

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA

MODELO DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO UTILIZANDO O
CUSTO MARGINAL DE CAPITAL - UMA APLICAÇÃO NO SETOR
ELÉTRICO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE
SANTA CATARINA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM ENGENHARIA

EDVALDO ALVES DE SANTANA

FLORIANÓPOLIS, MARÇO-1987

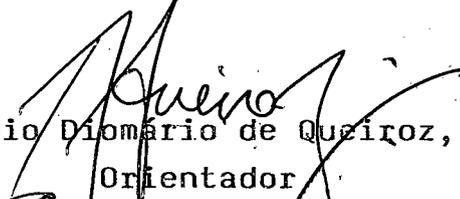
MODELO DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO UTILIZANDO O
CUSTO MARGINAL DE CAPITAL - UMA APLICAÇÃO NO
SETOR ELÉTRICO

Edvaldo Alves de Santana

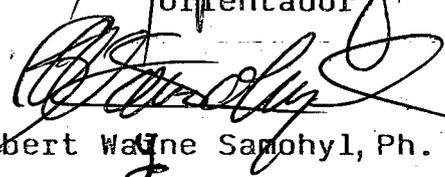
ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE

" MESTRE EM ENGENHARIA "

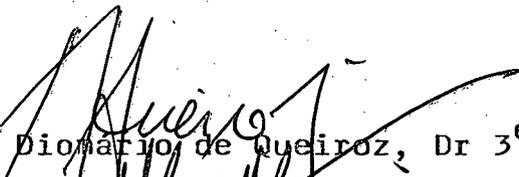
ESPECIALIDADE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO E APROVADA EM
SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

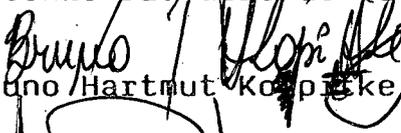

Prof. Antônio Dionário de Queiroz, Dr 3^{ème} Cycle
Orientador

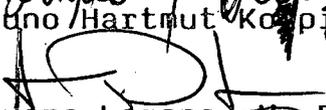


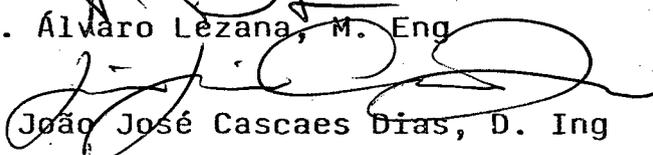

Prof. Robert Wayne Samohyl, Ph. D
Coordenador do Curso de Pós-Graduação
em Engenharia de Produção

BANCA EXAMINADORA


Prof. Antônio Dionário de Queiroz, Dr 3^{ème} Cycle


Prof. Bruno Hartmut Koppcke, Dr


Prof. Álvaro Lézana, M. Eng


Engº João José Cascaes Dias, D. Ing

À Beatriz, Vinícius, Thiago
e Renata.

Minha esposa e filhos.

A G R A D E C I M E N T O S

Ao Prof. ANTÔNIO DIOMÁRIO QUEIROZ, pela inestimável ajuda prestada na orientação deste trabalho.

Aos Prof. BRUNO e ÁLVARO pela dedicação na análise deste trabalho.

Ao Eng^o JOÃO JOSÉ CASCAES DIAS, pelas valiosas sugestões para o aperfeiçoamento do trabalho.

À Srta ANA MARIA DE SOUZA pela dedicação na datilografia deste trabalho.

Aos meus colegas do DCS, DPF e DTA pelo incentivo.

À ELETROSUL e a UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA pelo apoio técnico.

Í N D I C E

SUMÁRIO

SUMMARY

CAPÍTULO 1 - O PROBLEMA

- 1.1 - Introdução..... 1
- 1.2 - Objetivo 3
- 1.3 - Revisão Bibliográfica.....6
- 1.4 - Estrutura do Trabalho.....8

CAPÍTULO 2 - OS PROBLEMAS DO PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

- 2.1 - Introdução.....9
- 2.2 - Diagnóstico do Setor Elétrico.....9
- 2.3 - A Expansão dos Sistemas Elétricos.....14
- 2.4 - Características das Finanças no Setor Elétrico....22
- 2.5 - Conclusão

CAPÍTULO 3 - AS RELAÇÕES BÁSICAS DO CUSTO DE CAPITAL, A TESE DE AVERCH-JOHNSON - APLICAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO

- 3.1 - Introdução.....29
- 3.2 - Aspectos do Custo de Capital no Setor Elétrico....30
- 3.3 - Principais Óticas para Análise do Custo de Capital 34
- 3.4 - A tese de Averch-Johnson e Controle dos Resultados das Empresas do Setor Elétrico.....40
- 3.5 - Conclusão.....42

CAPÍTULO 4 - A EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO E O CUSTO DE CAPITAL

4.1 - Introdução.....	44
4.2 - Desenvolvimento do Modelo.....	45
4.2.1 - As Estratégias de Investimento.....	47
4.2.2 - O Custo de Capital e a Rentabilidade do Capital	50
4.3 - Resolução da Etapa 1 do Problema.....	59
4.4 - Resolução da Etapa 2 do Problema.....	64
4.5 - Resolução da Etapa 3 - Efeitos do novo Investimento nos Resultados Econômico e Financeiro.....	69
4.6 - Conclusão.....	79

CAPÍTULO 5 - APLICAÇÃO DO MODELO

5.1 - Introdução.....	81
5.2 - Estrutura do Exemplo Proposto.....	81
5.3 - Resolução da Etapa 1.....	87
5.4 - Análise da Resolução da Etapa 2.....	91
5.5 - Avaliação dos Efeitos na Estrutura Econômico-Finan- ceira.....	93
5.6 - Conclusão.....	101

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES..... 104

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 110

SUMÁRIO

As considerações de ordem financeira vêm assumindo, nos últimos anos, um papel determinante na formulação da política de investimentos do setor elétrico brasileiro.

Uma rápida avaliação da estrutura econômico-financeira é suficiente para vislumbrar o quanto está deteriorada a estrutura de capital do setor: o serviço da dívida absorve hoje grande parte dos recursos gerados e os encargos financeiros cresceram a taxas elevadas. Além disso, a taxa de remuneração real dos investimentos do setor vem diminuindo a cada ano, gradativamente.

A busca de um programa de expansão ótimo, isto é, que atenda aos critérios de qualidade com mínimo custo para a coletividade, é uma questão demasiadamente complexa e, na prática, tal problema não é resolvido de uma só vez, visto que a diversidade de enfoques (técnico-econômicos, financeiros, sociais, etc.) inviabiliza um tratamento unificado.

Neste trabalho propõe-se um instrumento de análise, onde é dado ênfase aos aspectos financeiros, com o objetivo de auxiliar os responsáveis pelo planejamento da expansão de sistemas elétricos, no processo de tomada de decisão.

S U M M A R Y

The considerations of financial order has been assuming, for the past years, a determinate paper in political formulation of investments in the brazilian electrical sector.

A rapid voluation of financial-economic structure is sufficient to guess how deteriorate the structure of the sector of the capital: the service of the absorbs today a big part generative resources and the financial burdens have increased the taxes. Apart from that, the tax of the actual remuneration of investments in the sector has been reducing every year, gradually.

The search for a program of optimum expansion, that is, it attends the criterious of quality with a mimimum cost for collectivity, is a question excessively complex and, in practice, such a problem is not resolved once, seen that a-diversity of focolisation (economic-techniques, financial, social, etc.) impracticates a unified treatment.

This work is proposes as an análise insturment, where is given enfasis of financial aspects, with the objective of auxiliary the responsible for the planning of expansion of electrical systems , in process of taking decision.

CAPÍTULO - 1

1. O PROBLEMA

1.1 - Introdução

A situação da economia brasileira tem causado sérios desconfortos às autoridades econômicas governamentais encarregadas da elaboração dos planos de desenvolvimento e da condução da política de investimentos do setor público

Fatores tais como o déficit público elevado, as altas taxas de juros, acentuada dívida externa, as altas taxas de inflação ocorridas no período 1979/1985 e as exigências do Fundo Monetário Internacional, têm levado os responsáveis pelas medidas de ordem econômica a utilizarem o controle dos gastos das empresas estatais como instrumento no combate a alguns desses desequilíbrios do sistema econômico. A conjugação de esforços visando a readequação da economia, culminou na formulação de um "plano de estabilização", implantado em fev/86, do qual pode-se destacar os efeitos no ritmo inflacionário e o impacto nos orçamentos das empresas públicas.

O setor elétrico, cujo monopólio do fornecimento da eletricidade pertence ao governo, tem sido, nos últimos anos, profundamente afetado por esta situação de crise não só pelos cortes diretos nos seus investimentos, como também, pelos baixos preços das tarifas cujos valores em determinadas épocas não cobriram os custos do serviço. Tais fatos abalaram a estrutura econômico-financeira das empresas do setor ocasionando uma diminuição gradativa dos seus resultados operacionais e levando, ainda, a uma redução da taxa de remuneração real dos investimentos, que estavam em torno dos 12,2% em 1975 passando para 3,5% em 1985 (vide no relatório do Plano de

Recuperação do Setor Elétrico). A principal consequência de tal fenômeno tem sido a queda do poder de autofinanciamento dos investimentos, obrigando essas empresas a fazerem uso de capital de terceiros para a expansão dos sistemas elétricos⁽¹⁾. Neste sentido, observa-se que o setor elétrico tornou-se, nos últimos anos, bastante vulnerável a mudanças em diversos instrumentos da política econômica do governo.

Face os aspectos acima relatados e mantidas as condições atuais, onde os investimentos e a política de preços do setor sofrem sensíveis modificações em função dos objetivos econômicos do governo, presume-se que o problema do endividamento do setor tende a se agravar o que poderá provocar drásticas consequências à economia como um todo. É, portanto, imprescindível a utilização de técnicas de planejamento que visem não somente o atendimento das restrições técnico-operacionais, como também, levem em consideração algumas variáveis de características econômico-financeira, objetivando o saneamento do setor.

Nos estudos de planejamento da expansão do setor elétrico são utilizados diversos métodos, os quais buscam a partir de uma série de alternativas, aquela que minimiza os Custos Totais (Geração e Transmissão) com uma qualidade "razoável". A quantidade de variáveis envolvidas tem conduzido os planejadores a fazerem uso de técnicas avançadas de pesquisa operacional na solução do problema. Contudo, algumas variáveis associadas às finanças do setor (juros nacionais e internacionais plano de financiamen

(1)- Mais da metade das aplicações de recursos previstos para os anos 1986 a 1990 destina-se ao pagamento do serviço da dívida e, menos da metade dos recursos disponíveis são provenientes das Tarifas.

to, estrutura de capital, etc) não são, em geral, levadas em consideração quando da análise das alternativas de expansão do sistema elétrico. Via de regra, tal problema não tem sido enfocado de uma forma global e não se tem levado em conta os efeitos sobre as finanças da empresa daqueles investimentos (conforme será mostrados nos capítulos seguintes). O custo de capital, cujo valor tem aumentado consideravelmente, será base das análises propostas nos próximos capítulos.

Algumas questões devem ser respondidas quando da elaboração do plano de expansão do setor: qual dentre as várias alternativas possíveis será implantada para atender a um mercado previsto? onde e quando será construída tal usina? que tipo de usina será construída? qual a capacidade de geração necessária? como se expandirá o sistema de transmissão para fazer fluir a energia gerada no atendimento da demanda? e, entre outras, quais os recursos necessários para fazer frente ao investimento e quais os efeitos sobre a estrutura tarifária da introdução dos novos empreendimentos? Conforme observado, novas variáveis devem ser acrescentadas de modo a refletir as restrições orçamentárias decorrentes da estrutura de capital das empresas. Por exemplo, dado um limite orçamentário imposto pela situação econômica da época, de que forma devem ser financiados os novos investimentos?

1.2 - Objetivo

Tem sido característica do setor elétrico nos últimos anos, uma maior participação do capital de terceiros como fonte de recursos para financiamento dos investimentos na expansão dos sis-

temas. Tal fato tem acarretado em crescimento real dos encargos financeiros no total das despesas correntes. Da mesma forma, tem se verificado um decréscimo da participação da receita operacional no financiamento dos gastos em razão da política tarifária praticada. Com isso, vem se deteriorando a situação econômica-financeira das empresas do setor, o que tem prejudicado sensivelmente a capacidade de autofinanciamento dessas empresas.

Em linhas gerais, o problema do planejamento econômico-financeiro das empresas do setor elétrico se resume na solução de tres questões básicas: 1) o volume do ativo operacional necessário para o atendimento do consumo crescente de eletricidade com qualidade aceitável, 2) a estrutura desse ativo e 3) a forma do financiamento necessário para sua expansão.

A questão 1 é solucionada durante o processo de planejamento de sistemas, onde são utilizadas técnicas avançadas de pesquisa operacional buscando a obtenção de um custo mínimo para os programas de expansão. O problema dois é intrínseco à natureza do setor onde a parcela remunerável representa, em média, 90% do total do ativo. Enquanto isso, o tratamento da questão 3 não tem sido, até o momento, objeto de estudos mais aprofundados visto que em função das próprias características do setor (considerado essencial ao desenvolvimento da economia), a análise econômico-financeira dos investimentos tem sido colocada em segundo plano.

No presente trabalho pretende-se mostrar até que ponto o custo do capital influencia na escolha das alternativas de expansão de sistemas elétricos. Neste sentido, será desenvolvido um modelo para instrumentar os órgãos de planejamento nas

decisões de investimento, munido de certos componentes que permitam selecionar aquela alternativa que melhor se adapte às condições econômico-financeira do setor.

Com este propósito, será utilizado como variável explicativa das decisões, sob o ponto de vista financeiro, o custo marginal do capital associado à estrutura de capital de cada alternativa de expansão. Por conseguinte dados:

- a) um conjunto contendo "n" alternativas para expansão do parque e conhecidas as características técnico-econômicas de cada uma das alternativas;
- b) um conjunto de sistemas interligados;
- c) a estrutura de capital dos investimentos associados às "n" alternativas (relação entre recursos de terceiros e recursos próprios);
- d) os custos de capital próprio e de terceiros; e
- e) a taxa de remuneração prevista para o investimento, o problema será resolvido em duas etapas.

Em primeiro lugar, supondo cada alternativa de expansão com custo técnico-operacional mínimo, qual das "n" alternativas teria suporte econômico e financeiro para a realização do investimento. Em seguida, admitindo-se "m" ($m = n - p$), alternativas de expansão qual apresentaria o melhor retorno para o setor elétrico. Para a resolução dessas questões será desenvolvido a partir do princípio de Schwartz [30] e da teoria microeconômica clássica, um critério baseado na relação entre o custo marginal do capital e a rentabilidade marginal do capital.

Além dos objetivos especificados acima, o modelo pretende avaliar a priori os efeitos de uma política de expansão no equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor. Neste sentido, o modelo poderá auxiliar os órgãos de planejamento, na tomada de decisões sobre a política de investimentos.

Convém destacar, que o problema do planejamento da expansão de sistemas elétricos é demasiadamente complexo motivo pelo qual não se pretende aqui, a resolução do mesmo na sua forma global. Em outras palavras, o modelo desenvolvido pode ser agregado às ferramentas de planejamento de longo prazo, tendo a sua aplicação mais efetiva nas escolhas de alternativas de geração.

Portanto, o modelo proposto não tratará da busca de um custo ótimo da expansão de sistemas. Isto sim, procurará estabelecer parâmetros financeiros que auxiliem as decisões de investimentos na expansão de sistemas elétricos. Em outras palavras, o modelo ; propõe a incorporação das restrições econômica-financeira (estrutura de capital, encargos financeiros, etc), no processo de planejamento do setor elétrico.

1.3 - Revisão Bibliográfica

O problema da economia e finanças do setor elétrico, em termos mundiais, tem sido estudado nos últimos anos entre outros por Munasinghe em [21], [22] e [23]. Nestes trabalhos é dado ênfase a novas metodologias de planejamento da expansão com base nos respectivos níveis de confiabilidade ou qualidade do sistema. Munasinghe tem sido também um dos precursores nos estudos sobre a utilização do custo marginal da produção como base das tarifas de eletricidade.

Este tipo de tarifa tem sido alvo de pesquisas realizadas em [5], [33], [38], cujos autores têm analisado com mais rigor as tarifas baseadas nos custos marginais.

Quanto ao problema das finanças do setor elétrico, ou, mais especificamente o problema do custo de capital em sistemas elétricos, Miller e Modigliani em [17] e [18] extraíram importantes conclusões que tem auxiliado as decisões de investimentos. De outra forma, Robcheker, Higgin e Kinsman em [27] procuraram avaliar os efeitos da alavancagem nos custos de capital das empresas de eletricidade americanas no período compreendido entre 1962 e 1970, chegando a resultados distintos em função da forma que esteja sendo tratada a taxa de endividamento (se em termo do valor de mercado ou em termos do valor registrado). O interrelacionamento entre a política de regulação das tarifas, a estrutura do capital e os níveis de risco que influenciam o custo do capital é abordado em [13], onde são utilizadas técnicas de análise de regressão para estimar tais efeitos. Por outro lado, a utilização do custo de capital para a determinação da taxa de retorno sobre os investimentos em serviços públicos é estudado por Thatcher em [36] e discutido por Morenhouse [20]. Em [15], são encontradas algumas descrições a respeito dos custos de capital associados à produção de eletricidade por uma empresa pública ou privada e, em [9] e [12], alguns conceitos importantes são obtidos sobre o uso do custo de capital nas decisões de investimentos. Enquanto isso, o uso da teoria do controle na análise das condições que determinam o relacionamento entre a taxa marginal de retorno do investimento e a taxa de retorno exigida pelos acionistas pode ser encontrado em [2], onde são

descritos e provados três teoremas importantes sobre tais aspectos.

Finalmente, no que se refere ao planejamento da expansão de sistemas sob o ponto de vista técnico-econômico pode-se destacar os trabalhos [1], [4], [16], [19], [25], [32], [38] e [39], entre outros.

1.4 - Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado dentro de uma sequência que visa o entendimento do problema e a forma como este está sendo resolvido. No capítulo 2 estão apresentados algumas definições do custo do capital procurando mostrar a importância desse tipo de custo na avaliação de alternativas. Adicionalmente são descritos as principais teses associadas a avaliação do custo de capital e a tese de Averch-Johnson sobre o controle dos lucros das empresas do setor elétrico. No capítulo 4 é proposto um modelo onde se faz uso do custo de capital na análise de alternativas de expansão no setor elétrico e mais adiante, no capítulo 5, é fornecida uma aplicação do modelo desenvolvido onde pretende-se selecionar em um elenco de "n" alternativas de expansão do setor quais teriam estrutura econômico-financeira para realização de um investimento. As conclusões e recomendações estão no capítulo 6 onde são descritos os resultados importantes e alguns comentários sobre o uso do modelo bem como sugestões para próximos trabalhos.

CAPÍTULO 2

2. OS PROBLEMAS DO PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

2.1 - Introdução

O conhecimento das principais características do setor e a avaliação de certos dados associados à política tarifária, política de investimentos e estrutura econômico-financeira, são imprescindíveis para a compreensão do problema analisado.

Neste capítulo será apresentado um diagnóstico da situação do setor nos últimos anos, mostrando alguns aspectos ligados à oferta e a demanda de energia elétrica. Além disso, será efetuada uma descrição das principais características da estrutura tarifária e da sistemática de investimento que busca a minimização do custo da expansão dos sistemas.

2.2 - Diagnóstico do Setor Elétrico

Em linhas gerais, o sistema brasileiro é subdividido em 4 (quatro) supridoras regionais (ELETROSUL, FURNAS, CHESF e ELETRO-NORTE) as quais são responsáveis pela geração e transmissão de energia elétrica em suas áreas de atuação (Sul, Sudeste, Nordeste e Norte, respectivamente), além das empresas distribuidoras estaduais.

A partir de 1975 foi caracterizada a interligação física entre os sistemas Sul-Sudeste e Norte-Nordeste, o que tornou evidente a necessidade de uma política global de otimização dos investimentos e das tarifas, de forma a atender às expectativas do mercado e da economia através da minimização dos preços.

Considerando-se o sistema elétrico brasileiro como um todo, observou-se no final de 1985 uma capacidade de geração de eletricidade de algo em torno de 44.000 MW, levando-se em conta apenas a parce

la brasileira de Itaipu, o que representou um acréscimo de 4 % na capacidade instalada do setor. Entretanto, conforme pode-se verificar pelos "black-outs" que vem ocorrendo nos últimos meses nas regiões Sul e Sudeste, o sistema vem operando com uma grande probabilidade de déficit. O risco anual do déficit previsto para os anos de 1987 e 1988, sem a operação das usinas térmicas a óleo combustível, as quais representam na região Sudeste 1.300 MW, chega a casa dos 17%. Ao se considerar a operação dessas térmicas este risco de déficit é reduzido para algo em torno de 8% nos mesmos anos. Isto significa, em outras palavras, que o setor estará operando a custos elevados⁽¹⁾, uma vez que as usinas térmicas apresentam um custo de geração mais elevado do que as usinas hidrelétricas.

