## UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

THE PROPERTY AND ADDRESS OF THE PROPERTY ADDRESS O
Este exemplar corresponda à redação final da tese
des ida por Cours Herniques Morena
Sycutor povada pala Comissão
Jugasora em 1606/87
( ) ( ) time
Orientador
WATER CONTROL OF THE PROPERTY

# PLANEJAMENTO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE

Tese de Doutoramento apresentada à Comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Enge nharia Elétrica, como parte dos requesitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

CAMPINAS, 1987

UNICARP
BIBLIOTEDA COUEAL

## UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

AUTOR:	DOUTORADO  PLANEJAMENTO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUE  NO PORTE  AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS **  PROF. DR. SÉRGIO VALDIR BAJAY **  **  **  **  **  **  **  **  **  **
APROVADO POR:	

### AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS

ENGENHEIRO ELETRICISTA, ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ - E FEI, 1978 - MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA, ESCOLA FEDERAL DE ENGE-NHARIA DE ITAJUBÁ - EFEI, 1981.

PLANEJAMENTO DE CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE

ORIENTADOR: Prof. DR. SÉRGIO VALDIR BAJAY

Tese de Doutoramento apresentada à Comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP como parte dos requesitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

80/9,03364

CAMPINAS, 1987.

A MEUS PAIS, CRISPIM E ELISA, MINHA
ESPOSA, LEANDRA, E MEUS FILHOS, HEN
RIQUE E RODRIGO.

### **AGRADECIMENTOS**

O autor deseja aqui agradecer àquelas pessoas e instituições que contribuiram para a realização deste trabalho. Em especial, menciona-se:

- O Prof. Sérgio Valdir Bajay, orientador e amigo, a quem deve ser dado grande parte do mérito desta tese;
- 2. O Prof. Zulcy de Souza, que mostrou ao autor os fascinantes caminhos das Pequenas Centrais Hidrelétricas;
- 3. A Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI), responsável maior pela formação técnica do autor;
- 4. O Departamento de Engenharia Mecânica e a Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP, onde se encontrou amizade e competência;
- 5. Os companheiros do Instituto de Engenharia Mecânica da EFEI, que propiciaram um ambiente fecundo à pesquisa;
- 6. O Grupo de Planejamento Energético, semente de novas idéias plantada na UNICAMP;
- 7. Os amigos do Grupo de Agroenergia da EFEI, com os quais o autor busca resgatar parte da dívida que tem para com a sociedade;
- 8. A Coordenação de Aperfeiçoamento do Pessoal de Ensino Superior (CAPES), pelo apoio financeiro;
- 9. A Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), que, através de convênio com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) e a UNESCO, patrocinou uma viagem de estudos ao exterior, enriquecendo este trabalho;

- 10. A Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria (FUPAI), que promoveu o intercâmbio entre os meios técnico e científico;
- 11. A Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo apoio material;
- 12. Os Departamentos de Geração e de Mercado da ELETROBRÁS, pelo apoio técnico;
- 13. A secretária Rita de Cássia Guimarães Araújo e o desenhista Messias Tadeu Salgado, pelo esmero que tiveram na elaboração gráfica desta tese.

#### RESUMO

mento das centrais hidrelétricas de pequeno porte. Para isto divide—se os modelos em dois grupos: um para os chamados sistemas descentralizados e outro para os sistemas integrados. Esta classificação se baseia na relação de potência existente entre a central e o sistema, objetos do estudo. Para o primeiro grupo utiliza-se de métodos de otimização, em especial Programação Dinâmica, para definir a capacidade instalada na central, bem como o número de máquinas e a programação da motorização. No segundo grupo propõe-se métodos que permitem incorporar as pequenas centrais nos modelos usuais de planejamento da expansão do parque gerador, especialmente os que utilizam Programação Mista Linear-Inteira. Em ambos os casos considerouse a confiabilidade dos grupos geradores.

Desenvolve-se, também, modelos para a previsão de demanda nos sistemas descentralizados de regiões remotas, onde não se tem séries históricas para os estudos usuais ou onde há uma forte demanda reprimida. Realiza-se uma análise dos custos das pequenas centrais hidrelétricas, com base na realidade brasileira atual.

Para os casos de centrais de pequeno porte interligadas aos grandes sistemas, principalmente àquelas de auto-produtores, o benefício é avaliado em função da remuneração da energia gerada e capacidade disponível na central. Propõe-se, então, uma forma de fixação desta remuneração.

Finalmente, realiza-se uma análise técnica da interligação das pequenas centrais aos sistemas de distribuição, visando esclare cer o planejador sobre os benefícios e problemas desta prática.

### INDICE

O PLANEJAMENTO DAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE	0 1
1.1. Introdução	01
1.2. As PCHs Numa Visão Histórica	02
1.3. Definições Sobre as PCHs	06
1.4. Panorama Mundial	09
1.5. Perspectivas Tecnológicas	13
1.6. O Planejamento Nacional e o Planejamento Energético	1 7
1.7. Níveis de Planejamento Energético	19
1.8. Objetivos da Tese	25
SISTEMAS INTEGRADOS E SISTEMAS DESCENTRALIZADOS ENVOLVENDO	
PCHs	29
2.1. Introdução	29
2.2. Sistemas Integrados	3 1
2.3. Sistemas Descentralizados	3 2
DESCRIÇÃO TÉCNICA E ESTRUTURA DE CUSTOS DAS CENTRAIS HIDRE	
LÉTRICAS DE PEQUENO PORTE	3 5
3.1. Introdução	3.5
3.2. Descrição Técnica	36
3.2.1. Arranjos Básicos	36
3.3. Estrutura de Custos	5 1
3.3.1. Custos das Estruturas e dos Equipamentos	54
3.4. Exemplificação da Metodologia	69
. MODELOS DE DEMANDA PARA UM SISTEMA DESCENTRALIZADO	72
4.1. Introdução	7 2
	1.1. Introdução 1.2. As PCHs Numa Visão Histórica 1.3. Definições Sobre as PCHs 1.4. Panorama Mundial 1.5. Perspectivas Tecnológicas 1.6. O Planejamento Nacional e o Planejamento Energético 1.7. Níveis de Planejamento Energético 1.8. Objetivos da Tese SISTEMAS INTEGRADOS E SISTEMAS DESCENTRALIZADOS ENVOLVENDO PCHs 2.1. Introdução 2.2. Sistemas Integrados 2.3. Sistemas Descentralizados DESCRIÇÃO TÉCNICA E ESTRUTURA DE CUSTOS DAS CENTRAIS HIDRE LÉTRICAS DE PEQUENO PORTE 3.1. Introdução 3.2. Descrição Técnica 3.2.1. Arranjos Básicos 3.3. Estrutura de Custos 3.3.1. Custos das Estruturas e dos Equipamentos 3.4. Exemplificação da Metodologia  MODELOS DE DEMANDA PARA UM SISTEMA DESCENTRALIZADO

4.2.	Modelos	de Deman	da de Energia	73
	4.2.1.	Revisão d	le Metodologias	73
	4.2.2.	Classific	ação do Mercado	75
	4.2.3.	Demanda R	Residencial	77
	4.2.4.	Demanda C	Comercial	88
	4.2.5.	Demanda I	Industrial	9 2
		4.2.5.1.	Demanda de Agro-Indústrias	94
		4.2.5.2.	Demanda de Indústria de Extração Mine	
			ral	101
		4.2.5.3.	Outras Demandas Industriais	101
	4,2,6.	Demanda F	Rural	104
		4.2.6.1.	Demanda da Pecuaria Extensiva	108
		4.2.6.2.	Demanda da Pecuária Intensiva	110
		4.2.6.3.	Demanda Restante das Atividades Agri-	
			colas (Excetuando-se a Irrigação)	112
	4.2.7.	Demanda d	de Irrigação	114
		4.2.7.1.	Características do Solo e da Cultura	115
		4.2.7.2.	Cálculo de $\epsilon_{ir}$	118
		4.2.7.3.	Caracterização da Curva de Carga de	
			Irrigação	121
	4.2.8.	Outras De	emandas	123
		4.2.8.1.	Iluminação Pública	124
		4.2.8.2.	Demanda dos Poderes Públicos	124
		4.2.8.3.	Demanda dos Serviços Públicos	125
		4.2.8.4.	Demandas de Tração, Canteiro de Obras	
			e Próprio	125
		4.2.8.5.	Demanda Relativa às Perdas	126
4.3.	. Substi	tuição En	ergética	127

	4.4.	Elasticidade Renda e Elasticidade Preço	130
	4.5.	Modelos para Projeção da Ponta	131
		4.5.1. Métodos Tradicionais	131
		4.5.2. Relação entre o FC e a Demanda de Energia	135
		4.5.3. Análise da Diversidade nas Curvas de Carga	138
		4.5.4. Composição Final da Curva de Carga	145
		4.5.4.1. Curva de Carga do Setor Residencial	147
		4.5.4.2. Curva de Carga do Setor Comercial	149
		4.5.4.3. Curva de Carga do Setor Industrial	149
		4.5.4.4. Curvas de Carga dos Setores Rurais e	
		Irrigação	152
		4.5.4.5. Curvas de Carga das Demais Demandas	154
		4.5.4.6. Composição da Curva de Carga Resulta <u>n</u>	٠
		te	154
		4.3.5. Exemplificações	155
5.	MODE	LOS DE MOTORIZAÇÃO DE PCHS EM SISTEMAS DESCENTRALIZADOS	166
	5.1.	Introdução	166
	5.2.	Modelo Hidrológico	167
	5.3.	Avaliação da Energia Hidrelétrica Gerada	172
	5.4.	Determinação Preliminar da Capacidade Instalada	177
	5.5.	Modelo de Expansão, Utilizando-se Programação Dinâmica	180
	5.6.	Considerações Sobre a Operação da PCH	183
	5.7.	Exemplos de Aplicação	188
6.	COME	PORTAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DESCEN-	
	TRAI	LI ZADA	194
	6.1.	Introdução	194
	6.2.	Análise Técnica	196

		·	
		6.2.1. Modelo de Fluxo de Carga	197
		6.2.2. Simulação do Caso Base	201
7.	PLANE	JAMENTO DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR DE SISTEMAS IN-	
	TEGRA	DOS, INCLUINDO PCHs	213
	7.1.	Introdução	213
	7,2.	Modelos para o Planejamento da Expansão do Parque Ge-	
		rador	216
		7.2.1. Considerações Gerais	216
		7.2.2. As Técnicas Usuais	219
		7.2.3. A Confiabilidade da Geração	223
	7.3.	Representação das PCHs no Planejamento de Sistemas In	
		tegrados	231
		7.3.1. Volume de Regularização	232
		7.3.2. Formação dos Grupos de PCHs, Conforme Critéri-	
		os de Custo e de Hidrologia	237
		7.3.3. Redução de Perdas no Sistema	239
		7.3.4. Redução de Investimentos	242
		7.3.5. Cálculo de LOLP	246
		7.3.6. Exemplificação do Modelo	253
8.	INTE	RLIGAÇÃO DE SISTEMAS DESCENTRALIZADOS E INTEGRADOS	258
	8.1.	Introdução	258
	8.2.	Aspectos Institucionais	259
	8.3.	Discussão Tarifária	261
		8.3.1. O Custo Evitado ("Avoided Cost")	262
		8.3.2. A Remuneração da Energia	263
		8.3.3. A Remuneração da Capacidade	264
	8.4.	Outros Aspectos da Interligação	268

9.	CONCLUS	SÕES E RECOMENDAÇÕES	270
	9.1. I	ntrodução	270
A1	RESER	VATÓRIOS EQUIVALENTES	274
	A1.1.	Introdução	274
	A1.2.	Regularização de Vazões	274
	A1.3.	Capacidade de Armazenamento do Reservatório Equiva-	
		lente	277
	A1.4.	Energias Afluentes ao Sistema	281
		A1.4.1. Energia Não Controlável	282
		A1.4.2. Energia Controlavel	284
	A1.5.	Modelo Energetico Final	285
A 2	. MODEL	O DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR, UTI	
	LIZAN	DO-SE PROGRAMAÇÃO LINEAR	287
	A2.1.	Introdução	287
	A2.2.	O Modelo Proposto	287
	A2.3.	Modulo de Planejamento	290
	A2.4.	Modulo de Atualização das Produtividades das Usinas	
		Hidreletricas do Sistema	298
RI	BILLOGRA	AFT A	300

### CAPITULO 1

## O PLANEJAMENTO DAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE

### 1.1. INTRODUÇÃO

Esta tese tem por objetivo apresentar metodologias que permitam o planejamento das centrais hidrelétricas de pequeno porte.

Resolveu-se designar, aqui, de centrais hidrelétricas de pequeno porte àquelas que têm características iguais ou semelhantes às pequenas centrais hidrelétricas. Estas últimas serão definidas com clareza no decorrer deste capítulo, e têm seu limite de potência fixado em 10 [MW]. Por outro lado, as centrais de pequeno porte podem ultrapassar este limite, desde que a concepção e a tecnologia empregada sejam compatíveis com as pequenas centrais. O objetivo desta diferenciação é permitir um maior campo de aplicação deste trabalho, pois os conceitos desenvolvidos podem ser aplicados em centrais com mais de 10 [MW], desde que se tenha consciência dos seus limites.

A fim de facilitar a escrituração, adotou-se a sigla "PCH" (Pequena Central Hidrelétrica) como sendo representativa também para as centrais hidrelétricas de pequeno porte.

Este capítulo apresentará o papel histórico das PCHs, além de caracterizar as pequenas centrais hidrelétricas, em termos
nacionais e internacionais. Será exposto, também, um panorama mundi
al sobre a atual expansão dessas centrais, e a situação tecnológica,

evidenciando a divisão existente entre os "países desenvolvidos" e aqueles que podem ser chamados de "países em via de desenvolvimento".

O objetivo desta sequência de itens é dar ao planejador uma visão mais abrangente de planejamento das PCHs, mostrando o papel passado, presente e futuro que tiveram, têm e terão essas centrais.

Dentro deste contexto, apresenta-se, na sequência, uma visão sobre o planejamento energético, partindo-se de uma visão global até se atingir a central propriamente dita. Isto se faz necessá rio para que o planejador conheça os vínculos existentes entre o seu objeto de estudo, que é a PCH, e o mundo que a envolve.

### 1.2. AS PCHs NUMA VISÃO HISTÓRICA

A análise atual de qualquer proposta energética sempre leva à "Crise do petróleo de 1973", pois a alteração brusca dos pre cos deste energético trouxe, como consequência imediata, a viabilidade econômica de várias fontes de energia, além de alertar para o terrível fato da grande dependência, que vive a humanidade, de uma riqueza exaurível. Evidentemente, seria redundante se este trabalho se aprofundasse neste tema, pois centenas já o fizeram. Entretanto, o ressurgimento das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) é consequência direta deste quadro.

O desenvolvimento das turbinas hidráulicas está relacionado com a revolução industrial. Enquanto a Inglaterra apoiava sua industrialização nas reservas carboníferas, a França não tinha a mesma sorte, pois não era tão pródiga em carvão. Como consequência natural, a energia hidráulica começava a ser explorada para acionamento mecânico de diferentes máquinas. Em virtude desta substituição ao carvão a hidrenergia ficou conhecida como "houille blanche" (hulha branca ou carvão branco). Destacam-se os trabalhos de Euler, Poncelet, Bélidor, Fourneyron, dentre outros (SMITH, 1980).

