto da economia, e dentro dele o peso das inversões do segmento eletrico, que chegaram a representar cerca de 10% da Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF), no biênio 1977/78,[1] devemos indagar sua participação como um dos mecanismos que, direta ou indiretamente, fizeram parte da retomada do ciclo expansivo. A Tabela III.37 mostra a importância das inversões do setor estatal produtor de energia

(1) De acordo com os dados preliminares referentes a 1978 (Revista Conjuntura Econômica dez/79 e CESP PP, 1979).

TABELA - III. 37

INVERSÕES: FORMAÇÃO BRUTA DO CAPITAL FIXO, SETOR ELÉTRICO E CESP - 1967/77

VALOR ABSOLUTO : Cr$ milhões correntes

	INVESTIMENTOS			PARTICIPAÇÃO	
	FORMAÇÃO BRUTA CAPITAL FIXO (1)	INVESTIMENTOS SETOR ELÉTRICO (2)	INVESTIMENTOS CESP (3)	(2) / (1) %	(3) / (2) %
1967	16.666,9	1.283,5	327,5	7.7	25.5
1968	25.991,7	2.035,9	722,6	7.8	35.4
1969	35.805,5	2.484,9	813,8	6,9	32.7
1970	46.389,9	3.725,2	1.279,3	8.0	34.3
1971	63.308,5	4.920,5	1.621,4	7.7	32.9
1972	83.255,6	6.754,4	2.208,6	8.1	32.6
1973	114.701,3	8.847,2	2.548,4	7.7	28.8
1974	174.369,9	12.973,5	3.279,8	7.4	25.2
1975	255.902,6	20.961,8	4.745,3	8.1	22.6
1976	270.164,5 [a]	33.025,9	5.198,0	8.9	15.7
1977	515.878,2 [a]	52.652,1	6.840,6	10.2	12.9

(a) - dados prelimares

FONTE: (1) - Revista Conjuntura Econômica, dezembro de 1979
(2) e (3) - Eletrobrás DEPF, 1979

elétrica, e da própria CESP, que chega a representar cerca de 2.5% de toda a FBCF do País durante seus primeiros anos de expansão.

A questão da discussão dos mecanismos da retomada da expansão é coerente com a hipótese assumida anteriormente. Afirmamos que, a partir da constituição do DI, ainda que incompleto, as variações da taxa de investimento fixo global da economia determinam "primariamente" a direção do ciclo econômico.

Mesmo admitindo que os investimentos do setor privado influenciem de maneira predominante o movimento cíclico, as características peculiares do SPE, em função da altíssima relação capital/produto, de seus segmentos e respectivas indivisibilidades técnicas, aliadas aos longos prazos de maturação de seus investimentos conferem um papel de destaque às inversões do SPE nos efeitos de encadeamento para trás e para diante (backward/forward linkages). No entanto, é evidente que este potencial de dinamização pode não se materializar plenamente se parte da demanda induzida de bens de produção for atendida por importações.

Feitas estas ressalvas, é razoável admitir que a retomada do crescimento do ciclo expansivo de 1968/73 foi auxiliada pela reativação dos investimentos em alguns segmentos importantes do SPE, notoriamente o setor elétrico, em particular a própria CESP. Vimos que, face à impossibilidade técnica de se importar energia elétrica, embora se possa importar equipamentos para sua produção, as inversões estatais no setor foram fundamentais a fim de solucio

nar a crônica crise de oferta. Nesse sentido, essas inversões, garantidas por parte de recursos orçamentarios e por crédito externo, foram de tal ordem que chegaram a "liderar a retomada das inversões estatais" (Coutinho e Reichstul, 1979, p.74).

No tocante à estrutura de demanda inerente aos investimentos na construção de uma usina hidroelétrica, podemos ter uma aproximação das participações médias através da Tabela III.38. Estes dados, representando a composição dos valores médios percentuais do custo total de uma amostra de 12 usinas permitem identificar a concentração do dispêndio em termos de dois itens básicos, a saber : os equipamentos eletromecânicos respondendo por 35% do custo total, e os materiais de construção (minerais não-metálicos, ferro, aço, matérias-primas auxiliares), que compõem 25% do custo total.

O restante do custo (40%) se compõe da massa de salários e respectivos encargos, além de uma pequena parte devido às desapropriações e remodelações das vias de transporte afetadas pela constituição do reservatório. Caso decompuséssemos a demanda média induzida por setores de atividade, conforme mostra o quadro B da mesma Tabela, poderíamos observar o peso das obras civís, respondendo por 40% do custo, e o peso das atividades de "engeneering" que participam com 6% do total.

Quanto à demanda final de equipamentos eletromecânicos, as inversões mais significativas em equipamentos pesados feitas pela CESP, como por qualquer outra empresa do segmento "elé

TABELA - III.38

COMPONENTES MÉDIOS PERCENTUAIS DO CUSTO DE UMA USINA HIDROELÉTRICA - (AMOSTRA DE 12 USINAS)

QUADRO A

I T E N S	PARTICIPAÇÃO %
MÃO DE OBRA E ENCARGOS SOCIAIS	30
MATERIAIS	25
EQUIPAMENTOS	35
TRANSPORTES	5
TERRAS E BENFEITORIAS	5
T O T A L	100

QUADRO B

I T E N S	PARTICIPAÇÃO %
CUSTO DIRETO	73
TERRAS E BENFEITORIAS	5
RELOCAÇÕES	3
OBRAS CIVIS	40
EQUIPAMENTOS	25
CUSTO INDIRETO	27
CANTEIRO E ACAMPAMENTO	9
ENGENHARIA	6
ADMINISTRAÇÃO	12
T O T A L	100

FONTE: Colo, 1978.

/aao.

trico" do SPE, se referem a bens de capital produzidos sob encomenda (BKe), tais como grandes geradores, turbinas e transformadores. Estes dispêndios se fazem acompanhar por uma série de gastos em inúmeros dispositivos e componentes necessários à instalação de uma central elétrica.

Através da Tabela III.39, podemos ter uma idéia da composição da demanda dos principais itens das quatro maiores usinas da CESP em termos da produção interna e do componente importado (1). Estes valores foram obtidos através do montante contratado para fornecimento dos principais equipamentos destinados às Usinas Jupiá, Ilha Solteira, Capivara e Água Vermelha, que respondem por cerca de 80% da capacidade geradora instalada (1979). Os gastos efetuados na manutenção desses projetos mantêm uma relativa ordem cronológica, e estão divididos entre os componentes eletromecânicos da usina geradora (item A), e os da subestação elevadora (item B), que é uma parte anexa à própria usina. Podemos observar que, entre Jupiá, cujas encomendas a grosso modo se efetuaram no período 1962/69 e Ilha Solteira, cujas encomendas, também a grosso modo, ocorreram num período posterior - 1969/74 - há um progressivo redirecionamento das compras em direção ao mercado interno. Isto pode ser constatado pela diminuição do componente im

(1) A produção interna e a importação se referem ao montante centrado para o fornecimento dos principais equipamentos e materiais, conforme o "Levantamento de Valores Contratuais de Equipamentos e Materiais para o Projeto XV - Eletrobrás" preparado pelo NAI - CESP. Para o cálculo do componente importado, foram atualizados os respectivos valores contratuais, pela coluna 2, IGP/FGV.

portado de equipamentos, que foi de 87.6%, para Jupiá, baixando para 60.3%, no caso de Ilha Solteira. Em particular, destaca-se a absoluta internalização das compras de grandes equipamentos mecânicos que foram totalmente adquiridos no mercado interno para as usinas de Ilha Solteira e Capivara. Isto não significa que o equipamento ou material, tenha sido totalmente produzido internamente, mas, que a CESP não os importou, ou seja, efetuou tais gastos junto ao mercado local.

No entanto, podemos notar que os dispêndios efetuados em função de Capivara e Água Vermelha não observaram a linha de internalização seguida na sequência Jupiá - Ilha Solteira. As unidades geradoras e as turbinas hidráulicas de Capivara foram totalmente adquiridas no mercado externo, prática essa seguida quase que integralmente em Água Vermelha.

Os componentes elétricos das novas estações elevadoras também foram igualmente importados. Mas, o que mais chama a atenção são as importações dos componentes mecânicos da usina de Água Vermelha, atingindo quase 50% desse item. Estas encomendas ocorreram basicamente no triênio 1974/76, época em que a indústria de equipamentos mecânicos instalada internamente, estava apta para tal fornecimento, conforme mostram as encomendas, tecnologicamente semelhantes, anteriormente feitas para as partes mecânicas das usinas de Ilha Solteira e Capivara.

CESP:

COMPOSIÇÃO: PRODUÇÃO NACIONAL E IMPORTAÇÃO - EQUIPAMENTOS DE USINAS SELECIONADAS (CESP)

	JUPIÁ			ILHA SOLTEIRA			CAPIVARA			ÁGUA VERMELHA		
	ECOM: 1962/69 [a]			ENCOM: 1969/74 [a]			ENCOM: 1971/74 [a]			ENCOM: 1974/76 [a]		
	ESTR.	NAC.	TOTAL	ESTR.	NAC.	TOTAL	ESTR.	NAC.	TOTAL	ESTR.	NAC.	TOTAL
A - USINA												
1 - GERADORES	74.1	25.9	100.0	63.4	36.6	100.0	100.0	-	100.0	96.2	3.8	100.0
2 - TURBINAS	100.0	-	100.0	78.7	21.3	100.0	100.0	-	100.0	90.5	9.5	100.0
3 - PARTE MECÂNICA	45.2	54.8	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	49.3	50.7	100.0
COMPORTAS	57.4	42.6	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0			100.0
GRADES	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	46.1	53.9	100.0
STOP-LOG	65.7	34.3	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0			100.0
PONTES ROLANTES	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0
PORTICOS	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0
CONDUTOS FORÇADOS	-	-	-	-	-	-	-	100.0	100.0	48.9	51.1	100.0
CONTROLE HIDRAUL.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0	-	100.0
B - SUB. EST. ELEVADORA	97.3	2.3	100.0	76.6	23.4	100.0	67.1	32.9	100.0	100.0	-	100.0
TRANSF. ELEVADOR	92.7	7.3	100.0	58.5	41.5	100.0	-	100.0	100.0	100.0	-	100.0
TRANSF. CORRENTE	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0
TRANSF. POTENCIAL	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0
DISJUNTOR	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0
SECCIONADOR	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	81.9	18.1	100.0	100.0	-	100.0
PARA-RAIOS	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0
QUADROS CONTROLE	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0	100.0	-	100.0
TOTAL GERAL	87.6	12.6	100.0	60.3	39.7	100.0	56.2	43.8	100.0	86.1	13.9	100.0

FONTE: NAI - CESP, conforme Nota (1), pág. 295

(a) época aproximada das encomendas

Conforme já mencianamos no item anterior deste mesmo capítulo, o novo redirecionamento das compras destinadas a estas usinas não reside numa incapacidade de oferta interna, mas sim no caráter do financiamento específico a cada projeto. O caso de Capivara é bastante particular, pois suas encomendas de geradores e turbinas vieram do Leste Europeu, em função de crédito aberto através de exportações brasileiras a esses países.

O caso de Água Vermelha é típico no sentido de ilustrar a vinculação entre os financiamentos obtidos à origem do equipamento importado. Até o final de 1978, os contratos assinados em função de Água Vermelha agruparam-se, basicamente, em apenas quatro grandes blocos, representando quase 54% do total de empréstimos "em moeda", provenientes de Bancos Comerciais, obtidos pela CESP no período 1967 (ver Tabela III.20). Do montante desses quatro contratos, que ascenderam a US$ 440 milhões, o Morgan Guaranty Trust Co. of New York participou como líder de 3 consórcios que atingiram a US$ 300 milhões (já descontados US$ 100 milhões destinados à CPFL), ficando o restante de US$ 140 milhões sob responsabilidade de um consórcio liderado pelo Credit Commercial de France, Paris.

Apesar destas determinações específicas que acabavam por restringir os dispêndios das duas usinas mencionadas junto ao mercado interno, a CESP procurou se adaptar às novas medidas da política econômica para o setor de bens de capital, surgidas após 1974. Como é sabido, no período posterior a 1974, fase ao desequilíbrio das contas externas e à pressão do

segmento nacional produtor de equipamentos, houve uma reorientação da política econômica, no sentido de se pretender uma internalização progressiva da oferta de bens de capital. As propostas apresentadas no "ambicioso" II PND ilustravam, com grandiloquência, essa nova orientação, não apenas para o setor de bens de capital como para o setor de insumos básicos (ver Lessa, 1978).

As principais medidas governamentais em matéria de política econômica tiveram início com a reformulação dos critérios do Conselho de Desenvolvimento Econômico (CDE) para a concessão de incentivos no sentido de induzir a compra no mercado interno, e o estabelecimento de cortes quantitativos nas importações dos órgãos públicos e empresas estatais. A nível institucional, uma das mudanças mais importantes ocorreu com a reorientação da política de operações no BNDE, que redundaram na ampliação dos recursos à disposição da Finame, via aportes de recursos do PIS/PASEP, e na criação da EMBRAMEC, com a finalidade de proporcionar aportes de capital de risco a empresas do setor de bens de capital. Outras medidas foram igualmente importantes, tais como a extensão dos benefícios previstos no Decreto-Lei 1171, que equiparava a venda de equipamentos no mercado interno às exportações, a limitação da concessão de incentivos ficais a fim de conter as importações de acordo com o Decreto Lei 1428 (2/12/75), e ainda à instituição do depósito compulsório para as importações através da Resolução 354, de fins de 1975, (ver Mazzucchelli, 1977, cap. IV).

Finalmente devemos registrar também que, em junho de 1975, foram criados os Núcleos de Articulação com a Indústria (NAI) funcionando junto a cada empresa estatal e sob a coordenação do Ministério da Indústria e Comércio (MIC), a fim de coordenar a política de compras dessas empresas.

No âmbito da CESP, as medidas mais visíveis tomadas no sentido de se enquadrar à nova orientação se referem à crescente utilização dos créditos do FINAME, conforme vimos no ítem sobre financiamento, e à criação do NAI/CESP-Núcleo de Articulação com a Indústria - dentro da Diretoria Administrativa. No entanto, apesar da utilização crescente dos créditos da FINAME, repassados pelos seus agentes no Estado de São Paulo - SFE; BADESP e BANESPA, o valor relativo desses recursos (saldo BADESP/BANESPA) não atingia 5% dos empréstimos e financiamentos ao final de 1978. Em 1976, o Relatório Anual da CESP registra que os contratos assinados com a FINAME atingiram Cr$ 49 milhões (pg. 31) e, em 1978, o novo Relatório observa que a FINAME concedeu enquadramento de Cr$ 984 milhões para o prévio enquadramento "em bloco" dos equipamentos destinados ao projeto de Avanhandava (300 MW), no baixo Tietê.