Na tabela 2.1 mostrada abaixo, é possível observar os mercados previstos para os sistemas interligados Norte-Nordeste e Sul-Sudeste, com os seus respectivos riscos de déficit.

TABELA 2.1

Previsão de mercado

SISTEMA INTERLIGADO NORTE-NORDESTE									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Requisitos de energia (MW ano)									
Norte	824	1 208	1 587	1 923	2 277	2 414	2 768	2 837	2 907
Nordeste	2 826	2 998	3 227	3 542	3 889	4 194	4 522	4 876	5 258
Risco anual de déficit (%)									
Norte	—	0,8	1,6	1,2	2,5	4,9	15,1	5,1	0,7
Nordeste	1,0	4,4	1,9	1,4	2,3	3,6	3,5	0,8	0,4
Risco de déficit > 2% do mercado (%)									
Norte	—	0,5	1,1	0,8	1,8	3,5	10,1	3,2	0,5
Nordeste	0,9	3,8	1,7	1,3	2,0	3,1	3,0	0,6	0,3
SISTEMA INTERLIGADO SUDESTE-SUL									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
1. Requisito de energia (MW ano)									
Sul	3 082	3 377	3 664	4 024	4 287	4 567	4 852	5 184	5 523
Sudeste	14 679	15 532	16 332	17 252	18 165	19 137	20 148	21 326	22 523
2. Risco anual de déficit (%)									
— Sem term. a óleo									
Sul	14,9	17,7	17,0	9,6	9,0	7,9	6,7	9,4	6,3
Sudeste	11,8	15,9	16,2	11,4	9,6	7,8	7,5	7,5	5,6
— Com term. a óleo									
Sul	6,0	8,2	7,8	5,2	5,4	5,4	4,2	6,4	4,8
Sudeste	5,8	7,0	6,7	6,7	5,4	4,7	4,5	4,7	4,1

Obs.: Na simulação não foi considerada a operação do parque térmico (244 MWano). Fonte: Eletrobrás

Fonte: ELETROBRÁS

(1)- As revistas especializadas, têm tratado com bastante rigor a questão do risco de déficit.

Por outro lado, os investimentos totais do setor elétrico previstos entre 1985 e 1989 são mostrados na tabela 2.2 abaixo:

TABELA 2.2
INVESTIMENTOS DO SETOR ELÉTRICO
(MILHÕES DE CZ\$ JUN/84)

DISCRIMINAÇÃO	1985	1986	1987	1988	1989	TOTAL	%
GERAÇÃO	13.859,4	15.823,4	16.372,0	16.797,7	17.138,0	79.990,5	49,7
TRANSMISSÃO	7.857,5	12.439,8	9.116,4	7.588,3	7.671,3	44.673,3	27,8
DISTRIBUIÇÃO	4.620,1	6.107,7	6.232,2	6.257,4	5.218,4	28.435,8	17,7
INSTAL. GERAIS	1.707,7	1.739,7	1.505,6	1.312,7	1.494,0	7.759,7	4,8
TOTAL GERAL	28.047,7	36.110,6	33.226,2	31.956,1	31.521,7	160.859,3	-
PARCELA DA							
F.B.C.F. % *	11,7	13,5	11,1	9,6	8,5	10,6	-

*F.B.C.F. - Formação Bruta de Capital Fixo %.

FONTE: ELETROBRÁS

Ressalta-se na tabela 2.2 a maior participação dos investimentos em geração no total dos investimentos. Isto se deve às etapas finais da obra de Itaipu e Tucuruí. Entretanto, observa-se nos anos de 1986 e 1987, um crescimento relativo dos investimentos em transmissão e distribuição.

Para que se tenha uma política de investimento compatível com uma demanda crescente, é necessário uma política tarifária que, mesmo sem causar aumento excessivo no índice geral de preços, forneça ao setor recursos suficientes para a expansão de suas atividades. Entre 1968 e 1974 por exemplo, o nível tarifário que era de certa forma adequado para a situação econômica da época, incentivava a industrialização

do País através dos baixos preços praticados. Entretanto, alguns fatores geoeconômicos tais como características das usinas geradoras (geração térmica ou hidráulica), densidade demográfica (nas regiões mais densas o custo do investimento por capital é menor), etc., levaram a uma diferenciação nas tarifas das diversas regiões do país. Comparando-se a evolução das tarifas médias entre 1971 e 1974 para os consumidores industriais das concessionárias do sul e do Sudeste, pode-se observar as distinções entre as tarifas citadas.

TABELA 2.3

EVOLUÇÃO DAS TARIFAS NO SUL E NO SUDESTE

EMPRESAS	TARIFAS EM Cz\$/MWh			
	1971	1972	1973	1974
LIGHT (RJ)	73,59	88,60	100,36	113,32
CESP (SP)	84,00	104,99	121,94	136,57
COPEL (PR)	128,54	138,51	162,06	158,06
CELESC (SC)	98,40	135,69	146,79	154,70
CEEE (RS)	135,88	171,62	197,21	199,78

FONTE: Relatório Técnico Eletrosul

Conforme pode-se verificar na tabela 2.3 as tarifas praticadas pelas concessionárias da região Sul (COPEL, CELESC, e CEEE) estiveram, em média, 49% acima das tarifas praticadas pelas empresas da região Sudeste.

Com a equalização tarifária implantada a partir de 1975, os órgãos responsáveis pela formulação das políticas de preços do setor elétrico criaram alguns instrumentos de transferência de recursos cujos objetivos estavam assim definidos:

a) Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): seu objetivo fundamental

seria prover fundos para cobertura das despesas com combustíveis quando da utilização de geração térmica;

b) Reserva Global de Garantia (RGG): instrumento econômico administrado pela ELETROBRÁS, cujo objetivo básico seria a transferência de recursos recolhidos das empresas de melhor desempenho para as demais, visando igualar a remuneração média do conjunto de empresas do setor.

Estes instrumentos, como se sabe, não foram suficientes para assegurar a estabilidade econômico-financeira das empresas componentes do setor elétrico. Por exemplo, a partir de 1976 a remuneração real dos investimentos começou a sofrer sensíveis quedas, após ter alcançado os custos dos empréstimos, representados pela "libor" e "prime rate" mantiveram-se crescendo no mesmo período, conforme mostrado abaixo:

TABELA 2.4
TAXA DE REMUNERAÇÃO REAL
E TAXA DE JUROS

ANOS	TAXAS - %		
	REMUNERAÇÃO REAL (1)	LIBOR (2)	PRIME RATES (2)
1972	10,7	-	5,23
1973	10,0	-	8,02
1974	10,4	10,19	10,25
1975	12,2	6,63	7,25
1976	11,4	5,38	6,25
1977	11,2	7,63	7,75
1978	8,6	12,50	11,75
1979	7,7	14,75	15,00
1980	7,7	16,44	21,50
1981	7,9	16,67	18,69
1982	6,6	13,41	14,58
1983	4,1	9,86	10,54
1984	5,7	11,17	10,02
1985	3,5	8,70	9,96

FONTE: (1) - Plano de Recuperação Setorial

(2) - Revista Conjuntura Econômica da FGV

Verifica-se portanto que a política tarifária associada com as medidas de política econômica adotadas pelo governo nos últimos anos, tem causado ao setor elétrico diversos problemas relativos à geração de recursos próprios para financiamento dos seus programas de expansão e, muitas vezes, as empresas foram obrigadas a buscar recursos de terceiros (nacionais ou não), para garantir a qualidade do serviço prestado.

Com o aumento da participação dos recursos de terceiros nas empresas do setor elétrico, o custo desse tipo de capital, que já era elevado cresceu cada vez mais agravando sensivelmente o estado financeiro dessas empresas, uma vez que os encargos financeiros assumiram uma parcela considerável no total das despesas com os investimentos.

2.3 - A Expansão dos Sistemas Elétricos

Tendo em vista a importância econômica do setor elétrico, o planejamento de sua expansão, envolverá análise de diferentes alternativas e deverá considerar os impactos destas sobre a economia do país.

Os investimentos do setor elétrico estão de fato intimamente relacionados com os diversos setores da economia⁽²⁾, não obstante o planejamento da expansão da produção de eletricidade, esteja associado a um dado crescimento do mercado. Este fenômeno é observado ao se comparar a evolução dos comportamentos do mercado e da capacidade de produção.

(2) - Vide A expansão de longo prazo do sistema elétrico brasileiro [37], pg. 1-2.

Verifica-se que a expansão da capacidade de produção obedecerá à equação:

$$D_t \leq G_t - g_t$$

onde:

D_t : é a demanda em MW no período t ;

G_t : é a geração máxima em MW no período t ;

g_t : é uma parcela da geração em MW mantida como reserva;

t : é o ano da previsão, onde t varia de 1 a t .

De maneira simplificada a entrada em operação de uma nova unidade geradora acontecerá quando a demanda se aproximar da capacidade máxima de geração menos a reserva considerada. Obviamente, não é suficiente apenas o conhecimento da problemática do setor elétrico para que se alcance o êxito desejado no planejamento e sim, deve-se ter também em mente a situação da economia como um todo, de forma a compatibilizar o crescimento deste setor com o restante da economia. Estes fatos estão resumidos na Fig. 2.1.

Observa-se, contudo, que dentre as diversas interações do setor elétrico com o resto da economia, identifica-se, no nível macro, uma relação entre os recursos necessários pelo setor e os recursos disponíveis pela economia, entre os quais, os recursos financeiros. No nível micro convém destacar, a otimização dos investimentos e da operação pelo lado da oferta e o planejamento e política de preços, pelo lado da demanda. Neste sentido verifica-se que associada à seleção de alternativas de expansão do setor elétrico, existe uma tentativa do atendimento de um mercado (demanda de ener-

gia elétrica) cujos resultados são limitados aos recursos financeiros disponíveis pela economia, para fazer frente aos gastos necessários com a expansão e operação do setor. [21]

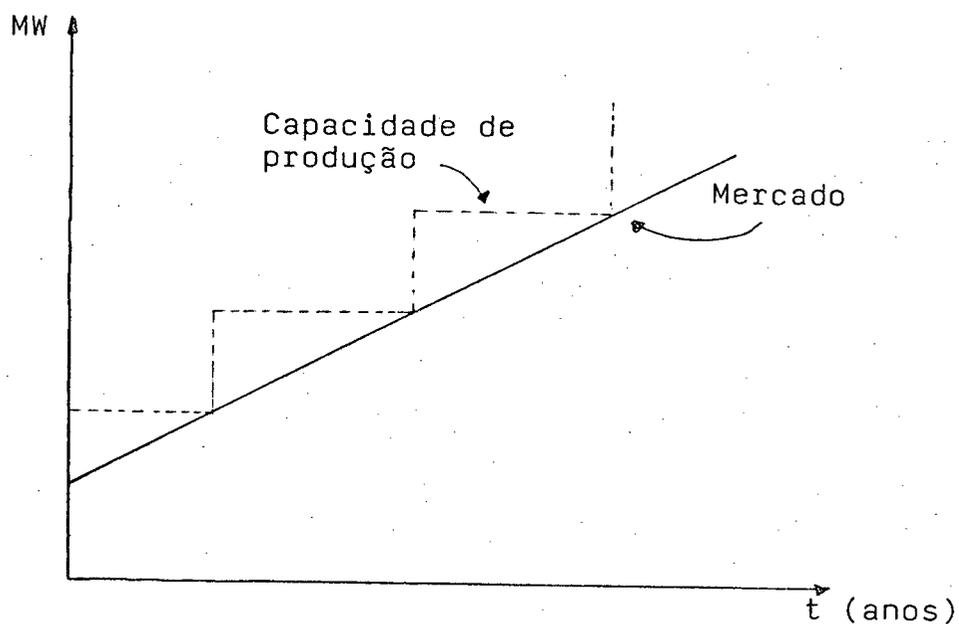


Fig. 2.1 - Evolução do mercado e da geração de eletricidade.

A escolha de alternativas de expansão de sistemas elétricos tem obedecido a uma série de critérios, conforme citado anteriormente, os quais visam a maximização de um benefício, qual seja o consumo de eletricidade, com um custo mínimo. Na prática, é por demais complexa a determinação do nível de investimento ótimo, em função da grande quantidade de variáveis envolvidas (comportamento da demanda, avaliação dos custos e tipos de usinas possíveis entre outras) [3].

Uma rápida descrição da metodologia existente na literatura para a solução do problema da minimização dos custos da expansão do setor elétrico é necessária para mostrar, nos capítulos

seguintes, a importância da estrutura do capital na avaliação de alternativas de novos investimentos para atendimento a uma demanda futura.

Geralmente, o problema de minimização dos custos da expansão pode ser abordado conforme Cascaes [7] da seguinte forma: "determinar entre todos os eventuais programas que combinam as possibilidades de produção e as características da rede de transporte e distribuição, aquele que permitirá a satisfação da demanda de eletricidade ao mínimo custo e com uma qualidade de serviço conveniente. Entende-se por programa, o conjunto de decisões (tomadas em geral anualmente) que irão definir quanto aos equipamentos de produção:

- . O volume global do parque, sua estrutura (tipo de equipamento);
- . O dimensionamento dos projetos e sua localização;
- . E quanto aos equipamentos de transporte e distribuição:
- . As opções técnicas, nível de tensão, tipo e número de subestações; e
- . A implantação de subestações, as ligações a fazer e o traçado das linhas".

Convém destacar, no caso brasileiro, a consolidação do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas), o que propiciou além de uma uniformização dos conceitos e critérios de planejamento, uma maior participação das empresas na definição dos programas de expansão do setor.

Nos últimos anos uma grande quantidade de modelos têm sido desenvolvidos. Os trabalhos Adams e Loughton [1], Anderson [3], Dias [7] e Saughavi [28], podem servir como referência para o tratamento da questão.

A título de exemplo, será feita uma descrição sucinta do modelo desenvolvido por Anderson [3], ilustrando alguns as-

pectos técnicos-econômicos relativos ao planejamento do parque de geração de energia elétrica.

Em linhas gerais a minimização dos custos dos investimentos proposto em [3], tem como base a seguinte função objetivo:

$$\text{vo: } \quad \text{Min } \sum_{v=1}^T \sum_{j=1}^J C_{jv} x_{jv} + \sum_{t=1}^T \sum_{v=0}^t \sum_{j=1}^J \sum_{p=1}^P f_{jvtp} U_{jvtp} Q_p$$

onde: (2.1)

C_{jv} : é o custo do investimento de uma usina do tipo j (Cz\$)

x_{jv} : é a quantidade de usina do tipo j .

f_{jvtp} : é o custo unitário da produção de energia

U_{jvtp} : energia produzida no sub-período p do intervalo de tempo t .

Q_p : é a duração do período p

$j = 1, 2, \dots, J$, é o tipo da usina

$v = 1, 2, \dots, T$; é um sub-período de planejamento, sendo T o período que envolve todo estudo

$p =$ número de sub-períodos em cada intervalo

Deseja-se portanto encontrar entre as diversas alternativas uma que minimize o custo total acima. Todavia, a esta escolha está associada uma série de restrições as quais devem ser satisfeitas. Então, conforme definido em [3] tem-se:

a) Restrição de demanda máxima [3]

Dada uma demanda máxima (de ponta) no período t o total da capacidade de geração deve ser maior ou igual a aquela demanda mais uma margem de reserva. Portanto,

$$\sum_{v=0}^t \sum_{j=1}^J a_{jv} x_{jv} \geq d_t (1+mx),$$

onde:

a_{jv} : é a capacidade instalada do mesmo tipo j no intervalo de tempo v ;

d_t : é a demanda de ponta no período t ;

m : é uma margem de reserva tomada como um percentual de d_t .

Os demais valores foram definidos anteriormente.

b) Restrição de capacidade [3]

Esta restrição diz respeito a uma condição imposta pelas características técnico-operacionais dos sistemas, onde procura-se manter um critério tal que não seja permitida a operação de usinas em níveis acima de sua capacidade normal, isto é:

$$0 \leq U_{jvtp} \leq a_{jv} x_{jv} \quad \forall_{jv} \quad (2.2)$$

sendo:

$$x_{jv} \leq n_{jv}, \quad x_{jv} \text{ inteiro} \quad \forall_{jv}$$

onde n_{jv} é a quantidade máxima de usinas tipo j que podem ser implantadas no intervalo de tempo v .

c) Restrição de energia [3]

Além das restrições relacionadas acima, as unidades a serem implantadas devem atender a uma certa demanda durante um sub-período p . Assim, admitindo t como o período de um ano, o sub-período p é obtido da curva de duração de carga ($0 \leq p \leq 8760$) logo.

$$\sum_{v=0}^t \sum_{j=1}^j U_{jvtp} \geq q_{tp} \quad t=1, \dots, T \text{ e } p=1, \dots, P$$

onde q_{tp} é a demanda média no sub-período p do intervalo de tempo t , obtido na curva de duração de carga.

d) Restrição de Transmissão

Associado a cada programa de obras de geração, existe um sistema de transmissão que deverá ser construído para fazer fluir a energia necessária ao atendimento do mercado previsto.

Podem ocorrer casos em que durante um certo intervalo de tempo, a geração máxima de uma usina seja limitada por carência no sistema de transmissão, o que deve ser considerado na apuração do custo global.

Numa simplificação grosseira pode-se considerar o sistema de transmissão e distribuição e estimar o custo do transporte de energia como um percentual do custo do programa de obras de geração. Entretanto, em simulações mais acuradas observa-se que os custos da transmissão ou da integração de uma dada usina ao sistema, variam em função da época de entrada em operação daquela usina, do ritmo de motorização, da localização do mercado e da configuração de sistema no período. Em certos casos, os custos de transmissão podem ser vistos como um fator decisivo e então, na função de custo global devem estar presente.

Mais recentemente, a abordagem marginal tem sido utilizada nos estudos da expansão de sistemas a níveis ótimos. Em algumas empresas como por exemplo na Électricité de France (EDF), estas análises já estão em prática desde os anos 50. Este tipo de abordagem é de maior importância quando está em jogo a escolha de alternativas de geração de tipos diferentes (hidráulicas e térmicas). Por exemplo, sejam duas alternativas com custos de investimentos na data zero definidas por K_1 e K_2 e os custos de operação por C_{1t} e C_{2t} , respectivamente. Para a seleção de uma das alternativas pela abor-

dagem marginal pode-se analisar a diferença em termos de valores presentes das duas alternativas na data inicial do planejamento, utilizando-se o fator de valor atual $(1+r)^{-t}$. Assim tem-se em [3] que

$$d_{12} = (K_1 - K_2) + \sum_{t=0}^T (C_{1t} - C_{2t})(1+r)^{-t} \quad (2.3)$$

Admitindo-se agora que a alternativa 1 seja a inicialmente escolhida e que a alternativa 2 seja uma proposta de modificação, pode-se estabelecer a seguinte comparação: Se a diferença d_{12} é positiva significa que a alternativa 2 ou seja a proposta de modificação apresenta custos menores que os da alternativa 1 inicialmente escolhida. Supondo que as propostas de modificação não alterem significativamente a alternativa inicial, pode-se repetir o processo até obter uma solução onde nenhuma modificação seja vantajosa, ou seja, no limite, os benefícios oriundos de uma alteração compensem no máximo os custos incorridos, o que caracteriza a situação de ótimo, conforme [3].

Embora nos métodos descritos acima seja levado em conta que a minimização dos custos deve considerar sempre um grau mínimo da qualidade dos serviços a serem prestados, esta qualidade ou confiabilidade do sistema pode ser, em alguns casos, colocado em segundo plano, tendo em vista as restrições orçamentárias porque passam as empresas. Entretanto, se estas restrições não forem preponderantes, os investimentos podem ser avaliados através de critérios que têm como ponto fundamental a melhoria da qualidade do serviço medida, por exemplo, pelo acréscimo do grau de confiabilidade, redução da esperança de déficit, etc.

2.4 - Características das Finanças no setor Elétrico

A análise financeira das empresas do setor elétrico apresenta certas características peculiares, em razão da natureza do serviço prestado.

Portanto, admita-se que as empresas supridoras de eletricidade devam, em tese, atender a uma demanda crescente da eletricidade com certa qualidade exigida pelos consumidores. Pode-se supor ainda que estas empresas disponham de uma estrutura econômico-financeira capaz de satisfazer às políticas de expansão impostas pela demanda e que estas políticas atendam alguns condicionantes tais como:

- . Satisfação da demanda a um risco mínimo;
- . O longo período de maturação exigido pelos programas de obras; e
- . Uma certa regularidade dos investimentos nos diversos períodos do plano (o que garante a estabilidade dos setores industriais envolvidos, da mão de obra, etc.).

Por outro lado, a estrutura básica do ativo operacional das empresas encontra-se distribuído de tal forma que o ativo circulante representa, em geral 5% a 10% do total do ativo, enquanto o permanente é algo em torno de 90% a 95% desse mesmo total. Em contrapartida, os recursos são estruturados de uma forma em que os recursos próprios (R_p) estão, normalmente, em proporção menor que os recursos oriundos de terceiros (R_t).