No Brasil, as primeiras centrais hidrelétricas estavam vinculadas à industrialização no interior do país. A indústria textil, por exemplo, foi um dos principais vetores de expansão da gera ção hidrelétrica. Ainda hoje existem muitas centrais em funcionamen to, datando do começo do século, e que foram implantadas por indústrias texteis (SANTOS, 1984; CPFL, 1982). O histórico da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL, 1982) mostra claramente o afirmado, além de relacionar a expansão industrial do interior de São com a construção da estrada de ferro, que, por sua vez, foi resulta do da necessidade de se transportar o café. Este tinha deixado o Va le do Paraíba, já com o solo empobrecido, e avançado rumo a oeste . Este vinculo entre a agricultura e as PCHs é histórico na realidade nacional, e mostra-se novamente presente com o aparecimento de fron teiras agrícolas na Amazônia e Centro-Oeste. Ali as PCHs máxima eficiência econômica, além de ter grande beneficio social.

De fato, até a década de 50, o Brasil apoiou a sua eletrificação nas pequenas e médias centrais, sendo estas pertencentes
à iniciativa privada ou ao município. Verdadeiras malhas foram cria
das com a interligação de pequenos sistemas municipais, visando um
aumento de confiabilidade e melhor operação. Entretanto, não se per
dia a característica fundamental destes sistemas, que era a utiliza

ção da mão-de-obra e recursos locais, quando possível fosse. A política tarifária da época, baseada no custo histórico, e uma inflação significativa passaram a desincentivar novos investimentos no setor elétrico. Tal fato, associado a outros de natureza política, fez com que o Estado começasse a ter maior participação no setor, garantindo a expansão do parque gerador. Um outro fato paralelo ocorria: era a economia de escala nos empreendimentos hidrelétricos. Assim, no final da década de 50, o Brasil construia Furnas, que foi a primeira central brasileira a ter potência superior a 1000 [MW]. Mudava-se, então, toda a filosofia de suprimento de energia elétrica : ao invés dos pequenos sistemas, com características regionais e per tencentes à iniciativa privada ou municipal, surgiam os grandes sistemas elétricos, de natureza estatal, que eram supridos por centrais de grande porte.

Também no final da década de 50 começaram intensos programas de eletrificação rural, normalmente baseados no padrão monofásico, conforme era utilizado nos Estados Unidos. Tais programas, suportados por financiamentos externos, eram subsidiados. Isto, além do fato da energia do grande sistema ter boas características técnicas, fez com que o meio rural abandonasse os suprimentos usuais de energia. Assim, o motor elétrico substituiu muitas rodas d'á gua, e as pequenas gerações hidrelétricas, na maioria das vezes utilizando geradores de corrente contínua, foram abandonadas. Este foi o caminho adotado naquela época. O outro caminho, desta encruzilhada tecnológica, era o da modernização dos sistemas auto-geradores rurais. Desta forma, não se teria abandonado as centrais obsoletas, mas incentivado a substituição de equipamentos, permitindo uma geração própria com bom padrão técnico.

Como já foi dito, a evolução dos preços do petróleo fez reverter muitas conclusões econômicas a respeito de fontes energéticas. Assim, o suprimento elétrico a regiões remotas no Brasil era feito, raras exceções, por meio de grupos Diesel. Hoje, todas as análises levam a conclusão de que uma PCH é mais econômica que o Diesel, mesmo onde o custo da central e da linha de transmissão tenham valores altos, como, por exemplo, 2.000 [\$/kW]. Paralelamente a este fenômeno, o sistema interligado começou a apresentar um custo marginal de expansão elevado. Isto é óbvio, pois os aproveitamentos mais econômicos e mais próximos dos centros consumidores já foram utilizados (como os do Rio Grande), restando os que estão remotos (como os da Bacia do Tocantins e do Xingu). Desta maneira, as PCHs começaram a se tornar econômicas também para os sistemas interligados.

Vê-se que o ressurgimento das PCHs é um fato evidente . Tal ressurgimento tem caráter substitutivo em regiões remotas e caráter complementar nos sistemas interligados. Também as iniciativas privada e regional voltaram a ter interesse nas PCHs. Isto pode ser detectado em muitas empresas de energia elétrica, pertencentes a municípios ou a particulares, que têm investido na construção destas centrais. A existência de empresas não concessionárias com interesse em gerar energia elétrica e vendê-la a concessionários mostra , também, o renascimento econômico da PCH. Para que esta prática seja incentivada há de se mudar a legislação em vigor no país (SANTOS & COSTA, 1984).

Para melhor compreensão sobre o que é uma PCH, é necessá rio sua definição clara, na realidade brasileira e internacional.

### 1.3. DEFINIÇÕES SOBRE AS PCHs

Definir o que é uma Pequena Central Hidrelétrica não é tarefa fácil. Isto porque as classificações são bastante variáveis de país para país. Entretanto, há uma filosofia nas PCHs que independe da posição geográfica: uma PCH não é uma mera redução de uma usina de grande porte (ELETROBRÁS & DNAEE, 1982). Tal filosofia é de fundamental importância para que o custo da central seja aceitável. É evidente que, utilizando-se simplificações, perde-se algumas vantagens. Estas vantagens são as mais variadas, mas, ressaltase a regularização da vazão. Sabe-se que, nas grandes centrais, a maior parte do custo concentra-se nas obras civis, especialmente na construção do reservatório regularizador. Para diminuir este custo, as PCHs devem ser projetadas não fazendo uso da regularização de vazões. Abre-se exceção para o acompanhamento diário da carga, que exige pouco volume regularizador (SOUZA et alli, 1983).

A atual realidade tecnológica que vive o Brasil, leva à construção de PCHs com equipamentos robustos mas de engenharia bastante simples. Isto não quer dizer que tais equipamentos são os ide ais. Pelo contrário, pois pequenas turbinas com tecnologia sofisticada apresentam melhor eficiência e maior durabilidade. Quando se diz simplicidade quer se dizer que não se exigirá das turbinas o mesmo rendimento de uma grande, ou os mesmos testes. Entretanto, esta turbina pode ser o resultado de um projeto que utilizou as mesmas técnicas sofisticadas que se empregam nos grandes projetos. Ain da com relação à simplicidade, uma PCH na França é mais econômica se for automatizada do que exigir um grande quadro pessoal. Tal realidade é comum a quase todos os países desenvolvidos.

A Organização Latino Americana de Energia (OLADE) classifica as PCHs da maneira descrita no Quadro 1.1.

	POTÊNCIA	QUEDA	DE PROJET	'O [m]
MÁXIMA [kW]		BAIXA	MÉDIA	ALTA
micro centrais	50	menos de 15	15 a 20	mais de 50
mini centrais	500	menos de 20	20 a 100	mais de 100
pequenas centrais	5000	menos de 25	25 a 130	mais de 130

QUADRO 1.1 - Classificação das PCHs conforme a OLADE.

Tal classificação foi adaptada à realidade brasileira , tendo em vista, principalmente, as micro centrais. Isto porque é consensual que as micro são potencialmente utilizadas no meio rural, sendo que a engenharia e a legislação deveriam estar adequadas a esta realidade. Assim, o limite de 50 [kW] deixa de fora uma parcela significativa de propriedades rurais. Adaptou-se, então, a classificação OLADE, multiplicando-se a coluna "Potência Máxima" por 2, resultando:

- micro centrais: até 100 [kW];
- mini centrais: até 1000 [kW];
- pequenas centrais: até 10000 [kW].

Para deixar esta classificação compatível com a capacitação da indústria nacional, limitou-se em 5000 [kW] a potência máxima por grupo da central.

Como já foi dito, apenas a filosofia de simplicidade é que se mantém comum, entre os vários países, ao se definir uma PCH. Nos EUA, por exemplo, o limite máximo de potência é 15 [MW], embora as facilidades legais para as PCHs estejam sendo entendidas até a

potência de 30 [MW] (FRITZ, 1984; SHELDON, 1979). Este limite é pró ximo ao da China (JINGXI, 1984), que é de 12 [MW]. Estas classifica ções tem sempre por objetivo facilitar o financiamento e licenças, sendo que as limitações técnicas não são rigorosas. Completando este quadro, apresenta-se a seguir as classificações em outros países:

FRANÇA: micro - até 100 [kW] (PETIT, 1981)

mini - até 1000 [kW] (ÉTIENNE & CHADENSON, 1981)
pequena - até 8000 [kW] (RABAND & PICOLLIFR, 1981)

AUSTRIA: mini - até 100 [kW] (BAUER, 1981-b)

pequena - de 100 [kW] até 5000 [kW]

ESPANHA: pequena - até 1000 [kW] (DOMERQ, 1981)

Fica evidente a necessidade de se ter uma padronização internacional no que diz respeito à potência. Também com relação à altura, tipos de construção, e equipamentos seria interessante uma única classificação mundial.

A classificação por altura, apresentada no Quadro 1.1, não tem a mesma filosofia da classificação por potência. Enquanto os limites por capacidade tem seus principais fundamentos em facilidades legais e financeiras, os limites por altura representam divisores tecnológicos. É evidente que, como no caso da potência, os valores limites não são rígidos, sendo apenas orientativos.

Concluindo, a importância de se ter uma padronização mundial é grande, mas maior é a necessidade de tê-la a nível nacional, o que se está conseguindo, através de esforços da ELETROBRÁS, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

### 1.4. PANORAMA MUNDIAL

As perspectivas mundiais para as PCHs têm se mostrado promissoras. Entretanto, os países que têm se destacado na construção destas são os desenvolvidos ou em desenvolvimento, enquanto aqueles que mais têm carência energética permanecem à margem de mais este benefício. O Quadro 1.2 mostra um resultado da "World Energy Conference/80" (BAUER, 1981-a), que deixa clara a atual penúria hidrenergética das regiões não desenvolvidas, que, por ironia, são as que apresentam maior potencial.

	POTENCIAL MÉDIO AVALIADO[10 <sup>3</sup> MW]	PRODUÇÃO ATUAL [10 <sup>3</sup> MW]	PORCENTAGEM UTILIZADA
África	437,1	8,154	1,86 %
Ásia	648,3	47,118	6,88 %
Europa	215,4	103,998	48,28 %
URSS	269,0	31,500	11,71 %
América do Norte	330,5	90,210	27,29 %
América do Sul	288,3	18,773	6,51 %
Pacífico Sul	36,5	7,609	20,82 %

QUADRO 1.2 - Panorama Mundial com Relação à Potencialidade e
Uso da Hidrenergia (WEC/80).

Vários países têm programas de expansão para as PCHs, mas nenhum é tão arrojado quanto o chinês. Os dados disponíveis são bastante contraditórios, mas, para uma avaliação, cita-se os apresentados por JINGXI (1984), que diz haver, no final de 1983, 76.000 PCHs na China, com uma potência instalada total de 8.500 [MW], gerando 20.000 [GWh]. Isto representa 23% da hidrenergia gerada e 42%

da potência hidráulica instalada no país. Mais importante que estes números, são os que mostram a participação das PCHs no suprimento e létrico rural: as PCHs fornecem um terço dos 47.500 [GWh] de ener gia elétrica, gerada por diferentes meios, consumidos no meio rural. Com relação, ainda, ao meio rural, o governo chinês pretende, até o final deste século, aumentar o número de propriedades eletrificadas de 60% para 90% do total. Para isto está se intensificando, ainda mais, o programa de expansão das PCHs, pois julga-se que estas têm um potencial aproveitável de 70 [GW].

Embora sem a grandeza do programa chinês, os E.U.A. têm um interessante programa neste setor. Um dos principais objetivos deste programa é a motorização de reservatórios já existentes. SHEL DON (1979) apresenta um resultado do levantamento feito pelo U.S. ARMY CORPS OF ENGINEERS, em 1975, que detectou 49.500 barragens, com mais de 8 metros de altura. Destas, é possível, em primeira avaliação, instalar uma potência de 100 [GW], gerando 236.000 [GWh] por a no. Tal resultado é por demais otimista. Avaliações mais realistas prevêm a economicidade de até 14 [GW] em PCHs, instaladas em barragens já existentes (SELTZ-PETRASH, 1980). Este afirma que as PCHs poderão contribuir com 5% ou até 17% do suprimento de energia elé trica nos E.U.A., tendo boas perspectivas em certas regiões, como a Califórnia e o Noroeste.

A França sempre foi um país com grandes tradições no setor hidrelétrico, como já se mostrou no início deste trabalho. O Quadro 1.3 apresenta a evolução das PCHs na França, desde 1958 até 1979, destacando-se as do setor privado e as pertencentes à empresa estatal EDF (GOUBET, 1981).

	1 9 5 8		1 9 7 9	
	NÚMERO	PRODUÇÃO MÉDIA	NÚMERO	PRODUÇÃO MÉDIA
	DE PCHS	ANUAL [GWh]	DE PCHS	ANUAL [GWh]
EDF	188	1,6	117	2,85
Setor Privado	959	0,6	861	1,05

QUADRO 1.3 - Evolução das PCHs na França.

Observa-se, neste quadro, uma diminuição do número de centrais, mas um aumento significativo da produção média de cada. Is to é o resultado da modernização executada nessas centrais.

As perspectivas para a França, relativas ao potencial para PCHs, não são das mais promissoras. Entretanto, há um contínuo incentivo a esses empreendimentos, pois eles representam um crédito de energia, o qual refletirá diretamente no custo de operação das centrais térmicas do sistema.

A Áustria também é um país com um razoável número de PC-Hs instaladas, e vislumbra a possibilidade de expansão deste parque (BAUER, 1981-b). Fenômeno semelhante ao francês ocorreu nesse país, onde o número de centrais diminuiu, mas houve um aumento significativo na produção média destas, o que, como já se disse, é função da modernização das plantas. A Áustria possuia, em 1981,1.254 PCHs (com potência inferior a 5.000 [kW]), somando uma potência instalada de 355,4 [MW], com uma produção média anual de 1.928,8 [GWh]. Considerando-se as dimensões do país, é um exemplo dos mais significativos de exploração das pequenas centrais.

Colaborando para formar este panorama mundial sobre as PCHs, seguem os exemplos da Suécia e da Espanha. No primeiro caso, está em andamento um programa de reconstrução e modernização pa

ra centrais de 100 [kW] até 1.500 [kW]. As perspectivas levam a um acréscimo de potência de 550 [MW], instalados em 1.350 PCHs. Na Espanha, defrontava-se em 1979 (DOMERCQ, 1979) com uma realidade on de existiam 1.840 PCHs com potência até 1000 [kW], gerando anual mente 498,7 [GWh] com uma potência instalada de 253,3 [MW]. Soma-se a este quadro uma potência de 223,9 [MW], instalada em PCHs na faixa de 1000 [kW] a 3000 [kW]. Estas geram 725 [GWh] anualmente.

plos de países não desenvolvidos que tenham realizações significativas em PCHs. Infelizmente, com exceção da China, país já apresentado, não se detectou nenhum outro na literatura. O que se encontra, e com bastante facilidade, é a descrição de regiões carentes energe ticamente, e onde as PCHs seriam vetores de bem estar social, com baixo investimento e grande utilização de recursos locais.