O problema está em que o reforço financeiro da atuação da FINAME ocorre em época em que a CESP não está com grandes perspectivas de expansão, à exceção de Água Vermelha, cujo projeto já estava recebendo vários financiamentos externos. Quanto ao NAI - CESP, este órgão tem desempenhado mais funções secundárias, de cadastramento, e para efeito das ati

vidades de coordenação das compras de bens de capital, sua tarefa tem consistido em subsidiar os respectivos estudos do NAI/Eletrobrás.

Mas, como já foi demonstrado por recentes estudos (Mazzucchelli, 1977), o problema da internalização ou não da oferta de equipamentos elétricos pesados, como dos demais ramos da indústria de bens de capital, não é determinada exclusivamente pelos aspectos de financiamento ou da política industrial. Esta questão passa pelo processo de organização e propriedade da estrutura industrial do ramo de equipamentos elétricos pesados, cujo aspecto central reside na internacionalização da sua produção. Por sua vez, estes problemas determinam e se inserem dentro do contexto de um específico padrão de acumulação da economia brasileira.

Vimos, ao término do capítulo anterior, que o acelerado crescimento industrial, no final da década de 50 propiciou uma alteração profunda na estrutura industrial do País fazendo surgir a base produtiva pesada do setor de bens de produção (D_I). A continuidade do processo de expansão, não obstante a recessão de 1963/67, fez com que o setor de bens de capital, que em 1959 participava com 9.7% da produção industrial, passasse para 11.3% em 1970, chegando a 13.4%, em 1974. A produção de bens intermediários também acompanhou esse processo, chegando a 34.4% da produção industrial, em 1970, e a 39.6%, em 1974 (Bonelli e Façanha, 1978, p. 319).

Através da Tabela III.40, podemos captar alguns aspectos do setor de bens de capital produtor de máquinas elétricas, que, em 1970, representava quase 20% do valor da produção de bens de capital do Brasil. O segmento produtor de geradores e transformadores respondia por 32% da produção do setor de máquinas elétricas, apresentando, no entanto, um dos coeficientes de concentração mais baixos da amostra, juntamente com o segmento produtor de instalações de material elétrico (o coeficiente de concentração adotado é definido pela participação percentual dos quatro maiores estabelecimentos no valor da produção da atividade).

O número relativamente elevado de estabelecimentos - cerca de 200 -, a baixa concentração e a predominância absoluta das empresas estrangeiras entre as quatro maiores, levam-nos a considerar que a estrutura organizacional do segmento produtor de geradores e transformadores ilustra perfeitamente as características centrais do setor de bens de capital no Brasil, que apresenta "um parque produtivo de extrema heterogeneidade, com significativas diferenciações internas em seus aspectos tecnológicos, organizacionais, fabris e financeiros"(Mazzucchelli, 1977, p.11).

Uma das questões mais relevantes do setor de produção de Máquinas Elétricas se refere ao estrito controle da oferta de equipamentos pelo capital externo, pois, conforme se observa pela Tabela III.40, quase 80% das 24 fábricas líderes, ou seja, 19, são de propriedade estrangeira, tanto em 1970 quanto em 1973. No tocante aos geradores hidroelétricos, as qua

LIDERANÇA E CONCENTRAÇÃO EM SETORES DA INDÚSTRIA DE BENS DE CAPITAL - MÁQUINAS ELÉTRICAS
1970 E 1973

SETORES	ATIVIDADES	PARTICIPAÇÃO VAL. PROD. %	NÚMERO DE ESTABELECIMENTOS Nº		COEFICIENTE CONCENTRAÇÃO %		Nº ESTABEL. ESTRANG. ENTRE OS QUADROS MAIORES Nº	
		1970	1970	1973	1970	1973	1970	1973
1253	MÁQUINAS PARA ESCRITÓRIO	13.4	32	39	74.0	58.0	4	4
1311	GERADORES E TRANSFORMADORES	22.7	177	219	23.0	21.0	4	4
1321	CONDUTORES ELÉTRICOS	32.0	69	75	58.0	49.0	4	4
1323	MOTORES/ELÉTRICOS	4.6	29	36	58.0	47.8	2	2
1324	INSTALAÇÕES MAT, ELETR.	18.0	342	352	21.0	18.0	1	1
1381	EQUIP. RADIO TELEFONIA	9.3	35	32	82.0	72.0	4	4
	TOTAL	100.0	684	744	nd.	nd.	19	19

FONTE: Bonelli e Façanha, 1978, p. 332

tro maiores empresas estrangeiras do ramo são. justamente aquelas (Siemens, Brown Boveri, General Eletric e Coemza) que, na virada da década de 50, instalaram ou ampliaram sua linha de produtos no sentido de suprir a demanda de grandes equipamentos previstos nos investimentos estatais em grandes centrais elétricas. Como vimos ao final do capítulo anterior, estas firmas são subsidiárias de empresas estrangeiras, sendo que, nesse sentido, a análise de sua expansão deve considerar, além do impacto das medidas específicas de política econômica, a interação entre os planos de expansão interna das filiais e a expansão das matrizes no que se refere às suas exportações. Este tipo de consideração se faz necessária, pois, o controle de mercado exercido por essas grandes empresas internacionais se verifica "através da operação de filiais fechadas que seguem as políticas tecnológica, comercial e financeira de suas respectivas matrizes"(Tavares e Façanha, 1978, p.283).

Embora não se disponha de dados desagregados a respeito da evolução da produção interna do sub setor-produtor de geradores e transformadores, é razoável supor que seu crescimento acompanhou os altos índices do setor de bens de capital. No período de auge da fase de crescimento, em 1970/73, a indústria de bens de capital apresentou uma taxa de crescimento da produção real da ordem de 22.5% ao ano (segundo os dados da FINEP, 1978, esta taxa teria sido de 39.0% a.a.), enquanto que no mesmo período a indústria, como um todo, crescia à taxa de 14.0% ao ano. Em relação à acumulação de capital (relação entre investimento bruto

em um dado ano e o estoque de capital ao fim do ano anterior), nos anos de 1970 e 1973, enquanto a indústria em seu conjunto apresentou taxas de acumulação de respectivamente 18% e 35%, o setor de Material Elétrico (inclui bens de consumo) apresentou, nesses mesmos anos, taxas de 24% e 43% (Bonelli e Werneck, 1978, p.176).

É também bastante conhecido o fato de que apesar do alto crescimento interno do setor de bens de capital, as importações destes bens, principalmente os bens de capital de natureza seriada, cresceram acima da oferta doméstica fazendo com que o coeficiente de importação de bens de capital, que era de 15,5%, no ano "recessivo" de 1965, saltasse para 31.1% em 1975 (Bonelli e Façanha, 1978, p.340). O aumento da parcela importada na oferta interna de bens de capital é um dos indicadores mais expressivos do estilo de crescimento e diversificação da estrutura produtiva da indústria brasileira, refletindo também a expansão e o peso das empresas internacionais, que foram as principais importadoras de bens de capital, em particular os de natureza seriada.

Em relação aos bens de capital sob encomenda, onde se enquadram os principais componentes de uma central elétrica, há um declínio da participação das importações na oferta total deste ramo, baixando de 54.2%, em 1969, para um valor da ordem de 40%, no período de 1973/76. A diminuição do componente importado, de 1969 a 1972, época em que a oferta interna está crescendo, poderia indicar um início da substituição de importações, mas que apresentaria alguns

problemas face à manutenção do índice em torno dos 40% a partir de 1973. Quanto às importações de bens de capital sob encomenda, o setor de energia elétrica responde pela maior parcela, representando, de maneira geral entre 30% e 40% destas importações, entre 1968 e 1975 (índices de Mazzucchelli, 1977, cap.II).

Quanto à oferta isolada de geradores elétricos, em 1975, os dados referentes à importação e ao crédito de comercialização da FINAME permitem concluir que este grupo de produto possui uma oferta razoavelmente internalizada. De acordo com o mesmo estudo mencionado no parágrafo anterior, se a relação entre o valor dos equipamentos comercializados, no sistema FINAME, e o valor dos equipamento importados, é superior a 1,5, considera-se a oferta basicamente internalizada. No caso dos geradores elétricos, o coeficiente de internalização acima definido atingiu o valor de quase 3,0, no ano de 1975, e para o grupo de transformadores, este coeficiente foi de 2,2 nesse mesmo ano.

Estes dados vêm a reforçar a hipótese considerada ao final do capítulo anterior, onde se considerou que a estrutura industrial do setor de máquinas elétricas estabeleceu-se basicamente a partir do Plano de Metas, onde as empresas líderes, basicamente transnacionais, fornecem a produção de grandes equipamentos, com elevado conteúdo tecnológico, demandados pelos programas de obras elétricas do Estado. A grosso modo, os equipamentos do mesmo tipo, como por exemplo os geradores elétricos, mas que possuem dimensões menores e são tecnologicamente mais simples e de uso industrial gene

ralizado, são fornecidos pelas empresas nacionais. Por sua vez, na medida de que as grandes empresas de capital estrangeiro do setor são subsidiárias das empresas "internacionais", que anteriormente exportavam estes equipamentos para suprir a demanda interna, a "estratégia" de crescimento do índice de nacionalização destes equipamentos situa-se no âmbito matriz - filial.

Evidentemente, tais planos são reforçados e se inserem dentro do contexto da política econômica e da programação estatal de grandes obras hidroelétricas. Nesse sentido se intercionaliza, explicitamente, um padrão de acoplamento obras públicas / demanda de equipamentos para programas hidroelétricos. A nível da implantação das grandes empresas fornecedoras de equipamento eletromecânico, a política setorial, segundo fontes oficiosas, admite que a programação de tais obras, "não permite sustentar um número muito grande de fabricantes de turbinas e geradores. Desse modo, o setor industrial brasileiro terá que tender, fatalmente, a uma concentração, como as que existem hoje na Alemanha, na França, na Inglaterra e em outros países" (R.B.E.E. nº 29,Eletrobrás).

Os planos de expansão e operação inter matriz-filial são bastante evidentes no caso da internalização da produção de grandes hidrogeradores. É sabido que, desde o início da construção de centrais elétricas pelo Estado, a proporção de compras de equipamentos, em moeda nacional vem aumentando sistematicamente. Com

a ajuda da Tabela III.41, vemos que da pequena proporção de 11% de equipamentos em moeda nacional, usados em Furnas, em 1963, chega-se gradativamente aos 89% em Itumbiara, em 1980. Estes valores, obtidos na evolução da sequência de construção de Furnas, obviamente não podem ser generalizados para as sequências de projetos das demais empresas, e mesmo cada equipamento pesado apresenta particularidades específicas.

TABELA - III.41

FURNAS - COMPOSIÇÃO DA COMPRA DE EQUIPAMENTOS POR MOEDA DE COMPRA

USINAS (ANO DE OPERAÇÃO)	ESTRANGEIRO %	NACIONAL %	TOTAL %
FURNAS - (1963)	89	11	100
ESTREITO - (1969)	63	37	100
FUNIL - (1969)	56	44	100
PORTO COLOMBIA - (1973)	51	49	100
MARIMBONDO - (1975)	59	41	100
ITUMBIARA - (1980)	11	89	100

FONTE: Magalhães, 1978, p.40

No entanto aos referidos hidrogeradores e demais equipamentos pesados necessários à geração hidroelétrica pode-se afirmar, apenas de maneira genérica, na falta de maiores estudos específicos, que "o esgotamento dos recursos hidráulicos na Europa e nos Estados Unidos, e a condição do Brasil como um dos maiores demandantes mundiais de hidrogeradores e turbinas hidráulicas, tem possibilitado a implantação de grandes empresas estrangeiras no setor de equipamentos elétricos pesados" (Monticelli, 1977, p.4). Isto significa que os aproveitamentos restantes do potencial hidroelétrico brasileiro representam, a partir dos anos 70, um dos maiores mercados de equipamentos pesados para geração hidroelétrica. Nesse sentido, a eventual internalização da oferta desses equipamentos, antes de ser resultado exclusivo da política industrial para o setor de máquinas elétricas, reflete o caráter da expansão oligopolista das grandes empresas internacionais do ramo.

Tendo presente, mais uma vez, que o capital internacional do setor de equipamentos elétricos é um dos segmentos cuja atuação eminentemente cartelizada advém da virada do século, podemos ter uma visão dessa atuação no tocante ao fornecimento de hidrogeneradores (de potência superior a 5 MVA) ao setor elétrico através da repartição do potencial instalado entre os vários fornecedores.

Considerando, o fornecimento dos hidrogeradores, por conjunto matriz-filial, que viabilizou esse potencial instalado (ou próximo a

instalar), verifica-se, através da Tabela III.42; que a Siemens e Brown Boveri foram responsáveis por, respectivamente, 29% e 13% da capacidade geradora instalada em MVA. A seguir comparece a GE com 21% e o GIF/COEMZA, com 5% do total, cabendo às demais empresas, as quais não possuem subsidiárias no Brasil, o fornecimento dos equipamentos que responderam pelos 32% do potencial restante.

TABELA - III.42

FORNECIMENTO DE HIDROGERADORES - COMPOSIÇÃO

BRASIL E CESP (% S/MVA TOTAL)

	COMPOSIÇÃO %	
	BRASIL	CESP
1. CONJUNTO MATRIZ-FILIAL	**68**	**58**
SIEMENS	29	22
BROWN BOVERI	13	12
GE	21	13
GIE/COEMZA	5	11
2. IMPORTAÇÃO	**32**	**42**
ALSTHOM		17
SKODA		3
E. SILVA		8
TOSHIBA		9
MITSUBELEC		4
SECHERON		1
TOTAL	100 %	100 %

FONTES: Brasil - Índices calculados através da Listagem SIESE/ELETROBRAS, 1979 contendo dados das unidades geradoras já instaladas ou encomendadas até 31/12/78, com dimensão superior a 5 MVA
CESP - SIESE/ELETROBRAS

Este mesmo exercício pode ser feito em relação ao mercado de hidrogeradores, viabilizado pelos projetos hidroelétricos da CESP, que até o final de 1978 constou de 79 encomendas de grupo geradores e respectivas turbinas, conforme mostra a mesma Tabela III.42. A estrutura desse mercado, medido também em MVA instalados, em termos dos fornecimentos efetuados pelos conjuntos matriz/filial, revela ser não muito distinto à repartição do mercado nacional. A Siemens e a Brown Boveri concentram a maior fatia, respectivamente com 21.8% e 12% da capacidade geradora instalada. A seguir vem a GE, com 13%,e a GIE (Coemza), com 11%, sendo que o restante 42% da potência foi atendido exclusivamente por importações provenientes de outras empresas que não possuem subsidiárias no Brasil.

A repartição estabelecida intra e inter conjuntos matriz-filial no tocante à importação e produto nacional (com variados índices de nacionalização), propiciando 58% da potencia instalada na CESP, reflete a estratégia da internalização efetuada por essas empresas transnacionais na área de equipamentos elétricos pesados. Há uma verdadeira divisão de trabalho no tocante à distribuição da fabricação dos grandes equipamentos e seus componentes intra e inter matriz-filial. Um aspecto dessa repartição pode ser observado pela Tabela III.43, onde se percebe os diferentes arranjos no fornecimento de hidrogeradores para a CESP. Uma divisão semelhante, não em seus valores reais, mas no aspecto de repartição, poderia ser encontrada em relação às encomendas de turbinas e grandes transformadores.