Outra característica até certo ponto peculiar ao setor elétrico diz respeito à estrutura do fluxo econômico do serviço prestado pelas empresas supridoras de eletricidade, no que se refere à apuração dos custos envolvidos. Segundo o critério adotado, o custo

do serviço deve incluir as despesas de exploração e as despesas de capital. Nesse sentido, ao se separar o custo do serviço em custo do trabalho e custo do capital, pode-se ter a seguinte estrutura:

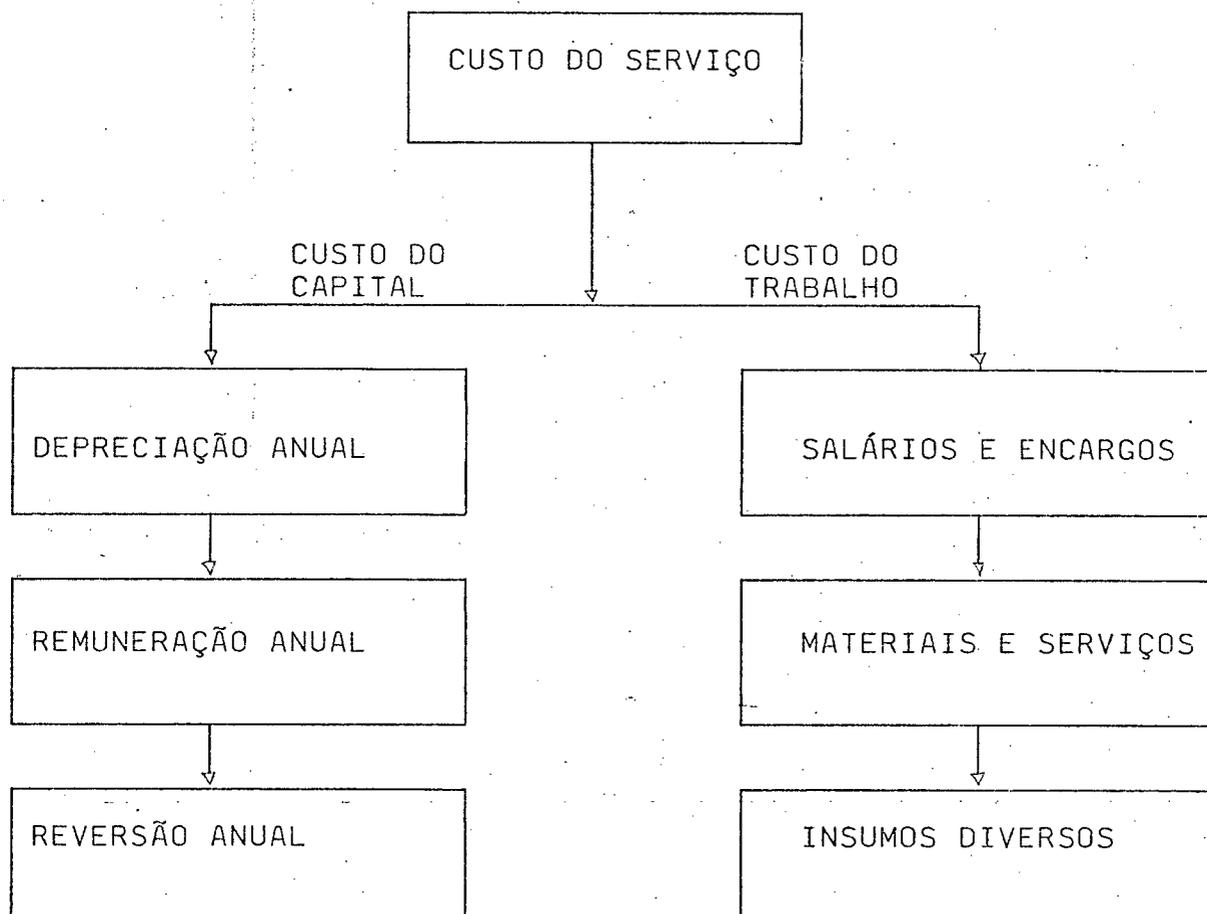


Fig. 2.2 - Diagrama do custo do serviço

Conforme se pode observar na estrutura mostrada na fig. 2.2, o custo do capital está associado à taxa de depreciação anual, ao valor da remuneração anual dos investimentos e à quota de reversão anual. Enquanto isso, o custo do trabalho (o qual só passa a existir após a entrada em operação do investimento) associa-se aos salários e seus encargos, materiais e serviços utilizados e insumos diversos.

Dado que as empresas do setor elétrico prestam serviço

pelo seu custo, as tarifas estabelecidas contemplam os dois custos (capital e trabalho). Por isso, a tarifa hoje utilizada pelas empresas regionais é do tipo binômia, isto é,

$$d = kP + cW \quad (2.4)$$

onde:

k: são os encargos proporcionais à potência instalada, o que é também chamado de tarifa de potência, que contempla juros, depreciação e remuneração do investimento;

c: são os encargos proporcionais ao consumo, ou tarifa de energia, que abrange o custo de operação de uma forma geral;

P: é a potência em KW; e

W: é o consumo em KWh

No que se refere aos recursos decorrentes da operação do sistema, sobre as quais as empresas têm influência (custo do capital excluída a reversão anual), existe no setor elétrico o conceito de Geração Interna de Recursos (GIR):

$$GIR_i^j = RI_i^j + DA_i^j \quad \begin{array}{l} i = 1, \dots, n \\ j = 0 \text{ e } 1 \end{array} \quad (2.5)$$

onde i e j representam, daqui para frente alternativas e período respectivamente,

RI_i^j : é a remuneração do investimento já definido anteriormente como um percentual do investimento remunerável.

DA_i^j : é o valor da depreciação do investimento, por período i.

O investimento remunerável por sua vez é dado por:

$$I_i = A_i^j + J_i^j \quad (2.6)$$

onde:

A_i^j : são aplicações em um dado investimento;

J_i^j : são os juros durante o período de construção.

Quanto ao equilíbrio econômico do setor, este "é normalmente estabelecido a partir dos pressupostos da obtenção da renda e da forma como esta é distribuída" [29] . Logo, admitindo-se que os resultados da empresa sejam no mínimo igual a remuneração dos investimentos tem-se de [29] que

$$R_{ei}^j = J_i^j + D_{vi}^j + IR_i^j + Rl_i^j + P_{ei}^j \quad (2.7)$$

onde:

R_{ei}^j = resultado da exploração;

J_i^j = juros ou encargos financeiros;

D_{vi}^j = dividendos pagos aos acionistas;

IR_i^j = imposto de renda;

Rl_i^j = reserva legal

P_{ei}^j = participações estatutárias.

Por uma análise simplificada desta equação, observa-se do lado esquerdo da mesma a forma como a renda é gerada (resultado da exploração) e no lado direito encontra-se a maneira como esta renda é distribuída.

Da mesma forma, utilizando novamente os princípios da geração interna de caixa ou Geração Interna de Recursos (GIR), o equilíbrio financeiro será desenvolvido a partir da identidade entre a GIR e a aplicação dos recursos por parte das empresas. Logo de [29].

GIR_i^j = Aplicações dos Recursos

ou

$$RI_i^j + DA_i^j = J_i^j + IR_i^j + AM_i^j + AF_i^j \quad (2.8)$$

onde

AM_i^j : são amortizações do financiamento e

AF_i^j : é o autofinanciamento.

2.5 - Conclusão

Na resolução dos problemas de minimização dos custos da expansão de sistemas, diversas técnicas de pesquisa operacional tem sido adotadas em função das características de cada sistema em estudo. Entre as técnicas mais usadas pode-se citar a programação dinâmica e a programação inteira. O uso dessas técnicas varia em função das características do sistema, dos números variáveis envolvidos, do número de restrições a considerar e, em alguns casos, até mesmo da disponibilidade de "software" nas áreas responsáveis pelo planejamento.

Não obstante o problema da expansão de sistemas elétricos já seja demasiadamente complexo, isto tende a se agravar na medida em que são acrescentadas novas variáveis na função objetivo.

Em economias com substancial escassez de recursos, para se fazer frente aos investimentos necessários ao atendimento de uma demanda prevista de eletricidade, é fundamental que novas variáveis sejam acrescentadas⁽³⁾, podendo-se destacar, como exemplo a forma de financiamento desses investimentos, ou em outras palavras,

(3) - Vide A expansão de longo prazo do sistema elétrico brasileiro, Tourinho [37], pg. 14.

qual a estrutura de capital que minimizaria os custos totais dos sistemas.

Como já citado na introdução deste trabalho, não só o setor elétrico vem passando momentos difíceis no que diz respeito à geração de recursos próprios para se expandir, como também a economia, através dos seus mecanismos tarifários, não dispõe, a preços compatíveis, de recursos financeiros para financiar as atividades do setor. Estes fatores têm obrigado as empresas do setor a expandirem as suas capacidades de produção, utilizando de forma crescente o capital de terceiros o que tende a acarretar um acréscimo no custo de capital.

Na figura 2.3 estão representadas as formas como evoluiu o serviço da dívida, o consumo, os investimentos e os recursos próprios para investimentos⁽⁴⁾. Destaca-se nesta figura a forma discrepante em que evoluíram entre 1973 e 1983 o serviço da dívida e os recursos próprios, o que indica que para a manutenção de um certo nível de investimento o setor tem se defrontado com custos financeiros elevados. Assim, é cada vez mais importante a consideração destes custos e da estrutura de capital das empresas, no processo de planejamento da expansão do setor elétrico.

(4) - As diversas versões do Plano de Recuperação Setorial (PRS), abordam os vários aspectos associados à evolução desses índices.

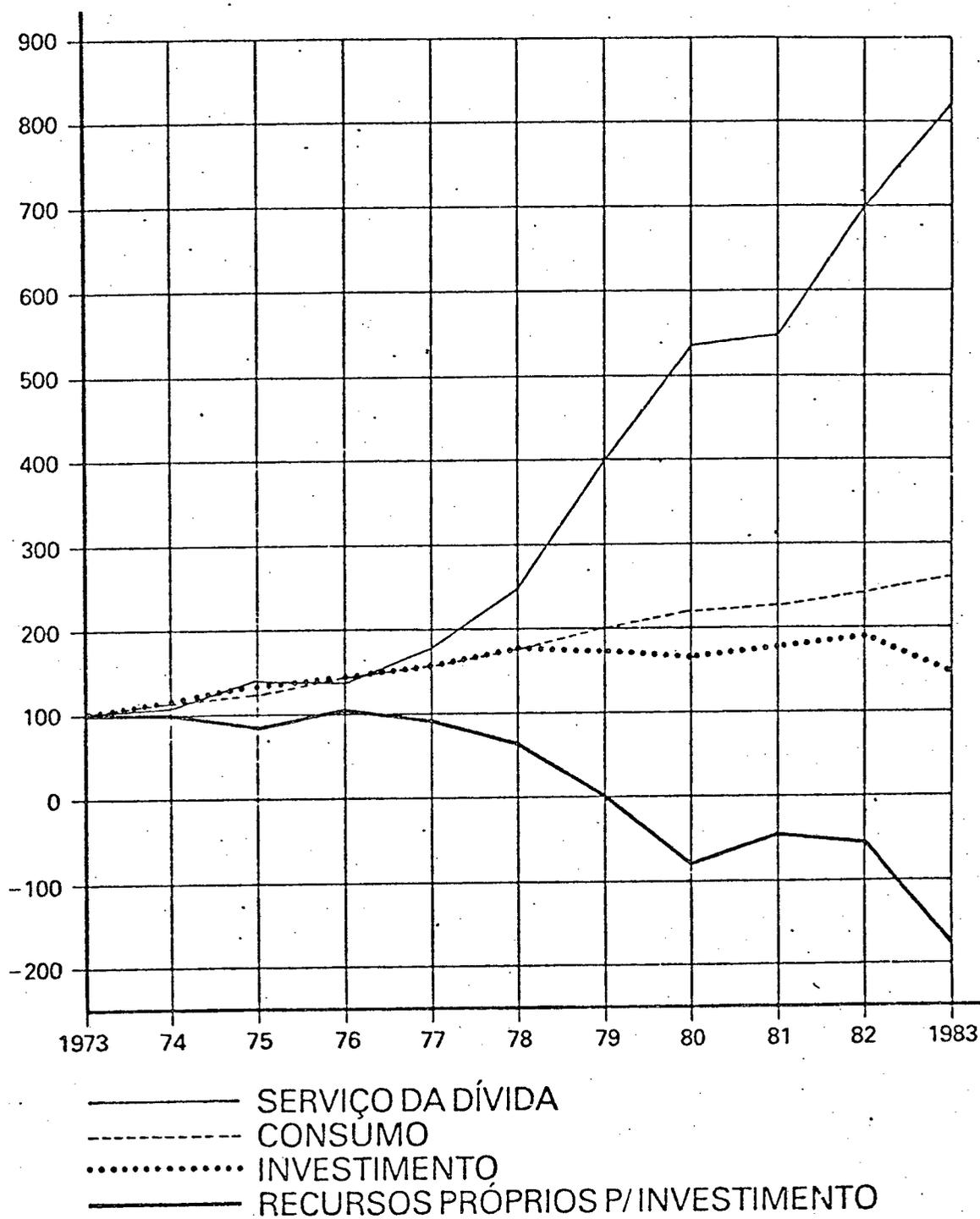


Fig. 2.3 - Evolução do Serviço da Dívida, Consumo, Investimento e Recurso Próprio para Investimento.

Fonte: Plano de Recuperação Setorial, ELETROBRÁS, pg. 3.13

3. AS RELAÇÕES BÁSICAS DO CUSTO DE CAPITAL, A TESE DE AVERCH-JOHNSON APLICAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO

3.1 - Introdução

A estrutura de capital das empresas do setor elétrico tornou-se um fator preponderante na análise das alternativas de investimento, em razão das frequentes mudanças nos níveis das taxas de juros nacionais e internacionais e das elevadas taxas de endividamento do setor nos últimos anos.

Além dos aspectos relacionados ao custo de capital, as empresas supridoras de eletricidade têm se defrontado com uma série de problemas referentes à geração de recursos próprios de natureza operacional, dado que os níveis tarifários que vigoram atualmente estão abaixo dos custos reais do serviço, o que as tem levado em geral à busca de novos empréstimos e/ou financiamentos.

Entretanto, o controle dos rendimentos do setor elétrico não se dá apenas pelos baixos níveis das tarifas. Aliado a este instrumento de política econômica, acrescenta-se um limite imposto à taxa de remuneração dos investimentos, a qual, atualmente, não pode ultrapassar a 12%.

Neste capítulo, pretende-se descrever algumas equações importantes associadas à análise do custo de capital, além de estabelecer os interrelacionamentos da tese de Averch-Johnson com o setor elétrico.

3.2 - Aspectos do Custo de Capital e o Setor Elétrico

Embora obedeça aos mesmos princípios teóricos das empresas privadas, a análise financeira revela que as empresas estatais, principalmente as que atuam no setor elétrico, estão sujeitas a certas distinções visando o atendimento de certas restrições impostas por legislação própria.

Uma das particularidades da estrutura financeira das empresas do setor elétrico, está associada à taxa de remuneração dos investimentos, a qual tem seu limite superior fixado por lei. Adicionalmente, pode-se destacar, as pequenas participações dos grupos do circulante (ativo e passivo) no patrimônio total das empresas e a vinculação existente entre o Ativo Permanente e o Patrimônio Líquido.

Estas particularidades sugerem modificações na forma de avaliação da estrutura de capital do setor e o desenvolvimento de uma metodologia para determinação do custo marginal do capital.

Para fazer frente a um dado programa de investimentos (obras) as empresas devem buscar, de alguma forma, recursos financeiros. São várias as formas de se captar esses recursos: resultado operacional, venda de ativos, emissão de ações, empréstimos, financiamento e transferências do governo. A obtenção do equilíbrio econômico-financeiro da empresa através da manutenção de uma proporção desejável entre os recursos próprios e de terceiros é fundamental para o estabelecimento de um programa de obras com investimentos convenientemente remunerados.

Algumas relações gerais da análise financeira extraídas de Dosil [6] serão aqui revisadas, no sentido de tornar práti-

co o uso do custo de capital na análise de alternativas de investimento no setor elétrico.

Daqui em diante os índices i e j denotarão a alternativa em análise e o período de planejamento, respectivamente.

Admita que a taxa de endividamento seja dada por:

$$E_i^j = \frac{R_{ti}^j}{R_{pi}^j} \quad i= 1,2,\dots,n ; \quad j= 1,2,\dots,J \quad (3.1)$$

onde:

R_{ti}^j : é o total do exigível ou recursos de terceiros e

R_{pi}^j : é o total do patrimônio líquido ou recursos próprios.

Todavia, tanto os recursos próprios quanto os de terceiros têm custos cujos valores serão a seguir discriminados.

Analogamente às empresas privadas, o custo total do capital das empresas do setor elétrico pode ser dado por:

$$K_{oi}^j = \frac{RI_i^j}{PT_i^j} \quad (3.2)$$

onde:

RI_i^j : é a remuneração do investimento,

PT_i^j : é o passivo total, ou seja, o total dos recursos empregados.

Visto de outra forma, o custo do capital, K_{oi}^j , é uma média entre os custos do capital próprio, K_{pi}^j e o custo do capital de terceiros, K_{ti}^j , ponderado pelas participações desses tipos de recursos. Portanto, seja:

$$K_{pi}^j = \frac{RL_i^j}{R_{pi}^j} \tag{3.3}$$

$$K_t^j = \frac{DF_i^j}{R_{ti}^j} \tag{3.4}$$

onde:

$RL_i^j = RI_i^j - DF_i^j$ = remuneração líquida do investimento antes do imposto de renda,

DF_i^j = despesas financeiras

R_{ti}^j = total de recursos de terceiros e

R_{pi}^j = total dos recursos próprios.

Neste caso a remuneração do investimento deve ser no mínimo suficiente para cobertura dos custos de capital próprio e de terceiros. Frisa-se, entretanto, que as despesas financeiras têm aumentado consideravelmente nos últimos anos em função de elevações repêntinas nas taxas de juros.

Sabe-se que:

$$PT_i^j = R_{pi}^j + R_{ti}^j \tag{3.5}$$

Por conseguinte, substituindo (3.5) em (3.2) obtém-se:

$$RI_i^j \geq K_{oi}^j \cdot PT_i^j = K_{oi}^j (R_{pi}^j + R_{ti}^j) \tag{3.6}$$

Todavia no setor elétrico

$$RI_i^j \leq \lambda \cdot I_i \tag{3.7}$$

onde:

λ : é a taxa limite de remuneração do investimento, fixada por lei, e

I_i : é o investimento remunerável.

Reescrevendo (3.2) através do uso de (3.5) e (3.7) tem-se:

$$K_{oi}^j \leq \frac{\lambda I_i}{R_{pi}^j + R_{ti}^j} \quad (3.8)$$

A equação (3.8) mostra que se a remuneração real está abaixo do custo de capital, implica na diminuição da capacidade de investimento da empresa, visto que esta remuneração não será suficiente para cobrir os custos associados.

A partir de (3.2), (3.3), (3.4) e (3.5) pode-se obter a relação clássica entre o custo de capital próprio e a taxa de endividamento [19] :

$$K_{pi}^j = K_{oi}^j + (K_{oi}^j - K_{ti}^j) \frac{R_{ti}^j}{R_{pi}^j} \quad (3.9)$$

Dessa equação pode-se extrair que se $R_{ti}^j > R_{pi}^j$ e K_{ti}^j aumenta proporcionalmente mais que K_{oi}^j , um acréscimo na participação dos recursos de terceiros significa uma diminuição relativa dos recursos próprios no total dos recursos.

Definindo-se

$$\beta_i^j = \frac{R_{pi}^j}{PT_i^j} \quad e \quad \gamma_i^j = \frac{R_{ti}^j}{PT_i^j}$$

a equação (3.9) é transformada na equação geral do custo de capital encontrada em diversos trabalhos, entre outros, [6], [10], [34], [40], ou seja

$$K_{oi}^j = K_{pi}^j \cdot \beta_i^j + K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j \quad (3.10)$$

Deve-se observar que supondo-se conhecidos os custos de capital próprio e de terceiros, K_{oi}^j pode ser escrito como uma função de β_i^j e γ_i^j , isto é:

$$K_{oi}^j = K(\beta_i^j , \gamma_i^j) \quad (3.11)$$

Nestas circunstâncias, uma análise completa do custo de capital inclui a avaliação do comportamento de K_{oi}^j quando variam β_i^j e γ_i^j , ou

$$\frac{\partial K_{oi}^j}{\partial \beta_i^j} ; \frac{\partial K_{oi}^j}{\partial \gamma_i^j}$$

No caso específico do setor elétrico onde, em geral, os investimentos são financiados mediante a elevação da participação dos recursos de terceiros, a avaliação acima é até certo ponto indispensável.

3.3 - Principais Óticas para Análise do Custo de Capital

Vários estudos foram desenvolvidos nos últimos anos, ressaltando a importância do custo de capital na avaliação de empreendimentos. Entre tantos pode-se destacar a tese de Miller-Modigliani [17] e a abordagem tradicional da análise financeira [6] .