FRITZ (1984) apresenta o exemplo peruano. Uma grande par te do país e uma significativa população se encontram sem eletricidade ou são abastecidas por grupos Diesel. Uma potência de 120 [MW], em 2.186 PCHs com potências iguais ou inferiores a 350 [kW], poderia abastecer uma população de 3.250.000 pessoas, em 2.352 vilare - jos das regiões Amazônica e Andina.

Vê-se que com uma capacidade instalada em PCHs bastante inferior à da Espanha ou Áustria, resolveria-se sérios problemas no peru, país que é várias vezes maior que àqueles dois. Esta é um realidade comum a quase todos países da América Latina, África e Ásia. Não se exclui, pois, o Brasil, que têm mais de 50% de seu território sem um sistema integrado de suprimento elétrico. As gerações isoladas existentes são, em geral, com grupos Diesel, e o suprimento do combustível é muito difícil em vários meses do ano. Tal problema

surge, curiosamente, pelo excesso de água das chuvas, que é o "combustível" das PCHs. Outro ponto importante sobre a potencialidade das pequenas centrais é o abastecimento à zona rural. Cabe lembrar que apenas 5% das propriedades rurais brasileiras são abastecidas e letricamente (SANTOS & NOGUEIRA, 1984). Considerando-se uma potência média de 5 [kW] por consumidor rural, pode-se estimar em 25 [GW] a potência necessária para se executar completamente a eletrificação rural no Brasil. Evidentemente, as PCHs não serão os únicos meios de suprir este mercado, mas fica bastante claro que elas podem ter, assim como na China, uma participação significativa.

### 1.5. PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS

A situação tecnológica das PCHs, atualmente, é bastante interessante: se por um lado usa-se dos mais modernos meios para se projetar e construir máquinas eficientes e duráveis, do outro lado existem muitos fabricantes que ainda utilizam tecnologias da primeira metade do século, garantindo, todavia, máquinas robustas e com eficiências razoáveis. No primeiro grupo estão muitos países desenvolvidos. No segundo grupo estão alguns países em desenvolvimento, como o Brasil e a China.

Um levantamento preliminar da capacitação tecnológica em termos mundial permitiu a construção de um mapa mundi, apresentado na Fig.1.1, no qual indica-se as regiões que detêm alta tecnologia em projeto e fabricação de equipamentos para PCHs, ou na construção destas centrais, e regiões que estão no estágio intermediário, des-

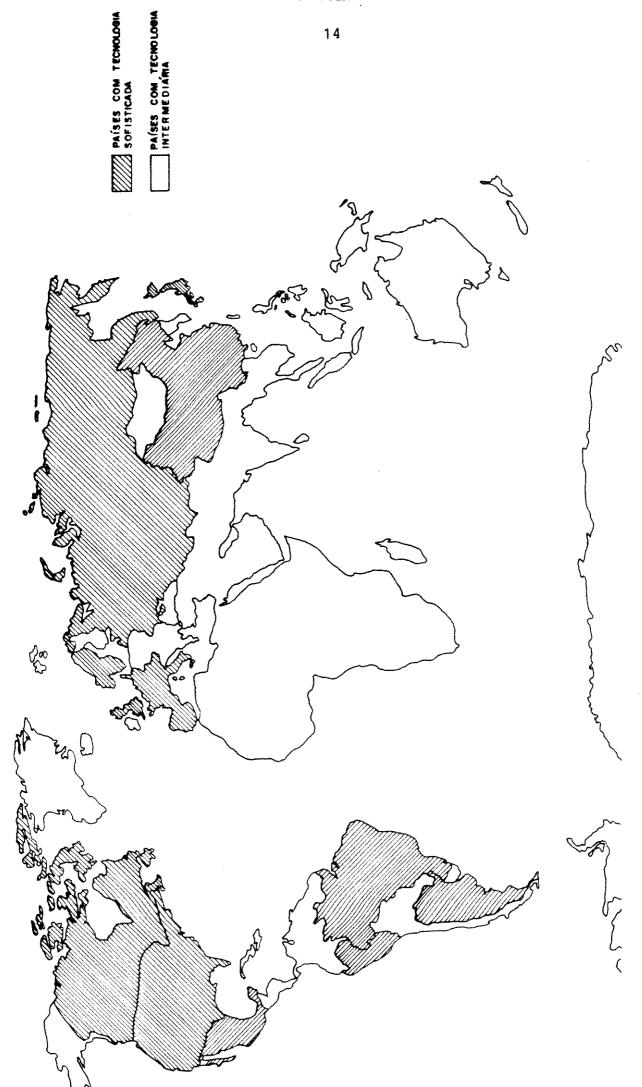


FIG. 1.1 - Situação da Tecnologia em PCH no Mundo.

crito anteriormente.

As regiões não marcadas não implicam na ausência desta tecnologia. Bem ao contrário, sabe-se que países como Ingoslávia e Alemanha Oriental, tem grande capacitação no setor, mas não se loca lizou literatura que desse maiores informações. No entanto, a América comental e Africa, bem como o restante da Ásia e América do Sul, encontram-se em grande penúria tecnológica neste setor. São exatamente estas regiões que menos aproveitam suas potencialidades hidre létricas. Isto já foi mostrado no Quadro 1.2. Parece lógico um rela cionamento internacional, onde os países com tecnologia intermediária dessem assistência aos menos capacitados. Isto porque estes tem equipamentos e engenharia de baixo custo, que podem satisfazer àque les países, além de se fortalecer o relacionamento comercial entre eles.

Os países desenvolvidos têm se concentrado em pesquisas nesta área que podem, a princípio, parecer sofisticação desnecessária à outra parte do mundo. Isto não é a realidade. Veja-se o exemplo das turbinas axiais para muito baixa queda: elas são de suma importância para o desenvolvimento intensivo das PCHs na Amazônia. Também os sistemas de automação trazem vantagens aos países em desenvolvimento. Como exemplo, cita-se a China, onde verificou-se que a automatização de certas PCHs poderia diminuir, sensivelmente, o número de desligamentos por má operação, por parte do pessoal da central. Não quer se dizer com isto que todas PCHs devem ser automatizadas. Resumindo, julga-se necessário melhorar o padrão da tecnologia hoje existente nos países em desenvolvimento, e, paralelamente, desenvolver pesquisas avançadas sobre PCHs.

A situação tecnológica brasileira, na área, é bastante

interessante e contraditória. A partir da década de 50, com o já referido advento das grandes centrais, as indústrias multinacionais, de equipamentos para hidrelétricas, passaram a investir no país. Mas tais investimentos foram direcionados para a parte produtiva e não para o desenvolvimento. Assim, atingiu-se pontos pitorescos, como o de poder-se dizer que se tem a maior capacidade produtiva de hidro-geradores do mundo, com destaque para a Siemens e Brown Boveri, sem entretanto ter-se o domínio da técnica de projeto.

Traçando um paralelo entre a primeira fase do desenvolv $\underline{i}$ mento hidrelétrico no país e a segunda fase, vê-se que, embora anos tenham se passado, a indústria verdadeiramente nacional continua marginal ao verdadeiro progresso tecnológico. Muitos fatores con tribuiram para isto, especialmente a situação econômica do país seu sistema político, mas não se pode denunciar a iniciativa privada de ter sido inerte. Isto porque as primeiras iniciativas para fa bricação de equipamentos hidrelétricos nacionais datam ainda do século passado. Até a década de 50 dezenas de fabricantes nacionais de pequeno porte produziam turbinas hidráulicas, que disputavam mercado em franca decadência. Tal decadência era induzida por uma conjuntura institucional e financeira que desincentivava qualquer iniciativa privada para a construção de centrais ou de equipamen tos, e não havia compensação através da ação direta do estado na parte de fabricação de equipamentos. Assim, poucas indústrias se salvaram e consequiram chegar nos dias de hoje. Destacam-se a JOME-CA, LINDNER e WIRZ, fabricantes de turbinas.

É premente a conjugação de esforços para o desenvolvimento real da indústria de equipamentos para hidrelétricas, destacandose as empresas nacionais.

### 1.6. O PLANEJAMENTO NACIONAL E O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

É evidente que o planejamento energético de um país faz parte de um todo, que é o planejamento nacional. Este último traça as metas globais do geverno, que refletem a política de desenvolvimento. Dentro deste contexto, o planejamento energético nada mais é que uma das ferramentas a se utilizar na construção de uma obra maior. Assim, definições políticas, como a redistribuição da renda, a interiorização da indústria ou a redução das importações, afetam toda a organização do país, a nível do consumidor, do setor produtivo e do próprio estado. Consequentemente, mudam-se os hábitos, altera-se o perfil da economia e fomentam-se mercados.

É evidente que para se alcançar metas de desenvolvimento o setor energético também terá que se adaptar. Isto porque, com a mudança da economia como um todo, altera-se a composição da demanda dos diferentes energéticos. Além disto, esta mudança ocorre diretamente nas diversas regiões de um país. Tem-se que realizar grandes esforços para suprir em quantidade, tipo e local a energia demandada, posto que sempre estão presentes as restrições de energia primária nacional, de energéticos importados, além das capacidades de beneficiamento no país.

LEGISA (1985) apresenta um esquema ilustrativo para mostrar os elos que existem entre o sistema sócio-econômico nacional, o setor externo ao país e o sistema energético nacional (Fig.1.2). Dentro do mesmo esquema são mostrados, também, as relações existentes entre uma região e o próprio país, destacando-se o sistema energético regional.

É interessante destacar, neste ponto, a diferença exis-

tente entre planejamento e plano. Denomina-se plano a um conjunto de ações combinadas que objetivam alcançar metas, definidas pelo próprio plano, de maneira a se executar a política de desenvolvimen to estabelecida pelo governo. É evidente que o plano é, preliminarmente, elaborado baseando-se em hipóteses de comportamento dos vários setores nacionais, além de fixar premissas sobre alguns parâme tros internacionais. A isto chama-se cenário de planejamento. Entre tanto, devido às incertezas contidas na natureza e, principalmente, no comportamento humano, são comuns alterações profundas nos cenários pré-estabelecidos. Faz-se, pois, necessária a constante revisão do plano, objetivando adequar o mesmo às tendências dentro do novo cenário que se vislumbra. A este trabalho contínuo se denomina

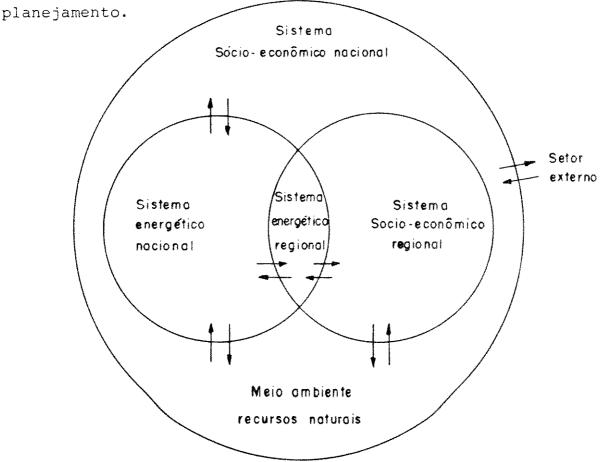


FIG. 1.2 - Relações entre os sistemas nacional, regional, energético e setor externo.

Dentro da realidade brasileira existem vários casos para se ilustrar as afirmações anteriores. Começa-se pela política do ál cool. Em função da grande variação dos preços do petróleo, e das ciclicas quedas do preço do açúcar, a níveis internacionais (setor externo), o governo estabeleceu um plano de ação, intitulado "Proalcool", que tinha como metas principais a redução das importações e o reaquecimento da indústria sucro-alcooleira. De fato, passados alguns anos vê-se que estas metas foram atingidas, embora outras, como a distribuição de renda, não tiveram o mesmo sucesso.

Um outro exemplo bastante elucidativo é a interiorização da economia, principalmente pelo Centro-Oeste rumo à Amazônia. Vê-se que isto é uma política de desenvolvimento nacional, que gerou vários planos. Destaca-se a criação do Estado de Rondônia. Enfocando, agora, sob o ponto de vista regional, vê-se naquele Estado, um grande aumento populacional, resultante das migrações, demandando os mais diferentes insumos e serviços. Observa-se, claramente, a de fasagem ocorrida entre o plano de desenvolvimento do Estado e o pla no específico de suprimento energético. Alí, não só existe déficit de energia, como,também, essa energia é oriunda de outras regiões, a elevados custos para o país, não se aproveitando os recursos locias. Fica evidenciada a distância existente entre o planejamento global e o energético.

### 1.7. NÍVEIS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

O planejamento energético implica, evidentemente, em vá-

rias divisões e etapas. O primeiro passo é ter uma "fotografia" da situação energética do país, ou região. A isto chama-se "Balanço E-nergético". Este balanço mostra, de forma agregada, o fluxo dos energéticos, desde a produção até o uso final por diferentes classes de consumidores. A Fig.1.3 mostra uma adaptação de um esquema proposto por BRAVO (1985), no qual estão apresentadas as principais etapas do balanço energético.

O processo de planejamento energético é um processo verso ao balanço energético. Isto é: a partir deste balanço busca--se alterá-lo, desde a energia útil (calor, iluminação, força triz, etc.). Isto se faz necessário para atender a demanda dos consumidores. É importante dizer que esta demanda é função do planejamento nacional, pois este orientará o crescimento dos setores, como a migração populacional no país. Além disto, a demanda pode ser modulada, dentro de certos limites, através de política de preços, programas de economia de energia, dentre outros. A determina ção do tipo e qualidade de energia final, que será demandada é, tam bém, um dos objetivos do planejamento energético. Evidentemente, a demanda de energia útil é um dos parâmetros básicos para isto. Além disto, a disponibilidade de recursos, a política de preços e aspectos tecnológicos são parâmetros importantes na avaliação do perfil da demanda de energia final. Como exemplo de flexibilidade deste perfil, cita-se o programa de eletrotermia desenvolvido, no da década de 80, pelas empresas de energia elétrica, visando a subs tituição de derivados de petróleo na produção de calor industrial . O relativo sucesso deste programa foi resultado de uma tarifa que beneficiava sobremaneira o consumidor.