Em geral, esta divisão de trabalho fica estabelecida no momento em que é efetuada uma grande encomenda de equipamentos, geralmente associada a financiamentos obtidos no Exterior. Nesse aspecto, o financiamento externo pode cumprir um duplo papel. Além de fornecer recursos à entidade compradora, os financiamentos externos podem servir como instrumento articulador da expansão da(s) subsidiária (s), no sentido de aumentar seu índice de nacionalização e/ou leque de produtos, com a importação de equipamentos, partes ou peças das respectivas matrizes.

Há, pois, uma articulação objetiva entre as órbitas produtiva e financeira associadas ao capital internacional produtor de equipamentos elétricos em cada "pacote" de financiamento associado às grandes encomendas.

Um dos exemplos mais evidentes desta divisão de trabalho pode ser observado no arranjo feito em função do fornecimento de equipamentos para Ilha Solteira, a maior central elétrica da CESP.

Já em 1966, sob a coordenação do Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID -, foram iniciadas as gestões com fornecedores internacionais e agências financeiras do exterior, no sentido de articular o financiamento externo e o fornecimento de equipamentos para Ilha Solteira. Em meados de 1968 foi anunciado o resultado da concorrência internacional que resolvia dar por "empatado", ou seja,equivalentes, às propostas apresentadas por dois

TABELA III. 43

COMPOSIÇÃO DOS FORNECEDORES DE HIDROGERADORES À CESP POR USINA

USINA (Ano de Operação)	EMPRESA (1)	Nº GRUPOS	% SOBRE MVA TOTAL
1 - ÁGUA VERMELHA (1978)	ALSTHOM	6	100
2 - JUPIÁ (1969)	GE	5	36
	COEMZA	9	42
3 - ILHA SOLTEIRA (1974)	SIEMENS	11	55
	B. BOVERI	5	25
	MITSUBISHI	2	10
	TOSHIBA	2	10
4 - CAPIVARA (1977)	E SILA	4	100
5 - XAVANTES (1970)	TOSHIBA	4	100
6 - JURUMIRIM (1972)	SIEMENS	2	100
7 - SALTO GRANDE (1958)	GE	4	100
8 - PROMISSÃO (1975)	SKODA	2	67
	GE	1	33
9 - IBITINGA (1969)	GE	3	100
10 - BARIRI (1966)	SKODA	2	66
	GE	1	33
11 - BARRA BONITA (1963).	B. BOVERI	4	100
12 - GRAMILHA (1962)	B. BOVERI	1	50
	GE	1	50
13 - LIMOEIRO (1958)	ALSTHOM	2	100
14 - E. CUNHA (1960)	SECHERON	4	100
15 - PARAIBUNA (1978)	GE	2	100
16 - JAGUARI (1972)	B. BOVERI	2	100
	TOTAL GRUPOS	79	

(1) Por conjunto matriz/filial, quando for o caso

FONTE: SIESE/ELETROBRAS, 1979

consórcios internacionais: o Europan Consortium e o Pentaconsort. Foram desclassificados os demais concorrentes, a CEBEL S.A. e a Enorgo mashexport, importante entidade exportadora do bloco socialista. O primeiro consórcio foi eliminado por motivo de preços, e o segundo por fazer apenas a cotação de preços para turbina e gerador, e, principalmente, por não estar associado a firmas nacionais. Uma das principais condições estabelecidas no edital de concorrência, e reafirmadas no Relatório Anual da CESP do ano de 1967, era de que as empresas estrangeiras teriam que se associar a firmas nacionais a fim de que fosse fornecido no país todo equipamento de similar nacional (Mundo Elétrico, 1968/agosto, p. 107).

Quanto aos dois consórcios vencedores, a Diretoria da CESP havia entrado em entendimentos no sentido de definir o arranjo final, sendo que a relação dos participantes era a seguinte, conforme CESP R.A., 1969, e Mundo Elétrico, 1968/agosto.

A - European Consortium

1 - GIE (Itália)	- Grupo Industrie Elettro Meccaniche per Impianti All'Estero S.P.A
2 - ALSTHOM (França)	- Societé Generale de Constructions Electriques et Mecaniques Alsthom
3 - SFAC (França)	- Societé des Forges et Ateliers du Creosot Usines Schneider

4 - SIEMENS AG (Alemanha)	- Siemens Artiengesellschaft
5 - VOITH (Alemanha)	- J. M. Voith G.m.b.H. Machinenfafrik
6 - AEG-TELEF. (Alemanha)	- Allgemeine Alektrizitats Gesellschaft AEG-Telefunken
7 - E. WYSS (Suiça)	- Escher Wyss Ltd.
8 - COEMZA (Brasil/filial GIE)	- Construções Eletromecânicas S.A.
9 - VOITH S.A (Brasil/filial VOITH)	- Voith S.A. Máquinas e Equipamentos
10 - SIEMENS S.A. (Brasil/filial SIEMENS)	- Siemens do Brasil S.A.
11 - AEG - CSE (Brasil/filial AEG-TELEF.)	- AEG - Companhia Sul Americana de Eletricidade

B - Pentaconsort

1 - HITACHI (Japão)	- Hitachi Ltd.
2 - MITSUBISHI (Japão)	- Mitsubishi Electric Corp.
3 - TOSHIBA (Japão)	- Tokio Schibaura Co. Ltd.
4 - B. BOVERI (Alemanha)	- Brown Boveri & Cie Aktiengesellschatt
5 - ASEA (Suécia)	- Allmanna Elektriska Aktienbolaget
6 - IEBB (Brasil/filial B. Boveri)	- Indústria Elétricas Brown Boveri S/A
7 - ASEA S.A. (Brasil/filial ASEA)	- Asea Elétrica S.A.

Observa-se portanto que as firmas nacionais envolvidas nos dois consórcios são subsidiárias das empresas matrizes que também participam dos consórcios, ilustrando-se, assim,

TABELA III. 44

DISTRIBUIÇÃO ENTRE OS CONSÓRCIOS FORNECEDORES DA 1ª. PARTE DAS ENCOMENDAS DE ILHA SOLTEIRA - (16 UNIDADES)

ITENS	PENTACONSORT		EUROPEAN CONSORTIUM	
	UNIDADES	CONDIÇÕES	UNIDADES	CONDIÇÕES
1. TURBINAS	4		12	
2. GERADORES	7	IMPORT: 4	9	IMPORT: 4
		FABR.NAC: 3		FABRIC.NAC: 5
3. TRANSFORMADORES	9	IMPORT: 4	8	IMPORT: 4
		FABR. NAC. 5		FABR.NAC: 4
4. REATORES	3	FABR. NAC.		
5. APAREL. 400 KV	X			
6. EQUIP. AUXILIAR			X	IMPORT: 50%
				FABR.NAC. 50%
7. TERMIN.ALTERNADOR	X			
8. BARRAM.BLINDADO			X	
9. CONTROLE LOCAL	X			
10. CONTROLE CENTRALIZADO	X			

FONTE: Revista Mundo Elétrico, 1968/Ago

as observações feitas quanto à estrategia de expansão conjunta matriz/filial.

Quanto à divisão de trabalho estabelecida entre os dois consórcios, podemos ter uma idéia do arranjo efetuado entre ambos através da Tabela III.44. No tocante ao fornecimento desta primeira parte das encomendas (16 unidades), observa-se que,em relação aos hidrogeradores e transformadores, havia a intenção de importar metade dos equipamentos e fabricar internamente a metade do restante (infelizmente não se tem dados a respeito do índice de nacionalização da produção interna). Quanto às turbinas, as 4 unidades de responsabilidade do Pentaconsort foram fabricadas no Japão e importadas diretamente para serem montadas na obra. Já as doze turbinas da European Consortium foram trazidas em partes brutas a fim de serem acabadas pela Voith brasileira e daí transportadas para as usinas (Mundo Elétrico, 1968/agosto.).

Em relação ao financiamento externo, obtido através dos dois Consórcios e outros créditos paralelos, o caso de Ilha Solteira também é pródigo no sentido de ilustrar o complexo e múltiplo arranjo entre os fornecedores e os agentes financeiros. Houve, em simultâneo, o fornecimento de "supplier's credit" por ambos os consórcios, como também diversos outros empréstimos em moeda associados aos fornecedores individualmente ou em grupo. Os principais contratos com os dois consórcios foram assinados em 2/4/69, sendo que nessa época totalizaram US$ 59 milhões.

Desse montante, cerca de US$ 33,6 milhões, ou seja, 57% do total, foi obtido na forma de "supplier's credit" sendo que os restantes US$ 25,4 milhões foram obtidos na forma de empréstimos em moeda através de vários bancos estrangeiros. A articulação dos créditos paralelos aos dois consórcios, e de praticamente todo o "pacote" de financiamentos de Ilha Solteira, ocorreu no período 1969/74, no âmbito das negociações com os dois consórcios, sob a coordenação do BID (CESP R.A., 1969).

Dentro desses contratos, cabe ressaltar ainda dois deles, ambos celebrados com a KFW - Kreditanstalt Fur Wiederaufbau -, agência de desenvolvimento do Governo da Alemanha Ocidental. Estes contratos, assinados em meados de 1969, ascenderam a US$ 22,5 milhões e se destinavam apenas ao financiamento das empresas alemãs componentes dos dois consórcios.

O resultado final de toda esta articulação de fornecedores e agências financeiras, no tocante à composição das vendas de hidrogeradores e respectivas turbinas de Ilha Solteira, pode ser vista através da Tabela III.45. As quatro primeiras unidades, instaladas ao final de 1973, foram totalmente importadas através dos fornecedores japoneses.

As unidades seguintes revelam variadas composições de fabricação interfornecedores. Dos 20 grupos encomendados, 9 hidrogeradores e 11 turbinas foram fabricadas por arranjo entre mais de uma empresa.

TABELA III.45

ISP: RELAÇÃO DOS FORNECEDORES DE GERADORES E TURBINAS DE ILHA SOLTEIRA

20 UNIDADES

UNIDADE	ANO OPERAÇÃO	FORNECEDORES	
		GERADORES	TURBINAS
1	1973	MITSUBICHI	HITACHI
2	1973	MITSUBICHI	HITACHI
3	1973	TOSHIBA	HITACHI
4	1973	TOSHIBA	HITACHI
5	1974	SIEMENS - ASGEN [1]	VOITH-ESCAER WYSS
6	1974	SIEMENS - ASGEN [1]	VOITH-ALSTHOM
7	1974	SIEMENS - COEMZA [2]	VOITH-ESCHER WYSS
8	1975	SIEMENS - ASGEN [1]	VOITH-ALSTHOM
9	1975	SIEMENS - COEMZA [2]	VOITH-ALSTHOM
10	1975	SIEMENS - ASGEN [1]	VOITH-ALSTHOM
11	1975	BROWN-BOVERI	VOITH-ALSTHOM
12	1976	SIEMENS - COEMZA [2]	VOITH-ALSTHOM
13	1976	BROWN - BOVERI	VOITH-CALZONI [1]
14	1976	SIEMENS - COEMZA [2]	VOITH-ESCHERWYSS
15	1977	SIEMENS - COEMZA [2]	VOITH-AG
16	1977	BROWN - BOVERI	VOITH-ESCHERWYSS
17	1978	BROWN - BOVERI	NEYRPIC AL [3]
18	1978	BROWN - BOVERI	NEYRPIC AL [3]
19	1978	SIEMENS - AG	VOITH-AG
20	1978	SIEMENS - AG	VOITH-AG

(1) Firma Integrante do GIE-ITALIANO

(2) Subsidiária Brasileira do GIE

(3) "Divisão" Francesa da ALSTHOM

FONTE: SIESE/ELETROBRÁS, 1979

Esta veriedade de composições, tanto entre os dois consórcios como dentro de cada unidade geradora de Ilha Solteira, vem a mostrar claramente, como se articulam, no âmbito de cada financiamento, a expansão das subsidiárias com as importações das respectivas matrizes. Neste caso, onde o próprio capital estatal de um país europeu veio amparar o desenvolvimento das empresas com sede naquele país, revela-se a intrincada e complexa articulação cartelizada entre as órbitas produtiva e financeira do grande capital internacional do setor de equipamentos elétricos.

3.3.2. - Aspectos da demanda junto ao setor de construção civil pesada

A consolidação da CESP e dos demais programas estatais em obras hidroelétricas também representou a consolidação das grandes empresas da indústria de construção civil pesada e das grandes consultoras, responsáveis por projetos nessa mesma área.

Vimos, ao final do capítulo anterior, que o início do processo da industrialização pesada, a partir de meados da década de 50, coincidiu com o efetivo nascimento do ramo da indústria de construção civil pesada.

A indústria de construção civil, em seu conjunto, tem uma participação pequena, mas significativa, na renda interna do setor industrial, oscilando na taxa de 15 a 18% no período 1965/77 (Bonelli e Werneck, 1978, p. 182). Por sua vez, dentro dessa indústria po

demos encontrar quatro sub-setores principais: construção pesada (barragens, usinas, rodovias, ferrovias, obras de arte), edificações (habitações), montagens e engenharia (serviços especiais). Conforme análises recentes, os dois primeiros são os subsetores de maior importância em abrangência, e também na determinação do comportamento global do setor. Em termos de participação, estima-se, à grosso modo, que as empresas com atividades predominantes no sub setor de construção pesada detêm cerca de 74.2% do patrimônio líquido global e 79.0% do Ativo Operacional Fixo, conforme uma amostra das 355 maiores empresas da indústria em 1975 (SEPLAN, 1978).

Quanto à estrutura do setor, na mesma amostra, observa-se uma grande concentração, onde as pequenas respondem por 74.6% do total e as grandes apenas 7.3%. Semelhante nível de concentração é encontrado dentro de cada sub-setor da construção civil. Por sua vez, o tamanho médio (em patrimônio) das empresas centradas no sub-setor da construção pesada é substancialmente maior que a média da indústria, (cerca de 40%), ocorrendo o inverso com o sub setor de edificações e engenharia, cujo tamanho médio não atinge 50% da médiada indústria (SEPLAN, 1978).

A dinâmica dos dois principais sub setores, construção pesada e edificações, é também substancialmente diferente. Enquanto este último produz essencialmente edificações, isto é, bens duráveis demandados pelo setor privado, segundo condições de financiamento e de

poder aquisitivo dos consumidores potenciais, o sub-setor de construção pesada produz bens de produção que compõem o capital social básico da economia. Portanto, toda a produção do sub-setor de construção pesada é adquirida pelo setor público, que, simultaneamente, age como demandante e financiador.

Trataremos aqui apenas de esboçar algumas implicações da demanda de grandes hidroelétricas estatais na conformação do sub-setor de construção pesada.