A tese de Miller-Modigliani parte da proposição de que o custo de capital e o valor da empresa não dependem da estrutura de capital, ou seja, não existe a figura da estrutura de capital ótima. Suas hipóteses principais são:

- a) os mercados de capitais são perfeitos;
- b) os investidores tomam as suas decisões agindo racionalmente; e
- c) todas as empresas podem ser agrupadas de acordo com os resultados obtidos.

Com estas hipóteses básicas e utilizando-se da proposição acima, Miller-Modigliani mostram até que ponto o custo de capi-

tal e valor da empresa independem da estrutura de capital.

De acordo com a tese tradicional [6] sobre a avaliação do custo do capital, o valor total de uma empresa varia com modificações na sua estrutura de capital onde, no ponto em que K_o seja mínimo, o valor da empresa é máximo e a estrutura é dita ótima.

As relações entre K_{oi}^j , K_{pi}^j e k_{ti}^j pode ser observada pelo gráfico abaixo:

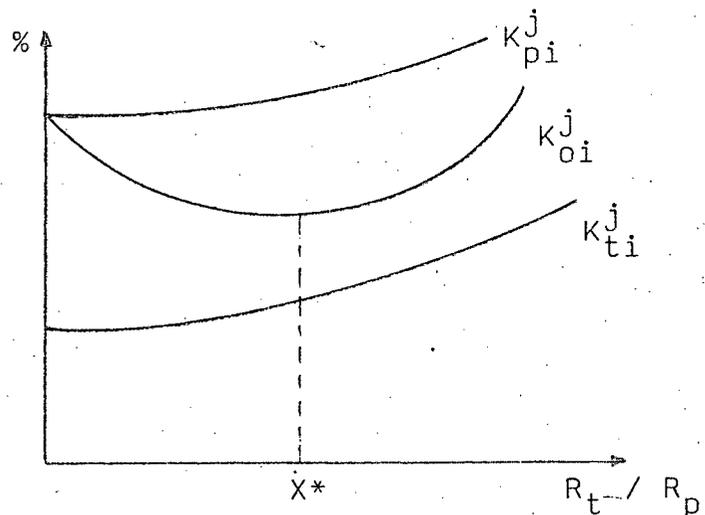


Fig. 3.1 - relações entre K_o , K_p e K_t conforme a estrutura de capital [6].

No caso, o custo do capital, K_{oi}^j é uma função da estrutura de capital, ou seja:

$$K_{oi}^j = f\left(\frac{R_{ti}^j}{R_{pi}^j}\right)$$

fazendo $\frac{R_{ti}^j}{R_{pi}^j} = X_i^j$ tem-se que

$$K_{oi}^j = f(X_i^j) \quad e \quad \frac{\partial K_{oi}^j}{\partial X_i^j} \geq 0$$

Verifica-se na Fig. 3.1 que o custo de capital de terceiros permanece constante para taxas de endividamento baixas, elevando-se quando esta taxa de endividamento torna-se alta. Nesta figura, a taxa X^* corresponde à estrutura ótima de capital.

Finalmente, conforme a tese de Schwartz [30] existe uma relação entre a taxa marginal de retorno e a estrutura de capital da empresa. A análise desse estudo é de grande valia na seleção de programas de expansão de sistemas elétricos

Observe a Fig. 3.2 abaixo:

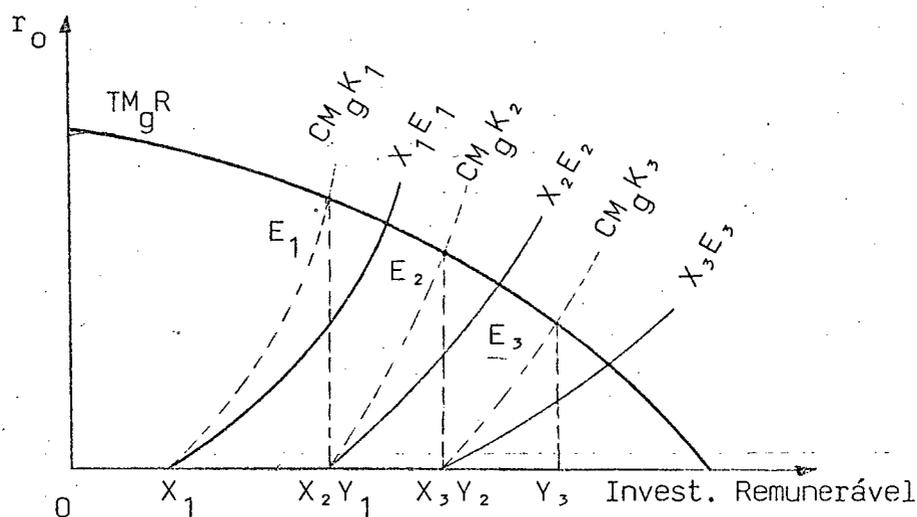


Fig. 3.2 - Relação entre a taxa marginal de retorno (TM_gR) e a estrutura do capital [30]

Nesta figura, a TM_gR "é definida como o retorno obtido para cada unidade adicional do investimento remunerável" [30] e ,

o custo marginal de capital, $CM_g K$, é definido como o custo de adicionar uma unidade de capital de terceiros em detrimento do capital próprio. As curvas $X_1 E_1$ representam a forma como as empresas buscam os recursos de terceiros. A sua forma crescente deve-se ao fato de que as empresas buscam em primeiro lugar os recursos de terceiros de custos mais baixos. Por outro lado, segundo Schwartz a $TM_g R$ é de crescente em razão de ineficiências na estrutura organizacional e da capacidade de administração. Aqui, pode-se incluir, que tratando-se de serviços controlados pelo governo, esta $TM_g R$ varia em função de políticas econômicas adotadas pelo próprio governo e das despesas financeiras decorrentes da maior participação do capital de terceiros. "Além disso, é uma particularidade dos sistemas elétricos o fato de que os novos empreendimentos seguem valores economizados (com esperança de déficits e combustíveis) necessitando de um investimento mínimo; quanto mais ambiciosos os objetivos em economias de gestão, mais caro custam os ganhos suplementares em termos de investimentos. Em outras palavras, o custo marginal é uma função crescente com as economias de gestão o que garante a hipótese da convexidade do custo global, utilizada nos modelos de otimização do sistema, supondo ainda que os ganhos de escala proporcionais aos investimentos não chegam a modificar esta relação" [11].

Admitindo-se um investimento em ativo operacional representado por \overline{OY}_1 (na figura 3.2), verifica-se que são necessários \overline{OX}_1 de recursos próprios e $\overline{X_1 Y_1}$ de recursos de terceiros, dado que o custo marginal de capital ($CM_g K_1$) deve ser, no ponto ótimo, (E_1) igual à taxa marginal de retorno, $TM_g R$. Assim, para um montante de capital próprio dado por \overline{OX}_1 e de capital de terceiros representado por $\overline{X_1 Y_1}$,

obtem-se um ganho máximo dado pela área compreendida sob a curva da TM_gR e acima da curva X_1E_1 , conforme [30].

Uma outra maneira de se investigar a importância do custo do capital nos investimentos das empresas do setor elétrico, pode ser mostrada a partir de uma análise dos resultados econômico e financeiro, no que se refere a uma comparação do custo do capital com a taxa de remuneração máxima dos investimentos na expansão de sistemas.

Suponha inicialmente que o resultado econômico do setor seja dado por

$$RE_i^j = RI_i^j - DF_i^j \quad (3.12)$$

onde RI_i^j e DF_i^j representam, respectivamente, a remuneração dos investimentos e as despesas financeiras da empresa i no período j .

Se a empresa deseja manter uma situação de equilíbrio econômico, a remuneração dos investimentos, RI_i^j , deve ser suficiente para cobrir ao menos as despesas financeiras. Sabe-se porém que as receitas operacionais de uma supridora de energia elétrica são obtidas a partir da operação dos ativos imobilizados ou, no problema aqui proposto, do investimento remunerável. Logo, seja a remuneração do capital próprio dado por:

$$Q_i^j = \frac{RE_i^j}{b_i^j \cdot I_i} \quad (3.13)$$

sendo

$$b_i^j = \frac{R_{pi}^j}{I_i} \quad (3.14)$$

e onde:

Q_i^j : é a remuneração real do capital próprio,

b_i^j : é a relação entre os recursos próprios e o investimento remunerável, e

I_i : é o ativo imobilizado ou investimento remunerável.

Substituindo (3.12) na equação (3.13) obtém-se:

$$Q_i^j = \frac{RI_i^j - DF_i^j}{b_i^j \cdot I_i} \quad (3.15)$$

Supondo RI_i^j uma função linear do investimento remunerável e as despesas financeiras variando também linearmente com o acréscimo na participação dos recursos de terceiros, R_{ti}^j , pode-se reescrever a equação (3.15) como

$$Q_i^j = \frac{\lambda I_i^j}{b_i^j \cdot I_i} - \frac{(1-b_i^j) \cdot I_i^j \cdot K_{ti}^j}{b_i^j \cdot I_i} \quad (3.16)$$

ou

$$Q_i^j = \frac{\lambda}{b_i^j} - \frac{K_{ti}^j (1-b_i^j)}{b_i^j} \quad (3.17)$$

onde K_{ti}^j é o custo do capital de terceiros (que varia com R_{ti}^j) e λ é a taxa de remuneração do investimento. Portanto, se o capital próprio e o de terceiros participam com um mesmo percentual no investimento (a taxa de endividamento é igual a 1 e o custo do capital de terceiros é menor ou igual à taxa de remuneração do investimento), observa-se que a remuneração do capital próprio será maior ou igual que o custo do capital de terceiros. Entretanto, um acréscimo na participação dos recursos de terceiros acarretará numa elevação do risco com um conseqüente aumento no custo do capital de terceiros. Neste caso, se o custo do capital de terceiros é maior ou igual à taxa de remuneração do investimento, verifica-se que a remuneração do capital próprio será menor que o custo do capital de terceiros.

Assim, para que seja mantido o equilíbrio econômico

co, o custo do capital de terceiros deve ser menor ou igual à taxa de remuneração dos investimentos ($K_{ti}^j \leq \lambda$).

Portanto, dado que existe uma relação intrínseca entre a taxa de remuneração do investimento e o custo do capital de terceiros, é fundamental que seja estudada a forma que o órgão normalizador das atividades das empresas do setor elétrico utiliza para controlar a remuneração dessas empresas, através de restrições sobre o capital. A tese de Averch-Johnson pode ser uma boa referência para este estudo.

3.4 - A Tese de Averch-Johnson e o Controle dos Resultados das Empresas do Setor Elétrico

Conforme descrito anteriormente, as empresas do setor elétrico estão atravessando momentos difíceis no que se refere à captação de recursos para novos investimentos através dos seus resultados operacionais.

Da política tarifária adotada pelo governo para contenção do processo inflacionário, pode-se destacar as rigorosas restrições que o órgão controlador das atividades das empresas do setor impõe no sentido de limitar a remuneração máxima dessas empresas.

Diversos trabalhos têm sido escritos no sentido de mostrar algumas características específicas da função de produção destas empresas, em particular as relacionadas à capacidade de geração de lucro. Entre estes trabalhos pode-se destacar a tese de Averch-Johnson [24] que analisa a questão do controle dos resultados das empresas públicas, através de restrições impostas às suas remunerações de investimento.

O modelo de Averch-Johnson parte das relações entre ca

pital e trabalho no processo de produção das empresas públicas controladas pelo governo, empresas estas, caracterizadas pelo uso intensivo de capital.

Dada uma função de produção:

$$q = f(K_E, L_E) \quad (3.18)$$

onde K_E é o capital e L_E é a mão de obra utilizada na produção de eletricidade, cujos custos são dados por r_K e r_L , respectivamente; a maximização dos resultados em função da quantidade gerada, para um monopólio não regulado pode ser expressa por [24] :

$$\text{Max } R(K_E, L_E) = p(q) \cdot q - r_K K_E - r_L L_E \quad (3.19)$$

onde $p(q)$ é a função inversa da demanda. No caso acima dado que os fatores K_E e L_E são adquiridos em mercados ditos perfeitos então tem-se de [24] que:

$$\frac{\partial f / \partial K_E}{\partial f / \partial L_E} = \frac{r_K}{r_L} \quad (3.20)$$

significando que em equilíbrio existe uma igualdade entre a relação das produtividades marginais dos fatores de produção e a relação entre os preços desses fatores.

Ainda segundo Murpy e Soyster [24], é admitida a hipótese de que as autoridades econômicas limitem o lucro da empresa monopolista, em função do total de capital investimento. Logo tem-se que:

$$\frac{p(q)q - r_L L_E}{K_E} \leq s \quad (3.21)$$

isto é, "o total da receita, menos os custos de mão de obra, em relação ao capital investido não pode ultrapassar, de s%" [24]. Esta situação é perfeitamente adaptada ao setor elétrico brasileiro onde o retorno sobre os investimentos é limitado pelo governo (atualmente

esta taxa é 12% no máximo). Neste sentido, a condição de maximização dos resultados da empresa, descrita em [24] é dada por:

$$\text{Max } R = p(q)q - r_K k_E - r_L L_E \quad (3.22)$$

sujeito a

$$p(q)q - s k_E - r_L L_E \leq 0 \quad (\lambda)$$

$$q = f(k_E, L_E)$$

$$k_E, L_E \geq 0$$

Desse modo, segundo a tese de Averch-Johnson, a condição de ótimo é dada por:

$$\frac{\partial f / \partial k_E}{\partial f / \partial L_E} = \frac{r_K}{r_L} - \frac{\lambda (s - r_K)}{(1 - \lambda) r_L} \quad (3.23)$$

onde λ é um multiplicador de Kuhn-Tucker associado à restrição (3.21).

Observa-se da restrição acima que se $\lambda > 0$, isto é, se o ponto de equilíbrio natural está além dos limites e $s > r_K$, então a produtividade marginal do capital é proporcionalmente menor que a produtividade marginal da mão de obra. Obviamente, dado que a restrição ao lucro operacional é colocada como um percentual do capital utilizado, as empresas do setor elétrico tenderiam a uma super-utilização de capital, utilizando-se de investimentos improdutivos como forma de aumentar o seu lucro, desde que as tarifas cobrissem os custos do serviço. Nas empresas do setor elétrico brasileiro, o custo do serviço utilizado atualmente na formulação das tarifas é composto, entre outras, por uma parcela que corresponde a 10% do investimento remunerável.

3.5 - Conclusão

Neste capítulo foram analisados dois aspectos associados, respectivamente, ao comportamento da estrutura de capital e ao contro

le dos resultados das empresas supridoras de eletricidade. No que se refere ao aumento da participação do capital de terceiros no total dos investimentos das empresas do setor, verificou-se que o custo desse tipo capital tende a se elevar, em função do baixo nível de recursos próprios causado pelo rigoroso controle direto às receitas do setor: tarifas inadequadas e limitação do lucro sobre os investimentos em 12%.

Além disso, segundo já analisado a limitação dos lucros das empresas do setor em função do capital utilizado, podem levar as mesmas a fazerem investimentos não produtivos o que implica, teoricamente, na elevação de suas tarifas [24]. Talvez por isto o setor esteja atravessando hoje uma situação de endividamento crítica; os investimentos efetuados nos últimos 5 anos não obtiveram o compatível acompanhamento nos reajustes tarifários, apesar do aumento no custo do serviço.

No que se refere às teses aqui analisadas, a posição de Schwartz [30] é a que melhor se adapta a uma avaliação econômico-financeira do setor elétrico. Esta posição será utilizada no capítulo seguinte na seleção de alternativas de expansão de sistemas.

4. A EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO E O CUSTO DE CAPITAL

4.1 - Introdução

Em função da elevada escassez de recursos financeiros por que passam as empresas do setor nos últimos anos, o problema da estrutura de capital pode ser visto como um fator decisivo na análise de alternativas de expansão de sistemas elétricos. Associado a tais fatos, deve-se acrescentar, que tal deficiência de recursos tem dificultado o processo de tomada de decisões que envolvam gastos públicos, além de ter provocado um crescente desgaste na estrutura de capital⁽¹⁾ do setor como um todo.

Dessa forma, associado aos aumentos exógenos nos juros praticados pelas principais agências de financiamentos em períodos anteriores, deve-se ressaltar os acréscimos endógenos nos custos de capital decorrentes, da deterioração da estrutura de capital.

A política de investimentos do setor produtivo estatal, em especial a do setor elétrico, tem tomado como meta básica, a melhoria da qualidade do serviço prestado, levando em conta, principalmente, a minimização dos custos sob o ponto de vista técnico-operacional, além do atendimento a objetivos de ordem macroeconômica (balanço de pagamentos, desenvolvimento regional, etc.). As considerações de ordem estritamente financeira não tem sido em geral preponderantes no processo de escolha de alternativas. Contudo, devido

(1)- Em artigo publicado no jornal "Folha de São Paulo" de 14.05.86, o Secretário de Controle das Estatais faz uma série de críticas à estrutura de recursos das empresas do setor elétrico.

ao agravamento do problema financeiro por que passa o setor e considerando-se que no longo prazo os resultados das empresas são primordiais para a continuidade do serviço em níveis aceitáveis, as repercussões econômico-financeiras dos empreendimentos passam a ter um peso cada vez mais importante.

Neste sentido, será desenvolvido neste capítulo um modelo para análise de expansão em sistemas elétricos, utilizando-se os fundamentos teóricos das teses tradicionais do custo de capital (incluindo a tese de Schwartz [30]) e de alguns princípios da análise microeconômica.

O modelo proposto visa auxiliar os responsáveis pelo planejamento global do setor no processo de tomada de decisão, através da análise das relações entre o custo e a rentabilidade do capital. Adicionalmente, o modelo permite que sejam avaliados os efeitos dos novos investimentos na estrutura econômico-financeira das empresas.

4.2 - Desenvolvimento do Modelo

Dados n programas de investimento, correspondentes as n alternativas de expansão dos sistemas elétricos supostas fisicamente interligadas, associa-se a cada um destes programas uma forma de financiamento cujas fontes básicas são: os recursos próprios e os recursos de terceiros. Neste sentido, a cada alternativa estará vinculada uma estrutura de capital (relação entre os recursos próprios, R_p , e de terceiros, R_t) de tal modo que para um dado investimento representado por I_i o capital próprio participe com $\beta\%$ e o exigível, ou capital de terceiros, participe com $\gamma\%$, sendo $\beta = 1 - \gamma$. Neste caso

$$\gamma_i^j = \frac{R_{ti}^j}{PT_i^j} \quad e \quad \beta_i^j = \frac{R_{pi}^j}{PT_i^j} \quad \forall i, j \quad (4.1)$$

onde

$i = 1, \dots, n$ é o número de alternativas de expansão

$j = 0, 1$; sendo 0 o estado inicial, isto é, antes do empreendimento e 1 após o empreendimento.

Visto dessa forma, considera-se cada alternativa de expansão como uma empresa fictícia cuja estrutura de capital é alterada entre os estudos 0 e 1 e a análise das alternativas será efetuada, então, através de um modelo que permite calcular o custo marginal de capital entre os dois estados.

Alguns pressupostos são necessários ao desenvolvimento deste modelo:

Pressuposto 1: A receita operacional, isto é, a entrada de recursos oriundos da operação do investimento em questão, é o fator mais importante na geração dos recursos próprios para financiamento dos gastos de investimentos e operacionais. Logo, sendo o preço da eletricidade a base para o estabelecimento da receita nos diversos períodos de planejamento, pode-se admitir que a política tarifária será racional, com os seus reajustes obedecendo à taxa de inflação do período.

Pressuposto 2: A fixação da tarifa está sujeita ao princípio do serviço pelo custo incorrido no suprimento de energia, e o preço fixado dessa forma será admitido como justo.

Pressuposto 3: A utilização dos recursos próprios ou de terceiros implica no compromisso de pagamentos de custos do capital. Neste modelo será admitido que $K_p \geq K_t$, onde K_p é o custo do capital próprio e K_t é o custo do capital de terceiros.

Pressuposto 4: A taxa de remuneração dos investimentos é fixada por lei e, neste modelo será admitido 12% a.a como o valor máximo permitido.

Pressuposto 5: Os recursos oriundos de terceiros terão o mesmo tratamento sejam eles originados interna ou externamente, ou seja, não haverá distinção entre os recursos em moeda nacional ou moedas estrangeiras.

Pressuposto 6: Os resultados econômicos e financeiros das empresas do setor elétrico dependem do custo do capital incorrido (próprio ou de terceiros). Logo, admiti-se que a expansão deva ser analisada também sob o ponto de vista do menor custo de capital possível para cada estrutura de capital simulada, o que levará a maximização dos resultados da empresa.

Pressuposto 7: O modelo terá sua aplicação restrita às empresas supridoras não incluindo, portanto, as distribuidoras de eletricidade.

4.2.1 - As Estratégias de Investimento

Diversos fatores condicionam a escolha das alternativas de expansão no setor elétrico. Além do compromisso com o atendimento de uma demanda prevista de eletricidade, devem ser levados em consideração alguns parâmetros econômicos e financeiros vinculados à estrutura da empresa no período de planejamento.