Continuando neste caminho inverso ao do balanço energéti

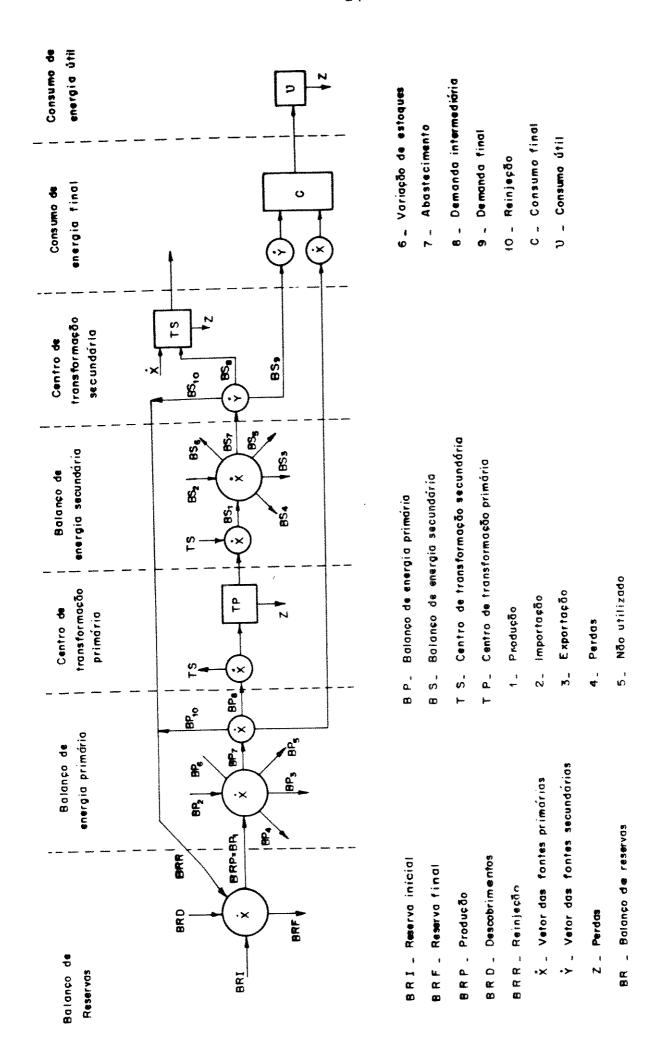


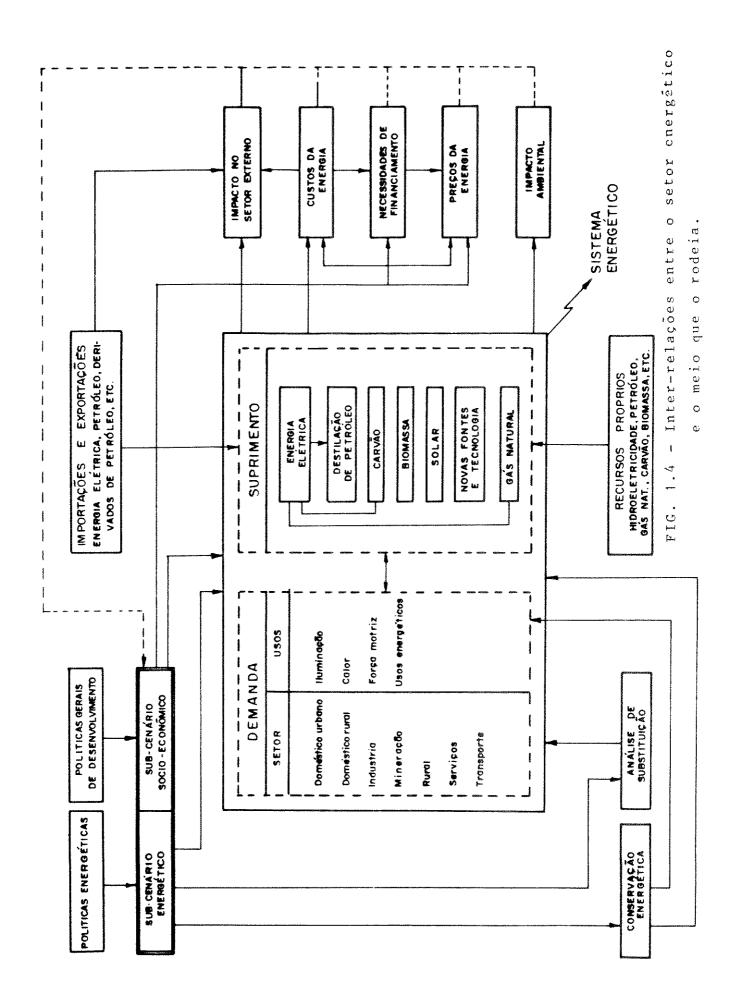
FIG. 1.3 - Etapas do Balanço Energético.

co, o planejador buscará sempre atender à demanda com a tecnologia disponível, dentro das limitações financeiras impostas, utilizando os recursos naturais locais, além de atender a política de desenvol vimento estabelecida. Neste último item inclue-se a centralização ou descentralização dos sistemas energéticos, a ocupação do solo, a proteção ao meio ambiente, a independência tecnológica, dentre outros.

A Fig.1.4 mostra as inter-relações existentes entre o setor energético (demanda e suprimento) e o meio que o rodeia (LEGI-SA, 1985).

Dentro do sistema energético, a energia elétrica é uma das formas mais importantes, seja pela sua facilidade de uso e trans missão, seja pela exclusividade que possui com relação a vários tipos de demanda. Assim, o planejamento do sub-sistema energético elétrico merece destaque do todo. Neste tem-se uma divisão clara, que facilita bastante o seu planejamento: geração, transmissão e distribuição. Poderia-se, ainda, incluir o uso da energia elétrica como sendo, também, passível de planejamento, seja na estimativa de seu crescimento natural, seja avaliando impactos a medidas exógenas, como o aumento de tarifas ou políticas de racionamento. Não se pode esquecer que, como já foi afirmado, existe uma flexibilidade da demanda, que pode alterar o perfil desta, privilegiando outros energéticos.

voltando-se às divisões do setor elétrico, observa-se ser razoável planejar-se cada uma de maneira relativamente estanque. Is to é: ao se planejar a geração elétrica, considera-se, a grosso modo, as perdas e os investimentos na transmissão. Após estudada a geração, pode-se planejar, em detalhes, a transmissão, incluindo as



suas restrições técnicas. A distribuição não tem recebido a atenção necessária, no que diz respeito ao seu planejamento. O seu cresci - mento tem sido uma constante corrida atrás das solicitações dos con sumidores.

Da maneira que se apresentou, leva-se a pensar que o pla nejamento energético é um caminho de mão única. De fato, o que ocor re é exatamente o contrário: o planejamento é um processo iterativo, onde se necessita da demanda para se planejar o suprimento, mas só se conhece a demanda sabendo-se as tarifas, que são dependentes dos custos de suprimento.

Um bom exemplo do afirmado é o planejamento da geração e létrica: este tem como objetivo principal estabelecer quais as centrais a serem construídas, quando entrarão em operação e de que maneira serão operadas. Por outro lado, é necessário saber os custos de cada central para se cumprir as metas descritas. Entretanto, este custo é função da capacidade instalada, que, por sua vez, depende do benefício gerado. Neste caso, o benefício é a geração de energia pela central, que só será definida após planejado o sistema, e estabelecida sua operação. Novamente, aqui, destaca-se o caráter cíclico do planejamento energético.

Ainda enfocando o planejamento da geração, o "Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas" (ELETROBRÁS, 1984) estabelece uma forma de se avaliar o custo das centrais hidrelétricas, bem como define, em primeira instância, a divisão de queda de uma bacia hidrográfica. É a partir destes valores que se pode fazer o planejamento do sistema. Na sequência, deve-se reestudar a divisão de queda em cada central individualmente, buscando um melhor ar ranjo ou um custo mais realista. Voltando-se ao "Manual de Inventá-

rio", vê-se que mesmo aí o processo é iterativo, existindo estudos preliminares, que selecionam as alternativas viáveis, e estudos finais, que procuram determinar o custo dessas alternativas com bastante precisão.

A sequência que foi apresentada neste item é bastante ilustrativa: partindo-se do planejamento global de um país, caminhase para o planejamento energético; daí, planeja-se o setor elétrico, iniciando-se no todo até alcançar a usina geradora. Pode-se, ainda, olhar a central mais de perto, e, daí, buscar a otimização
das suas estruturas, como é o caso do diâmetro econômico das tubula
ções forçadas, comumente empregado nas centrais hidrelétricas. Pode
-se dizer que esta etapa é o outro extremo do planejamento energéti
co.

#### 1.8. OBJETIVOS DA TESE

Como se afirmou no início deste capítulo, esta tese tem por objetivo o planejamento das centrais hidrelétricas de pequeno porte. Viu-se, também, que o planejamento pode se dar em diferentes níveis. É evidente que não se pretende enfocar todos esses níveis. De fato, este trabalho concentrará esforços em um nível intermediário, não se preocupando com a otimização econômica das estruturas, mas analisando o sistema até onde se mantenha a individualidade das PCHs.

SANT'ANA (1983) afirma que o planejamento de uma pequena central se dá através de sua otimização e, após, analisando a sua

viabilidade quando comparada com outras opções de geração. Esta afirmação é verdadeira, mas, em muitos casos, para a otimização da central é necessário o conhecimento prévio dos custos das fontes concorrentes. Este é o caso de pequenos sistemas interligados, onde existem PCHs e grupos Diesel.

O mesmo SANT'ANA classifica o planejamento das PCHs em três niveis:

- o nível um é uma avaliação inicial de custo, potência instalada, energia gerada e propostas iniciais de arranjos, além de observar outros parâmetros, com a distância de transmissão e possíveis impactos sócio-ecológicos.
- o nível dois já se preocupa com a otimização da central e necessita de mais e melhores dados do sítio a ser explorado. O importante resultado deste nível de planejamento é o arranjo da central, bem como sua capacidade instalada.
- o nível três é o último passo antes do projeto propriamente dito.

  Neste nível passa-se a analisar, em detalhes, a operação da central, em função da curva de carga do sistema e de suas características próprias.

Este tese se enquadra no nível dois, embora, na realidade brasileira, o nível três seja, praticamente, inexistente. O outro fato, também relevante, é que o trabalho de SANT'ANA objetiva, prioritariamente, a geração não pertencente ao serviço público. Isto porque, como já se afirmou neste capítulo, é comum nos E.U.A. a venda de energia elétrica, por parte de auto-produtores, a concessioná rias. Por outro lado, este trabalho visa, basicamente, o planejamento das PCHs pertencente ao serviço público, seja em grandes sistemas interligados, seja em sistemas isolados.

Para se alcançar estes objetivos, este trabalho foi dividido em nove capítulos e dois apêndices.

No segundo capítulo define-se o que se chama de sistemas interligado e descentralizado. Isto é necessário pois os métodos de planejamento destes são bastante diferentes. Evita-se, pois, as classificações tradicionais como auto-produtor ou serviço público, interligado ou isolado, etc..

O terceiro capítulo apresenta uma descrição técnica que objetiva manter o vínculo entre o planejamento e a engenharia da central. Destacam-se,aí, as principais grandezas que dimensionam as estruturas. Também, é feita uma análise de custo para as PCHs brasileiras, que se baseou em uma série de projetos recentes, executados dentro dos mesmos critérios. O custo é o parâmetro fundamental no planejamento da central.

O quarto capítulo propõe um modelo de avaliação da demanda em sistemas descentralizados, pois, ao contrário dos sistemas in tegrados, muito pouco se tem publicado a respeito do tema. Busca-se desenvolver um modelo dentro da realidade nacional, e suficientemente flexível para se adaptar às mais diferentes situações de desenvolvimento.

O quinto capítulo visa estabelecer metodologias para se planejar PCHs em sistemas descentralizados. Pelas próprias características desses sistemas, têm-se, aqui, uma visão mais próxima da central, se preocupando, por exemplo, com o número e tipo de máquinas empregadas.

A análise técnica do comportamento da rede com geração descentralizada constitui o sexto capítulo. Esta análise se faz necessária para se avaliar as vantagens e desvantagens dessas gera-

ções, permitindo quantificá-las, o que se dará no sétimo capítulo.

O sétimo capítulo propõe um modelo de planejamento de sis temas integrados que passam a desenvolver uma razoável capacidade instalada em centrais de pequeno porte. Assim, pode-se não só plane jar a entrada dessas centrais, como, também, avaliar o impacto sobre os custos da expansão. Os dois apêndices da tese se propõem a auxiliar a compreensão deste capítulo.

Finalmente, o oitavo capítulo discute alguns conceitos a respeito da interligação de sistemas descentralizados com sistemas integrados, e o último capítulo resume as principais conclusões e recomendações da tese.

Tem-se a consciência que o título deste trabalho é por demais ambicioso, sendo que seria mais realista se fosse substituido por "Uma contribuição ao planejamento das centrais de pequeno porte". Entretanto, julgou-se por bem deixar como está, pois, independente de nomes, sabe-se que todos os trabalhos são marginais no caminho da ciência.

#### CAPITULO 2

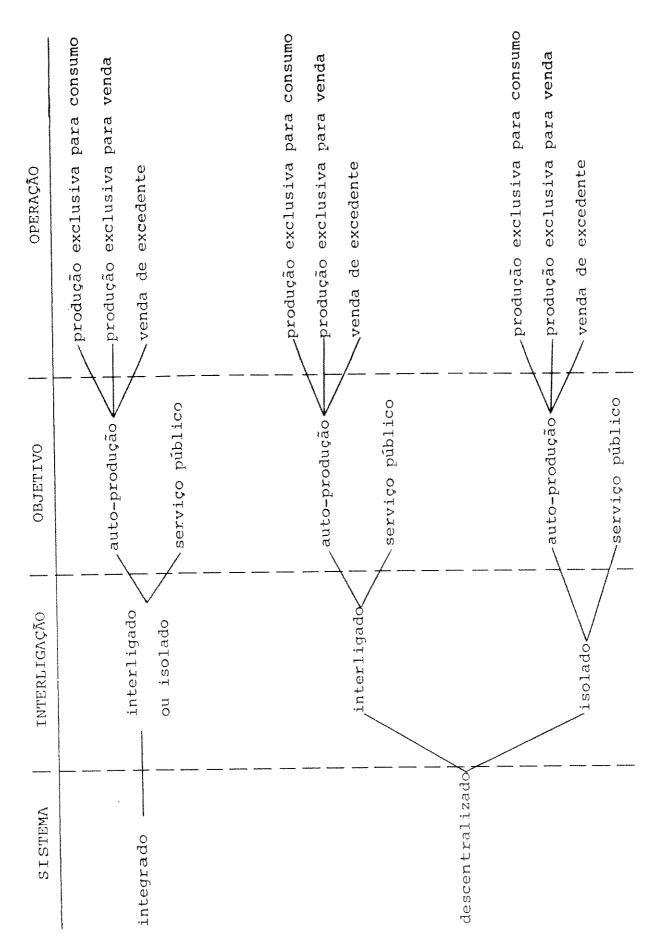
## SISTEMAS INTEGRADOS E SISTEMAS DESCENTRALIZADOS ENVOLVENDO PCHS

#### 2.1. INTRODUÇÃO

A classificação dos sistemas em integrados e descentral<u>i</u> zados será empregada constantemente neste trabalho. Resolveu-se propor este enquadramento para se evitar as confusões corriqueiras que existem ao se trabalhar com os jargões usuais, como sistemas isolados e interligados, centrais de serviço público e de auto-produto res, etc..

para se classificar um sistema é necessário definir a sua fronteira. Então, uma central pode ser considerada como um sistema, se os seus limites forem assim estabelecidos. A mesma central será um componente de um todo, que pode ser um sistema envolvendo um grande número de centrais. Esta diferenciação, que pode parecer desnecessária, se mostra fundamental, e está associada aos conceitos de planejamento energético em vários níveis, apresentados no Capítulo 1.

para se ter uma visão global, o Quadro 2.1 apresenta uma classificação dos sistemas, destacando os seus objetivos e formas de operação. Baseando-se neste quadro, passa-se, a seguir, à definição dos sistemas.



QUADRO 2.1 - Classificação dos Sistemas.

#### 2.2. SISTEMAS INTEGRADOS

para o objetivo desta tese, chama-se de sistemas integra dos aqueles que têm uma capacidade total de geração muito superior à potência da maior PCH desse sistema, ou PCH candidata a entrar nesse sistema. Isto é: a entrada de uma pequena central contribui de forma marginal ao suprimento da demanda. Evidentemente, um grupo de PCHs pode ter um peso significativo no cômputo total.