Na implantação de uma usina hidroelétrica e respectivo sistema de transmissão e distribuição é possivel distinguir três segmentos distintos da indústria de construção civil:

1 - construção pesada:	construção de barragens e respectivas obras civis do sistema de geração.
2 - montagem eletromecânica pesada:	montagem eletromecânica do sistema de geradores, estações transformadoras e linhas de alta tensão.
3 - montagem eletromecânica leve:	obras de distribuição secundária e extensão de redes de iluminação.

Estes três tipos de obras se integram na base de sua funcionalidade, não obstante cada uma delas diferir no volume mínimo de obras, tecnologia construtiva e equipamento básico

necessário. Nesse sentido, cada fase da implantação se constitui em submercados específicos com diferentes relações de concorrência.

As obras de distribuição secundária, e redes de iluminação, não demandam estudos complexos, e geralmente, podem ser realizadas empregando tecnologia de livre disponibilidade no mercado. O próprio avanço tecnológico neste setor é bastante lento, e as modificações importantes não tem ocorrido no processo construtivo, e sim nos insumos empregados. Dessa maneira, tanto o compenente tacnológico como o equipamento mínimo requerido não atuam como uma barreira à entrada neste submercado específico.

Assim, as empresas que se ocupam deste tipo de obra podem ser de reduzido tamanho, com um capital fixo constituído por pequenos equipamentos e uma organização empresarial baseada na atuação do profissional independente. Tal situação dá lugar à possibilidade de se encontrar uma estrutura empresarial atomizada, com firmas onde é pequeno o faturamento anual proveniente desse tipo de obras e consequentemente é marginal a subcontratação de tarefas.

Por outro lado, a construção de barragens e centrais elétricas, e a subsequente montagem do sistema de geração e transmissão, exigem uma organização empresarial e um grau de complexidade ao volume da obra a ser realizada.

Por sua vez, a construção de grandes obras hidroelétricas, e respectivas barragens, por seu próprio volume unitário de obra, constituiu-se em um setor especial da construção pesada. A dimensão da obra impõe uma capacitação técnica empresarial diretamente vinculada com o custo orçado do empreendimento, e somente têm acesso ao mercado as empresas cujo volume teórico de contratação tenha se conformado à base de experiência prévia similar. Dessa maneira, a indivisibilidade da demanda, a progressiva complexidade tecnológica e o próprio tamanho mínimo da empresa se constituem em barreira "técnica" à entrada neste submercado específico. Assim, no nível técnico, a indivisibilidade da demanda impede que firmas de tamanho pequeno possam obter uma fatia proporcional do mercado, adquirindo progressivamente a necessária capacitação técnica a fim de se viabilizar para a participação em concorrências de obras de maior porte.

Portanto, pode-se observar, ao nível técnico, um círculo vicioso de barreira à entrada onde as grandes empresas são as únicas que preenchem as exigências legais de experiência anterior imposta pelos contratantes e, portanto, a divisão de mercado entre as empresas estabelecidas reproduz periódicamente a estrutura vigente.

A mecânica deste processo realmente contribui decisivamente para a concentração da indústria de construção civil, conforme podemos observar através da Tabela III.46. Neste quadro apresentamos as empresas construtoras

de grandes barragens no Brasil, conforme a divulgação da Revista Construção Pesada (novembro de 1979), seguida de sua classificação setorial e geral, de acordo com o critério do Patrimônio Líquido no final de 1978 (Visão, 1979/Ago.). Vemos que de uma amostra de 390 empresas vinculadas à construção civil, aquelas que se dedicam à construção de grandes barragens são literalmente as maiores firmas do setor. Estas empresas, como podemos observar pelo mesmo quadro também estão colocadas entre as 320 maiores empresas do País, conforme amostra de 6.430 firmas listadas no "Quem é Quem" de 1978 (Visão, 1979/Ago.)

TABELA III.46

EMPRESAS CONSTRUTORAS DE GRANDES BARRAGENS NO BRASIL

EMPRESA	CLASSIFICAÇÃO	
	ORDEM SETORIAL	ORDEM GERAL
Camargo Correa S/A	1	42
Andrade Gutierrez S/A	2	62
C. R. Almeida S/A	3	76
Cetenco Engenharia S/A	4	91
Mendez Junior S/A	5	109
C B P O	7	165
Servix Engenharia S/A	8	171
Serveng Civilsan S/A	9	197
Norberto Odebrech S/A	10	202
Queiróz Galvão S/A	12	255
Alcindo Vieira - Convap S/A	18	320
Número Total de Empresas da Amostra	390	6.430

OBS: a) Classificação segundo Patrimônio liquido
b) Setor: Construção em geral, excetuando-se as empresas de engenharia consultiva

FONTE: Construção Pesada, 1979/novembro
Visão, 1979/agosto

Não há dúvida, portanto, que as grandes empresas de construção civil apresentam, como atividade especial de seu "curriculum" a construção de barragens, em especial as barragens de acumulação ligadas a uma obra hidroelétrica. Existem barragens que são construídas para outras finalidades, tais como abastecimento, irrigação, saneamento, navegação, etc... Mas, seguramente aquelas voltadas ao setor hidroelétrico são as mais importantes, em tamanho e custo, a partir da década de 50.

Mas, o significado especial da construção de barragens dentro da construção civil pesada advém não apenas de serem das obras de maior volume unitário do setor, mas também pelo fato de serem promovidas pelo Estado. Vimos, páginas atrás, que as restrições e exigências das licitações públicas contribuem para realimentar um processo de concentração que acentua as disparidades das firmas do setor e a extraordinária oligopolização de seu mercado. Nesse sentido, esta oligopolização do setor parece ser determinada mais pela sua profunda embricação com o Estado e menos pelo caráter endógeno de seu próprio processo de acumulação.

Este processo de oligopolização é claramente visualizado no programa de obras de grandes barragens sa CESP. Através da Tabela III.47 nota-se a absoluta preponderância da Camargo Correa, com 10 barragens construídas, seguida da Cetenco (fusão entre a Cia. Tenco e a Cia. Centenário), com 3 barragens, e a Servix e a CPBO, com 2 barragens cada.

TABELA III.47

CESP: RELAÇÃO DAS ENTIDADES RESPONSÁVEIS PELO PROJETO, CONSTRUÇÃO E MONTAGEM

	Início	Fim	Rio	Capac. Instal. (MW)	Projetista	Montagem	Construção
L.N. Garcez (Salto Grande)	1951	1960	Paranapanema	70	Servix	Servix	Servix
A.S.Oliveira(Limoeiro)	1953	1966	Pardo	32	IPT	CHERP	Moreno e C. Correa
Euclides da Cunha	1954	1965	Pardo	108	Milton Vargas	CHERP	C. Correa
A.Laydner(Jurumirim)	1956	1962	Paranapanema	98	Servix	Servix	Servix
Barra Bonita	1957	1964	Tietê	141	Techint/Tenco	CHERP	Tenco
A.S. Lima (Bariri)	1959	1969	Tietê	143	Edson(Milano)	CHERP	C. Correa Tenco
Caconde (Graminha)	1959	1966	Pardo	80	Geotécnica	CHERP	C.Correa
Ibitinga	1963	1969	Tietê	131	Brasconsult	CHERP	Tenco
Jupiá	1962	1974	Paraná	1.411	Themag	Tenenge	C. Correa
Xavantes	1960	1971	Paranapanema	414	Servix	Sermec	CBPO
Jaguari	1963	1973	Jaguari	27	Hidroservice	Tenenge	C. Correa
Promissão	1966	1977	Tietê	264	Brasconsult	Servix	Cetenco
Ilha Solteira	1965	1978	Paraná	3.230	Themag	Tenenge	C. Correa
Capivara	1971	1978	Paranapanema	640	Engevix	Tenenge	CBPO
Paraibuna	1964	1978	Paraibuna	85	Hidroservice	Tenenge	C. Correa
Paraitinga	1968	1978	Paraitinga	-	Hidroservice	Tenenge	C. Correa
Água Vermelha	1973	1980	Grande	1.380	Promon/Themag	Montreal	C. Correa
BARRAGENS EM PROJETO (1978)							
Nova Avanhandava			Tietê	300	Brasconsult		
Três Irmãos			Tietê	-	Promon		
Porto Primavera			Paraná	1.750	Themag		
Rosana			Paranapanema	320	Milder Kaiser		
Taquarucu			Paranapanema	500	Hidroservice		
Canal Pereira Barreto			Tietê		Cnec		

FONTE: Construção Pesada, 1978/Dez.

O exame desse mesmo quadro revela que, desde o início de intervenção do Governo Estadual de São Paulo na produção de energia, somente quatro empresas foram as responsáveis pela construção das barragens e usinas hidrelétricas, e o quadro recente atesta a presença de apenas 3 empresas com a substituição da Servix pela CBPO. Tal oligopolização foi facultada pela feliz distribuição da bacia fluvial paulista que apresenta três grandes rios, onde praticamente se vislumbra a presença respectiva de três grandes empresas. Podemos portanto notar que a partir de meados da década de 60 as obras do Rio Paranapanema ficaram com a CBPO, as do Rio Tietê com a Cetenco e as do Rio Paraná com a Camargo Correa, que também executou as obras de menor porte em outros rios.

Posteriormente a Usina de Água Vermelha, embora situada no Rio Grande, foi adjudicada à Camargo Correa não se tendo conhecimento do edital de concorrência para tal obra.

Dessa maneira apenas se ilustram alguns traços da preferência da CESP por algumas empreiteiras, cuja opção certamente ultrapassa a espera técnico-econômica das relações de concorrência.

Ilustrando este fato com o exemplo da Camargo Correa, paradigma da atuação das empreiteiras de grandes obras públicas, a qual se tornou a maior empresa de construção civil e a 42ª maior empresa brasileira em termos de patrimônio líquido (1978), é de extrema importância a observação simbólica, bastante divulgada entre empresários do setor, de que tal empresa conseguiu "criar o mito", aos

da administração pública, de que "o que a Camargo Correa faz, ninguém mais faz".

Estas mesmas observações poderiam ser traduzidas e particularizadas para as projetistas, à medida em que de suas atividades acompanham, ou melhor precedem as próprias obras.

Devido à extrema complexidade da parte referente ao projeto da obra, e a imposição das entidades contratantes, esta se encontra atualmente dissociada da empresa construtora, constituindo-se objeto de um mercado específico, de projetos, na área de empresas especializadas em engenharia consultiva. Dessa maneira devem se articular funcionalmente, à base das características e parâmetros técnicos da obra, as empresas projetistas, construtoras e de montagem eletromecânica.

Atualmente, as entidades públicas promotoras da construção de grandes barragens executam, de maneira independente, as concorrências para a fase de projeto e para a fase de construção. Por outro lado, em geral os editais não permitem a participação da mesma empresa para o projeto e a construção, sancionando legalmente a divisão técnica do trabalho acima aludida.

Um quadro semelhante ao da Tabela III.46 poderia ser encontrado para firmas projetistas, embora estas se encontrem no setor de serviço, cuja dinâmica é bastante diferente dos demais ramos econômicos. Além desse fato o capital fixo das empresas de consultoria é extremamente reduzido quando comparado ao

das construtoras, diminuindo-se igualmente o valor relativo do seu patrimônio líquido.Mas podemos afirmar que, à semelhança das grandes empreiteiras, seu desenvolvimento também esteve condicionado aos programas de obras públicas, não apenas em barragens, como em outras atividades típicas de infraestrutura, tais como transportes, saneamento, etc...

Finalizando, em relação a todo este processo de intervenção estatal, é importante enfatizar, mais uma vez, a estreita dependência do sub-setor de construção pesada ao Estado,acabando por condicionar sua própria estrutura e limitando seu ritmo de expansão pela capacidade de gasto público e respectiva política econômica.

/narb

3.4. Síntese do processo

A consolidação da CESP teve lugar dentro do processo de articulação entre o investimento produtivo do Estado e o investimento privado estrangeiro e nacional. Pode se dizer que o padrão de acumulação de capital que caracterizou o último ciclo de expansão da economia brasileira teve, por base, uma expansão industrial onde o investimento produtivo estatal foi complementar ao investimento privado estrangeiro, sendo ambos indutores do investimento privado nacional. Nesse aspecto, o investimento em energia elétrica também foi acompanhado pelas inversões estatais em transportes (estradas), comunicações, combustíveis líquidos, siderurgia, as quais passam a " servir de apoio à espansão da indústria automobilística e de material elétrico pesado que, em conjunto, tornam-se elementos de expansão recíproca, com fortes efeitos de encadeamento sobre a metalurgia, mecânica e materiais de construção" (Tavares, 1978, p. 69). Como veremos no próximo capítulo, essa dinâmica de acumulação internacionalizada, e intrinsicamente desequilibrada, não é capaz de gerar um processo de crescimento auto-sustentado e, nesse sentido, está sujeita a crises, por razões basicamente endógenas.

A CESP também se caracterizou por representar um processo de efetiva descentralização do Governo estadual, iniciado desde a década de 60, com os primeiros programas de obras hidroelétricas do Estado. Esta descentralização se apoiou fortemente na capacidade fiscal do governo estadual, aspecto extremamente relevante, mas não abordado nesse trabalho, e na possibilidade de endividamento próprio da empresa no mercado financeiro internacional.

No entanto, a descentralização a nível estadual não foi acompanhada de uma capacidade estritamente estadual de formulação e definição de políticas. Não obstante a ofer

ta energética ser uma questão de abrangência nacional dentro dos marcos do desenvolvimento capitalista atual, observou-se que, até o início da década de 70, a lógica interna de expansão da CESP se adequou à política setorial de energia elétrica, centralizada a nível da Eletrobrás. Mas, com a chamada "Lei de Itaipu", de meados de 73, a perspectiva de expansão da empresa foi enormemente restringida, sendo que, na época, não foi oferecida, a nível federal, nenhuma linha alternativa de crescimento.

Nessa mesma época, a maturação de seus principais empreendimentos iria permitir a obtenção de uma margem de auto-financiamento corrente, suficiente para buscar uma saída de expansão via diversificação, típica de uma grande empresa privada. Esta alternativa de expansão, através da diversificação de suas atividades, começou a ser tentada no final da década de 70, como veremos no próximo capítulo, não obstante sua margem líquida de excedente operacional estar sendo crescentemente comprimida, tanto pelo peso dos pagamentos ao capital financeiro utilizado para financiar as grandes obras, como também pelas apropriações setoriais via Eletrobrás, tais como a quota de reversão e garantia.

CAPÍTULO IV - A DIVERSIFICAÇÃO DA EMPRESA FRENTE A CRISE ECONÔMICA E ENERGÉTICA

4.1. A crise energética pós-1973

A quadruplicação do preço internacional do petróleo, em outubro de 1973, e a posterior crise energética, se inserem em um quadro estrutural de crise do sistema capitalista gestado anteriormente a esta época. Nesse sentido entendemos que a rápida elevação dos preços internacionais do petróleo, no final de 1973, representou muito mais um papel de detonador da crise que se seguiu, ao invés de ser sua causa básica, como preferem muitas versões oficiais da crise econômica atual.