No trabalho elaborado pela Escola de Administração Pública da Fundação Getúlio Vargas [4], certos aspectos foram listados no sentido de gerar estratégias de investimentos as quais devem ser ordenadas em decorrência dos objetivos a serem atingidos.⁽²⁾ Para isto, são considerados como objetivos:

- a) Atendimento ao mercado de energia elétrica;
- b) Substituição da energia importada;
- c) Saneamento financeiro das empresas do setor; e
- d) Melhoria da qualidade do serviço

Visando o atendimento dos objetivos acima, cinco fatores foram relacionados:

- . Expansão do Mercado;
- . Qualidade do Atendimento;
- . Rentabilidade da Empresa;
- . Segurança e Opinião Pública; e
- . Situação Financeira.

Foram então propostas três estratégias [4] as quais colocam em ordem crescente de prioridade os fatores citados anteriormente:

Estratégia I

- 1. Situação Financeira;
- 2. Rentabilidade da Empresa;
- 3. Qualidade do Atendimento;
- 4. Expansão de Mercado; e
- 5. Segurança e Opinião Pública.

Esta estratégia visa, acima de tudo, o saneamento fi-

(2) - Os vários aspectos são ponderados para cada situação de acordo com critérios pré-estabelecidos. As justificativas são encontrados em Estratégias para fixação das prioridades de investimentos, Andrade [4].

nanceiro e o equilíbrio econômico da empresa, dando uma importância menor aos demais fatores.

Estratégia II

1. Expansão de Mercado;
2. Segurança e Opinião Pública;
3. Qualidade do Atendimento;
4. Situação Financeira; e
5. Rentabilidade da Empresa.

Esta estratégia pode ser vista como uma situação quase oposta à Estratégia I. Nesse caso, considera-se prioritário o atendimento à demanda, melhorando a imagem da empresa junto ao público.

É, portanto, uma estratégia de investimento a ser adotada quando a empresa tem uma situação econômica-financeira aceitável e um mercado promissor.

Estratégia III

1. Qualidade do Atendimento;
2. Situação Financeira;
3. Rentabilidade da Empresa;
4. Segurança e Opinião Pública; e
5. Expansão do Mercado.

Aqui, a estratégia proposta procura atender à demanda com uma qualidade tal que permita à empresa a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro. Em outras palavras, a prioridade é a defesa do mercado existente sem se preocupar com sua expansão, mesmo que para isso sofra um certo desgaste junto ao público.

Embora admitindo-se que outras estratégias possam ser geradas a partir dos 5 fatores escolhidos, verifica-se, a partir dos critérios utilizados em [4] , que estas três estratégias se adaptam perfeitamente ao problema de escolha de alternativas de expansão do setor elétrico.

Logo, tendo-se como cenário na data 0 do planejamento a demanda prevista, a qualidade do serviço, a opinião pública e a situação econômico-financeira das empresas e supondo-se, ainda, que sejam dadas "n" alternativas de mínimo custo técnico-operacional, resta o estabelecimento de um critério que permita selecionar a alternativa que melhor atenda à estratégia de expansão escolhida.

4.2.2 - O Custo do Capital e a Rentabilidade do Capital

Não obstante a questão da otimalidade da estrutura de recursos ser um aspecto já exaustivamente provado por diversos pesquisadores, neste trabalho, são mostrados algumas relações matemáticas, a partir dos fundamentos da teoria econômico clássica.

Sabe-se da ótica tradicional da análise do custo de capital que o custo médio de capital é dado por:

$$K_{oi}^j = K_{pi}^j \cdot \beta_i^j + K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j \quad (4.2)$$

ou, genericamente:

$$K_{oi}^j = f(\beta_i^j, \gamma_i^j) \quad (4.2')$$

onde, conforme já mostrado anteriormente

$\beta_i^j = \frac{R_{pi}^j}{PT_i^j}$ é a participação dos recursos próprios e

$\gamma_i^j = \frac{R_{ti}^j}{PT_i^j}$ é a participação dos recursos de terceiros.

$$\beta_i^j = 1 - \gamma_i^j$$

No caso do setor elétrico, onde o uso do capital é intensivo, é até certo ponto indispensável que seja avaliada a rentabilidade do capital associada a uma dada alternativa de investimento. Segundo a tese de Averch-Johnson, descrita no capítulo anterior, esta avaliação torna-se mais importante quando os lucros são limitados em função do total de capital utilizado.

Admitindo-se a rentabilidade do capital como a relação entre a remuneração líquida do investimento e o capital investido, tem-se que:

$$r_i^j = \frac{RL_i^j}{I_i} \quad \forall i, j \quad (4.3)$$

onde

r_i^j : é a rentabilidade do capital associada à alternativa i na data j ,

RL_i^j : é a remuneração líquida do investimento

I_i : é o valor total do investimento

$i = 1, 2, \dots, n$; $j = 0$ e 1 .

Sabe-se que a remuneração líquida é obtida após a subtração dos encargos financeiros da remuneração total. Portanto,

$$RL_i^j = RI_i^j - DF_i^j \quad (4.4)$$

onde RI_i^j e DF_i^j , representam, respectivamente, a remuneração do investimento e as despesas financeiras da alternativa i na data j . Por sua vez, a remuneração do investimento pode ser representada por:

$$RI_i^j = \lambda \cdot I_i \quad \forall i, j \quad (4.5)$$

sendo λ a taxa de remuneração (valor máximo atual 12%) e

$$DF_i^j = K_{ti}^j \cdot R_{ti}^j \quad \forall i, j \quad (4.6)$$

onde:

K_{ti}^j : é o custo do capital de terceiros da alternativa i na data j ;

R_{ti}^j : é o valor total dos recursos de terceiros utilizados no financiamento da alternativa i na data j .

Obtém-se então

$$r_i^j = \frac{\lambda I_i - K_{ti}^j \cdot R_{ti}^j}{I_i} \quad (4.7)$$

ou

$$r_i^j = \frac{\lambda \cdot I_i - K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j \cdot I_i}{I_i} \quad (4.7')$$

$$r_i^j = \lambda - K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j \quad (4.7'')$$

ou ainda

$$r_i^j = \lambda - K_t (1 - \beta_i^j) \quad (4.8)$$

Conforme pode-se verificar em (4.8) $dr_i^j / d\gamma_i^j < 0$, ou seja, a rentabilidade do capital descrece com a elevação da participação dos recursos de terceiros. Naturalmente, $dr_i^j / d\beta_i^j > 0$. Em termos gráficos, a rentabilidade de capital pode ser representada pela Fig. 4.1 abaixo:

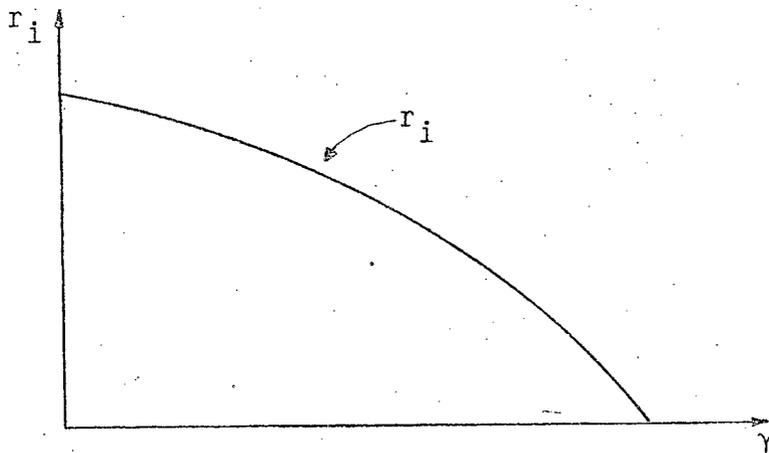


Fig. 4.1 - Rentabilidade do Capital

De outra forma, a rentabilidade do capital pode ser expressa em função da estrutura de capital, ou seja:

$$r_i^j = r(\beta_i^j, \gamma_i^j) \quad (4.9)$$

ou simplesmente

$$r_i^j = r(\gamma_i^j) \quad (4.10)$$

Enquanto isso, as mudanças em r_i^j associadas à variações em γ_i^j , isto é, a rentabilidade marginal do capital, pode ser determinada em termos contínuos por:

$$\frac{dr}{d\gamma_i^j} = -K_t \frac{dk_{ti}^j}{d\gamma_i^j} \gamma_i^j \quad (4.11)$$

No setor elétrico estatal, onde a taxa de remuneração máxima é limitada pelo governo, o problema consiste, em termos gerais, na determinação de um custo de capital mínimo associado a uma dada taxa de rentabilidade de capital para cada alternativa de investimento. Portanto, retornando à equação de custos de capital, tem-se:

$$K_{oi}^j = K_{pi}^j \cdot \beta_i^j + K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j$$

onde

$$\beta_i^j = 1 - \gamma_i^j$$

Neste caso, pretende-se

$$\min_{\gamma} K_{oi}^j \quad (4.12)$$

sujeito a

$$r_i^j = \bar{r} (\gamma_i^j) \quad (L)$$

$$0 \leq \gamma_i^j \leq 1 \quad (L_{\min}, L_{\max})$$

A demonstração da condição necessária de equilíbrio, pode ser feita, matematicamente, utilizando os multiplicadores de Lagrange L, L_{\min} e L_{\max} . Assim fazendo-se,

$$Z = K_{pi}^j (1 - \gamma_i^j) + K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j + L (r_i^j - \bar{r}(\gamma_i^j)) + L_{\min}(-\gamma) + L_{\max}(\gamma - 1)$$

(4.13)

Derivando-se (4.13) em relação a γ_i^j e igualando a zero obtém-se as condições de ótimo:

$$\frac{\partial Z}{\partial \gamma_i^j} = -K_{pi}^j - \gamma_i^j \frac{\partial K_{pi}^j}{\partial \gamma_i^j} + K_{ti}^j + \gamma_i^j \frac{\partial K_{ti}^j}{\partial \gamma_i^j} - L \frac{\partial r}{\partial \gamma_i^j} - L_{\min} + L_{\max} = 0 \quad (4.14)$$

onde L_{\min} e L_{\max} são positivos ou nulos e L de sinal qualquer.

Dado as características de K_{oi}^j , já descritas, o ponto ótimo para γ_i^j está sempre entre os limites 0 e 1 ou seja $L_{\min} = L_{\max} = 0$.

Reescrevendo (4.14) tem-se:

$$\frac{\partial r}{\partial \gamma_i^j} = \frac{K_{pi}^j - K_{ti}^j}{L} + \frac{\gamma_i^j}{L} \cdot \frac{\partial K_{pi}^j}{\partial \gamma_i^j} - \frac{\partial K_{ti}^j}{\partial \gamma_i^j} \quad (4.15)$$

onde, por definição

$$\frac{\partial K_{pi}^j}{\partial \gamma_i^j}, \quad \frac{\partial K_{ti}^j}{\partial \gamma_i^j} \geq 0$$

Por outro lado a condição de suficiência será obtida quando

$d^2Z / d\gamma_i^j > 0$, ou seja

$$\frac{\partial K_{ti}^j}{\partial \gamma_i^j} - \frac{\partial K_{pi}^j}{\partial \gamma_i^j} + \frac{\partial^2 K_{ti}^j}{\partial \gamma_i^{j^2}} - \frac{\partial^2 K_{pi}^j}{\partial \gamma_i^{j^2}} - \frac{\partial^2 r}{\partial \gamma_i^{j^2}} L > 0 \quad (4.16)$$

Estabelecidas as condições de equilíbrio sob o ponto de vista da análise microeconômica, pode-se, a partir daí, definir um critério que permita a comparação entre a rentabilidade do capital, o custo de capital e o custo marginal de capital nas "n" alternativas de expansão.

A visão tradicional da análise financeira, estabelece que a estrutura de capital é ótima no ponto em que o custo marginal do capital intercepta a curva de custo de capital⁽³⁾.

A descrição acima pode ser representada pela Fig. 4.2 abaixo:

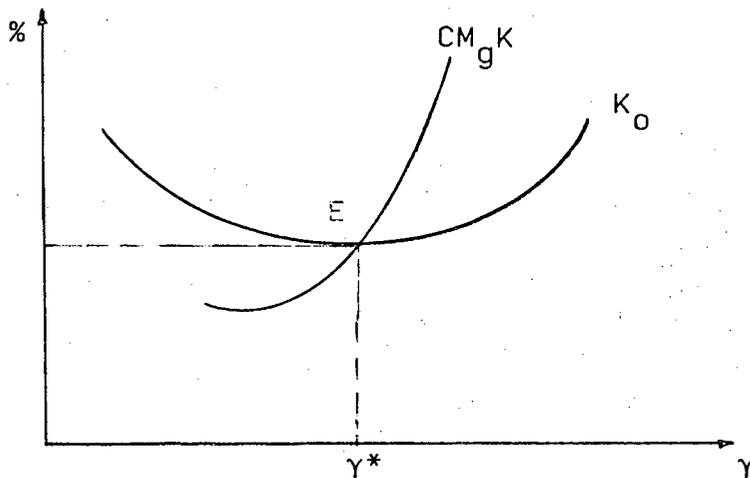


Fig. 4.2- Relação entre o custo marginal de capital (CM_gK) e o custo de capital (K_o)

Ainda de acordo com a tese tradicional o custo marginal de capital é dado por

$$CM_gK_i^j = \frac{\Delta DF_i^j + \Delta RL_i^j}{\Delta R_{ti}^j} \quad (4.17)$$

(3)- "Na medida em que o custo marginal do capital permanecer abaixo do custo médio de capital, o custo médio continuará a declinar; o custo médio aumentará conforme o custo marginal for maior. Portanto, o custo médio mínimo de capital ocorrerá no ponto em que o custo médio seja igual ao custo marginal". [10]

onde

ΔDF_i^j : é o acréscimo das despesas financeiras da alternativa i na data j.

ΔRL_i^j : é o acréscimo da remuneração líquida da alternativa i na data j, necessário para manutenção do valor da participação do capital próprio

ΔR_{ti}^j : é o acréscimo na participação dos recursos de terceiros da alternativa i na data j.

Dado que a rentabilidade do capital foi definida em função da variação na estrutura de capital, pode-se, neste caso, compará-la com o custo de capital e custo marginal de capital.

Seja a Fig. 4.3 abaixo,

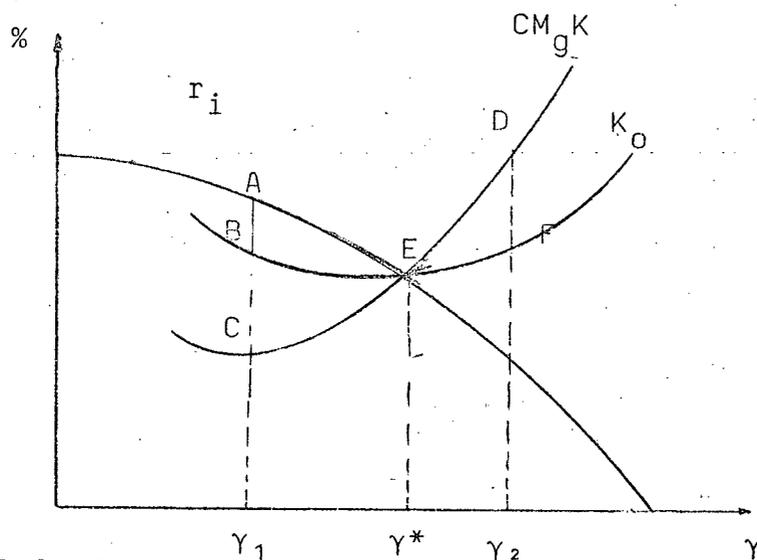


Fig. 4.3 - Relação entre custo marginal de capital, custo de capital e rentabilidade do capital.

Conforme pode-se verificar, se a participação dos recursos de terceiros é igual a γ_1 , o custo marginal de capital (CM_gK) é menor que o custo de capital, que por sua vez é decrescente e menor que a rentabilidade de capital. Nesta situação, γ_1 pode ser expandida visto que K_0 ainda não alcançou seu ponto mínimo. Em γ_2 , CM_gK é maior que K_0 e este é crescente e maior que r_i . Isto implica em que a alavancagem é negativa, uma vez que o valor de mercado da empresa torna-se decrescente devendo ser diminuída a participação dos recursos de terceiros.

Em γ^* , K_0 é mínimo e igual a CM_gK e r_i . Neste ponto, a estrutura de capital é ótima e o valor de mercado da empresa é máximo.

Admitindo-se as relações acima, a alternativa de expansão só deve ser financiada com o acréscimo da participação de terceiros, até o ponto em que a rentabilidade do capital seja igual ao custo marginal de capital e este igual ao custo de capital no seu ponto de mínimo.

Portanto, tem-se as seguintes condições:

- a) se $CM_gK \leq K_{oi}^j \leq r_i^j$, então a alternativa de expansão é dita viável, e
- b) se $r_i^j < K_{oi}^j < CM_gK_i^j$, então, para que seja escolhida a alternativa i , os órgãos de planejamento financeiro deverão adotar medidas de natureza econômico-financeira que visem adaptar a estrutura

ra de capital aos custos associados. (4)

Uma vez obtido o critério de decisão, o problema será resolvido em tres etapas. Na etapa 1 serão selecionadas as alternativas viáveis, na etapa 2 procura-se escolher dentre as "m" alternativas ($m \leq n$), qual a que oferece um maior valor presente líquida de remuneração líquida e, na etapa 3, serão avaliados os efeitos do investimento na estrutura econômico-financeira.

4.3 - Resolução da Etapa 1 do Problema

Dadas "n" alternativas de expansão de sistemas cuja forma de financiamento exija mudanças na estrutura de capital entre as datas 0 e 1, isto é, que cause alterações no custo de capital após a inclusão do investimento, pode-se chegar ao seguintes resultados:

$$\begin{aligned}
 \text{a) se } \gamma_i^0 < \gamma_i^1 \Rightarrow & \begin{matrix} K_{ti}^0 \leq K_{ti}^1 \\ K_{pi}^0 \leq K_{pi}^1 \end{matrix} \Rightarrow CM_g K_i^1 \geq 0
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{b) se } \gamma_i^0 \geq \gamma_i^1 \Rightarrow & \begin{matrix} K_{ti}^0 \geq K_{ti}^1 \\ K_{pi}^0 \geq K_{pi}^1 \end{matrix} \Rightarrow CM_g K_i^1 < 0
 \end{aligned}$$

Contudo, em virtude das condições atuais do setor elétrico (baixa taxa de remuneração real), a situação "a" ocorre com maior frequência, isto é, o financiamento de um plano de expansão

(4) - Tratando-se prioritariamente da maximização do bem estar da sociedade, em certos casos um projeto de expansão pode ser viabilizado por um critério social e para isto algumas restrições de ordem econômico-financeira são relaxadas.

causa sempre um acréscimo na participação dos recursos de terceiros.

Dado que o custo marginal do capital é definido por Solomon [34] como "a soma do acréscimo dos encargos financeiros e dos lucros líquidos extras necessários ao restabelecimento do valor do capital", então, o primeiro passo para o cálculo desse custo marginal, é a determinação dos encargos financeiros nas duas datas.

Neste sentido, sejam os encargos financeiros dados por:

$$DF_i^0 = K_{ti}^0 \cdot R_{ti}^0 = K_{ti}^0 \cdot \gamma_i^0 \cdot I_i \quad (4.18)$$

$$DF_i^1 = K_{ti}^1 \cdot R_{ti}^1 = K_{ti}^1 \cdot \gamma_i^1 \cdot I_i$$

onde DF_i^0 , DF_i^1 são os encargos financeiros nas datas 0 e 1, respectivamente. Se $K_{ti}^1 \geq K_{ti}^0$ então $DF_i^1 \geq DF_i^0$. Assim, para esta situação tem-se:

$$\Delta DF_i = DF_i^1 - DF_i^0 \geq 0 \quad (4.19)$$

sendo ΔDF_i o acréscimo dos encargos financeiros decorrentes do aumento na participação dos recursos de terceiros.

O segundo passo portanto, é determinar a expressão para o cálculo da remuneração líquida esperada, para ter completa a equação do custo marginal do capital.

No caso específico do setor elétrico a remuneração do investimento é calculado pela equação (4.3), isto é:

$$RI_i^j = \lambda \cdot I_i \quad i = 1, \dots, n \quad (\max \lambda = 12\%)$$

Dado que o valor do investimento é o mesmo nas duas datas (não se considera a correção monetária do investimento) então:

$$RI_i^0 = RI_i^1 \quad \forall_i$$

Por outro lado, a remuneração líquida obtém-se subtraindo da remuneração do investimento o valor do encargo financeiro.

Portanto,

$$RL_i^0 = RI_i^0 - DF_i^0 \quad \forall_i \quad (4.20)$$

$$RL_i^1 = RI_i^1 - DF_i^1 \quad \forall_i$$

Sabe-se porém que $DF_i^1 \geq DF_i^0$. Sendo assim

$$RL_i^1 \leq RL_i^0$$

Tendo-se a remuneração líquida nas duas datas, pode-se calcular o valor de mercado dos recursos próprios de cada alternativa, utilizando-se como taxa de capitalização o custo do capital próprio, K_{pi}^j .