Os sistemas integrados podem ou não serem interligados a outros sistemas integrados. Isto não traz modificações profundas no seu planejamento, a não ser que esse outro sistema tenha características que levem a considerá-lo como "infinito". Isto ocorre quando a injeção, ou retirada, de energia e potência não afeta significativamente o seu estado. Sob o ponto de vista da engenharia elétrica, esse outro sistema pode ser chamado de "barramento infinito".

As PCHs de um sistema integrado podem ter dois diferem tes objetivos. O primeiro objetivo é inerente aquelas centrais de auto-produtores, os quais não detêm a concessão para transmissão e distribuição da energia elétrica visando atender a coletividade. Os auto-produtores não têm as obrigações inerentes às concessionárias de energia elétrica e, na maioria dos casos, buscam atender exclusivamente os seus consumos próprios, embora operem interligados ao grande sistema. A venda do excedente de energia, produzida pelas PC Hs de auto-produtores, às concessionárias, é uma prática pouco comum no país, e que merecerá destaque no Capítulo 8 deste trabalho. Em alguns países a construção de PCHs, por parte de auto-produtores, vi sando exclusivamente a produção de energia ao sistema integrado, é corriqueira e até incentivada pelas concessionárias como forma indi

reta de captação de recursos. Este, também, não é o caso do Brasil.

Neste ponto deve-se definir quando é que as centrais de auto-produtores podem ser consideradas parte do sistema integrado, sob o ponto de vista do planejamento energético. De fato, isto é um caso raro, pois teria que se ter conhecimento prévio das caracterís ticas principais do projeto da central e o seu proprietário precisa ria se sujeitar às decisões do sistema elétrico, que define, por exemplo, a entrada da central. O que se tem feito é avaliar a contribuição das PCHs de auto-produtores de forma estatística, e, através de política tarifária, incentivar ou não essas construções.

As PCHs pertencentes a concessionárias de serviço público podem, em geral, tomar parte do planejamento do sistema integrado. Faz-se exceção âquelas empresas de pequeno porte, cujo próprio sistema não pode ser considerado integrado, e onde não se aceita as decisões de um planejamento maior, como, por exemplo, a nível regional. Nesses casos a central se comporta como se fosse de um auto-produtor.

#### 2.3. <u>SISTEMAS DESCENTRALIZADOS</u>

Denomina-se sistemas descentralizados aqueles cuja potên cia instalada em uma de suas PCHs é significativa na contabilidade de sua capacidade total.

Contrariamente aos sistemas integrados,os descentralizados necessitam de critérios de planejamento diferenciados, se os mes mos forem interligados a, ou isolados de, uma rede de grande porte.

Isto porque esta rede tem condições de fornecer, ou absorver, a energia pelo sistema descentralizado.

Uma PCH interligada, que pode ser considerada parte de um sistema integrado, quando é observada individualmente passa a se comportar como um sistema descentralizado interligado. Desta maneira, o sistema externo toma a característica de infinito, e as de cisões tomadas a respeito da central, praticamente, não o afetarão. Este conceito se aplica não só a centrais, mas também a pequenos sistemas. São exemplos disto os sistemas de eletrificação rural com geração própria e interligados à rede de grande porte, através de uma linha de distribuição rural (LDR). Esses sistemas podem ser planejados, em detalhes, quando eles são tratados de maneira descentra lizada. A LDR é considerada apenas mais uma forma de abastecimento energético, só que oriunda de uma "fonte infinita".

As PCHs dos sistemas descentralizados interligados podem, também ser de auto-produtor e de serviço público. No caso de auto-produtor, não só a central como todo o sistema podem ser de sua propriedade. Já se afirmou anteriormente que é raro o sistema de auto-produtor que pode ser incorporado ao planejamento integrado do parque gerador.

Os sistemas descentralizados isolados apresentam um enor me potencial no Brasil, onde a grande extensão territorial, associa da a uma população interiorana rarefeita, impossibilitam a construção de redes de grande porte para atender todo o país.

A possibilidade de um crescimento regional acompanhado por um correspondente aumento da capacidade instalada, em um sistema descentralizada isolado, parece ser a melhor forma de se fazer cumprir a política de interiorização do desenvolvimento, utilizando

-se dos recursos locais. Assim, o aparecimento de uma PCH pode promover o progresso da região, o que elevará a demanda. Isto tornará viável a construção de outras PCHs, ou de uma "Pequena Central Termelétrica (PCT)", surgindo um sistema descentralizado. Também neste caso o auto-produtor pode contribuir, reduzindo a sua demanda, atra vés de geração própria, ou ajudando a suprir a coletividade através da venda total, ou parcial, de sua energia produzida.

Observa-se que as definições recém apresentadas não são absolutas, servindo, apenas, para sistematizar os métodos que serão propostos nesta tese.

#### CAPITULO 3

### DESCRIÇÃO TÉCNICA E ESTRUTURA DE CUSTOS DAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE

#### 3.1. INTRODUÇÃO

Já se comentou, no primeiro capítulo deste trabalho, a respeito dos diferentes níveis de planejamento. Ali foi observado que, partindo-se de uma visão global (e panorâmica), num primeiro nível de planejamento, pode-se ir aprofundando nesta visão, perdendo a noção do "todo" mas ganhando em detalhes das partes observadas. Seja qual for o nível de planejamento, não se pode perder o sentimento físico do que se planeja, associando, sempre,os elementos com suas estruturas físicas e custos. É evidente, também, que os detalhes das estruturas e a composição dos seus custos são melhor observados dentro de um planejamento mais "micro", chegando ao limite quando se projeta tais estruturas.

Esta introdução serviu para justificar o que se vai expor neste capítulo. Não se pretende, aqui, descrever métodos de projeto das estruturas das PCHs, nem apresentar uma visão superficial destas, onde não se diferenciam os arranjos de uma central de média para uma de baixa queda. Pretende-se, isto sim, mostrar a central com todos os seus arranjos típicos, descrevendo, sucintamente, os seus componentes principais. Com relação ao custo, serão apresentados levantamentos feitos em diferentes países, traçando paralelos

com os estudos realizados no Brasil. É importante ressaltar que a experiência brasileira neste campo é pouca, sendo que o que se apresenta é uma contribuição, devendo ser enriquecida a medida que cresce o número de centrais projetadas e/ou construídas.

Tanto na descrição técnica como na de custos, seguiu-se, basicamente, a ordem e a nomenclatura dos manuais publicados pela ELETROBRÁS e DNAEE a respeito do assunto (ELETROBRÁS & DNAEE, 1982) (ELETROBRÁS & DNAEE, 1985-a) (ELETROBRÁS & DNAEE, 1985-b).

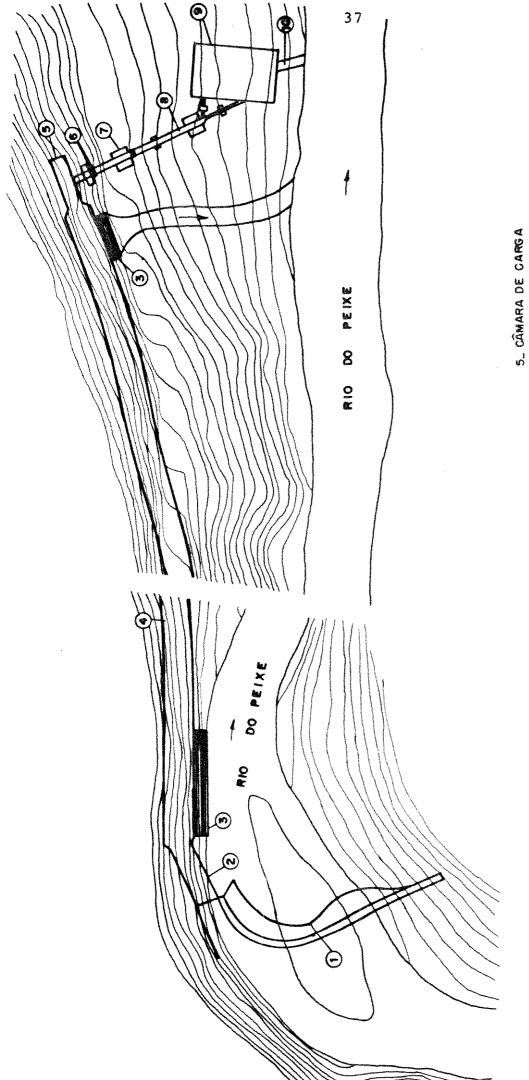
#### 3.2. DESCRIÇÃO TECNICA

#### 3.2.1. ARRANJOS BÁSICOS

As PCHs que atualmente são projetadas e construídas no país têm, praticamente, dois arranjos básicos.

O primeiro, apresentado na Fig.3.1, é o mais comum, e é composto pela barragem/vertedor, tomada d'água, canal de adução, câ mara de carga, tubulação forçada, casa de máquinas e canal de fuga.

O segundo arranjo, apresentado na Fig.3.2, é uma pequena modificação do anterior, substituindo o canal pela tubulação de bai xa pressão e a câmara de carga pela chaminé de equilíbrio. As estruturas restantes são as mesmas. Estes arranjos são, sem dúvida, os mais difundidos, e levam a custos bastante razoáveis. Entretanto, para se poder aproveitar o grande potencial de pequenas potências existentes no país, sobretudo na Amazônia e no Centro-Oeste, tem-se



S. CAMARA DE CAMBA 6. JUNTA DE DILATAÇÃO

1 - BARRAGEM E VERTEDOR

2 - TOMADA D'AGUA

3. VERTEDOR AUXILIAR 4. CANAL DE ADUÇÃO

7\_ BLOCO DE ANCORAGEM

8\_ CONDUTO DE ALTA PRESSÃO

9\_ CASA DE MÁQUINAS

10\_ CANAL DE FUGA

FIG. 3.1 - Arranjo típico de PCH, para a realidade brasileira atual.

85

2 TOMADA D'AGUA

3 BLOCOS DE APOIO

1. BARRAGEM E VERTEDOR

6\_ JUNTA DE DILATAÇÃO

7\_ BLOCO DE ANCORAGEM

8\_ CONDUTO DE ALTA PRESSÃO

ಥ FIG. 3.2 - Idem da Fig. 3.1, substituíndo-se o canal pela tubulação e

câmara de carga pela chaminé de equilíbrio.

que conhecer outros arranjos, muitas vezes típicos para baixa queda ou onde a declividade do terreno não é elevada. Estes arranjos são comuns nos Estados Unidos e na Europa, sendo que, em geral, apresentam maiores custos. No caso das centrais de baixa queda, há uma limitação tecnológica para o Brasil, pois as turbinas empregadas exiquem uma tecnologia ainda não dominada pelo país.

A Fig.3.3 apresenta três esquemas de centrais de média queda, sendo que o tipo <u>b</u> e o tipo <u>c</u> têm a casa de máquinas incorporada à barragem. Estes são arranjos característicos dos aproveita — mentos de média e grande potência, com grande volume de obras civis.

A Fig.3.4 mostra quatro esquemas típicos de casa de força para centrais de baixa queda. Estas podem estar diretamente no curso d'água, ao lado da barragem e vertedouro, ou colocadas no término de um curto canal de adução.

Os esquemas apresentados na Fig.3.3 e Fig.3.4 foram adap tados da publicação "Simplified Methodology for Economic Screening of Potential Small-Capacity Hydroelectric Sites" (EPRI, 1983), e não são os únicos possíveis, embora sejam bastante representativos.

#### 3.2.2. COMPONENTES DAS CENTRAIS

Apresenta-se, aqui, uma visão geral dos componentes básicos de uma PCH, ressaltando detalhes importantes para as suas estimativas de custo:

#### A) Barragens e Vertedouros

As barragens podem ser, basicamente, de terra, enroca

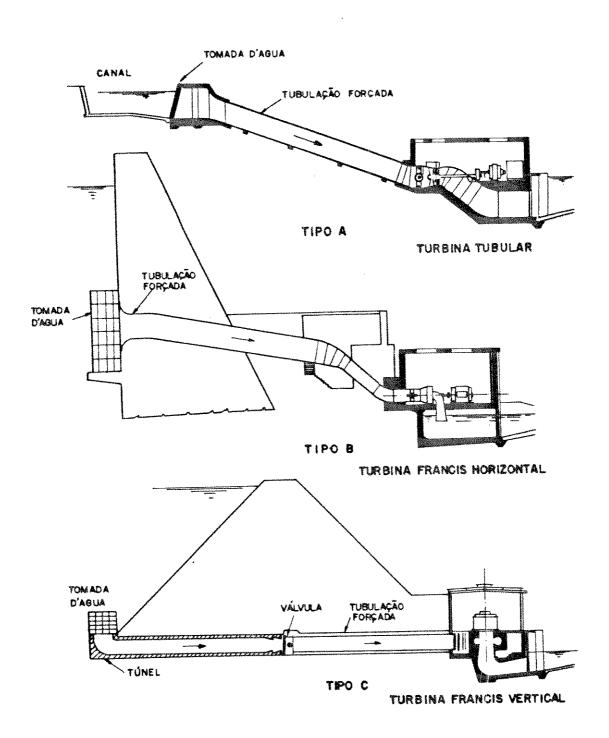


FIG. 3.3 - Esquemas típicos de centrais de média queda.

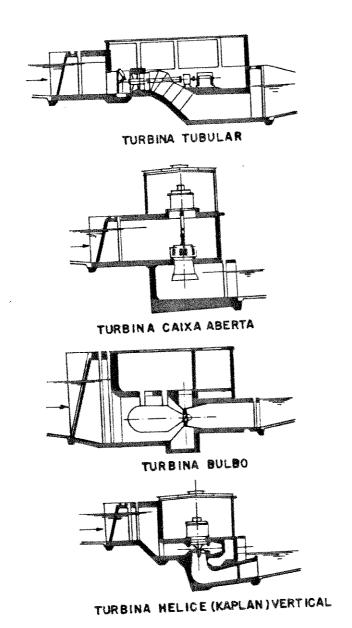


FIG. 3.4 - Esquemas típicos de casa de força para centrais de baixa queda.

mento, pedra argamassada, concreto ou madeira. A Fig.3.5 apresenta alguns esquemas destas barragens. A escolha adequada depende das características do local onde se vai barrar e da disponibilidade de material a ser empregado. Evidentemente, posto que se tem que satis fazer as restrições técnicas, a escolha recairá na opção de menor custo. As principais grandezas que definem este custo são a altura e o comprimento da barragem.

Existem barragens que podem ser vertedouras e outras que não (barragens cegas). A barragem de terra se enquadra neste último caso, jamais podendo ser galgada pela água. As demais, desde que projetadas para tal fim, podem funcionar como vertedouro. Em alguns casos os vertedouros são colocados num canal extravasor lateral. Is to pode ocorrer quando a barragem principal deve ser cega, ou quando há necessidade de um vertedor auxiliar. Este último caso é bastante comum, sendo que na maioria das vezes este vertedouro auxiliar se localiza na tomada d'água ou no canal de adução.