Esta hipótese de trabalho impõe a necessidade de caracterizarmos, ainda que em largos traços, para efeito desta análise, os aspectos mais relevantes do desenvolvimento capitalista nacional e internacional que antecedeu a crise, a fim de situarmos, nesse quadro, algumas particularidades da questão energética.

Durante os primeiros anos da década de 70, em particular no período 1971/73, verificou-se um intenso auge generalizado de crescimento do sistema capitalista, caracterizando uma superexpansão sincronizada de todas as economias capitalistas, lideradas pela economia norteamericana, igualmente afetada por uma política expansionista. Este "boom", centrado no capitalismo central, também foi responsável pelo empuxe de algumas economias periféricas, nessa época, em particular, a economia brasileira atestando, pois, a profunda internacionalização de nossa economia. No entanto, o auge liderado pela economia norte americana apresentava algumas características básicas que rapidamente fariam reverte o quadro expansionista (ver Coutinho e Belluzzo, 1978).

Esta expansão da economia norte americana caracterizou-se por uma abertura crescente, cujos déficits externos, inicialmente acelerados para financiar as despesas militares (Vietnã), alimentaram a expansão do crédito privado internacional, e também reforçaram a estratégia de exportação do capitalismo alemão e japonês naqueles setores onde era reduzido o dinamismo tecnológico americano. Este quadro expansionista se inseria em um acelerado processo de internacionalização do grande capital, em especial o norte americano, representando o apogeu do fenômeno de internacionalização da acumulação de capital industrial na esfera produtiva, iniciada já na década de 50. Em todo o pós guerra, a "fronteira externa" de acumulação, representada pelo subsistema afiliado das grandes empresas, permitia que o capitalismo oligopolista escapasse das restrições do reduzido dinamismo dos mercados de base centrais, chegando inclusive a alcançar alguns polos capitalistas periféricos, tal como a economia brasileira.

Este padrão de crescimento, baseado numa crescente interpenetração, não obstante contar com razoáveis diferenciações dentro dos próprios países capitalistas centrais, conforme fora apontado por Castro (1975), haveria de encontrar seus limites quando o sub-sistema afiliado igualmente alcançasse um estágio avançado de oligopolização, deixando de ser um absorvedor líquido de capital, passando a ser um gerador de capital para o restante do sistema. Neste momento, a grosso modo situado no 2º semestre de 1973, estaria ocorrendo uma tendência generalizada ao sobreinvestimento, ocorrendo a formação de capacidade ociosa não planejada (cf. Steindl) à escala global, conformando uma "crise de superacumulação de capital produtivo à escala global" (Coutinho, 1977). As formas de reação oligopolista a esta crise iriam marcar acentuadamente a conjuntura econômica internacional do resto da década de 70.

Em primeiro lugar, destaca-se que os enormes déficits nas contas externas norte americanas, aliada à crise do sistema monetário internacional, desde 1968, produziram a autonomização de um circuito financeiro internacional (Euromoedas), que ao se deparar com os primeiros sinais de enfraquecimento da acumulação real e dos estrangulamentos setorais, típicos de qualquer auge capitalista, iniciou um intenso movimento especulativo sobre os mercados de "commodities", exacerbando as pressões inflacionárias já em curso na fase de expansão do ciclo. É neste quadro de tensões estruturais que se inscreve o fenômeno da quadruplicação dos preços internacionais do petróleo, onde se torna evidente o seu caráter de "espoleta", agudizando a crise econômica emergente.

Como se sabe, a crise de um sistema capitalista oligopólico não se manifesta segundo as formas clássicas de queda acentuada do nível de renda e emprego, embora estes fenômenos também estejam presentes na atualidade. A reação de uma estrutura oligopolista se verifica no sentido de defender suas margens de rentabilidade, que, em situação de demanda declinante, implica numa redução da produção corrente, e consequentemente dos insumos necessários, criando portanto uma situação de desaceleração inflacionária (Stagflation) . O aumento da capacidade ociosa, elevando o pêso dos custos fixos e indiretos, e a pressão continuada dos preços dos insumos correntes, cuja oferta é igualmente oligopolizada, fazem aumentar os custos diretos nominais, exacerbando as pressões inflacionárias. Os excedentes de capital que não encontram aplicação imediata na esfera produtiva passam a circular na órbita financeira, reforçando a especulação e contribuindo para uma maior centralização do capital, mormente das empresas menos resistentes à crise. Nesse quadro é que a elevação dos preços do petróleo acentua as pressões inflacionárias existentes e faz acelerar o declínio das taxas de acumulação.

O que se apresenta, pois, é uma imbricação da crise energética, manifestada na forte elevação do preço do petróleo, com uma crise do capitalismo oligopolista que havia sobreinvestido no último auge, dando margem à formação de amplas margens de capacidade ociosa não planejada, desenhando um quadro estruturalmente recessivo.

A dimensão assumida pela atual crise energética evidentemente se coloca em relação direta com a participação do petróleo na oferta de fontes de energia. A expansão capitalista do pós guerra contou crescentemente com o petróleo, tanto como fonte energética, como matéria prima. E, termos da produção energética mundial, o petróleo que, em 1950, representava cerca de 27% da produção global, passa a participar, no início da década de 70, com cerca de 50% do total (WAES, 1977). A inserção do petróleo no aparelho produtivo e igualmente no sistema de transporte, já fora iniciada antes da II Guerra, nos EUA, onde se desenvolvia a tecnologia petroquímica, e se dispunha de razoáveis reservas de combustível. A posterior internalização do grande capital industrial, contribuiu para aprofundar a internacionalização dos padrões de consumo energético. Em 1976, o petróleo representava mais de 50% do consumo das fontes primárias dos principais países capitalistas centrais e periféricos, chegando a atingir 73% no caso do Japão.

O aumento do consumo de petróleo e seus derivados foi igualmente viabilizado pelos baixos preços internacionais do produto desde o pós-guerra. Na década de 50, a entrada de novas empresas na indústria petrolífera, que até então se caracterizava por uma extrema concentração e integração, propiciou uma queda nos preços relativos. Não obstante, a entrada de novas empresas, chamadas "independentes" e a intensificação da concorrência inter-capitalista, foi preservada a estrutura do cartel

tradicional, comumente designado por "Seven Majors". O custo internacional de petróleo também esteve declinante até o final da década de 60, sendo que a estrutura do preço final dos derivados petrolíferos ao consumidor, revela claramente a correlação de forças dos interesses envolvidos na indústria petrolífera. Chevalier (1973) demonstra que o preço médio pago pelo consumidor dos derivados de petróleo na França, em 1970, apresentava uma composição com os seguintes valores percentuais: 16.5%, referentes a todos os custos envolvidos (produção, transporte, refine, distribuição e mais o lucro "normal"); 56.4% apropriados pela tributação do governo francês; 19.0% como "super-lucro" das empresas petrolíferas, e apenas 8.1% apropriado pelos países árabes, fornecedores do petróleo à França. Portanto, do ponto de vista do cartel de produtores (OPEP), a elevação dos preços em 1973 foi uma recuperação das margens de lucro na extração do óleo bruto que haviam se deprimido em profundidade. Por outro lado, essa mesma redução nos preços internacionais do petróleo impedia a viabilização de outras fontes energéticas, tornando sua competitividade bastante reduzida face ao petróleo. Nas vésperas da elevação dos preços do petróleo, no final de 1973, a oferta abundante e barata já havia produzido uma disseminação tecnológica de sua utilização em praticamente todas as estruturas de consumo dos países capitalistas.

Portanto, o impacto dessa crise nas economias periféricas não exportadoras de petróleo foi extremamente amplo. Além de desestimular suas exportações na medida em que se apresentava um quadro recessivo a nível internacional, esses países tiveram que pagar o novo preço do petróleo juntamente com os preços mais elevados dos bens de produção importados dos países industrializados. Portanto, seria inevitável o crescimento do endividamento externo a fim de financiar os crescentes déficits correntes, processo este que toma um caráter cumulati

vo, sancionado pelo sistema financeiro internacional, particularmente de Euromoedas.

Os países exportadores de petróleo, no período imediatamente posterior à elevação dos preços, foram contemplados com magníficos saldos em suas balanças comerciais e uma evolução favorável dos seus termos de troca no comércio internacional. Mas, imediatamente, o capital financeiro internacional, cuja dinâmica já estava sendo amplamente estimulada com as aplicações decorrentes da formação de capitais excedentes, tratou de iniciar a reciclagem dos fluxos financeiros internacionais momentaneamente destinados a financiar os súbitos déficits dos países importadores de petróleo. Este movimento, juntamente com a reação oligopolista dos países industrializados, pode já ser percebido com a queda do incremento dos termos de troca dos países da OPEP, que haviam se elevado, em 1974, em 138%, apresentando já no ano seguinte uma queda de 5% (Coutinho e Beluzzo, 1978, p.26). Esta queda se estendeu até 1978, quando o Superavit agregado da OPEP foi de apenas de US$ 5 bilhões, obrigando a uma nova etapa de fortes reajustes em 1979, após a crise do Irã.

Quanto aos países centrais, o impacto da crise e respectiva reação foram bastante diferenciados, sobressaindo-se a relativa vantagem inicial dos Estados Unidos, cujos bancos tiveram grande responsabilidade na reabsorção dos petrodólares. A Alemanha também foi favorecida com a reciclagem e a respectiva exportação de equipamentos, uma das fontes básicas de seu crescimento industrial. No entanto, não contavam com margem de manobra imediata, na Europa, a Inglaterra, França e Itália, e muito menos o Japão.

Do ponto de vista da dependência energética, podemos observar, através da Tabela IV.1 os resultados mais ime

diatos da reação oligopolista, da efetividade das políticas econômicas, e principalmente comerciais, e finalmente da própria política energética posta em prática a partir da crise. Foram montados e indicadores básicos da dependência energética, conforme explicação na Tabela, para um grupo selecionado de países industrializados e semi-industrializados do sistema capitalista onde, para efeito comparativo, se inseriram os dados de dois países socialistas, URSS e China.

TABELA IV.I

INDICADORES BÁSICOS DA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA - PAÍSES SELECIONADOS EM %

	Vulnerabilidade Energética (1)	Coeficiente de Importação da Oferta Energética (2)	Dependência do Petróleo Importado (3)
países centrais			
Estados Unidos (1977)	29.0	23.0	20.0
Alemanha Ocidental (1976)	16.1	56.0	49.0
França (1978)	20.0	75.0	57.0
Inglaterra (1980)*	0	0	0
Suécia (1976)	17.3	61.0	56.9
Japão (1976)	44.0	87.4	72.0
países periféricos			
Brasil (1978)	32.9	50.4	46.9
México (1978)	0	0	0
Argentina (1976)	17.0	9.7	3.2
países socialistas			
União Soviética (1978)	0	0	0
China (1978)	0	0	0

* previsão para 1978 - FONTE: FDTE/1980.

(1) vulnerabilidade energética: participação percentual dos produtos energéticos no valor das importações do país.

(2) coeficiente de importação da oferta energética: participação percentual da energia importada (petróleo, carvão e outras formas de energia, agregadas em unidades equivalentes) no total da energia primária requerida.

(3) dependência do petróleo importado: participação percentual do petróleo importado no total da energia primária.

Como podemos observar, apenas são auto-suficientes os dois países socialistas, e mais o México e Inglaterra. Este último país, que na época da crise importava cerca de 50% da energia requerida, graças ao desenvolvimento da exploração de petróleo no Mar do Norte, representou o caso mais espetacular de recuperação da auto-suficiência energética. Os demais países europeus, e igualmente o Japão, não obstante apresentarem um coeficiente de importação da oferta energética bastante elevado, superior a 50%, conseguiram, decorridos cerca de 5 anos após a elevação dos preços do petróleo, manter a sua vulnerabilidade energética (participação dos produtos energéticos na importação) em níveis razoáveis, ou seja, abaixo de 20%, à exceção do Japão, que ainda apresentava um índice de 44%. Os Estados Unidos se apresentam em uma situação intermediária, pois, embora seu coeficiente de importação da oferta energética não apresentasse um valor muito elevado (23%), a sua vulnerabilidade energética, em 1977, situava-se em torno de 29%.

Nota-se que a situação brasileira é bastante delicada, pois além de apresentar um coeficiente de importação energética da ordem de 50%, a sua vulnerabilidade energética atingiu a 32.9%, em 1978, sendo superado apenas pelo caso crítico do Japão.

No entanto, a economia brasileira também entrou em uma fase de desaceleração no período posterior a 1974, mas por motivos basicamente endógenos. Na medida em que sua dinâmica de acumulação, no período 1968/74, esteve centrada no setor de bens duráveis do consumo, a ampliação da taxa de acumulação não se traduzia no crescimento da demanda efetiva, ou seja, não realimentava um processo de crescimento auto-sustentado. Esta mecânica acabava por fazer elevar as importações de bens de capital em resposta à aceleração da taxa de acumulação. Portanto, por razões internas, as importações estavam se tornando

menos compressíveis, haja visto que as importações de bens de capital, que, em 1967, representavam 31.9% do total, passaram a participar, em 1972, com 41% (Bonelli e Façanha, 1978, p. 315). Por outro lado o desequilíbrio da conta de serviços, que, em 1972, já atingia US 1,2 bilhões, também contribuía para se recorrer ao endividamento externo, pois, o crescimento das exportações, mesmo a taxas elevadas, seria insuficiente para financiar o déficit em conta corrente. Nesse sentido, o impacto da elevação do preço do petróleo somente agudizou o problema já existente nas contas externas. Por sua vez, e padrão "automobilístico-rodoviário" da política nacional de transportes exacerbava a dependência de combustíveis líquidos no conjunto do consumo energético.

Neste momento, podemos fazer uma distinção entre dois problemas que, até agora, foram analisados conjuntamente. Existe uma problemática na área do balanço de pagamentos, e outra questão inteiramente distinta, que se refere ao setor energético. Até agora, somente consideramos os aspectos do comércio exterior envolvido no suprimento energético cujo fenômeno deve ser analisado isoladamente.

Embora a elevação de preço do petróleo, pela OPEP, não tenha representado um sinal do mercado indicando problemas referentes à restrição da oferta, ou seja, seu esgotamento imediato, supõe-se que, considerando as atuais reservas e os prováveis aumentos futuros das reservas, "o final da era de crescimento da produção de petróleo ocorrerá daqui a, no máximo, 15 anos (WAES, 1978, p. 155). Mas, dificilmente, o petróleo, devido à importância que adquiriu como principal fonte energética, deixará de ocupar tal posição até o ano 2.000. Nesse sentido, existe uma problemática centrada essencialmente na perspectiva de esgotamento das fontes convencionais de petróleo bruto. Portanto, a idéia de crise energética

não se refere a um eventual esgotamento global de todas as fontes, pois mesmo em relação a outra fonte não-renovável, tal como o carvão, suas reservas são muito maiores do que qualquer outro combustível fóssil. O mesmo diagnóstico anterior (WAES, 1978), observa que as atuais reservas de carvão são suficientes para sustentar um grande aumento da produção até meados do século XXI.