Logo

$$VMR_{pi}^0 = RL_i^0 / K_{pi}^0 \quad \forall_i$$

$$VMR_{pi}^1 = RL_i^1 / K_{pi}^1 \quad \forall_i \quad (4.21)$$

Como

$$RL_i^0 \geq RL_i^1 \quad \text{e} \quad K_{pi}^1 \geq K_{pi}^0$$

Então

$$\text{VMR}_{pi}^1 \leq \text{VMR}_{pi}^0$$

Pode-se então calcular o valor de mercado do total de recursos utilizados, isto é, o total do passivo.

$$\text{PT}_i^0 = \text{VMR}_{pi}^0 + R_{ti}^0 \quad V_i \quad (4.22)$$

$$\text{PT}_i^1 = \text{VMR}_{pi}^1 + R_{ti}^1$$

Neste caso, se o custo de capital, K_{oi}^j , ainda não alcançou seu ponto de mínimo então $\text{PT}_i^1 > \text{PT}_i^0$. Do contrário, isto é, se K_{oi}^j já passou do valor mínimo então $\text{PT}_i^0 < \text{PT}_i^1$.

Para o problema proposto o custo do capital, K_{oi}^j , é calculado conforme os padrões da teoria das finanças, ou seja:

$$K_{oi}^0 = \frac{RI_i^0}{\text{PT}_i^0} = K_{pi}^0 \cdot \beta_i^0 + K_{ti}^0 \cdot \gamma_i^0 \quad V_i \quad (4.23)$$

$$K_{oi}^1 = \frac{RI_i^1}{\text{PT}_i^1} = K_{pi}^1 \cdot \beta_i^1 + K_{ti}^1 \cdot \gamma_i^1$$

Todavia, dado que o investimento é financiado por recursos próprios e de terceiros, pode-se escrever que:

$$I_i = R_{pi}^0 + R_{ti}^0 = R_{pi}^1 + R_{ti}^1 \quad V_i \quad (4.24)$$

Como os recursos de terceiros serão acrescidos entre as datas 0 e 1, então $R_{ti}^1 > R_{ti}^0$ e $R_{pi}^0 < R_{pi}^1$. Neste sentido, o de-

cr scimo nos recursos próprios será equivalente ao acréscimo nos re-
cursos de terceiros, isto  , $\Delta R_{pi}^j = \Delta R_{ti}^j$.

logo,

$$R_{pi}^0 - R_{pi}^1 = R_{ti}^1 - R_{ti}^0 \quad (4.25)$$

ou ainda

$$R_{pi}^1 = R_{pi}^0 - (R_{ti}^1 - R_{ti}^0) \quad \text{para } R_{ti}^1 \geq R_{ti}^0 \quad (4.26)$$

Dessa forma, na data 1, o valor de mercado de capital próprio não poderá ser inferior ao valor de R_{pi}^1 da equa o (4.26).

Logo, para que o valor de mercado não seja inferior a R_{pi}^1 definido acima, será calculado uma nova remunera o líquida, para a data 1, cujo valor   dado por:

$$RL_i^{*1} = R_{pi}^1 - K_{pi}^1 \quad (4.27)$$

consequentemente

$$\Delta RL_i = RL_i^{*1} - RL_i^0 \quad (4.28)$$

onde ΔRL_i ,   o acréscimo da remunera o líquida, necessário para manter o valor de mercado dos recursos próprios.

Utilizando-se as equa es (4.19) e (4.28), obt m-se então o custo marginal de capital que   dado por:

$$CM_{gK_i^j} = \Delta DF_i^j + \Delta RL_i \quad (4.29)$$

Por outro lado, associada às mudanças na estrutura de capital ocorrem variações na rentabilidade do capital, determinada pela equação (4.8), definida anteriormente, ou seja:

$$r_i^j = \lambda - K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j$$

Em seguida, deve-se comparar o custo marginal de capital, o custo de capital e a rentabilidade de capital, utilizando o critério discutido na seção anterior.

4.4 - Resolução da Etapa 2 do Problema

Suponha agora a existência de "m" alternativas de expansão sendo:

$$m = n - p$$

onde

n: é o total de alternativas propostas na etapa 1; e
p: são as alternativas excluídas na etapa 1.

Se $p = 0$ significa que todas as alternativas são viáveis, isto é, foram selecionadas na primeira etapa e $m = n$.

Nesta etapa (etapa 2), dadas m alternativas de expansão o modelo deve escolher dentre estas, aquelas que apresentar o melhor resultado sob a ótica do valor presente líquido do lucro operacional líquido, o qual será aqui substituído pela remuneração líquida. Alguns pressupostos são necessários:

a) as "m" alternativas tem seus sistemas interligados e portanto, um investimento na região " e_i " poderá atender à demanda na região e_{i-1} e vice-versa;

b) a taxa de remuneração do investimento é dada por:

$$\lambda_i = \frac{RI_i^j}{I_i} \quad \text{ou} \quad RI_i^j = \lambda_i \cdot I_i \quad (4.30)$$

onde:

RI_i^j : é a remuneração do investimento da empresa i no período j ; $i = 1, \dots, m$ e $j = 0$ e 1

I_i : é o valor do investimento.

Enquanto isso, a remuneração líquida seria calculada por (4.20)

$$RL_i^j = RI_i^j - DF_i^j$$

onde DF_i^j são as despesas financeiras às quais são dadas por (4.6)

$$DF_i^j = K_{ti}^j \cdot R_{ti}^j$$

onde

K_{ti}^j : é o custo do capital de terceiros, e

R_{ti}^j : é o total de recursos de terceiros.

c) os valores dos programas de expansão (investimento) serão considerados iguais aos custos prováveis de cada alternativa.

d) a alternativa é uma das selecionadas na etapa 1.

No problema aqui proposto o valor presente das remunerações líquidas⁽⁵⁾ será calculado por:

$$VPL_i = RL_i^j \left[\frac{(1+Z_i)^t - 1}{Z_i(1+Z_i)^t} \right] - I_i \quad (4.31)$$

onde:

Z_i : é o custo marginal do capital da alternativa i , obtido na etapa anterior.

t : é a vida útil do empreendimento;

I_i : é o valor estimado do investimento i .

Observa-se pela equação (4.31) acima que para uma mesma remuneração líquida, terá maior valor presente a alternativa com menor custo marginal do capital, assumindo-se que os investimentos tenham o mesmo valor.

Uma vez ordenadas pelos valores presentes correspondentes, deve-se avaliar o nível de utilização da capacidade instalada para que alcance uma dada taxa de remuneração, supondo um certo nível tarifário.

Uma metodologia para cálculo do fator de utilização da capacidade instalada foi desenvolvida por Duarte em [8], cujas equações serão aqui reescritas no sentido de tornar viável a determinação do fator desejado. Desse modo sejam m alternativas de expansão selecionadas na etapa 1 as quais tem seus custos totais igual I_i

(5)- Sendo as vidas úteis dos investimentos diferentes utiliza-se o Benefício Líquido Anual das alternativas por:

$$BLA = -I_i \left[\frac{(1+z_i)z_i}{(1+z_i)^t - 1} \right] + RL_i$$

Desse modo, o custo médio do investimento pode ser dado por:

$$C_{mi} = \frac{I_i}{D_{ci}} \quad (4.32)$$

onde D_{ci} é a capacidade instalada em kW da alternativa i . A equação (4.32) pode ser ainda escrita como:

$$I_i = C_{mi} D_{ci} \quad (4.33)$$

Sabe-se contudo que no setor elétrico é possível se estimar com certa precisão a receita de demanda em certo período. Neste caso, o índice de rotação de capital é dado em [8] por:

$$S_i^j = \frac{R_{di}^j}{I_i} \quad (4.34)$$

onde R_{di}^j é a receita de demanda da alternativa i no período j . A receita de demanda por sua vez é expressa por:

$$R_{di}^j = T_d \cdot D_{fi}^j \quad (4.35)$$

onde:

D_{fi}^j : é a demanda de faturamento em kW;

T_d : é a tarifa média de demanda em US\$/kW

A demanda de faturamento por sua vez está relacionada com uma demanda não diversificada, D_{di}^j , através do fator de diversificação " v_i ". Dessa forma,

$$D_{fi}^j = v_i \cdot D_{di}^j \quad (4.36)$$

Substituindo (4.36) em (4.35) obtém-se:

$$R_{di}^j = v_i \cdot D_{di}^j \cdot T_d \quad (4.35')$$

Novamente, substituindo (4.33) e (4.35') em (4.34) tem-se:

$$S_i^j = \frac{v_i \cdot D_{di}^j \cdot T_d}{C_{mi} \cdot D_{ci}^j} \quad (4.34')$$

Dividindo D_{di}^j por D_{ci}^j obtém-se conforme [8]

$$\frac{D_{di}^j}{D_{ci}^j} = \frac{S_i^j}{v_i} \cdot \frac{C_{mi}}{T_d}$$

ou, finalmente

$$\mu_i = \frac{S_i^j}{v_i} \cdot \frac{C_{mi}}{T_d} \quad (4.37)$$

Portanto, dada esta característica adicional do setor elétrico segundo a qual a remuneração real de um empreendimento é proporcional à utilização da sua capacidade instalada e supondo que

as autoridades econômicas do governo determinam certos índices econômico-financeiros a serem atingidos pelo setor (na nota técnica [31], a SEST limita, por exemplo, os índices de rotação do capital e custo de capital), é possível se admitir que o fator de utilização é um parâmetro consistente na avaliação de projetos no setor elétrico. Nestas circunstâncias, em função dos fatores de utilização da capacidade instalada mínimos obtidos para cada alternativa, estas poderão ser reordenadas em função desses fatores. No modelo proposto, quanto menor o fator de utilização necessário, maior a chance do projeto i de renumerar o investimento efetuado dado que o comprometimento da capacidade instalada será menor.

O passo seguinte é a avaliação dos efeitos de cada alternativa de expansão no equilíbrio econômico-financeiro sob a ótica do setor elétrico.

4.5 - Resolução da Etapa 3 - Efeitos do novo Investimento nos Resultados Econômico e Financeiro

Uma vez estabelecido a estratégia de investimento e desenvolvido o critério de decisão, resta, portanto, a avaliação dos efeitos do investimento sobre as principais variáveis do Resultado Econômico e do Resultado Financeiro da Empresa.

Considerando-se, conforme [29], o pressuposto de que "a renda gerada pelo projeto deve ser igual à renda distribuída", tem-se, no caso do equilíbrio econômico, que:

$$ROP_i^j = DOP_i^j + LOP_i^j + DP_i^j + QRV_i^j + RGG_i^j \quad (4.38)$$

onde:

ROP_i^j : é a receita operacional;

DOP_i^j : é a despesa operacional;

DO_i^j : é a quota de depreciação;

LOP_i^j : é a remuneração do investimento;

QRV_i^j : é a quota de reversão; e

RGG_i^j : é a reserva global de garantia.

$j = 0, 1$; $i = 1, 2, \dots, n$

Sabe-se entretanto que no setor elétrico, a taxa de remuneração real do investimento é calculada por:

$$\lambda = \frac{LOP_i^j}{IRE_i^j} \quad (4.39)$$

onde IRE_i^j é o investimento remunerável que no caso aqui proposto é considerado igual a I_i .

Neste caso, pode-se admitir que $LOP_i^j = RI_i^j$, sendo RI_i^j a já definida remuneração do investimento.

A quota de reversão (necessária para formar um fundo de reversão para quando terminar a concessão) é recolhida pela ELETROBRÁS, podendo-se admiti-la não operacional. Do mesmo modo, a reserva global de garantia é um instrumento criado pelo governo visando manter equilibrada a taxa de remuneração do setor elétrico. Assim, as empresas só recolhem a RGG_i^j à ELETROBRÁS quando estas ta

xas são acima de 12%. Portanto, em virtude dessa característica "ocasional" a RGG_i^j não será aqui considerado. A equação (4.38) é transformada em:

$$ROP_i^j = DOP_i^j + RI_i^j + DP_i^j \quad (4.40)$$

A remuneração do investimento obtido por um dado empreendimento, em um certo período, deve ser suficiente para remunerar os recursos próprios, os recursos de terceiros e para pagamento do imposto de renda. Nestas circunstâncias,

$$RI_i^j = RRP_i^j + DF_i^j + IR_i^j \quad (4.41)$$

onde:

RRP_i^j = remuneração dos recursos próprios;

DF_i^j = encargos financeiros; e

IR_i^j = imposto de renda.

As despesas operacionais, DOP_i^j , podem ser resumidas em energia comprada, ENC_i^j e pessoal, material, serviços e outros, PSO_i^j . Assim,

$$DOP_i^j = ENC_i^j + PSO_i^j \quad (4.42)$$

Substituindo (4.41) e (4.42) em (4.40) obtém-se

$$ROP_i^j = ENC_i^j + PSO_i^j + RRP_i^j + DF_i^j + IR_i^j + DP_i^j \quad (4.43)$$

O poder concedente mantém o controle do monopólio estatal do suprimento de eletricidade, regulando os seus resultados em função do valor do investimento remunerável. Logo, convém escrever as variáveis componentes da equação (4.43) em relação a I_i .

Portanto, pode-se definir a quota de depreciação como:

$$DP_i^j = \lambda \cdot I_i \quad (4.44)$$

onde λ é a taxa de depreciação.

Os encargos financeiros ou as despesas associadas ao uso dos recursos de terceiros, são calculados pela expressão (4.6)

$$DF_i^j = K_{ti}^j \cdot R_{ti}^j$$

Sabe-se que:

$$R_{ti}^j = \gamma_i^j \cdot I_i \quad (4.45)$$

Portanto,

$$DF_i^j = K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j \cdot I_i$$

Consequentemente

$$RRP_i^j = K_{pi}^j \cdot \beta_i^j \cdot I_i \quad (4.46)$$

Sendo $\beta_i^j = 1 - \gamma_i^j$, então

$$RRP_i^j = K_{pi}^j (1 - \gamma_i^j) I_i \quad (4.46')$$

Enquanto isso, a rotação do investimento pode ser to-

mada como uma relação entre a receita operacional (ROP_i^j) e o investimento. Assim,

$$g_i^j = \frac{ROP_i^j}{I_i} \quad (4.47)$$

ou

$$ROP_i^j = g_i^j \cdot I_i \quad (4.48)$$

onde g_i^j é a rotação do investimento.

Por outro lado as despesas operacionais podem ser vistas como uma parte da receita operacional. Desse modo,

$$DOP_i^j = d \cdot ROP_i^j \quad (4.49)$$

ou, substituindo (4.48) em (4.49)

$$DOP_i^j = d \cdot g \cdot I_i^j \quad (4.49')$$

Conforme (4.42), estas mesmas despesas é imposta por energia comprada (ENC_i^j) e pessoal, material, serviços e outros (PSO_i^j). Nestas condições pode-se admitir que:

$$ENC_i^j = e \cdot DOP_i^j \quad (4.50)$$

e

$$PSO_i^j = p \cdot DOP_i^j \quad (4.51)$$

Substituindo (4.49') em (4.50) e (4.51), tem-se

$$EMC_i^j = e.d.g.I_i^j \quad (4.50')$$

e

$$PSO_i^j = p.d.g.I_i^j \quad (4.51')$$

onde:

d= participação das despesas operacionais na receita operacional $0 \leq d \leq 1$

e= participação da energia comprada nas despesas operacionais $0 \leq e \leq 1$

p= participação das despesas com pessoal, material, serviços e outros nas despesas operacionais; $0 \leq p \leq 1$

O imposto de renda é obtido a partir da aplicação de uma taxa de (t), prevista por lei, na remuneração líquida, isto é,

$$IR_i^j = t (RI_i^j - DF_i^j) \quad (4.52)$$

RI_i^j e DF_i^j já foram definidos anteriormente pelas equações (4.5) e (4.6). Logo,

$$IR_i^j = t (\lambda \cdot I_i - K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j \cdot I_i)$$

ou

$$IR_i^j = t [I_i (\lambda - K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j)] \quad (4.52')$$

Substituindo-se em (4.43) os valores de (4.6'), (4.44), (4.46'), (4.49'), (4.50') e (4.51'), obtém-se:

$$ROP_i^j = I_i [(\lambda + K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j) + K_{pi}^j (1 - \gamma_i^j) + dg(e+p) + t(\lambda - K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j)]$$

De outra forma, utilizando-se (4.48)

$$g [1 - d(e+p)] = \lambda + K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j + K_{pi}^j (1 - \gamma_i^j) + t(\lambda - K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j) \quad (4.54)$$

Assim,

$$g = \frac{\lambda + \gamma_i^j [K_{ti}^j (1-t) - K_{pi}^j] + K_{pi}^j}{1 - d(e+p)} \quad (4.55)$$

Além disso,

$$\gamma_i^j = \frac{g [1 - d(e+p)] - K_{pi}^j - \lambda}{K_{ti}^j (1-t) - K_{pi}^j} \quad (4.56)$$

Observa-se, que da equação (4.53) podem ser ainda extraídas valores para as demais variáveis do equilíbrio econômico, quais seja:

λ , K_{ti}^j , K_{pi}^j , t , λ , d , e assim como p .

No que se refere ao equilíbrio econômico financeiro , este pode ser representado pelo conceito da geração interna dos re cursos e da aplicação desses recursos, isto é,

$$GIR_i^j = DF_i^j + AM_i^j + DV_i^j + AF_i^j + IR_i^j \quad (4.57)$$

onde:

GIR_i^j = geração interna de recursos;

AM_i^j = amortização dos financiamentos;

DV_i^j = dividendos pagos a acionistas; e

AF_i^j = capacidade de autofinanciamento.

As demais variáveis já foram definidas anteriormente.

Sabe-se todavia que:

$$GIR_i^j = RI_i^j + DP_i^j \quad (4.58)$$

Substituindo (4.5) e (4.44) em (4.58) tem-se

$$GIR_i^j = I_i (\lambda + \ell) \quad (4.58')$$

Por sua vez, as amortizações dos recursos de terceiros, será determinada por

$$AM_i^j = \frac{R_{ti}^j}{T} \quad (4.59)$$

ou

$$AM_i^j = \frac{\gamma_i^j \cdot I_i}{T} \quad (4.59')$$

onde T é o prazo de financiamento.

Os dividendos serão calculados a partir da remuneração líquida após imposto de renda, ou seja

$$DV_i^j = q \cdot [(RI_i^j - DF_i^j) - I_i R_i^j] \quad (4.60)$$

ou

$$DV_i^j = q \cdot [I_i (\lambda - K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j) (1-t)] \quad (4.60')$$

onde q é a taxa de dividendos.

Por conseguinte, a capacidade de autofinanciamento será calculada pela seguinte equação:

$$AF_i^j = a \cdot [(RI_i^j - DF_i^j) - IR_i^j] \quad (4.61)$$

ou

$$AF_i^j = a \cdot [I_i (\lambda - K_{ti}^j \cdot \gamma_i^j) (1-t)] \quad (4.61')$$

onde "a" é a taxa de autofinanciamento.

Substituindo (4.6'), (4.59'), (4.60'), (4.61') e (4.52') em (4.57) obtém-se:

$$\lambda = \frac{\gamma_i^j [K_{ti}^j (1-q-a) - t (d+a) + q + a \frac{1}{T}] - \ell}{(1 - q - t - a)} \quad (4.62)$$

Tal qual o tratamento dado no caso do equilíbrio econômico, aqui podem ser determinados também os valores de γ_i^j , K_{ti}^j , y , a , t , T e ℓ .

É prática comum entre as agências financiadoras de investimentos no setor elétrico (principalmente o BID e BIRD), a fixação de parâmetros para limitar o serviço da dívida com relação à Geração Interna de Recursos. Esta preocupação visa, principalmente, analisar a capacidade de solvência associado ao investimento financiado. Dessa forma, o valor máximo do serviço da dívida será dado por:

$$\text{Max } SV_i^j = \frac{GIR_i^j}{h} \quad (4.63)$$

onde "h" é um fator que varia para cada órgão de financiamento. Sabe-se de (4.58') que:

$$GIR_i^j = I_i (\lambda + \ell)$$

Portanto,

$$\text{Max } SV_i^j = \frac{I_i (\lambda + \ell)}{h} \quad (4.63')$$

Neste caso, para o financiamento de um empreendimento, cujo serviço da dívida máximo é dado pela equação (4.63'), pode-se calcular a amortização máxima por:

$$\text{Max } AM_i^j = \text{Max } SV_i^j - DF_i^j \quad (4.64)$$

Logo, reescrevendo (4.64) em função de (4.6') e (4.63') tem-se:

$$\text{Max } AM_i^j = \frac{I_i [(\lambda + \ell) - h \cdot \gamma \cdot K_{ti}^j]}{h} \quad (4.64')$$

Uma vez obtida a amortização máxima, pode-se estimar o prazo de amortização mínimo, isto é, o prazo de pagamento dos recursos de terceiros que não comprometa a capacidade de solvência em uma dada situação.

Assim,

$$\text{MinT} = \frac{\gamma_i^j \cdot I_i}{\text{Max } AM_i^j} \quad (4.65)$$

ou,

$$\text{MinT} = \frac{h \cdot \gamma_i^j}{\lambda + \ell - h \cdot \gamma_i^j \cdot K_{ti}^j} \quad (4.65')$$

Portanto, utilizando-se as equações acima, é possível que se avalie os efeitos de um novo investimento na estrutura econômico-financeira da empresa.