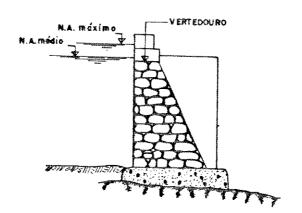
É importante, ainda, dizer que o vertedouro é dimensiona do, fundamentalmente, pela vazão de cheia máxima e a capacidade de dissipação.

#### B) Tomada D'Água

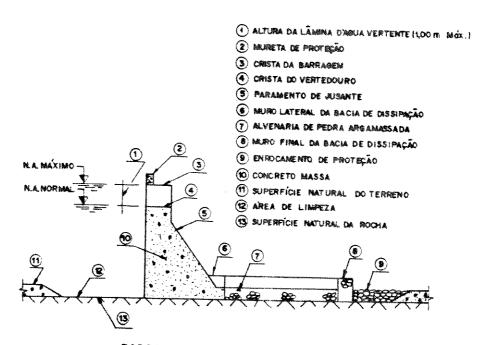
As tomadas d'água devem ser localizadas nas margens dos rios, de tal maneira a não permitir, ou reduzir, a entrada de sólidos carreados pelo fluxo d'água.

Basicamente, existem dois tipos de tomada d'água: tomada d'água acoplada a canal de adução e tomada d'água acoplada a
tubulação. A Fig.3.6 mostra o esquema básico destas tomadas.Observa
-se que não existem diferenças significativas entre os dois tipos,

BARRAGEM DE ENROCAMENTO



BARRAGEM DE ALVENARIA EM PEDRA ARGAMASSADA



BARRAGEM DE CONCRETO

FIG. 3.5 - Esquemas de barragens de enrocamento, pedra argamassada e concreto.

## TOMADA D'AGUA

# ACOPLADA A TUBILAÇÃO FORÇADA

ACOPL ADA A CANAL DE ADUÇÃO

TOWADA D' AGUA

(1) RAMHURA IV DESCIDA DE PRANCHÔES (2) COMPORTA DE LIMPEZ AL DESCARRESA SIM UM POGO, CAMAL, ÓM TAL VEGUE NATURAL) (3) AMMURA AL ORDE DA PEROPETRA DE

(3) RANHURA PY DESCIDA DE COMPORTA DU PRANCHOSES

PLANTA (2)

Connection by Describe Properties

(a) Connection De Lawrezal p > 0.80)

(b) Connection De Lawrezal p > 0.80)

(c) Connection De Lawrezal p > 0.80)

(d) Connection De Lawrezal p > 0.80)

SECAO LONGITUDINAL

## 

PLARTA

() NAMHURA IV DESCIDA DE FRANCHÈSS
(2) COMPOSTA DE LIMPEZAIDESCARRESA EM
UN PODO, CANAL, OU TALVEGUE NATURAL)

(S) COMPORTA DE LIMPEZA (\$> 0.80)
(A) RANNLING PYDESCIDA DE COMPONTA OU FRANCHOES.

The material of the following of the fol

SECTO LOWGITUDINAL

FIG. 3.6 - Tomadas d'água para tubulação e canal.

ressaltando apenas a existência de grade, na entrada da tubulação, que protege a mesma contra a entrada de objetos de maior tamanho.

A principal grandeza, para se definir as dimensões da tomada d'água, é a máxima vazão turbinada.

#### C) Canal de Adução e Tubulação de Baixa Pressão

O sistema de adução de baixa pressão pode ser composto por tubulação ou canal. Os canais são, geralmente, em seção trapezoidal, podendo ser revestidos internamente. Estes exigem um significativo movimento de terra, com escavação, além de terem, muitas vezes, seu uso limitado pela excessiva declividade do terreno.

A tubulação de baixa pressão é, na maioria dos casos, bem mais cara que o canal, sendo significativo o custo dos blocos de an coragem e apoio, além das juntas de dilatação exigidas.

A Fig.3.7 apresenta um esquema de canal, com vertedouro auxiliar, bem como uma vista de uma tubulação de baixa pressão, com seus principais componentes.

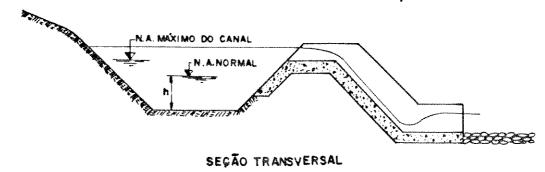
A principal variável para o dimensionamento do canal, bem como da tubulação, é a vazão máxima turbinada.

#### D) Câmara de Carga e Chaminé de Equilibrio

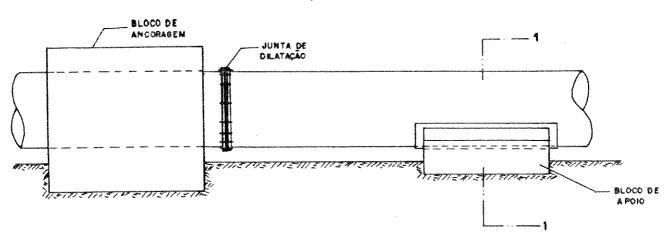
A transição entre o canal de adução e a tubulação de alta pressão é feita através da câmara de carga. Esta é em geral colocada o mais próximo possível da casa de máquinas, para se reduzir o comprimento da tubulação forçada. O volume da câmara de carga é bastante elevado, necessitando grandes movimentos de terra com esca vação. A Fig.3.8 mostra um esquema de uma câmara de carga.

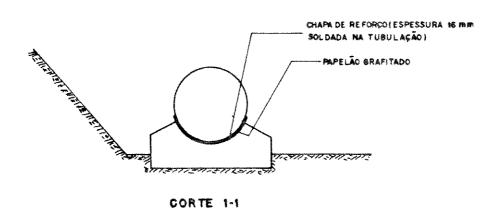
Quando a transição ocorrer entre um conduto de alta pres

#### EXTRAVASOR DE EXCESSO NO GANAL DE ADUÇÃO



Canal de Adução





Tubulação de Baixa Pressão

FIG. 3.7 - Vistas do Canal de Adução e da Tubulação de Baixa Pressão.

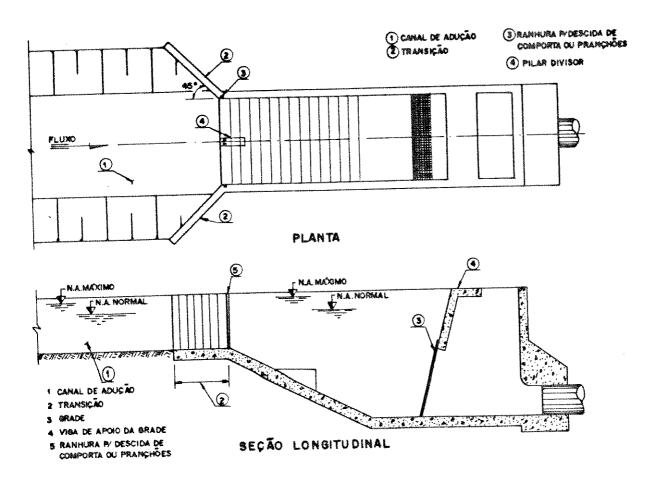


FIG. 3.8 - Câmara de Carga

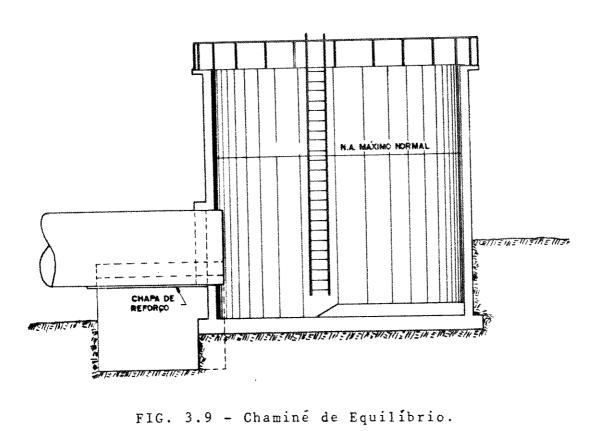


FIG. 3.9 - Chamine de Equilibrio.

são e um de baixa pressão, esta é feita atravês de uma chaminé de equilibrio. Esta pode ser de aço ou de concreto, exigindo volumes bem menores que a câmara de carga, o que indica seu uso para terrenos íngremes, da mesma maneira que a tubulação de baixa pressão. Um esquema de chaminé é apresentado na Fig.3.9.

A principal variável no dimensionamento da câmara de car ga é a vazão máxima turbinada. No caso da chaminé de equilíbrio, vá rias grandezas influenciam sobremaneira, das quais ressaltam-se: vazão máxima turbinada, diâmetro e comprimento da tubulação de baixa pressão.

#### E) Tubulação de Alta Pressão

A tubulação de alta pressão tem diâmetro sensivelmente menor que o diâmetro da tubulação de baixa pressão. Entretanto, apresenta os mesmos componentes (blocos de apoio e ancoragem e juntas de dilatação), que elevam sensivelmente o seu custo. As variáveis básicas para seu dimensionamento são a queda bruta e a vazão, embora existam outras de razoável importância.

Um esquema geral de um trecho de conduto de alta pressão é apresentado na Fig.3.10.

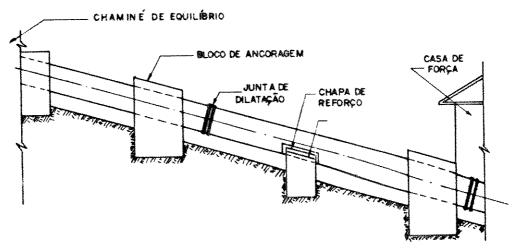


FIG. 3.10 - Detalhe de um conduto de alta pressão.

#### F) Casa de Máquinas e Canal de Fuga

A casa de máquinas de uma PCH consiste, basicamente, da área destinada aos grupos geradores, uma área de montagem e uma pequena área para os quadros de comando. Além dessas, tem-se áreas isoladas para alguns serviços, cujas dimensões são pequenas. Fundamentalmente, o que dimensiona a casa de máquinas é a turbina.

Alguns arranjos de casa de máquinas já foram apresentados na Fig.3.4. Entretanto, a Fig.3.11 mostra 10 tipos de turbinas, ou modificações destas, que são fundamentais na definição do arranjo da casa de máquinas, bem como no seu dimensionamento. Nesta figura indica-se, quando possível, o diâmetro de saída do rotor (D), em função do qual pode-se avaliar as demais medidas da turbina.

Além da turbina, o gerador é um componente fundamental no dimensionamento da casa de máquinas. Entretanto, é razoável dizer que as dimensões deste crescem na mesma proporção da turbina , mantida a rotação. Alterando-se esta, alteram-se as dimensões, mas este efeito não é de importância no pré-dimensionamento.

Dentro da casa de máquinas, além da turbina e do gerador estão o regulador de velocidade, válvula, ponte rolante e o quadro de comando. Todos podem ter como variáveis principais nos seus dimensionamentos as mesmas grandezas da turbina e do gerador.

O canal de fuga tem pouca expressão na composição de custos. O seu dimensionamento é função primordial da vazão máxima turbinada.

#### G) <u>Subestação e Linha de Transmissão</u>

As subestações podem ser abrigadas ou externas. No primeiro caso, elas são mais caras, mas requerem pouca área, o que

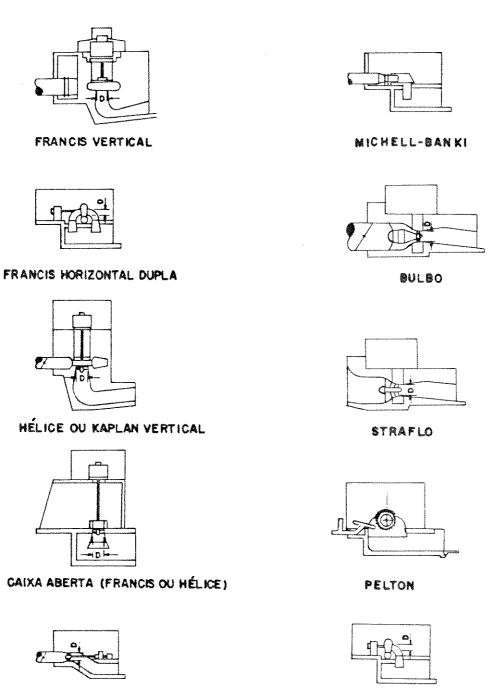


FIG. 3.11 - Tipos de Turbinas.

FRANCIS HORIZONTAL

TUBULAR

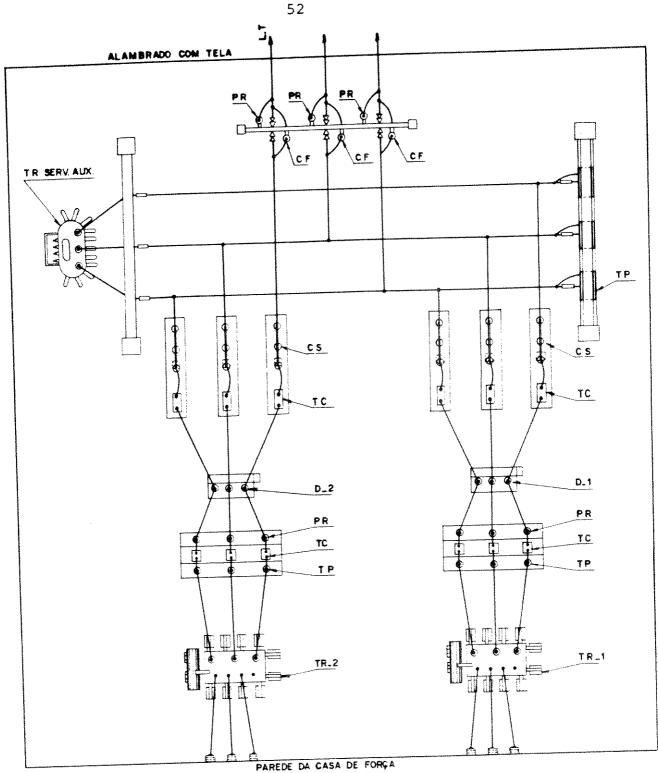
é interessante para PCHs com casas de máquinas em área inundável, ou em terreno com elevado aclive. Estas apresentam, também, menor impacto visual, o que as recomendam para regiões de elevada beleza natural. Por outro lado, as subestações externas são as mais comuns e têm como variáveis fundamentais, para seus dimensionamentos, a potência e a tensão de transmissão. A Fig.3.12 apresenta um esquema que de uma subestação externa.

As linhas de transmissão têm um peso significativo no custo das centrais de pequeno porte, principalmente quando não estão próximas dos centros de carga. Assim como as subestações, as grandezas básicas para o dimensionamento são a potência e tensão de transmissão, além do próprio comprimento.

#### 3.3. ESTRUTURA DE CUSTOS

É pouca a experiência brasileira a respeito do estudo de custos das centrais de pequeno porte. Isto se dá, principalmente , pelo fato de só recentemente ter-se reiniciada a construção de novas PCHs. Ou seja: não é possível estudar os custos baseando-se no grande número de centrais da primeira metade do século. Assim, com o advento dos manuais publicados pela ELETROBRÁS/DNAEE, há condições de se comparar e organizar os custos das estruturas, dentro de métodos e orientações definidas pelos referidos manuais.