Nota-se, no entanto, que a idéia de crise energética pode ser facilmente manipulada, não por causa do impacto do peso dos energéticos nas importações, mas em função dos interesses do que, genericamente, poderíamos denominar de "cartel energético", envolvendo tanto grandes empresas internacionais, tais como as companhias petrolíferas, e os grandes fabricantes de equipamentos para o setor energético. Em face da elevação da rentabilidade do setor, que possue alta intensidade de capital, este se mostra atraente como campo de valorização do grande capital, mormente na fase de crise atual.

Esta caracterização sumária da crise econômica e energética ilustra os problemas que deveriam ser enfrentados pela política econômica brasileira a partir de fins de 1973. No entanto, a época da crise coincidiu, justamente, com o ufanismo e otimismo do II PND, lançado em 1974, quando a política oficial imaginava que a economia brasileira seria uma "ilha de prosperidade". Pensava-se que a crise emergente poderia ser tratada apenas como uma fase de transição, cujos ajustamentos poderiam ser pragmaticamente controlados. Posteriormente, quando sinais da crise já eram manifestados nas pressões inflacionárias, desequilíbrios externos, e taxas de crescimento declinantes, o discurso mudou de ênfase, saltando para o extremo oposto, onde o petróleo passou a ser o "vilão da história".

Esse pragmatismo refletiu-se na lentidão da readequação das agências estatais encarregadas das diversas fontes energéticas, quando se tomaram várias medidas de emergência não articuladas entre si (Pró-Álcool, Acordo Nuclear, etc...). O processo de transformação da CESP em Companhia Energética ilustra o fraccionamento característico das agências responsáveis pelo setor energético, onde se destaca o peso de grandes empresas estatais, que frequentemente possuem uma lógica própria de expansão e acumulação.

No entanto nota-se que algumas das grandes medidas que afetaram a política energética tais como o Acordo Nuclear e os Contratos de "Risco", foram decididas a nível de Estado, transcendendo a própria órbita das holdings setoriais, no caso, respectivamente, a Eletrobrás e a Petrobrás.

4.2. A transformação da CESP em Companhia Energética

A transformação da CESP em Companhia Energética deve ser analisada no contexto da problemática da empresa estatal no Brasil, decorrente da duplicidade de seu caráter de aparelho de Estado e organização produtiva com formato empresarial. Nesse sentido deveria ser discutido o papel da empresa estatal levando em consideração"a ambiguidade inerente à sua ação, que caracteriza um comportamento oscilante entre sua face estatal - que a leva a realizar objetivos políticos e de natureza macroeconômica, e sua face empresarial - que privilegia interesses particulares, que se poderia considerar microeconômicos" (Abranches, 1979, p.97). Do ponto de vista das políticas setoriais de governo, caberia, portanto, efetuar uma análise das relações entre a as empresas estatais e as políticas setoriais respectivas. No caso da CESP, caberia analisar a sua relação com a política federal de energia, com seus reflexos a nível estadual. No entanto, as limitações deste estudo de caso nos remetem, apenas a algumas questões básicas dentro deste quadro, enfocando o problema desde o ponto de vista da empresa.

Uma das questões, mais agudas para a CESP, enquanto empresa produtiva, conforme observamos no capítulo anterior, começou a emergir com o choque entre a gradativa ampliação de seu potencial de acumulação a partir da entrada em operação de seus maiores empreendimentos, tais como Ilha Solteira, a partir de 1974, e as restrições à sua expansão decorrentes da Lei de Itaipu, de 1973. No contexto da área de hidroelétricidade, da política energética proposta no II PND, figuravam, explicitamente, apenas os grandes empreendimentos situados em áreas das empresas subsidiárias da Eletrobrás, tais como Itaipu, Itumbiara, Tucurui, etc.

A manutenção deste quadro de restrições à sua potencialidade de expansão, obrigando a empresa se resumir ao objeto específico da operação de seu sistema elétrico, significava que a CESP, enquanto aparelho estatal, deixava de ser um núcleo articulador de acumulação real de capital, consubstanciado como pólo de expansão da infra-estrutura de base, para a oferta de energia. Ou seja, a empresa perdia sua função, similar a de outras grandes agências federais congêneres, que viabilizava o pacto entre o "bloco da grande engenharia nacional com amplas frações de capital industrial nacional e estrangeiro" (Lessa, 1978, p. 144). A nova diretoria da CESP, empossada em 1975, já refletia este novo quadro, pois, deixava de contar com figuras históricas ligadas aos programas de grandes construções estaduais, tais como o ex-governador Lucas Nogueira Garcez e o Engº Souza Dias.

No entanto, a área energética, que em seu aspecto mais amplo carecia de uma coordenação geral, haveria de propiciar uma tentativa da CESP reconciliar a sua expansão empresarial com uma nova função enquanto aparelho estatal.

Um primeiro nível para a apropriação de um novo espaço de atuação parecia estar na sua eventual participação no programa de construção das 8 centrais nucleares de 1300 MW cada uma, decorrentes do Acordo Nuclear do Brasil com a Alemanha, assinado em meados de 1975. O Relatório Anual da CESP, de 1975, elaborado no início de 1976, indicava que a empresa estava dando andamento aos "estudos de localização, no Estado de São Paulo, de centrais nucleares de grande porte". No entanto, o fato da empresa Furnas, que já construía a primeira central nuclear, Angra I, ser igualmente incumbida de administrar a construção das duas primeiras centrais do Acordo, e também o surgimento de problemas técnicos (fundações, atrasos, etc.), e políticos, decorrentes da implantação

dessas unidades, fizeram com que a CESP abandonasse a perspectiva imediata da linha de expansão na área de centrais nucleares. No entanto, em quase todas as entrevistas do presidente da CESP dessa época, Sr. Luiz Marcello Moreira de Azevedo, estava presente a intenção da participação da empresa na área nuclear.

Gradativamente, a CESP ia tateando outras linhas de expansão, cuja divulgação externa certamente foi inibida pela intensa campanha "antiestatização" de 1975/76. A diversificação da empresa também era dificultada em função da singularidade da produção de uma concessionária de energia elétrica em torno de um produto, o kwh, que não admite desdobramentos técnicos.

Mas, ao final de 1976, a empresa acabou por se fixar em um dos projetos em estudo, que se referia à viabilidade de produzir hidrogênio, a partir da eletrólise da água, para a posterior elaboração de amonia ou uréia. Este processo é extremamente intensivo em energia elétrica, e nesse sentido seria aproveitada a energia secundária vertida em suas usinas, sendo que o projeto elaborado pela Engevix previa uma instalação, ao lado da usina de Barra Bonita, que utilizaria uma potência de 50 MW, cujo seria da ordem de US$ 100 milhões.

No entanto, o Relatório Anual de 1976, elaborado no início de 1977, já apresenta uma racionalização mais ampla da questão energética, advertindo que este problema, além de impor um reajustamento à economia brasileira, propiciou "um interesse renovado em relação a novas fontes de energia". Portanto, nessa época já estavam assentados os principais argumentos para a posterior transformação dos objetivos sociais da empresa.

Finalmente, em 27 de outubro de 1977, a CESP empreende a sua transformação para Companhia Energética, alteran

do seus estatutos sociais, onde, além de se manter os antigos objetivos, foi inserido o "estudo, projeto, execução de planos e programas de pesquisa e desenvolvimento de novas fontes de energia, principalmente as renováveis, diretamente ou em cooperação com outras entidades". A nível da política federal, e do ponto de vista dos organismos do Ministério de Minas e Energia, a transformação da CESP em Companhia, Energética foi genuinamente inusitada, ressaltando-se que a Eletrobrás, que participava com cerca de 12% do capital, durante a Assembléia Geral Extraordinária discordou, como questão de princípio, da alteração do objetivo social. No entanto, a Eletrobrás decidiu-se por acompanhar o voto do Goverbo do Estado, pedindo porém, a transcrição em ata de seu voto, onde declarava que a "Eletrobrás admite e, realisticamente, aceita que o acionista majoritário proceda às inovações que julgou convenientes, mas estranha a falta de publicidade".

O embasamento estritamente técnico-financeiro das críticas feitas à ampliação dos objetivos sociais da CESP para outras formas de energia residia no questionamento de qual seria a apropriação dos custos dessa nova atuação, uma vez que o processo de fixação de tarifas para as concessionárias envolve apenas o gasto corrente e a inversão exclusivamente feitas no setor de energia elétrica. Mas, neste episódio não faltou à CESP o apoio e interesse do Governo do Estado, coerente com sua posição de acionista majoritário, na pessoa do próprio governador. Aliás, desde sua formação a CESP sempre contou com o Governo do Estado enquanto recurso institucional.

Segundo veicularam os órgãos de imprensa, na época, a opção feita anulava outra hipótese, aventada pelo próprio Governo Estadual, que seria a constituição de uma Secretaria Estadual de Energia, que coordenaria as ati

vidades da própria CESP e da CPFL, e também do Instituto de Energia Atômica e outras atividades estaduais ligadas a projetos na área energética. Dessa maneira, a CESP passava a acumular as funções de concessionária de energia elétrica e de Secretaria de Energia de âmbito estadual. Os registros de imprensa, da época, reportam que o Ministério de Minas e Energia somente aprovou a modificação dos estatutos da CESP depois que a presidência da empresa aceitou submeter os estudos de fontes alternativas à coordenação do projeto Ipiranga, do MME, que pretendia organizar, em âmbito nacional, todas as pesquisas de aproveitamento energético.

Nessa época ainda não havia sido veiculado o projeto metanol da CESP, aparecendo apenas a intenção de absorver a Comgás (Companhia Metropolitana de Gás), no sentido de integrar o projeto de produção de hidrogênio de Barra Bonita com as atividades de produção e distribuição de gás. O modelo a ser reproduzido era o da empresa estatal francesa, Eletricité de France (EDF), que simultaneamente é concessionária de energia elétrica e serviços de gás, aproveitando as horas de baixa demanda do sistema elétrico para produzir hidrogênio e adicioná-lo ao gás, tornando-o mais rico.

O Relatório Anual de 1977, elaborado no início de 1978, reflete plenamente a inserção da empresa no debate das questões energéticas onde se expõe que a nova CESP pretende "acompanhar e participar ativamente do processo de transição entre uma economia altamente dependente do petróleo para outra, apoiada em fontes de energia não-convencional", Neste mesmo relatório já são adiantados outros projetos, tais como uma usina termoelétrica com o aproveitamento do lixo urbano, além de comunicar o andamento da realização de convênios para definir possibilidades de aproveitamento da energia solar, eólica, de lenha e de outras fontes. No âmbito dos estudos mais ge

rais, comunicava também a realização de um estudo sobre a estrutura de consumo de energia no Estado de São Paulo, contratado com uma entidade de pesquisa ligada à Universidade de São Paulo. Isto significa que estavam em andamento as atividades do que seria uma Secretaria de Energia, destacando-se também uma mudança na estrutura organizacional da empresa, onde fora inserida uma "Vice Presidencia Divisional de Energia Não Convencional".

Finalmente, durante o transcorrer de 1978, a empresa consegue se fixar prioritariamente em uma alternativa energética sem se descuidar de outros estudos: metanol, proveniente da madeira (eucalipto). A questão se situavano sentido de encontar uma alternativa energética que pudesse vir a ser demonstrada técnica e economicamente viável, sem se chocar com as linhas de pesquisa de aproveitamento energético desenvolvidas por outras entidades estatais federais. A produção de hidrogênio e posterior elaboração de amonia, uréia e fertilizantes, acabaria por se deparar com a linha de atuação da Petroquísa (Petrobrás) e, por sua vez, o etanol já estava previsto dentro do Pró-Álcool, lançado a nível federal em 1975.

Quando aos estudos em andamento, a empresa ainda mantem em seu horizonte outros projetos alternativos, tais como a possibilidade de construir uma usina térmica em São Paulo, a base do lixo urbano, a fabricação de hidrogênio a partir da energia elétrica secundária para posterior produção de amonia, uréia, e talvez fertilizantes, produção de gás de madeira, gaseificação do carvão nacional, e finalmente habilitar-se na instalação de centrais nucleares (CESP RG, 1979).

Em relação ao metanol, a proposta inicial da CESP previa a instalação de uma fábrica para sua produção a par

tir do eucalipto, localizada numa área próxima a usina hidroelétrica de Jupiá, com capacidade de produção de 2 mil toneladas diárias de metanol, consumindo cerca de 7 mil m^3/dia de madeira. Para tanto, previa-se que as inversões necessárias estariam em torno de US$ 200 a 250 milhões. Como veremos a seguir, analisando-se sumariamente os impasses e alternativas atuais da política energética, do ponto de vista da empresa, o futuro do projeto metanol ainda é incerto face à pressões de agências federais, não obstante a empresa, até meados de 1980, já ter comprometido cerca de US$ 50 milhões no projeto.

4.3. Impasses e alternativas atuais

A inserção da CESP no contexto das políticas públicas para a área energética será o resultado da sua articulação específica envolvendo tanto grupos e forças sociais, setores do Estado e, obviamente, as demais agências e empresas estatais da área de energia.

Na medida em que a energia, genericamente, relaciona-se intimamente com a questão da produtividade dos processos de produção e de transporte, transformando-se em um dos insumos de utilização mais ampla na sociedade, participando da reprodução ampliada tanto como elemento de consumo e de capital circulante, torna-se evidente a complexidade dos interesses sociais em jogo. Não se pode, nem faz sentido, portanto, pensar a "crise energética" como fenômeno separado de crise mais geral do padrão de crescimento capitalista dominante no século XX e tampouco dos seus aspectos sociais e políticos.

No contexto específico das avaliações relativas ao recente "modelo" brasileiro de desenvolvimento, a discussão sobre as alternativas energéticas, de certa forma, é intrinsecamente herdeira do debate sobre a problemática da distribuição de renda iniciada nos primeiros anos da década de 70. Ademais, a esta somou-se - inevitavelmente - as preocupações sobre ecologia, meio ambiente, segurança, dependência tecnológica e qualidade de vida. Configura-se, portanto, a questão energética num cenário extremamente intrincado e crescentemente "politizado".

Face a este quadro não é difícil perceber os choques e pendências potenciais em torno da definição de uma política energética nacional, o que ainda está por acontecer, haja visto a montagem quase apenas formal da Comissão Nacional de Energia (CNE) e da tendência demonstrada pelo Governo de não abrir a política de energia ao debate

público.

A inércia desse processo tem por base a rigidez da anterior "política energética" vigente desde o Programa de Metas de 1956/60. A industrialização pesada materializou um padrão de consumo energético cuja oferta se viabilizava por medidas tomadas "ad hod", baseadas fundamentalmente em grandes obras e importação , ou seja, "bastava",no fundamental, que o país construisse hidroelétricas, estradas de rodagem viadutos e importasse mais óleo. Vale dizer, era necessário que o setor público, direta ou indiretamente, cumprisse sucessivas metas; e a economia,numa atitude fundamentalmente passiva, comprasse mais e mais óleo " (Castro, 1979, p.28).