4.6 - Conclusão

Aproveitando-se de algumas características particulares do setor elétrico (intensivo de capital, controle dos lucros em função do capital utilizado), do enfoque tradicional da análise do custo de capital e de princípios da teoria econômica, neste capítulo ,

foi desenvolvido um modelo com o objetivo de auxiliar os responsáveis pelo planejamento da expansão de sistemas elétricos, no processo de seleção de alternativas de investimento.

Este modelo está estruturado em tres etapas. Na etapa 1 encontra-se o primeiro nível da escolha dos investimentos, onde , entre "n" alternativas seleciona-se as $m=n-p$ que apresentarem o custo marginal do capital. Em seguida, na etapa 2, foi utilizado o método do valor presente líquido para se ordenar as alternativas de ex pan são em ordem decrescente do valor presente líquido apresentado. Adicionalmente, poderá ser feito uso do "fator de utilização" para o desempate entre as m alternativas escolhidas na etapa 1. Na terceira etapa, procura-se mostrar os efeitos do novo investimento nos resultados econômico e financeiro associados a cada alternativa de investimento selecionada na etapa 2.

No próximo capítulo será feita uma aplicação do modelo desenvolvido, com o objetivo de escolher dentre um elenco de n alter nativas aquela que mostrar melhores resultados sob o ponto de vista dos critérios aqui descritos.

CAPÍTULO 5

5. APLICAÇÃO DO MODELO

5.1 - Introdução

Para melhor ilustrar a influência do custo do capital na análise de alternativas de expansão no setor elétrico, será aqui efetuada uma aplicação do modelo desenvolvido neste trabalho. Trata-se portanto de um exemplo onde são resolvidas as tres etapas do problema proposto. Resumidamente, a etapa 1 consiste em: dado um elenco de "n" alternativas de investimento na expansão de sistemas interligados com seus custo técnico-operacional, o modelo escolheirá $m=n-p$ alternativas cuja estrutura de financiamento apresente o custo marginal de capital menor ou igual à rentabilidade do capital. Enquanto isso, a etapa 2, consiste em selecionar dentre as "m" alternativas aquela que apresente o maior valor presente líquido da remuneração líquida, utilizando-se como taxa de autalização o custo marginal do capital obtido na etapa anterior. Adicionalmente, será calculado o fator de utilização da capacidade instalada. Na etapa 3 serão avaliados os efeitos do novo investimento na estrutura econômico-financeira das alternativas propostas.

5.2 - Estrutura do Exemplo Proposto

Conforme descrito no capítulo anterior, o modelo proposto é um modelo em duas datas (data 0 e data 1), isto é, antes do investimento e após a inclusão do mesmo.

Em virtude da crise financeira por que passa o setor

nos últimos anos, supõe-se, que dada a necessidade da implantação de uma das alternativas de expansão, será adotada a estratégia II desenvolvida em [4] e descrita no capítulo 4. Esta estratégia tem como metas específicas em ordem decrescente de prioridades:

1. qualidade do atendimento;
2. situação financeira;
3. rentabilidade;
4. segurança e opinião pública; e
5. expansão do mercado.

Observa-se que nestas circunstâncias, o setor está preocupado em manter e/ou melhorar a qualidade do atendimento do mercado atual, sem comprometer o seu equilíbrio econômico-financeiro.

Admite-se também que os projetos em análise consiste em 6 (seis) usinas hidrelétricas pertencentes ao sistema interligado, as quais possuem os seguintes dados básicos:

ALTERNATIVA 1.

DESCRIÇÃO	DATA 0	DATA 1
Investimento Real (US\$ Milhões)	3250	3250
Estrutura de Capital (R_t/R_p)	50/50	60/40
Recursos de Terceiros (US\$ Milhões)	1625	1950
Recursos Próprios (US\$ Milhões)	1625	1300
Custo Capital Terceiros (%)	9,00	9,75
Custo Capital Próprio (%)	12,00	12,70
Custo Médio (US\$/kW)	135,42	135,42
Fator de Diversidade	2,10	2,10

Quadro 5.1

ALTERNATIVA 2

DESCRIÇÃO	DATA 0	DATA 1
Investimento Real (US\$ Milhões)	3000	3000
Estrutura de Capital (R_t/R_p)	59/41	69/31
Recursos de Terceiros (US\$ Milhões)	1770	2070
Recursos Próprios (US\$ Milhões)	1230	930
Custo Capital de Terceiros (%)	10,50	11,55
Custo Capital Próprio (%)	12,00	13,00
Custo Médio (US\$/kW)	125,00	125,00
Fator de Diversidade	2,10	2,10

Quadro 5.2

ALTERNATIVA 3

DESCRIÇÃO	DATA 0	DATA 1
Investimento Real (US\$ Milhões)	3900	3900
Estrutura de Capital (R_t/R_p)	30/70	40/60
Recursos de Terceiros (US\$ Milhões)	1170	1560
Recursos Próprios (US\$ Milhões)	2730	2340
Custo Capital Terceiros (%)	6,5	6,60
Custo Capital Próprio (%)	8,5	8,52
Custo Médio (US\$/kW)	137,50	137,50
Fator de Diversidade	2,2	2,2

Quadro 5.3

DADOS DA ALTERNATIVA 4

DESCRIÇÃO	DATA 0	DATA 1
Investimento Real (US\$ Milhões)	3050	3050
Estrutura de Capital (R_t/R_p)	60/40	70/30
Recursos de Terceiros (US\$ Milhões)	1830	2135
Recursos Próprios (US\$ Milhões)	1220	915
Custo Capital Terceiros (%)	11,00	11,85
Custo Capital Próprio (%)	12,00	13,00
Custo Médio (US\$/kW)	127,08	127,08
Fator de Diversidade	2,25	2,25

Quadro 5.4

ALTERNATIVA 5

DESCRIÇÃO	DATA 0	DATA 1
Investimento Real (US\$ Milhões)	3100	3100
Estrutura de Capital (R_t/R_p)	35/65	45/55
Recursos de Terceiros (US\$ Milhões)	1085	1395
Recursos Próprios (US\$ Milhões)	2015	1705
Custo Capital Terceiros (%)	6,75	6,85
Custo Capital Próprio (%)	8,60	8,63
Custo Médio (US\$/kW)	129,17	129,17
Fator de Diversidade	2,30	2,30

Quadro 5.5

ALTERNATIVA 6

DESCRIÇÃO	DATA 0	DATA 1
Investimento Real (US\$ Milhões)	3350	3350
Estrutura de Capital (R_t/R_p)	40/60	50/50
Recursos de Terceiros (US\$ Milhões)	1340	1675
Recursos Próprios (US\$ Milhões)	2010	1675
Custo Capital Terceiros (%)	7,10	7,25
Custo Capital Próprio (%)	9,00	9,10
Custo Médio (US\$/kW)	139,58	139,58
Fator de Diversidade	2,15	2,15

Quadro 5.6

Nos dados contidos nos quadros 5.1 a 5.6, verifica-se que todas as alternativas apresentam acréscimos na participação dos recursos de terceiros entre as datas 0 e 1. Naturalmente, associado às variações na estrutura de capital ocorrem mudanças nos custos de capital próprio e de terceiros, os quais são mais acentuados nas alternativas com maior taxa de endividamento em razão da elevação nos níveis de riscos. Enquanto isso, o fator de diversidade varia de 2.1 a 2.4 no conjunto de alternativas.

Acrescenta-se aos dados básicos de cada alternativa, os dados de planejamento os quais visam estabelecer parâmetros comuns a todas as alternativas. Esses dados estão assim dispostos:

DADOS DE PLANEJAMENTO

DESCRIÇÃO	PARÂMETROS
Mínimo Investimento (US\$ Milhões)	3000
Taxa de Remuneração (%)	12%
Tarifa (US\$/kW)	18,00
Rotação de Capital (%)	20,00
Imposto de Renda (t%)	10,00
Dividendos (q)	Kp
Participação Estatutária %	3,00
Reserva Legal %	5,00
Depreciação (1%)	3,50
Autofinanciamento (a%)	10,00
Prazo de Amortização (T anos)	10
Limite Serviço da Dívida (h)	1,6

Quadro 5.7

Segundo pode-se observar no quadro 5.7, o investimento de custo mínimo (US\$ 3000 milhões) está representado pelo custo da alternativa 2. A taxa de remuneração adotada inicialmente é a máxima permitida pelo governo, ou seja, 12% por período. A tarifa (monômia na demanda) é de US\$ 18/kW a qual será utilizada no cálculo do fator de utilização. Com efeito, esta tarifa é superior à tarifa atualmente aplicada para os suprimentos de Itaipu. Quanto aos demais parâmetros convém ressaltar dois deles: em primeiro lugar o índice de rotação de capital fixado em 20%, o que significa o giro do investimento remunerável em 5 períodos. Em segundo lugar o limite do serviço da dívida foi fixado 1.6. Dessa forma, o serviço da dívida deve ser no máximo 60% da Geração Interna de Recursos.

A partir desses dados, o modelo procura retratar uma série de situações a que estão sujeitas as análises de alternativas de expansão no setor elétrico.

5.3 -Análise da Resolução da Etapa 1

Tomando-se os dados das seis alternativas propostas verifica-se que quatro delas atendem à primeira condição imposta pelo modelo, segundo a qual

$$CM_g K_i^j \leq r_i$$

isto é, o custo marginal do capital da alternativa i na data j deve ser menor que a rentabilidade do capital.

Os resultados obtidos estão discriminados nos quadros 5.8 e 5.9

VARIÁVEIS	ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 3	
	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1
Remuneração Investimento	390,00	390,00	360,00	360,00	468,00	468,00
Encargos Financeiros	146,25	190,13	185,85	239,08	76,05	102,96
Remuneração Líquida	243,75	199,87	174,15	120,92	391,95	365,04
Recursos Próprios - V. M.	2,031,25	1,573,82	1,451,25	930,12	4,611,18	4,284,51
Total de Recursos	3,656,25	3,523,82	3,221,25	3,000,12	5,781,18	5,844,51
Custo do Capital	10,67%	11,07	11,17%	12,00	8,09%	8,00%
Acréscimo de Juros	-	43,88	-	53,24	-	26,91
Remun. Líq. Esperada	-	216,69	-	149,66	-	359,64
Acresc. Remun. Líquida	-	16,82	-	28,75	-	(5,40)
Custo Marginal Capital	-	60,69	-	81,98	-	21,51
CM _g K Percentual	-	18,68%	-	27,33%	-	5,52%
Rent. do Capital	7,50%	6,15%	5,80%	4,03%	10,05%	9,36%

QUADRO 5.8

US\$ Milhões

VARIÁVEIS	EMPRESA 4		EMPRESA 5		EMPRESA 6	
	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1
Remuneração Investimento	366,00	366,00	372,00	372,00	402,00	402,00
Encargos Financeiros	201,30	253,00	73,24	95,56	95,14	121,44
Remuneração Líquida	164,70	113,00	298,76	276,44	306,86	280,56
Recursos Próprios (V. M.)	1,372,50	869,25	3,473,98	3,203,27	3,409,56	3,083,10
Total de Recursos	3,302,50	3,004,25	4,558,98	4,598,27	4,749,56	4,758,10
Custo do Capital	11,43%	12,18%	8,16%	8,09%	8,46%	8,45%
Acréscimo de Juros	-	51,70	-	22,32	-	26,30
Remun. Líq. Esperada	-	138,77	-	273,05	-	279,78
Acresc. Remun. Líquido	-	25,77	-	(-3,39)	-	(0,78)
Custo Marginal Capital	-	77,47	-	18,93	-	25,52
CM _g Percentual	-	25,40%	-	6,10%	-	7,12%
Rent. do Capital	5,40%	3,70%	9,64%	8,92%	9,16%	8,40%

Quadro 5.9

20

Conforme previsto, apenas as alternativas com baixa participação de recursos de terceiros apresentam, de acordo com os dados fornecidos, os custos marginais do capital menor que as rentabilidades do capital (alternativas 3, 5 e 6).

Procedendo-se uma comparação entre a alternativa que mostrou a mais saudável situação econômico-financeira e a de situação mais crítica, alternativas 3 e 2, respectivamente, observa-se que apesar de ambas apresentarem um acréscimo na participação dos recursos de terceiros, a alternativa 2 em virtude do elevado montante de recursos de terceiros, incorrerá em custos de capital bem mais acentuado que na alternativa 3. Por conseguinte, o acréscimo de US\$ 390 milhões da participação dos recursos de terceiros na alternativa 3, representa um custo marginal de capital de US\$ 21,51 milhões ou, em termos percentuais, 5,52%. Enquanto isso, para a alternativa 2, o aumento em US\$ 300 milhões nos recursos de terceiros significa um custo marginal do capital de US\$ 81,98 milhões, ou 27,33%. As rentabilidades do capital dessas duas alternativas (3 e 2) foram, respectivamente, 9,36% e 4,03%.

É importante verificar que se a análise das alternativas fosse efetuada levando-se em consideração a metodologia desenvolvida por Suarez em [35], somente as alternativas 3, 5 e 6 seriam viáveis financeiramente visto que o valor da alternativa representado pela soma de recursos próprios e de terceiros tornou-se maior na data 1 que na data 0.

Analisando-se os quadros pode-se verificar através das relações entre a rentabilidade do capital, r_j , o custo do capital, K_0 , e o custo

marginal do capital, CM_gK , que nas alternativas de elevada participação de recursos de terceiros, o custo marginal do capital é maior que a rentabilidade do capital, embora o custo de capital seja sempre menor que o custo marginal do capital. Essas alternativas são, portanto excluídas.

5.4 - Análise da Resolução da Etapa 2

Dado que "p" alternativas apresentaram $CM_gK > r_i$ restam então

$$m = n - p = 6 - 3 = 3 \text{ alternativas}$$

Neste caso, o modelo procederá o cálculo dos valores presentes líquidos e dos fatores de utilização para cada uma das alternativas selecionadas utilizando-se a equação.

Assim, supondo-se inicialmente a remuneração líquida, RL_i^j , obtida a partir da taxa de remuneração máxima permitida, tem-se os seguintes resultados:

RESULTADOS DA ETAPA 2 (1)

DESCRIÇÃO	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6
RL_i^j (US\$ Milhões)	365,04	276,44	281,40
Z (%)	5,52	6,11	7,12
t (anos)	30,00	30,00	30,00
I_i (US\$ Milhões)	3.900,00	3.100,00	3.350,00
V_i (US\$ Milhões)	1.395,76	662,34	100,98
(%)	65,01	62,40	64,62

QUADRO 5.10

Verifica-se que se as tres alternativas (3, 5 e 6) alcançarem uma taxa de remuneração do investimento igual à máxima permtida, 12%, a alternativa de maior valor presente líquido é a de número 3 cujo custo marginal de capital é o menor (5,52%). Por outro lado, a alternativa 1 apresenta, valor presente líquido negativo embora a mesma ja tenha sido excluída do processo de escolha.

No que se refere aos fatores de utilização da capacidade instalada calculados, observou-se a existência de pequenas diferenças nas tres alternativas propostas. Com efeito, a alternativa de maior valor presente líquido (alternativa 3) foi também a de maior fator de utilização. No entanto, tal característica não altera a decisão de selecioná-la como a melhor alternativa. Convém observar que a alternativa 3 tem um custo de investimento maior que o da 5 . Isso faz crer que nem sempre a alternativa de menor custo sob o ponto de vista técnico-operacional é a que deve ser escolhida se levado em a estrutura de capital.

Entretanto, tratando-se do setor elétrico brasileiro , no momento atual, dificilmente um investimento alcançaria a taxa de remuneração real de 12%. Sendo assim, supondo-se que passa a ser estimada a taxa de remuneração em 10% para as tres alternativas obtém-se os seguintes resultados:

RESULTADOS DA ETAPA (2)

DESCRIÇÃO	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6
RL_i^j (US\$ Milhões)	287,09	214,44	214,40
Z (%)	5,47	6,00	6,89
t (anos)	30	30	30
I_i (US\$ Milhões)	3.300,00	3.100,00	3.350,00
V_i (US\$ Milhões)	285,90	(159,70)	(661,35)
Fator de Utilização (%)	65,09	62,40	64,62

QUADRO 5.11

Conforme pode-se observar, a diminuição da taxa de remuneração torna menores os valores presentes líquidos das 3 alternativas, além de acarretar pequenos decréscimos nos custos marginais do capital. Todavia, esses fatos não são suficientes para inverter a ordem das alternativas no que se refere ao valor presente líquido, visto que as alternativas 5 e 6 apresentaram valores negativos. Nesse sentido, a alternativa 3 só deixará de ser a de maior valor presente líquido se a sua taxa de remuneração for inferior a 9,5% e o projeto 5 alcançar, em termos reais, uma taxa de remuneração de 10,4%.

5.5 - Avaliação dos Efeitos na Estrutura Econômico Financeira

Etapa 3

No que se refere a avaliação dos efeitos do novo investimento nos resultados econômicos financeiros das empresas, foram utilizadas as equações (4.40) a (4.65') e os dados de planejamento do quadro (5.7). Os resultados obtidos estão apresentados nos quadros (5.12) a (5.14). Informa-se porém que os cálculos foram realizados admitindo-se uma taxa de remuneração do investimento de 12%.

VARIÁVEIS	ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 4	
	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1
Receita Operacional	731,25	731,25	675,00	675,00	685,90	685,90
Despesa Operacional	227,50	227,50	210,00	210,00	213,15	213,15
Remuneração Investimento	390,00	390,00	360,00	360,00	366,00	366,00
Ençargos Financeiros	146,25	190,13	185,85	239,08	201,30	253,00
Remuneração Rec. Próprios	195,00	165,10	147,60	120,90	146,40	118,95
Imposto de Renda	24,38	19,99	17,41	12,09	16,47	11,30
Remuneração Líquida	243,75	199,87	174,15	120,92	164,70	113,00
Depreciação	113,75	113,75	105,00	105,00	106,75	106,75
Lucro Retido	24,37	14,78	9,14	(12,07)	1,83	(17,25)

QUADRO 5.12

VARIÁVEIS	ALTERNATIVA 3		ALTERNATIVA 5		ALTERNATIVA 6	
	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1
Receita Operacional	877,50	872,72	697,50	697,50	753,75	753,75
Despesa Operacional	273,00	273,00	217,00	217,00	234,50	234,50
Remuneração Investimento	468,00	468,00	372,00	372,00	402,00	402,00
Encargos Financeiros	76,05	102,96	73,24	95,56	95,14	121,44
Remuneração Rec. Próprios	232,05	199,37	173,29	147,14	180,90	152,43
Imposto de Renda	39,20	36,50	29,88	27,64	30,69	28,06
Remuneração Líquida	391,95	365,04	298,76	276,44	306,86	280,56
Depreciação	136,50	136,50	108,50	108,50	117,25	117,25
Lucro Retido	120,70	129,17	95,59	101,06	95,27	100,07

QUADRO 5.13

VARIÁVEIS	ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 4	
	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1
Geração Interna de Recursos	<u>503,75</u>	<u>503,75</u>	<u>465,00</u>	<u>465,00</u>	<u>472,75</u>	<u>472,75</u>
Remuneração Investimento	390,00	390,00	360,00	360,00	366,00	366,00
Depreciação	113,75	113,75	105,00	105,00	106,75	106,75
Encargos Financeiros	146,25	190,13	185,85	239,08	201,30	235,00
Amortização	162,50	195,00	177,00	207,00	183,00	213,50
Serviço da Dívida	<u>308,75</u>	<u>385,13</u>	<u>362,85</u>	<u>446,08</u>	<u>384,30</u>	<u>448,50</u>
Dividendos	26,32	22,84	18,81	14,15	17,79	13,22
Autofinanciamento	21,94	17,99	15,67	10,88	14,82	10,17
Imposto de Renda	24,38	19,99	17,41	12,09	16,47	11,30
Saldo em Caixa	122,36	57,80	50,26	(18,20)	39,37	(10,44)

QUADRO 5.14

VARIÁVEIS	ALTERNATIVA 3		ALTERNATIVA 5		ALTERNATIVA 6	
	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1	DATA 0	DATA 1
Geração Interna de Recursos	<u>604,50</u>	<u>604,50</u>	<u>480,50</u>	<u>480,50</u>	<u>519,25</u>	<u>519,25</u>
Remuneração Investimento	468,00	468,50	372,00	372,00	402,00	402,00
Depreciação	136,50	136,50	108,50	108,50	117,25	117,25
Encargos Financeiros	76,05	102,96	73,24	95,56	95,14	121,44
Amortização	117,00	156,00	108,30	139,50	134,00	167,50
Serviço da Dívida	<u>193,50</u>	<u>258,96</u>	<u>181,74</u>	<u>235,06</u>	<u>229,14</u>	<u>288,94</u>
Dividendos	29,98	21,51	23,12	21,47	24,86	22,98
Autofinanciamento	35,30	25,25	26,89	24,88	27,62	25,25
Imposto de Renda	39,20	36,50	29,88	27,64	30,69	28,06
Saldo em Caixa	306,52	262,28	218,87	171,45	206,94	154,02

QUADRO 5.15

Uma investigação dos resultados econômicos mostrados no quadro (5.12) e (5.13), verifica-se que as tres alternativas (3, 5 e 6), que têm custo marginal de capital menor que a rentabilidade do capital, apresentam lucro retido no final das datas 0 e 1. Contudo, é fundamental que se avalie a relação existente entre as principais variáveis envolvidas no equilíbrio econômico de uma empresa do setor elétrico.