A nivel nacional destaca-se o recente trabalho de SANT'ANA (1986), que equacionou os custos das PCHs brasileiras, baseando-



PR - Pára-raio

CF - Chave Fusivel

TR - Transformador

TP - Transformador de Potencial D - Disjuntor

LT - Linha de Transmissão

CS - Chave Seccionadora

TC - Transformador de Corrente

FIG. 3.12 - Subestação Externa.

-se, fundamentalmente, na análise técnica das estruturas e componentes individualizados. O autor utilizou, também, dados internacionais, apresentados por ele mesmo (SANT'ANA, 1983) em virtude da pouca disponibilidade de dados nacionais.

por outro lado, existe uma outra maneira de se trabalhar com os custos, que não a análise individualizada. Esta é baseada no levantamento de projetos reais. Desta forma, os custos das estruturas e componentes incluem fatores impossíveis de serem equacionados, sem o lançamento das estruturas nas condições reais do sítio hidrológico. Cita-se, como exemplo o canal de adução. O volume de escavação é totalmente dependente das condições locais. Ao se trabalhar com dados de projetos reais, tem-se uma análise estatística mais consciente, pois inclui-se uma diversidade de fatores, que alteram sensivelmente o custo.

Denomina-se, aqui, a primeira metodologia de "análise técnica", enquanto a segunda é uma "análise estatística".

Dentro deste quadro, pode-se, ainda, definir uma "análise mista". Esta seria uma combinação dos dois métodos. Isto é: onde a análise técnica parecer mais consistente, esta será a utilizada. É o caso, por exemplo, do grupo gerador. Por outro lado, em casos como o do canal de adução, a análise estatística parece ser a mais consistente. Existe ainda um outro aspecto da análise mista: utiliza-se a análise técnica para se ter as formas das curvas de custos, mas os parâmetros dessas curvas são obtidos mediante regressão mate mática que é a análise estatística.

É importante dizer que a maioria dos trabalhos publicados, a respeito de custos, são oriundos dos Estados Unidos, destacando-se a publicação "Feasibility Studies for Small Scale Hydropower

Additions" (U.S. ARMY CORPS, 1979) e o manual do EPRI (1983), já citado.

Apresenta-se, a seguir, os resultados de um estudo de custos recém desenvolvido (SANTOS & MARTINEZ, 1986), que se apóia em 15 projetos de PCHs, realizados dentro das orientações dos manuais da ELETROBRÁS/DNAEE. Esses projetos, que se encontram na biblio grafia deste trabalho, foram realizados na "Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria - FUPAI" e na "Companhia de Eletricidade da Bahia - COELBA", a partir de 1983. Embora apresentem um largo número de arranjos, as centrais projetadas cobrem uma faixa de queda e potência não muito grande, representando bem, entretanto, as centrais de média queda que se enquadram nos arranjos das figuras 3.1 e 3.2. Com relação à potência, o equacionamento proposto se mostra bom para potências de 500 [kW] a 10.000 [kW].

#### 3.3.1. CUSTOS DAS ESTRUTURAS E DOS EQUIPAMENTOS

Apresenta-se, aqui, os custos levantados por SANTOS & MAR TINEZ (1986), fazendo, sempre, uma análise crítica dos resultados, e, por vezes, traçando paralelos com outros trabalhos. Segue-se a mesma sequência adotada no item "Componentes das Centrais", que é:

#### A) Barragens e Vertedouros

O custo unitário da barragem (CUB), em US\$/metro, incluindo o vertedor, é dado por (3.1), enquanto o custo total (CDB) é dado por (3.2):

CUB = 
$$(7,1 \cdot h_b^2 + 76,1 \cdot h_b + 26,6) \cdot k_v$$
 (3.1)

$$CDB = CUB \cdot 1_b$$
 (3.2)

Ai, tem-se:

h, - altura da barragem, em metros;

1 - comprimento da barragem (e vertedor), em metros;

 $k_{_{
m V}}$  - coeficiente de forma, para o tipo de vale onde será construída a barragem. Este, em geral, vale um, mas para vales de formas bastante diferentes, ele pode ser avaliado pela Fig.3.13.

TIPO DE VALE	K
H	2,85
+	1,0
H H/2	0.6

FIG. 3.13 - Coeficiente de forma para diferentes tipos de vales (EPRI, 1983).

Se forem comparados os resultados obtidos em (3.1) com as considerações feitas por SANT'ANA (1986), ver-se-á que os primeiros são bastantes consistentes, pois apresentam valores de 10 a 50% mais elevados que as barragens de terra, conforme ELETROBRÁS (1984) e, bem mais baratos que as barragens de concreto maciço (por volta de um terço do valor). Afirma-se isto pois a equação (3.1) inclui o

vertedouro, que jamais poderá ser de terra. Esta equação, também le va em consideração os outros tipos de barragens, já descritos, sendo que os projetos originais buscaram a opção mais barata para aque le sítio.

## B) Tomada D'Água 10<sup>3</sup> x US\$ EQUAÇÃO (3.3) TOMADA D'AGUA PARA CANAL (SANT'ANA, 1986) TOMADA D'AGUA PARA TUBULAÇÃO (SANT'ANA, 1986) 100 50

FIG. 3.14 - Comparação dos resultados de custo para a tomada d'água.

12

14

16

18

20

10

m<sup>3</sup>/s

Aqui não se diferencia o custo da tomada d'água para canal ou para tubulação.

A expressão encontrada para o custo total da tomada d' $\underline{\hat{a}}$  gua (CTD), em US\$,  $\hat{e}$  dado por (3.3).

$$CTD = 151.Q^2 + 1073, 3.Q + 2101, 3$$
 (3.3)

Q - vazão máxima turbinada, em metros cúbicos por segundo. Estão in cluídas as grades e comportas.

Comparando-se com os resultados obtidos por SANT'ANA (1986) vê-se que a forma de curva encontrada é bastante coerente, mas existe uma diferença significativa de custos que é mostrada na Fig.3.14.

A justificativa para esta diferença pode estar nos crit $\underline{\acute{e}}$  rios de engenharia adotados. Entretanto, julga-se que a grande diferença está na avaliação dos custos dos insumos envolvidos.

#### c) Canal de Adução e Tubulação de Baixa Pressão

O custo total do canal de adução (CCA), dado em US\$, é apresentado por (3.4).

$$CCA = (303, 9.Q^2 + 10399.Q + 5597, 6).l_c.k_t$$
 (3.4)

Nesta expressão,  $l_c$  é o comprimento total do canal em quilômetros e  $k_t$  é o coeficiente de forma, que depende do tipo da topografia cortada pelo canal. Isto tenta corrigir o volume escavado, que é fundamental na definição do custo. O Quadro 3.1 apresenta valores de  $k_t$  para a equação (3.4). Este é calculado dividindo-se os valores dados pelo "Manual de Inventário" (ELETROBRÁS, 1984) pelo maior deles.

Os valores calculados por (3.4) resultam em custos mais elevados que os calculados por SANT'ANA (1986). Entretanto, essa  $\hat{\rm u}_{\underline{1}}$ 

tima metodologia se adapta bem para terrenos planos. Corrigindo -se os valores oriundos de (3.4), através de  $k_{t}$ , chega-se em custos razoavelmente próximos.

TIPO DE TOPOGRAFIA	<sup>k</sup> t	MANUAL DE INVENTÁRIO
Montanhoso	1	1,5
Ondulado	0,867	1,3
Plano	0,667	1,0

QUADRO 3.1 - Valores de  $k_t$ .

A tubulação de baixa pressão pode ter seu custo total (CTB), em US\$, calculado por (3.5). Inclui-se neste valor os custos dos blocos de apoio e de ancoragem e das juntas de dilatação, que, como já se disse, são fundamentais na composição do custo total.

CTB = 
$$(104.Q^2 + 167129, 2.Q + 36846).1_{tb}$$
 (3.5)

 $l_{+b}$  é o comprimento da tubulação, em quilômetros.

Os valores obtidos por (3.5) se apresentam bem maiores que os calculados conforme SANT'ANA (1986), pois este último não considera as juntas e os blocos.

#### D) Câmara de Carga e Chaminé de Equilibrio

Seguindo-se o mesmo procedimento adotado até aqui,com para-se os custos obtidos por SANT'ANA com os obtidos pelas expres-sões aqui propostas.

No caso da câmara de carga, seu custo (CCC) é dado, eπ US\$, por (3.6).

$$CCC = 231.Q^2 + 1032, 1.Q + 2079$$
 (3.6)

Ocorre uma grande diferença entre os resultados desta equação e os obtidos por SANT'ANA (1986).

Julga-se que parte da diferença esteja na consideração dos custos de escavação, que estão incluídos somente em (3.6). É de veras interessante observar que no caso da tomada d'água ocorreu o inverso. Aparentemente as duas estruturas são semelhantes, só que a câmara de carga se situa, em geral, numa posição desfavorável, com o terreno muito inclinado. Isto exige grande volume de escavação, a lém de cuidados especiais na fundação.

O custo da chaminé de equilibrio (CCE), em US\$, é dado por (3.7).

$$CCE = 990, 2 \cdot Q + 3479$$
 (3,7)

Esta expressão leva a valores bem menores que para câmaras de carga com a mesma vazão. Isto já era esperado e foi afirmado
quando se descreveu as chaminés. O trabalho de SANT'ANA (1986) não
apresenta equacionamento para as chaminés de equilíbrio, utilizando
sempre câmara de carga, mesmo quando se tem tubulação de baixa pres
são.

#### E) <u>Tubulação</u> <u>de</u> <u>Alta</u> <u>Pressão</u>

O custo da tubulação de alta pressão (CTA), em US\$, é dado por:

CTA = 
$$(5388, 2.Q^2 + 54899, 3.Q + 114258).1_{tf}$$
 (3.8)

Sendo  $l_{\mbox{tf}}$  o comprimento da tubulação forçada, em quilôm $\underline{\underline{e}}$  tros.

Repete-se, aqui, a mesma discrepância que ocorreu para a tubulação de baixa pressão, quando comparando com SANT'ANA (1986). Justifica-se tal diferença pela incorporação, aqui, dos custos dos

blocos e juntas.

É importante dizer que a expressão (3.8) apresenta bons resultados para médias quedas. Isto é: para tubulações com espessuras próximas a 6,38 milímetros. Para se aumentar a faixa de aplicação de (3.8), esta equação deveria conter mais uma variável explicativa: a altura de queda.

#### F) Casa de Máquinas e Canal de Fuga

Neste item vários custos irão ser discutidos. Estes são: turbinas, volante, reguladores de velocidade, válvula, geradores, quadro de comando, dispositivos de proteção, ligação à subestação, ponte rolante, além do custo da casa de máquinas, propriamente dita, e canal de fuga.

O custo da turbina (CTU), em US\$, incluindo regulador de velocidade, volante e válvula, foi aproximado pela equação (3.9), que se segue:

CTU = 
$$-3,1$$
 .  $10^{-3} \cdot (\frac{P}{n_g})^2 + 131,3 \cdot \frac{P}{n_g} + 6267,3$  (3.9)

P é a potência, em quilowatts, da central e  $n_{\rm g}$  o número de grupos geradores.

Das equações de custo a que se chegou, esta é a que merece maior crítica. Isto porque só a potência foi posta como variá - vel explicativa. Entretanto, sabe-se que também a queda é fundamental na definição do custo, além do tipo de turbina adotada. Para se ilustrar o afirmado, o Quadro 3.2 mostra várias equações de custos, que, em quase sua totalidade, são baseadas nos custos internacionais de turbinas. Não se está preocupado em comparar os resultados obtidos dessas equações, pois elas incluem diferentes equipamentos, além

de serem de diferentes épocas, mas quer se comparar o formato das curvas resultantes. Fica evidente a dependência da potência e da altura, o que implica dizer da vazão.

A equação (3.9) explorou, preponderantemente, turbinas Francis, de média para baixa queda (20 a 40 metros). Por outro lado já está incluído, aí, o custo de transporte. Este é adotado como sendo o trajeto da região Sul (onde estão os principais fabricantes) para a Sudeste (onde está a maior parte das usinas projetadas). Julga-se que os resultados obtidos em (3.9) são compatíveis com SANT'ANA (1986).

Não há dúvidas que muito tem que se evoluir no estudo de custos das turbinas nacionais. Esta evolução ocorrerá simultaneamen te com a evolução tecnológica e de mercado. Por ser a turbina o maior entrave tecnológico para as centrais de baixa queda, bem como, nessas centrais, elas representam uma parcela elevada do custo total, considera-se necessário iniciar os trabalhos no setor o mais cedo possível, viabilizando, assim, a entrada das PCHs na região Amazônica.

para encerrar o assunto "Custos de Turbinas", é interessante mostrar, na Fig.3.15, o gráfico desenvolvido por STIGLER (1981).

Este gráfico permite fazer uma associação visual entre os aspectos técnicos e econômicos.

Um outro ponto que tem que ser bem explorado é o custo do gerador (CGE). Este é dado, em US\$, por (3.10).

CGE = 4 . 
$$10^{-3} \cdot (\frac{P}{n_g})^2 + 61 \cdot \frac{P}{n_g} + 13331$$
 (3.10)

Sabe-se que outro parâmetro fundamental para se explicar

NO	TIPO DE TURBINA	EQUAÇÃO DE CUSTO	UNIDADE	REFERÊNCIA
1	Kaplan	78200.Q <sup>-0,35</sup> .H <sup>-1,01</sup>	AS/kW	STIGLER, 1981
2	Francis	158100.Q <sup>-0,46</sup> .H <sup>-1,01</sup>	AS/kW	STIGLER, 1981
3	Pelton	147300.0 <sup>-0,43</sup> .H <sup>-0,83</sup>	AS/kW	STIGLER, 1981
4	Francis	0.973.P <sup>0,835</sup> .H <sup>-0,426</sup>	10 <sup>3</sup> xUS\$	SANT'ANA, 1986
5	Francis	1393,7 . P <sup>1,166</sup> .H <sup>(0,332</sup> . P <sup>0,17</sup> )	10 <sup>3</sup> xUS\$	SANT'ANA, 1983 U.S. <b>AR</b> MY CORPS, 1979
6	qualquer (alta tecnologia)	23500.H <sup>-0,3</sup> .P <sup>-0,4</sup>	US\$/kW	OLADE, 1985
7	qualquer (tecno logia adaptada)	8000.H <sup>-0</sup> ,3.P <sup>-0</sup> ,3	US\$/kW	OLADE, 1985

OBS.: - Os custos 1,2 e 3 incluem turbina, valvula e multiplicador (se necessa rio);

- AS significa "Schilling Austriaco";

- O custo 5 inclui turbina e gerador, mas não inclui o regulador de velo cidade;

- O custo 5 é uma amostra de uma extensa tabela de coeficientes, valida para potência de 1 a 5 MW;

- Os custos 6 e 7 incluem turbina, regulador de velocidade, gerador quadro eletrico.

QUADRO 3.2 - Equações de custos para turbinas.