A elevação dos preços do petróleo e a crise da economia brasileira puseram em cheque este padrão de condução da política energética. Decorridos mais de 6 anos após a elevação do preço do petróleo, percebe-se que as principais medidas tomadas na área energética se encaminham para a internalização das fontes energéticas, em flagrante contraste com o período precedente. O "Modelo Energético Brasileiro", divulgado pelo Ministério de Minas e Energia(MME), em novembro de 1979, fixa os pontos básicos em sua estratégia de ação, a saber:

1 - aumento da produção nacional do petróleo, através de uma ação intensa e prioritária de prospecção e extração, de forma a permitir a máxima redução nas importações;

2 - conservação de energia e substituição dos derivados de petróleo, igualmente contribuindo para a redução das importações;

3 - máxima utilização das fontes nacionais de energia, através de sua diversificação, do aproveitamento re

gional desses recursos e da minimização de seu transporte.

A utilização das fontes nacionais de energia, envolvendo a problemática das fontes alternativas de energia, principalmente as renováveis, não obstante ser uma das medidas de consenso entre os diferentes grupos e forças sociais envolvidas na questão energética, nos remete ao problema da internacionalização da economia brasileira.

Vimos que o processo de industrialização recente da economia brasileira processou-se por uma integração marginal nas estruturas de produção e consumo do sistema capitalista oligopolizado. Portanto, face à profunda internacionalização da economia brasileira é "perigoso acreditar em soluções autárquicas (...), o Brasil não resolverá o seu problema energético isoladamente, através da utilização de seus produtos típicos, chamem-se eles sorgo, dendê ou marmeleiro preto " (Malan, 1979, p.14).

Nesse sentido, a dimensão internacional do problema energético o leva a se inserir no quadro da crise econômica capitalista. As estupendas imobilizações em capital fixo, realizadas não apenas durante o auge do início dos anos 70, mas durante todo o processo de acumulação do após-guerra, engendraram a montagem de estruturas de produção e consumo fortemente baseadas em um padrão de recursos onde o petróleo desempenhava um papel crucial. E a estrutura técnica do capital oligopolista, montada ao longo desse processo, não é facilmente reconvertível para outros usos. Isso significa que as estruturas oligopolistas podem retardar a introdução do progresso técnico na forma de produção e uso de novos meios e materiais energéticos, face aos elevados custos de difusão (Coutinho, 1977, p. 78). Em termos práticos, vale dizer que nem as grandes empresas petrolíferas nem o oligopólio automotriz não estariam interessados em antecipar uma " revolução energética" que lhes alterasse desfavoravelmente a atual com

posição do padrão de consumo de combustíveis.

De certa maneira, este é o fenômeno característico da recente conjuntura internacional, onde, face à situação de crise de superacumulação, não se presenciou uma onda de investimentos capaz de reestruturar o aparelho produtivo. Depara-se, pelo contrário, com uma reação defensiva, onde, por exemplo, as medidas de conservação, e mesmo de controle de poluição, ilustram "um gênero de progresso técnico que visa "tirar mais do mesmo", tendendo com isto prolongar a vida útil da estrutura produtiva existente"(Castro, 1979, p. 88).

Na realidade, um dos problemas em pauta gira em torno do próprio preço relativo do petróleo, o qual atua como preço diretor (farol), a partir do qual se faz a referência da competitividade das fontes energéticas alternativas. Como atualmente esse valor ainda não atingiu proporções extremas, e mesmo sua direção é incerta devido vários fatores de ordem política, uma série de inversões em alternativas energéticas encontram-se inibidas. Verifica-se, pois, que esta questão, conjuntamente com o processo de fixação dos preços internos dos derivados petrolíferos, se transforma em um dos principais parâmetros relativos à plena viabilização econômica do projeto metanol da CESP.

Em alguns casos específicos, como na situação brasileira, poderia ocorrer o interesse da substituição do combustível (gasolina por metanol) por parte do oligopólio automotriz, (da mesma forma que o pró-alcóol), desde que os custos de ajustamento incorridos não sejam excessivos, preservando-se a estrutura produtiva já montada.

Voltando à discussão da estratégia proposta pelo Ministério de Minas e Energia (MME), nota-se que a proposta de aumento da produção nacional de petróleo é extremamente

evidente, na medida em que a produção doméstica permaneceu praticamente estagnada durante o período 1967/79, onde se verificou o intenso aumento do consumo interno. O aumento de inversão em prospecção e pesquisa também veio corrigir o relativo abandono desta área pela própria Petrobrás no período 1970/73.

Por sua vez, as medidas de conservação e substituição dos derivados de petróleo fazem parte do elenco de recomendações de praticamente todos os diagnósticos da situação energética nacional. Os dados sobre a eficiência do uso da energia exprimem a necessidade urgente de intensificar a conservação, haja visto que, em 1975, a energia perdida durante os processos de geração e utilização (conversão) teria alcançado 56% do total da energia requerida no Brasil (FDTE, 1978, p. 17). Em relação à diversificação da oferta energética, observa-se que se trata de uma medida de bom senso, haja visto os problemas decorrentes da "monocultura" energética do petróleo.

No entanto, quanto à problemática energética, em sentido mais amplo, existe uma questão chave, explicitamente não tocada pelo citado "Modelo Energético". Trata-se do problema da estrutura da demanda de energia, cuja abordagem em profundidade nos leva à discussão do estilo de desenvolvimento adotado na sociedade brasileira. Isso significa que estaria em questão os destinos finais do fluxo energético, investigando-se a correlação existente entre a demanda de energia e o tipo de produção de bens e serviços. Seriam colocados em pauta o problema do "consumismo" energético e sua relação com a distribuição de renda, onde apareceriam as questões advindas de extrema diferenciação do consumo energético, tais como as decorrentes (a título de exemplo), de fato de que "o passageiro do Concorde consome em uma só viagem de ida e volta Paris - Washington, tanta energia quanto o francês médio em um ano" (Bosquet, 1979, p. 19). Evidente

mente, nas economias periféricas semi-industrializadas, como o Brasil, tais extremos se encontram ainda mais acentuadas.

Quanto à implantação das medidas oficiais, a própria trajetória da transformação da CESP em Companhia Energética ilustra o fraccionamento da condução da política energética nacional, onde as responsabilidades estão divididas, segundo as formas de energia, entre várias agências estatais. Observa-se, no entanto, que alguns programas energéticos possuem, atualmente, determinações que transcendem a própria órbita das grandes "holding" setoriais (Eletrobrás, Petrobrás). Os exemplos mais óbvios seriam os do Acordo Nuclear, cuja realização não foi determinada pela atuação da Eletrobrás e o dos contratos de risco", na área de prospecção do petróleo Poderiam ser colocados outros exemplos semelhantes em relação à Petrobrás. Desta forma, muito embora a política de energia tenha se deslocado para uma esfera superior de decisão (a nível de uma política de Estado), esvaziando-se, em parte, a influência das duas grandes empresas públicas da área, esta ainda não se estruturou de forma estável e institucionalizada em um "locus" de decisão, nem se estabeleceram linhas definidas de autoridade e controle. Além da CNE e do MME vários outros Ministérios (Agricultura, Indústria e Comércio, Transportes; SEPLAN) administram e lidam com preços relativos, projetos, programas, estudos, investimentos na área de energia, configurando uma situação quase caótica e descoordenada, em termos de política setorial.

Em termos das prioridades gerais, os programas na área hidroelétrica foram recentemente favoriecidas, seja pela magnitude do potencial hidroelétrico nacional (onde apenas cerca de 23% desse total[1] está aproveitado ou em construção) e também pelo progresso recente na transmissão à longas distâncias (corrente contínua) que permitiria incorporar economicamente parte do potencial mais dis

(1) De acordo com o modelo Energético Brasileiro (MME); 1979

tante como supridos para os grandes centros urbanos do país. Ns entanto, como já vimos, estes principais potenciais estão consignados no âmbito da Eletrobrás.

Constata-se, portanto, que os rumos de expansão da CESP no próprio setor elétrico ainda estão incertos, pois a empresa tanto pode vir a ser contemplada com parte do programa de construção de centrais nucleares, atualmente em curso, como também, de maneira não excludente, o fato da empresa, recentemente, ter iniciado as negociações para assumir o setor de distribuição da Light localizado no Estado de São Paulo, como já ocorreu com a anterior aquisição do CPFL, demonstra a persistência dos impasses da atual política energética mesmo em relação do setor de energia elétrica. Mais, ainda no setor, as últimas tentativas de expansão feitas pela CESP se encaminham a possibilidade de construir usinas reversíveis, onde, segundo os pré inventários feitos pela empresa, seria possível instalar cerca de 40.000 MW apenas ao longo da Serra do Mar. Finalmente, poderiam também ser instaladas micro usinas tipo bulbo, cujo potencial em empreendimentos a partir de 1/MW, somado a uma reestimativa do potencial hidroelétrico remanescente do Estado de São Paulo, atingiria cerca de 3.000 MW, sendo que segundo a própria CESP, 2.000 MW a "custos atraentes" (CESP RG, 1979).

Em relação à alternativa energética prioritariamente escolhida pela CESP, o metanol , as questões maiores desse programa de biomassa, também envolvem os problemas de uma área que vem sendo denominada de agricultura energética. Existem também questões na área tecnológica, envolvendo a possibilidade da CESP poder explicitar uma política tecnológica na área de fontes não convencionais. Ou seja, devido à magnitude da demanda de equipamento, conforme os exemplos anteriores, da área de hidroeletricidade, a CESP poderia orientar suas decisões no sen

tido de promover o desenvolvimento tecnológico da área energética em questão.

Quanto à problemática envolvida na agricultura energética, as maiores preoucpações decorrem do seu impacto econômico-social. Isto quer dizer que, certamente, deverão emergir questões referentes aos padrões de uso e propriedade da terra que serão desenvolvidos na produção agrícola da matéria prima energética, como por exemplo a cultura de eucaliptos necessária à produção de metanol. Além de outros problemas, também deverão ser detectados eventuais deslocamentos da produção agrícola de alimentos e outras matérias primas.

Enfim, este é, sumariamente, o quadro onde se insere a CESP enquanto Companhia Energética. A mudança de ramo de atividade é extremamente significativa face à anterior preocupação de construção grandes usinas hidroelétricas, pois tanto a implementação do metanol, como do etanol, não consistem na realização de grandes obras públicas. Portanto, a CESP se deslocaria do "pacto estrutural", anteriormente aludido no item 4.2, envolvido na construção de grandes usinas hidroelétricas, podendo no entanto se inserir em uma definição de produção energética que articule grandes consumidores industriais de energia, grandes produtores de energia e igualmente grandes fabricantes de equipamentos para a geração de energia. Nesse sentido, estaríamos presentes face a uma nova rearticulação das frações do capital nacional e estrangeiro. Um primeiro indício desse novo tipo de aliança já pode ser detectado na recente articulação entre as empresas automobilísticas e os interesses na produção de álcool no Brasil, tais como os grandes usineiros do açúcar e os empresários do álcool.

Conclui-se, pois, que as novas linhas de expansão da empresa são excessivamente problemáticas. É notório que, não obstante terem decorridos mais de 20 anos desde o início da geração comercial de energia a partir da fissão atômica, a energia nuclear ainda não se afirmou como fonte primária econômica e versátil. Caso a CESP venha a assumir parte do atual programa de construção de centrais nucleares, o alto custo de instalação do KW nuclear (atualmente cerca de 2,5 a 3 vezes maior que o KW hidro-elétrico médio) poderá restringir sua capacidade de investimento, o mesmo trazer problemas futuros quanto à fixação de tarifas e outros já encontrados por Furnas. As fontes não convencionais, onde se deve destacar o risco potencial de biomassa no Brasil (face a sua grande extensão territorial e propícias condições climáticas), não oferecem campo para expansão a curto e médio prazo que pudessem induzir a CESP retomar o ritmo de crescimento do início da década de 70. Na área de prospecção do petróleo, o consórcio entre a CESP e o IPT (Paulipetro), organizado em dezembro de 1979, observa-se que os dados históricos, em princípio, não permitem antever qualquer sucesso, à exceção de eventuais pequenas jazidas de gás. Por fim, na área hidroelétrica, não há atualmente nenhum indício de mudança na orientação da Eletrobrás, permitindo que a empresa atue fora das fronteiras estaduais.

A última possibilidade, no plano teórico, seria de a CESP vir a ser simplesmente uma empresa estatal produtora de excedentes destinados ao financiamento de outros gastos orçamentários (inclusive de cunho social), deixando de funcionar, de maneira absoluta, como polo articulador da acumulação real de capital.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ABRANCHES, S.H., 1977, "Empresa estatal e capitalismo: uma análise comparada" in MARTINS, C.E. Estado e Capitalismo no Brasil, Ed. Nucitec.

ABRANCHES, S.H., 1979, "A Questão da Empresa Estatal - Economia, Política e Interesse Público" in Revista de Administração de Empresas nº 4 out/dez 1979.

ALMEIDA, R., 1977, "Vargas e o Desenvolvimento Nacional", in Jornal Folha de São Paulo, de 28 de agosto de 1977, p.42.

ARAUJO, H.P.M.H., 1979, O Setor de Energia Elétrica e a Evolução Recente do Capitalismo no Brasil, COPPE - RJ (mimeo).

AURELIANO DA SILVA, L.M.L., 1976, No Limiar da Industrialização - Estado e Acumulação de Capital, 1919-1937 - UNICAMP (mimeo).

BANAS, vários números, Revista Banas - Economia, Indústria e Finanças.

BONELLI, R. e Façanha, L.O., 1978, "A Indústria de Bens de Capital no Brasil: Desenvolvimento, Problemas e Perspectivas", in SUZIGAN, W. (ed.), Indústria: Política Instituições e Desenvolvimento, IPEA/INPES, Rio de Janeiro.

BONELLI, R. e WERNECK, D.F.F., 1978, "Desempenho Industrial: Auge e Desaceleração nos Anos 70", in SUZIGAN, W. (ed.), Indústria: Política Instituições e Desenvolvimento, IPEA/INPES, Rio de Janeiro.

BROWN BOVERI, 1978, Relatório de Atividades, I.E. Brown Boveri.

BOSQUET, M., 1979, "Crescimento destructivo, decrecimento produtivo" in Transacion, nº 9, junho 1979.

CASTRO, A.B., 1975, "A crise atual à luz da evolução capitalista do após-guerra - notas para discussão" in Estudos CEBRAP nº 11.

CASTRO, A.C. 1976, "As empresas estrangeiras no Brasil 1860/1913", UNICAMP (mimeo).

CASTRO, A.B., 1979, O Capitalismo Ainda é Aquele, Editora Forense.

CANAMBRA - GRUPO SÃO PAULO, 1966, "Estudos Energéticos da Região Centro Sul do Brasil - Parte B - Grupo São Paulo", Canambra Engineering Consultants Limited, (mimeo).

CANO, W., 1975, "Raízes da Concentração Industrial em São Paulo, UNICAMP, (mimeo).