Segundo pode-se constatar, nas alternativas 2 e 4, os encargos financeiros são maiores que a remuneração líquida. Isto mostra a influência do custo financeiro na distribuição do resultado econômico. Por outro lado, a situação mais equilibrada nas alternativas 1, 3, 5 e 6, faz com que haja uma inversão na composição do resultado econômico, relativamente às variáveis acima.

Quanto aos efeitos do investimento nos resultados financeiros, uma forma de avaliá-los é efetuando comparações entre a geração interna de recursos, o serviço da dívida, a remuneração do investimento e os encargos financeiros, cujos valores encontram-se nos quadros (5.14) e (5.15).

Observa-se que nas alternativas excluídas na etapa 1 (1, 2 e 4), a participação do serviço da dívida (Amortização + Encargos Financeiros) na GIR é de, respectivamente 61,3%, 78% e 81,3% na data 0, elevando-se na data 1 para 76,4%, 96% e 98,7% , respectivamente. No caso das alternativas 3, 5 e 6, que apresentaram custos marginais do capital inferiores às correspondentes rentabilidade do capital, a participação do serviço da dívida na geração interna de recursos é superior a 50% apenas na alternati-

va 6. Obviamente, tal fato deve-se às condições de equilíbrio econômico-financeiro dessas três alternativas em razão do baixo volume de recursos de terceiros.

Uma análise similar pode ser efetuada com as variáveis encargos financeiros e remuneração investimento, chegando-se a conclusões semelhantes às obtidas acima.

Convém ressaltar que as alternativas (2 e 4) cujos serviços da dívida consomem elevados montantes do GIR, apresentaram déficit em caixa na data 1.

Além da fiscalização exercida internamente onde as autoridades econômicas constantemente adotam vários mecanismos de controle das finanças do setor elétrico, algumas agências financiadoras costumam impor restrições visando limitar a relação entre as despesas com financiamento (serviço da dívida) e a geração interna de recursos.

Neste sentido, supõe-se neste exemplo que o órgão de controle das estatais (SEST), tenha limitado o serviço da dívida em 60% da GIR. Neste caso, o valor de h na equação (4.63) é 1.6 e os resultados obtidos para a data 1 estão mostrados no quadro (5.13).

DATA 1

CÁLCULOS COMPLEMENTARES

 $\lambda = 12\%$

VARIÁVEIS	E M P R E S A S					
	1	2	3	4	5	6
GIR (US\$ Milhões)	503,75	465,00	604,50	472,75	480,50	519,25
Serviço da Dívida (US\$ Milhões)	385,13	446,09	193,05	466,50	235,06	288,94
Serviço da Dívida Máxima (US\$ Milhões)	314,84	290,63	377,81	295,47	300,31	324,53
Amortização Máxima (US\$ Milhões)	124,72	51,54	274,85	42,47	204,76	203,09
Prazo Mínimo (anos)	15,64	40,16	5,68	50,27	6,81	8,25

QUADRO 5.16

Apesar do limite imposto, neste exemplo, para o serviço da dívida ser um número relativamente elevado (60% da geração interna de recursos), verifica-se que apenas as alternativas 3, 5 e 6 não ultrapassaram a este limite. Acrescenta-se porém que calculado o serviço da dívida máxima, essas alternativas poderiam elevar os valores das parcelas de amortização de US\$ 120,00 Milhões, US\$ 135 Milhões e US\$ 150 Milhões para US\$ 232,57 Milhões, US\$ 204,76 Milhões e US\$ 203,09 Milhões, respectivamente. Enquanto isso, para atender às mesmas restrições, as demais alternativas (1, 2 e 4), deveriam sofrer decréscimos substanciais nos valores das parcelas de amortização com o conseqüente acréscimo nos prazos de financiamento. É possível observar que para as alternativas 1, 2 e 4, os prazos máximos calculados são impraticáveis no mercado de capitais, atualmente. Quanto aos prazos máximos calculados para as alternativas 3, 5 e 6 estes são perfeitamente possíveis de serem negociados.

Estes fatos reforçam os resultados anteriores onde ficou demonstrado que somente as alternativas 3, 5 e 6 teriam condições de suportar o empreendimento uma vez que apenas elas apresentaram custos marginais do capital menores que a taxa de retorno marginal.

5.6 - Conclusão

Levando-se em conta os resultados obtidos na aplicação do modelo desenvolvido, vários são os aspectos a serem ressaltados. Embora não seja comum nas empresas estatais a utilização do custo de capital na avaliação de alternativas de investimento,

através da aplicação do modelo proposto foi possível observar a praticabilidade do uso deste tipo de custo em tal avaliação.

A acentuada crise financeira por que passa o setor nos últimos anos, o uso dos investimentos das estatais como medida de política econômica na estabilização dos preços e a escassez de re cursos financeiros no momento atual, são alguns dos fatores que tor nam essencial o uso do custo do capital na expansão das atividades do setor.

No exemplo proposto pôde-se observar que as alternativas cuja participação dos recursos de terceiros mostraram-se bastante elevada, apresentaram também custo marginal de capital proporcio nalmente maior que nas alternativas onde os recursos próprios parti cipavam com maiores parcelas no investimento.

De acordo com os dados fornecidos no exemplo, concluiu -se na primeira parte do problema que as alternativas 3, 5 e 6 mostravam custos marginais de capital menores que as respectivas renta bilidades do capital.

Outra constatação bastante significativa diz respeito ao comportamento dos custos de capital (K_0) dessas mesmas alternati vas. A saber, no caso das alternativas 3, 5 e 6, o custo de capita l decresceu entre as datas 0 e 1 mostrando que não havia ainda al cançado o seu valor mínimo. Por outro lado, as alternativas 1, 2 e 4 apresentaram acrécimo no custo de capital entre as datas 0 e 1. Neste caso, o custo de capital já tinha ultrapassado o seu ponto de mínimo tornando-se crescente. Frisa-se além disso, que o custo mar ginal de capital nas alternativas 3, 5 e 6, foram sempre inferiores aos custos de capital correspondentes. Estas conclusões, podem ser

verificadas graficamente na Fig. 4.2 do capítulo 4.

Quanto à resolução da etapa 2 do problema proposto, pode-se concluir que a alternativa 3, cujo custo marginal de capital foi o menor, apresentou ainda o maior valor presente líquido. Deve-se levar em consideração que o custo do investimento desta alternativa (US\$3.900 milhões), é propositalmente maior que o da alternativa 5 (US\$ 3.100 milhões). Por conseguinte, não necessariamente um projeto de expansão de menor custo sob o ponto de vista técnico-operacional é o que deve ser implantado, quando leva-se em conta a estrutura de financiamento desse projeto.

No que se refere aos fatores de utilização calculados para as alternativas 3, 5 e 6 convém enfatizar que o da alternativa 3 foi o maior deles o que diminui a margem de manobra no sentido de melhorar a remuneração real do investimento. Entretanto, tal fato não é suficiente para tornar a alternativa 5 melhor que 3. No entanto, se ocorresse um empate entre os valores presentes líquidos das duas alternativas, seria escolhida a de menor fator de utilização.

Quanto aos efeitos do novo investimento nos resultados econômicos e financeiros, constatam a importância do uso do custo de capital na avaliação de alternativas de expansão no setor elétrico, principalmente, em períodos de acentuada escassez de recursos.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Dadas as características do setor elétrico brasileiro e admitindo-se os dados do exemplo aqui proposto, algumas conclusões devem ser extraídas no que se refere ao desempenho do modelo desenvolvido e dos resultados obtidos.

O modelo mostrou que a partir de uma série de pressupostos, é aceitável o uso da tese tradicionalista da análise do custo de capital, associado com certos princípios básicos da teoria econômica, na avaliação de alternativas de expansão no setor elétrico. Observou-se que dadas "n" alternativas de expansão de custos técnico-operacionais mínimo representados "n" empresas pertencentes a um sistema interligado, pode-se escolher dentre essas alternativas aquelas "n-p" que atenderem a condição segundo a qual o custo marginal do capital em termos percentuais seria menor ou igual a rentabilidade do capital. Em linhas gerais, considera-se que em virtude da precária estrutura de capital por que passa o setor nos últimos anos, uma decisão de investimento implicará, necessariamente, na elevação da participação dos recursos de terceiros o que teria como consequência um acréscimo nos custos de capital. Este acréscimo foi representado no modelo pelo custo marginal do capital.

Segundo as teses tradicionais da avaliação do custo de capital, associado a uma certa estrutura de capital existe um custo, o qual, está intimamente relacionado ao risco inerente à maior participação do capital de terceiros. Em outras palavras

quanto maior a participação de recursos de terceiros na estrutura de capital da empresa maior será o custo de capital. Ao mesmo tempo, essas mesmas teses, admitem a existência de uma estrutura de capital ótima visto que os custos de capital são inicialmente de crescentes para baixas taxas, passam por um mínimo e tornam-se daí em diante crescentes. Do mesmo modo, a tese de Schwartz desenvolvida em [30] pressupõe que a estrutura ótima de capital se dá no ponto em que o custo marginal do capital seja igual à taxa de retorno marginal do investimento.

No modelo desenvolvido, procurou-se adaptar a tese acima ao problema do setor elétrico brasileiro, fazendo-se uso de alguns conceitos básicos da análise microeconômica.

Quanto aos resultados numéricos da aplicação do modelo, verificou-se serem eles até certo ponto compatíveis com o que se esperava de uma análise de alternativas de expansão no setor elétrico utilizando o custo marginal do capital. Desse modo, este modelo poderá tornar-se uma ferramenta importante no auxílio à tomada de decisões sobre as alternativas de expansão por parte dos órgãos controladores das atividades do setor. O modelo evidenciou ainda que na avaliação de um elenco de alternativas de expansão, além dos aspectos técnico-operacionais e até mesmo dos mercados previstos, é imprescindível que sejam abordados certos fatores associados à estrutura econômico-financeira das empresas para que se tenha uma solução com custo mínimo, sob todos os pontos de vistas.

No que se refere ao desempenho computacional do modelo, este foi desenvolvido para microcomputador NEXUS, em IFPS (Interactive financial planning system), um "Software" suporte de al-

to nível desenvolvido pela EXECUCOM, que permite, entre outras coisas, uma maior flexibilidade na elaboração da lógica do modelo e na obtenção dos resultados, em razão das inúmeras facilidades que são colocadas à disposição. Nos testes efetuados, o modelo levou em média 2 minutos para computação dos resultados desejados, sem considerar a impressão dos gráficos, tarefa cujo o tempo é bastante elevado (15 minutos), em virtude da impressora utilizada.

Para tornar eficaz o uso do modelo este foi codificado em (4) grupos de lógicas principais descritas do seguinte modo:

- a) um arquivo de comandos denominado MARGIN1.CMD cujo objetivo básico é o gerenciamento da resolução do modelo;
- b) um arquivo de dados chamado PLANO.DAT que permite a entrada dos dados de planejamento, isto é, dos dados comum para as "n" alternativas, podendo esses dados serem modificados conforme a necessidade do usuário;
- c) seis arquivos dados chamados EMPR1.DAT, EMPR2.DAT..., EMPR6.DAT que tem como finalidade a entrada dos dados relativos a cada alternativa em análise;
- d) dado que a entrada de dados é feita à parte e gerenciada pelo MARGIN1.CMD, a lógica do modelo propriamente dita está composta de quatro estruturas denominadas: custo marginal do capital, resultado econômico, resultado financeiro e cálculos complementares. Nessas estruturas estão codificadas as diversas equações ,

do modelo de modo a se alcançar o objetivo proposto.

Levando-se em conta os resultados do modelo e sua especificação no planejamento da expansão do setor elétrico, alguns aspectos devem ser considerados. Em primeiro lugar uma das premissas básicas para a concessão de um plano de expansão a uma determinada empresa, é que o empreendimento esteja localizado na área de atuação da empresa. Por exemplo, a construção de uma usina na região Sul seria, conforme a legislação em vigor, de responsabilidade da ELETROSUL que obteria a concessão do investimento. Nos dias atuais, com a interligação física dos sistemas a construção de uma usina deixou de ser um investimento isolado, uma vez que para a implantação de programa de expansão com custos ótimos, fatores econômicos e operacionais das demais regiões interligadas devem ser também considerados. O modelo desenvolvido pressupõe a interligação dos sistemas ou das empresas, o que o torna compatível com o momento atual.

Em segundo lugar, dado que o exemplo proposto procurou retratar o estado econômico-financeiro atual das empresas do setor, os seus resultados permitem que algumas sugestões sejam submetidas às autoridades econômicas, responsáveis pela recuperação financeira do setor elétrico (1).

- a) capitalização das empresas por qualquer meio;
- b) elaboração de um programa de reajustes tarifários que tenha como meta fazer com que as tarifas alcancem os custos do serviço, eliminando qualquer tipo de subsídios tarifários;
- c) criação de instrumentos que permitam a elevação gradativa da ta-

(1)- Algumas dessas recomendações já constam de certa forma do Plano de Recuperação do Setor (PRS).

- xa de remuneração real dos investimentos do setor;
- d) negociação política com agências financiadoras buscando a obtenção de taxas de juros abaixo das praticadas no mercado;
 - e) permitir a captação de recursos em moedas estrangeiras somente com taxas subsidiadas;
 - f) propor a rolagem das dívidas das empresas do setor junto ao governo, principalmente as parcelas referentes às despesas financeiras;
 - g) modificar a estrutura tarifária, fazendo-a basear-se no custo marginal;
 - h) incentivar meios que visem um controle da produtividade das empresas do setor, levando-se em conta todos os fatores de produção envolvidos (capital, mão de obra e acionistas); e entre outros
 - i) fazer com que os programas de investimentos sejam compatíveis com a realidade econômica atual, considerando-se as variáveis macro e microeconômicas, os preços dos outros energéticos, etc.

Observa-se que as medidas recomendadas acima não buscam a resolução de um problema localizado, isto é, o problema financeiro de uma só empresa. Visam sim, a tentativa de solução de um problema financeiro que já atinge o setor como um todo.

Finalmente, deve-se entender que a questão da utilização do custo de capital no estudo de alternativas de investimento no setor elétrico, é um problema eminentemente de planejamento e como tal deve ser encarado. Por isso, é evidente que em virtude das distorções ocorridas na estrutura econômica-financeira das empresas do setor, torna-se necessário que nas etapas de planejamento sejam observados também todos os aspectos associados às finanças do setor para que se tenha um programa de expansão com custo mínimo sob todos os aspectos. Além do mais, em se tratando de um setor que atravessa uma situação financeira até certo ponto crítica, é viável que a adoção de uma alternativa do tipo II desenvolvida pela Fundação Getúlio Vargas em [4] venha sanar ao menos uma parte dos problemas financeiros por que passa o setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] - ADAMS, R. N. e LAUGHTON, M. A.: Optimal planning of power networks using mixed - integer programming, Proc. IEEE, 121 (2), 1974.
- [2] - AIVAZIAN, V.A. e CALLEN, J.F.: Investment, Market Structure, and the cost of capital, the Journal of Finance, Vol. XXXIV, nº 1 March 1979.
- [3] - ANDERSON, D.: Models for determining least-cost investments in electricity supply, World Bank reprint series, nº2, 1972
- [4] - ANDRADE, A. S.: Estratégias para fixação das prioridades dos Investimentos, Fundação Getúlio Vargas, Fev. 1977
- [5] - BÉRGENDAHL, G.: Marginal Cust pricing and revenue reconciliation for electricity, Europeau Journal of operation Research Vol. 13, 1983.
- [6] - DOSIL, R. G.: Teoria de La estructura del capital, administracion de empresas. Tomo XIII, ...
- [7] - DIAS, C. J. J.: Choix des investissements en avenir incertain - Planification de systèmes de Production d'énergie électrique, Tese de Doutorado, Université Paris - Dauphine/EDF, mar/1985.

- [8] - DUARTE, A. F.: Alguns aspectos do investimento a longo prazo na indústria de energia elétrica, ...
- [9] - ELLIOTT, J. W.: The cost of capital and U. S. capital Investment a test of alternative concepts, The Journal of Finance, Vol. XXXV, nº 4, September 1980.
- [10] - FLEISCHER, G. A.: Teoria da Aplicação do Capital: um estudo das decisões de investimento, Editora da USP. São Paulo, 1973.
- [11] - GALET, M., L'HERMITTE, E., LEVY, E.: Methodes et modèles de de choix des équipements de production à Electricité de France, TIMS XXIII, Athènes, Juillet/1977.
- [12] - HALLEY, C. W. e SCHALL, L.D.: Problems with the concept of the cost of capital, Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. XIII, nº 5, dez 1978.
- [13] - HAUGEN, R. A., STROYNY, A. L. e WICHERN, D. W.: Rate regulation, Capital Structure, an the sharing of intevest rate risk in the electric utility industry , The Journal of Finance
- [14] - KOHN, D., LEVY, D.: Evolution of methods for planning generating plants in a power system (EDE), paper presented at Joint National Meeting TIMS-ORSA, New Orleans, Lovisiana, April 30 - May 2, 1979.

- [15] - KRUTILLA, J. V. e PETERSON, J. M.: Capital costs if Privats us Public power for AEC - Land Economics...
- [16] - MASSÉ, P.: Le choix des investissements, Dunod, Paris, 1959
- [17] - MILLER, M. H., e MODIGLIANI, F.: The cust of capital, corporate finance and the theory of investment, The American Economic Review, Vol. XLVIII, nº 3, June 1958.
- [18] - MILLER, M.H. e MODIGLIANI, F.: Some estimates of the cost of Capital to the electric utility industry, 1954-1957, the American Economic Review, Vol. LVI, nº 3, June 1966.
- [19] - MORLAT, G., BESSTÉRE, F.: Vingt-cinq ans d'economie electrique, Dumod, Paris, 1971.
- [20] - MURENHOUSE, E.W.: Comments on Previous Discussion on rate of return problem and cost of capital in public utilities, Laud Economic...
- [21] - MUNASINGHE, M.: Engimeering - Economic Analysis of Electric Power Systems, IEEE, Vol. 72, nº 4, April 1984.
- [22] - MUNASINGUE, M.: Principles of Modern Electricity Pricing, IEEE, Vol. 69, nº 3 March 1981.
- [23] - MUNASINGHE, M.: Electric Power Pricing Plicy, World Bank Staff Working Peper nº 340.

- [24] - MURPHY, F. H. e SOYSTER, A.L.: The Averch-Johnson model with Leontiet production functions-Extension and applications. Energy Economics, July 1982.
- [25] - PERSOZ, H. at all: La planification des réseaux electriques, Département Planification des Reseaux, Octobre/1981- Repport Internz EDF.
- [26] - PONTES, J.R.: Planejamento Econômico-Financeiro de Empresas de Energia Elétrica. DIEF/ELETROSUL, 1978.
- [27] - ROBICHEK, A.A., HIGGINS, R.C. e KINSMAN, M.: The effect of Leverage on the cost of equity capital of electric Utility firms, The Journal of Finance...
- [28] - SANGHAVI, A.P.: Least-cost energy strategies for power system expansion, Energy Policy, March 1984.
- [29] - SANTOS, A.J. e FELIX, E.S.: Discussões sobre endividamento- Empresas de Energia Elétrica do Brasil, Relatório Técnico ELETROSUL, 1976.
- [30] - SCHWARTZ, E.: Theory of the capital structure of the firm, The Journal of Finance, Vol. XIV, nº 1, March 1959.
- [31] - SEPLAN , Relatório de Avaliação do Desempenho das Empresas Estatais-85.

- 117
- [32] - SERVICE DES ESTUDES ECONOMIQUES GENERALES: Le Calcul et le systeme électrique - Principes elementaires, Editions Eyrolles, 1979.
- [33] - SHERALI, H. D. e outros: Linear programming based analysis of marginal cost pricing in electric utility capacity expansion, European Journal of Operational Research Vol. 11, 1982.
- [34] - SOLOMON, E.: Teoria da Administração Financeira, ZAHAR Editores, RJ, 1973.
- [35] - SUAREZ, A. S. S.: La estructura financeira óptima de la firma y la tasa de retorno requerida ...
- [36] - THATCHER, L. W.: Cost of capital techniques employed in determining the rate of return for public utilities, Loud Economics, vol. XXX, nº 2, May 1954.
- [37] - TOURINHO, O. A. F.: Um Modelo de Planejamento da oferta de Energia Elétrica, TDE nº 5, I PEA/INPES, 1982.
- [38] - URI, N. D.: The pricing and allocation of electrical energy, Energy Economics April 1984.
- [39] - WANDERLEY, V.M. et alii.: Modelo de Análise da Expansão a Longo Prazo do Sistema Interligado Brasileiro - DESE, mimeo., ELETROBRÁS - DÉNE, 1981.

[40] - WESTON, J. F. e BEIGHAN, E. F.: Administração Financeira de Empresas, Ed. Interamericana, Rio de Janeiro, 1979.