CELUSA, R.A., vários anos, Relatórios Anuais da Diretoria.

CESP, AET, 1979, "Tarifas de Energia Elétrica - Noções Básicas", CESP, Assessoria de Estudos Tarifários.

CESP, B.E., vários anos, Boletim Estatístico. Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica, CESP.

CESP DC, 1979, "Relatório Econômico-Financeiro, Dezembro de 1978", CESP, Departamento de Contabilidade, (mimeo)

CESP DF, 1977, "Políticas Alternativas de Captação de Recursos - Reaplicação de dividendos", CESP, (mimeo).

CESP EPP,1971,"Diagnóstico Preliminar - Sistema CESP", CESP, (mimeo).

CESP PP, 1979, Caderno de Planejamento Empresarial, CESP.

CESP R.A., vários anos, Relatórios Anuais da Diretoria.

CESP RG, 1979, Relatório da Gestão - 1975 a 1979

CESP RT, 1978, Relatório Técnico de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Via Presidência Divisional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica da CESP.

CHEVALIER, J.M., 1973, Le Nouvel Enjeu Petrolier, Calmon Levy

CNE, 1961, "A indústria de material elétrico pesado" in Revista do Conselho Nacional de Economia, julho/setembro de 1961.

COLÓ, A., 1978, O Setor de Energia Elétrica no Brasil, Eletrobrás (mimeo).

COPPE, 1978, "Elementos para Avaliação da Política Energética Brasileira", COPPETEC - AIE/COPPE - UFRJ, (mimeo).

CONSTRUÇÃO PESADA, vários números, Revista Construção Pesada, Ed. Técnica Ltda.

COUTINHO, L.G., REICHSTUL, H.P., 1977, "O Setor Produtivo Estatal e o Ciclo" in MARTINS, C.E., Estado e Capitalismo no Brasil, Ed. Hucitec.

COUTINHO, L.G., 1977, "Mudanças recentes na divisão internacional do trabalho", in Revista Contexto - nº 2, março.

COUTINHO, L.G. e BELLUZZO, L.G.M., 1978,"O desenvolvimento do capitalismo avançado e a reorganização da economia mundial no pós-guerra" in Estudos CEBRAP nº 23.

COUTINHO, L. e REICHSTUL, H.P., 1979, Tendências Recentes do Investimento Empresarial do Estado, FUNDAP, São Paulo.

CUNHA, S.A., 1970, "As condições e possibilidades da Agricultura da Bacia" in SILVEIRA, E., 1970 cap. VI Urubupungá, Jupiá - Ilha Solteira, Edições Ensil, Ltda., São Paulo.

DAEE, 1955, "Estudo Apresentado em 24 de junho de 1955 sobre o Plano Estadual de Eletrificação do Estado de São Paulo", Secretaria da Viação e Obras Públicas.

DAEE, 1977, Relatório de Atividades, DAEE, Secretaria de Obras e Meio Ambiente.

ELETRICIDADE MODERNA, 1978, "CESP, a fiel paixão pelos desafios" in Revista Eletricidade Moderna nº 60, maio de 1978.

ELETROBRÁS DEPF, 1979, "Fontes e Usos de Recursos - Setor de Energia Elétrica - Série Retrospectiva 1967/77" (mimeo).

ELETROBRÁS AEP, 1979, Planejamento Econômico Financeiro do Setor de Energia Elétrica, Assessoria Especial da Presidência, Eletrobrás.

ELETROBRÁS P.M., 1969, Power Market Study and Forecast - South Central Brasil - Vol. I, Eletrobrás.

ELETROBRÁS RA, vários anos, Relatórios Anuais da Diretoria.

ENERGIA E TRANSPORTES, 1951, Energia e Transportes - Revista Mensal Especializada, nº 2, out/nov.1951, Rio de Janeiro.

FDTE, 1978, Consumo Energético no Brasil: Perspectivas para 1990, Coedição CESP - Livraria Cultura Editora.

FDTE, 1980, "Crise de Energia: Impactos e Políticas", São Paulo, (mimeo).

FINEP, 1976, "O Comportamento Tecnológico das Empresas Estatais: A Seleção das de Engineering, A Escolha de Processos Industriais e a Compra de Bens de Capital, Grupo de Pesquisas: ALVEZ, S.F. e FORD, E.M. (mimeo).

FRANKEN, T.G., 1978, "Planejamento e Tecnologia no Setor de Energia Elétrica", FINEP (mimeo).

FURNAS RA, vários anos, Relatórios Anuais de Diretoria.

GUINLE, E., 1975, "A Light e os seus negócios da China", in Cadernos de Opinião nº 1, (publicado originalmente no Jornal do Comércio de 14 de março de 1933).

IPEA R. 26, 1974, Crescimento Industrial no Brasil: Incentivos e Desempenho Recente, de SUZIGAN, W., BONELLI, R., Horta, M.H.T.T. e LODDER, C., Relatório de Pesquisa nº 26.

IPEA R.27, 1974, Financiamento Externo e Crescimento Econômico no Brasil: 1966/73, de PEREIRA, J.E.C., Relatório de Pesquisa nº 27.

IPEA R.36, 1977, Política Econômica Externa e Industrialização no Brasil (1939/52), de Malan, P.S., Bonelli, Relatório de Pesquisa nº 36.

KAWAMURA, Y., 1977, "Um Balanço Necessário", CESP (mimeo).

LANDES, D., 1969, The Unbound Prometheus - Techonological Change and Industrial Development in Western Europe from 1750 to the Present, Cambridge University Press.

LEÃO, M.L., 1957, "O Plano de Eletrificação do Estado de São Paulo", Palestra Associação de Engenheiros de Campinas, 6/05/1957.

LESSA, C., 1975, Quinze Anos de Política Econômica, UNICAMP e Ed. Brasiliense.

LESSA, C., 1978, A Estratégia de Desenvolvimento 1974-1976 - Sonho e Fracasso - UFRJ (mimeo).

LIGHT, vários anos, Relatório Anual da Diretoria da Light-São Paulo.

MAGALHÃES, L.C.A., "Energia Hidroelétrica" in Revista de Administração Pública, out/dez 1978.

MALAN, P.S., "Uma nota sobre a crise energética" in Boletim IERJ, nº 2, 1979, Rio de Janeiro.

MODELO ENERGÉTICO BRASILEIRO, 1979, Ministério de Minas e Energia.

MAZZUCCHELLI, F., 1977, A Expansão Inconclusa (Considerações sobre o Setor de Bens de Capital no Brasil), UNICAMP, (mimeo).

MELLO, J.M.C., 1975, O capitalismo tardio: contribuição e revisão crítica da formação e desenvolvimento da economia brasileira, UNICAMP, (mime).

MONTICELLI, A.J., 1977, Energia Elétrica e Dependência, UNICAMP (mimeo).

MUNDO ELÉTRICO, vários números, Revista Mundo Elétrico.

MUNDO ELÉTRICO, 1979, "Retrospecto - Duas Décadas de Energia Elétrica 1959/79", in Mundo Elétrico - Revista Mensal, nº 240, set/1979.

NEWFARMER, R.S., 1977 "Multinational Conglomerates and the Economics of Dependent Development - A Case study of the International Eletrical Oligopoly and Brasil's Eletrical Industry", University of Wisconsin - Madison, Thesis for the degree of Doctor of Philosophy (mimeo).

OLIVEIRA, F.A., 1978, Um Estudo da Reforma Tributária de 1966, UNICAMP (mimeo).

PAEG V.I, 1965, Plano de Ação Econômico do Governo

P.E.E.S.P., 1956, Plano de Eletrificação do Estado de São Paulo, Companhia Brasileira de Engenharia, Secretaria de Viação e Obras Públicas.

P.N.E., 1954, Plano Nacional de Eletrificação e Centrais Elétricas Brasileiras, S/A, Presidência da República, Departamento de Imprensa Nacional do Rio de Janeiro.

PEREIRA, J.S., 1976, Petróleo, Energia Elétrica, Siderurgia: A Luta pela Emancipação, Depoimento a Medeiros Lima, Ed. Paz e Terra.

POWER MARKET, 1969, Power Market Study and Forecast - South Central Brasil, vol. I, Eletrobrás.

PINTO, P.F.A., 1959, "Aspectos da Penetração Imperialista no Brasil", in Antologia Nacionalista - Ed. Fulgor, São Paulo.

RANGEL, I., 1979, "O Problema Energético Brasileiro", in Encontros com a Civilização Brasileira, nº 14, agosto 1979.

ROSA, L.P., "Evolução da Política Nuclear Brasileira" in Encontros com a Civilização Brasileira, nº 7, janeiro de 1979.

RBEE, vários números, Revista Brasileira da Energia Elétrica, Eletrobrás.

SALLES, V.C. e DUTRA, W., 1975, "Padrão de Financiamento em Empresas Estatais", FINEP (mimeo).

SEPLAN, 1978, Secretaria da Economia e Planejamento do Estado de São Paulo, Aspectos Estruturais do Desenvolvimento da Economia Paulista: Construção Civil, Governo do Estado de São Paulo.

SILVEIRA, E., 1970, Urubupungá, Jupiá - Ilha Solteira, Edições Ensil Ltda., São Paulo.

SIRKS, S., 1966, Energia Elétrica/Pioneirismo e Desenvolvimento na Região Rio - São Paulo, org. por Swiatoslaw Sirks, Edições o Cruzeiro.

SOBRINHO, B.L., 1975, Prefácio de BRANCO, C., 1975, Energia Elétrica e Capital Estrangeiro no Brasil, Ed. Alfa Omega

TAVARES, M.C., 1975, "Acumulação de Capital e Industrialização no Brasil, Tese de Livre Docência", UFRJ, (mimeo).

TAVARES, M.C., 1978, "Ciclo e crise - o movimento recente da industrialização brasileir ", UFRJ, (mimeo).

TAVARES, M.C. e FAÇANHA, L.C., 1978, "A Presença das Grandes Empresas na Estrutura Industrial Brasileira", in Ciência Tecnologia e Independência, Livraria Duas Cidades.

TECNOMETAL, 1971, Setor de Produção de Bens de Capital (Sinte se de Pesquisa), TECNOMETAL, Rio de Janeiro.

TENDLER, J., 1968, Eletric Power in Brasil - Entrepreneurship in the Public Sector, Harvard University Press, Cambridge, Massachussets.

VISÃO, 1979, Quem é Quem na Economia brasileira (agosto)

WILBERG, J.A., 1974, "Consumo Brasileiro de Energia 1940/72", in Boletim Semestral nº 17 do Comitê Nacional Brasileiro da Conferência Mundial de Energia.

WAES, 1977, Energy: Global Prospects 1985-2000, McGraw - Hill Book Company, New York.

/aao.

ÍNDICE DE TABELAS

PÁG.

CAPÍTULO II

II.1. Produção e Consumo no Sistema Light de São Paulo.....32

II.2. Taxas de Crescimentos Médias Anuais Selecionadas Região Centro Sul - Consumo de Energia Elétrica.....35

II.3. As 100 maiores Empresa Elétricas em 1960: Ano da Incorporação.....121

CAPÍTULO III

III.1. Evolução do sistema hidro-gerador da CESP.....152

III.2. Participação dos recursos orçamentários destinados à CESP na Despesa de Capital do Orçamento do Estado.....172

III.3. Investimentos realizados: CESP e SETOR.....185

III.4. Composição do Balanço Energético do Estado de São Paulo 1970/78.....190

III.5. Consumo de energia elétrica: áreas selecionadas - período 1970/77.....192

III.6. Composição do Balanço Energético da CESP.....197

III.7. CESP: área de concessão - dados.....198

III.8. CESP: capacidade instalada - geração e transmissão - dados comparativos.....201

III.9. Setor Elétrico Brasileiro - fontes de recursos 1967/77.....203

III.10. Preço médio real de energia elétrica.....207

III.11. Setor de Energia Elétrica: composição percentual dos empréstimos e financiamentos internos - recursos em moeda nacional.....212

III.12. Setor de Energia Elétrica: composição percentual dos empréstimos e financiamentos externos - recursos em moeda estrangeira.....214

III.13. Setor de Energia Elétrica: Dívida Externa - Participações.....220

III.14. CESP: composição da estrutura do ativo.....222

III.15. Evolução estrutural do capital total-CESP.....225

III.16. Propriedade do Capital Social - 1967/78.....228

III.17. Evolução da estrutura do capital de terceiros (CT).....235

III.18. Evolução da estrutura do capital financeiro.....237

III.19. Saldo da dívida com entidades nacionais - fim do período.....239

III.20. CESP: dívida externa - contratos assinados-1967/76.....242

III.21. CESP: evolução da dívida externa US$ milhões - saldo ao fim do período.....243

III.22. CESP: origens e aplicações dos recursos - 1967/78.....247

III.23. CESP: capacidade própria de investir - 1967/78.....251

III.24. CESP: energia vendida (GWh), Receita de Exploração,preço médio global (exclusive tributos).....254

III.25. CESP: composição da receita de exploração.....257

III.26. Evolução do preço médio em períodos selecionados.....258

III.27. Estrutura de custos e margens operacionais- porcentagem sobre a receita de exploração.....264

III.28. CESP: composição das despesas de exploração-1967/78....268

III.29. Evolução do nº de empregados no período 1970/72.....270

III.30. CESP: participação da despesa financeira no lucro total.....272

III.31. CESP: evolução da remuneração do investimento - 1967/78.....275

III.32. Rentabilidade Comparada - várias empresas - renda de exploração/ativo operacional.....277

III.33. Participação dos juros durante a construção (JDC) na Receita de Exploração(RE).....281

III.34. Rentabilidade Comparada - várias empresas - renda líquida/investimento total.....283

III.35. CESP: composição do patrimônio líquido.....285

III.36. CESP: causas da evolução do capital social-1967/78.....287

III.37. Inversões: Formação Bruta do Capital Fixo, Setor Elétrico e CESP - 1967/77.....291

III.38. Componentes médios percentuais do custo de uma usina hidroelétrica-(amostra de 12 usinas).....294

III.39. Composição: Produção Nacional e Importação - equipamentos de usinas selecionadas (CESP..... 297

III.40. Liderança e Concentração em setores da indústria de bens de capital - máquinas elétricas - 1970 e 1973.....303

III.41. Furnas - Composição da compra de equipamentos por moeda de compra.....308

III.42. Fornecimento de hidrogeradores - Composição:Brasil e CESP.....310

III.43. Composição dos Fornecedores de Hidrogeradores à CESP por Usina.....313

III.44. Distribuição entre os consórcios fornecedores da 1ª parte das encomendas de Ilha Solteira (16 unidades).....316

III.45. CESP: Relação dos fornecedores de geradores e turbinas de Ilha Solteira.....319

III.46. Empresas construtoras de grandes barragens no Brasil.....325

III.47. CESP: Relação das Entidades Responsáveis pelo Projeto, Construção e Montagem.....327

CAPÍTULO IV

IV.1. Indicadores Básicos da Dependência Energética - Países Selecionados.....339