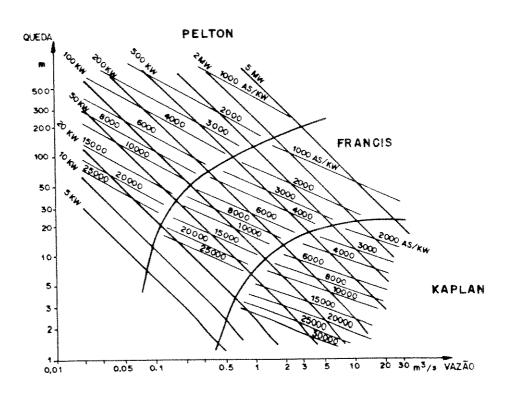


FIG. 3.15 - Gráfico para a escolha da turbina e definição de seu custo (STIGLER, 1981).

o custo do gerador é a sua rotação. Esta, por sua vez, é fixada pe la turbina, em função de sua potência e queda. SANT'ANA (1986) apresenta uma equação, que associa o CGE com a sua potência, em qui lowatts, e sua rotação (n), em rotações por minuto.

$$CGE = 53.10^{3} \cdot (P/n)^{0,682}$$
 (3.11)

Utilizando-se o método descrito por SOUZA et alii(1983), pode-se associar a rotação com a potência e a queda de uma turbina. Fez-se isto, considerando uma central a uma altitude de 500 metros acima do mar, e uma altura de sucção máxima de 3 metros, típica das PCHs com turbinas Francis horizontal.

A equação (3.11) transforma-se, assim, na equação (3.12) para um grupo gerador.

$$CGE = \frac{2,29.10^{3}.P^{0,5115}.H^{-0,1279}}{(1-3,9.10^{-3}.H)^{0,341}}$$
(3.12)

Pode-se observar, aí, que o denominador é pouco afetado pela altura, ficando o numerador como principal determinante da função de custo. Esta função tem um comportamento compatível com o encontrado em referências internacionais (STIGLER, 1981; EPRI, 1983).

Um dos pontos, que se discutirá posteriormente, é o número de grupos a ser instalado em uma PCH. Assim, antes de se continuar dando as equações de custos de outros componentes, apresenta-se aqui uma análise da variação de custo de turbinas e geradores, em função do número de grupos.

Para uma queda fixa, pode-se dizer que CGE varia segundo a seguinte função:

$$CGE = A \cdot P^{0,5115}$$
 (3.13)

Onde A é uma constante.

Então, a relação entre o custo total para  $n_g$  geradores (CGE $_{n_g}$ ) e para um gerador (CGE $_1$ ) é o seguinte:

$$\frac{\text{CGE}_{n_g}}{\text{CGE}_1} = \frac{n_g.A. (P/n_g)^{0.5115}}{A. P^{0.5115}} = n_g^{0.4885}$$
(3.14)

vê-se que o custo total dos geradores é bastante sensível ao número desses. Pode-se fazer a mesma análise para as turbinas. Para isto, utilizou-se a equação de custo 4, dada no Quadro 3.2. Chega-se na seguinte relação:

$$\frac{\text{CTU}_{n_g}}{\text{CTU}_1} = n_g^{0,165} \tag{3.15}$$

Conclui-se que o custo referente as turbinas não é tão sensível ao aumento do número dessas. É óbvio que o que interessa é a variação total. Ou seja: turbina e gerador. Pode-se, então, dizer que este custo irá variar com o número de grupos geradores  $(n_g)$  elevado a um parâmetro  $(\alpha)$ , variável entre 0,165 e 0,4885. Esta conclusão é condizente com as equações de custo 6 e 7, do Quadro 3.2. Lá,  $\alpha$  vale 0,4, no primeiro caso, e 0,3 no segundo.

O quadro de comando e os dispositivos de proteção podem ter seu custo (CQC), em US\$, dado por:

$$COC = 4.10^{-3}.P^2 + 40.P + 8282.9$$
 (3.16)

Não se pode comparar com os resultados obtidos por SANT' ANA (1986), pois este considera alguns custos não incluídos em CQC. Observe-se, entretanto, que os resultados obtidos por SANT'ANA(1981) são por demais elevados. Pensa-se que isto se justifica em virtude

do mesmo usar valores dos E.U.A..Lá, a sofisticação exigida no controle e proteção das PCHs é muito maior que no Brasil, o que eleva, sensivelmente, o custo.

É importante dizer que o custo de ligação da casa de máquinas à subestação foi incluido no custo desta última.

O último equipamento de relevância dentro da casa de máquinas é a ponte rolante. Seu custo (CPR) é dado por (3.17).

$$CPR = -2,02.10^{-4}.(P/n_g)^2 + 4.(P/n_g) + 105,2 (3.17)$$

Vê-se que em (3.17) dividiu-se a potência total pelo número de grupos geradores. Isto é em virtude da ponte rolante ser es pecificada em função do peso do gerador, não tendo, praticamente, ne nhuma influência o número destes.

O custo da casa de máquinas (CCM), propriamente dita, é dado, em US\$, na equação (3.18). Deve-se explorar melhor a influência do número de máquinas  $(n_q)$  no CCM.

$$CCM = 10^{-3} \cdot P^2 + 3 \cdot P + 49705$$
 (3.18)

O canal de fuga tem seu custo (CCF) dado por (3.19), on- de  $\mathbf{l}_{\text{cf}}$  é o comprimento dele, em quilômetros.

$$CCF = (303, 9.Q^2 + 10399, 1.Q + 5597, 6).1_{Cf}$$
 (3.19)

# G) Subestação e Linha de Transmissão

Os custos da subestação (CSE) e da linha de transmissão (CLT) são dados, em US\$, respectivamente, pelas equações (3.20) e (3.21).

$$CSE = 0.02.P^{2} + 28.6.P + 14643.7$$
 (3.20)

$$CLT = (3, 1.P + 3968).l_{1t}$$
 (3.21)

As equações acima se mostram boas, embora não concordem com os resultados obtidos por SANT'ANA (1986). Os valores aqui obtidos são bem maiores que aqueles. Isto pode ser resultado das considerações assumidas nos projetos que deram origem às equações (3.20) e (3.21).

#### E) Outros Custos

Considera-se, aqui, uma série de custos das PCHs, relacionados, sobretudo, à sua infra-estrutura de operação, manuten cão e construção.

Tem-se, então, o custo de desvio do rio (CDR), que é dado por (3.22), em US\$, sendo que as variáveis explicativas já foram de finidas.

CDR = 
$$(9,3.h_b^2 - 9,4.h_b + 68,3).l_b$$
 (3.22)

O custo de canteiro e acampamento CAC é dado por (3.23), em US\$.

$$CAC = 2,6 \cdot P + 12247,3$$
 (3.23)

Existe, também, o custo referente à estrada de acesso (CEA). Deixa-se livre a avaliação deste custo, posto que isto é bas tante variável em função dos parâmetros locais. Deve-se, pois, tomar informações dos custos típicos da região.

Com relação ao custo de administração do proprietário (CAP), segue-se a orientação dos manuais publicados pela ELETROBRÁS & DNAEE (1982 e 1985). CAP é dado por (3.24), onde SM é o salário mínimo mensal local, dado em US\$.

$$CAP = 0, 4 \cdot P \cdot SM$$
 (3.24)

O custo da engenharia do projeto (CEP) segue a mesma ori

entação anterior. Tem-se, pois:

$$CEP = 0.7 \cdot P \cdot SM$$
 (3.25)

Pode-se, então, calcular o custo total parcial (CTP), em US\$.

$$CTP = CTB + CTD + CCA + CCC + CTA + CTU + CGE + + CQC + CPR + CCM + CCF + CSE + CLT + CDR + + CAC + CEA + CAP + CEP$$
(3.26)

Em (3.26), CCA e CCC podem ser, respectivamente, substituidos por CTB e CCE.

Sobre CTP incide 15% de eventuais. Somando-se, ainda, os custos de desapropriação (CDE), tem-se o custo total orçamentário (CTO).

$$CTO = 1,15 \cdot CTP + CDE$$
 (3.27)

Em função do cronograma de desembolso previsto para a obra, pode-se estimar os juros durante a construção (JDC). Caso não se tenha esta informação, avalia-se JDC como se segue:

- prazo de construção de 1 ano JDC = 5% CTO
- prazo de construção de 2 anos JDC = 9,2% CTO
- prazo de construção de 3 anos JDC = 12,6% CTO

Estes valores foram calculados com base numa taxa de juros de 10% ao ano.

O custo total de construção da PCH (CTH) é dado por (3. 28).

$$CTH = CTO + JDC$$
 (3.28)

O custo unitário da central (CUC) é calculado por (3.29) em US\$/kW.

$$CUC = CTH/P (3.29)$$

Nos capítulos que se seguem, utilizar-se-á o custo anual da PCH. Este é uma fração de CTH somada aos custos anuais de operação (CAO) e de manutenção (CAM). O custo de operação é, aqui, considerado constante, pois a equipe de operação necessária a uma central de 500 kW é, praticamente, a mesma de uma de 10.000 kW.

O CAO é dado em (3.30), em US\$, considerando uma equipe de quatro operadores qualificados, ganhando cinco salários mínimos, dois serventes, com dois salários, e um supervisor, recebendo oito salários mínimos. Este nível de remuneração é considerado alto, podendo-se adaptá-lo facilmente.

$$CAO = 51.580,78$$
 (3.30)

por outro lado, o custo de manutenção é bastante afetado pela potência instalada. Recomenda-se avaliar CAM como sendo uma porcentagem fixa de CTO. Adota-se, aqui, uma porcentagem de 0,5%.

$$CAM = 0.5\% . CTO$$
 (3.31)

Ressalta-se, novamente, o fato de se estar apenas contribuindo para o estudo de custos das PCHs nacionais, estando, o mesmo numa situação, ainda, inicial.

# 3.4. EXEMPLIFICAÇÃO DA METODOLOGIA

O exemplo desenvolvido aqui utiliza os dados de uma PCH do tipo apresentado na Fig.3.1. Os dados avaliados são os seguintes:

$$Q = 9,5$$
 [m<sup>3</sup>/s]  
 $H = 21$  [m]  
 $h_b = 2,6$  [m]  
 $l_b = 57$  [m]  
 $k_v = 1$   
 $l_c = 0,450$  [km]  
 $k_t = 1$   
 $l_{tf} = 0,125$  [km]  
 $n_{c} = 1$ 

 $l_{cf} = 0.01$  [km]

 $l_{lt} = 16 [km]$ 

Avaliou-se o rendimento do sistema de adução ( $n_{sa}$ ) em 98%; o da turbina ( $n_{t}$ ) em 85%; o do gerador ( $n_{g}$ ) em 92%. Assim, pode-se calcular P:

$$P = 9,81.Q.H.\eta_{sa}.\eta_{t}.\eta_{g}$$
  
 $P = 1499,1 [kW]$ 

Considerou-se nulos os custos de desapropriação e de construção de estradas.

Os custos das estruturas, avaliados pelas equações apresentadas no item 3.3, serão:

CDB = 15.530,00 US\$

CTD = 25.925,00 US\$

CCA = 59.317,00 US\$

CCC = 32.731,00 US\$

CTA = 140.260,00 US\$

CTU = 195.301,00 US\$

CGE = 13.765,00 US\$

CQC = 68.253,00 US\$

CPR = 5.648,00 US\$

CCM = 56.450,00 US\$

CCF = 1.318,00 US\$

CSE = 102.464,00 US\$

CLT = 137.843,00 US\$

CDR = 6.084,00 US\$

CAC = 16.145,00 US\$

CAP = 34.936,00 US\$

CEP = 61.137,00 US\$

CTP = 1.073.107,00 US\$

CTO = 1.234.073,00 US\$

CTH = 1.347.608,00 US\$

Daí, pode-se calcular o custo índice da central:

CUC = 899 US\$/kW

Comparando-se o valor obtido para o CUC com o que se che gou no projeto "PCH do Rio do Peixe II", de onde se extraiu os dados, vê-se que lá se obteve um CUC de 750 US\$/kW. Só que este útlimo considera um JDC de 5% (correspondente a um ano de construção ) contra os 9,2% adotados aqui. Também naquele projeto só foi considera o custo de um grupo gerador para 3,3 metros cúbicos por segun-

do, pois já existia um grupo gerador. Refazendo os cálculos para CTU, CGE e CPR, e corrigindo-se o JDC para 5%, chega-se em CUC i-gual a 704 \$/kw. Isto é: 6,5% mais barato que o projeto.

Caso se tenha tubulação de baixa pressão, ao invés de canal, e chaminé de equilíbrio, no lugar da câmara de carga, o CTP in variar sensivelmente. Para calculá-lo, basta substituir o CCA pelo CTB e o CCC pelo CCE, que são:

CTB = 735.282,00 US\$

CCE = 12.885,00 US\$

Avaliou-se o comprimento da tubulação de baixa pressão como sendo o mesmo do canal.

Isto resulta em:

CTP = 1.530.483,00 US\$

CTO = 1.760.055,00 US\$

CPH = 1.848.058,00 US\$

Dai, tem-se o CUC.

CUC = 1.233,00 US kW

Comparando-se com o resultado obtido pelo projeto já cítado, e fazendo a correção do JDC, conclui-se que o CUC obtido aqui é 5,6% maior que o do projeto.

Embora não sejam conclusivos, os resultados obtidos aqui indicam que as equações propostas são boas. Julga-se, entretanto , que o método misto, já descrito, é que pode levar aos melhores resultados.

#### CAPITULO 4

# MODELOS DE DEMANDA PARA UM SISTEMA DESCENTRALIZADO

# 4.1. INTRODUÇÃO

Desenvolve-se aqui uma série de metodologias para a avaliação do crescimento do mercado de energia elétrica em sistema des
centralizado. Há uma grande preocupação nos métodos propostos, com
o caso de regiões não supridas eletricamente, onde a falta de séries históricas dificulta sobremaneira a determinação de tendências
ou elasticidades. Também onde existe demanda reprimida, as séries
históricas não revelam de forma verdadeira a "ânsia" de energia daquela região, embora já exponham muitos dos costumes da população
local, facilitando o trabalho de quem estuda esse mercado.

O horizonte do estudo aqui realizado é de 5 a 7 anos, tem po em geral necessário para a construção e total absorção de uma PCH pelo sistema.

A sequência adotada foi a de se propor modelos numa ordem do mais simples aos mais complexos, ressaltando a vantagem evidente dos primeiros, no que diz respeito aos dados necessários, e a desvantagem dos últimos, que requerem dados mais elaborados e em maior quantidade. Por outro lado, os modelos simplificados pecam por não explicarem uma série de fenômenos mercadológicos, como fazem os outros modelos, dificultando o estudo de diferentes cenários.

A decisão do modelo a ser empregado dependerá de uma aná lise da disponibilidade e confiabilidade dos dados necessários, pois de nada adianta a sofisticação do modelo sem uma correspondência na qualidade das variáveis de entrada, ou explicativas.

É evidente que o resultado do estudo de mercado deve ser a determinação dos requisitos de energia e ponta. Assim sendo, apresentar-se-á, inicialmente, os modelos para a previsão de consumo e nergético e, após, os modelos de projeção de ponta.

# 4.2. MODELOS DE DEMANDA DE ENERGIA

#### 4.2.1. REVISÃO DE METODOLOGIAS

O mercado que se objetiva estudar neste trabalho, e que foi comentado na primeira parte deste capítulo, se assemelha em mui tos pontos a outros interligados aos grandes sistemas elétricos. Is to não implica dizer que haja a possibilidade de uma transposição das metodologias empregadas nos sistemas interligados para os merca dos descentralizados. Isto porque não há disponibilidade de séries históricas, como já foi dito, e porque as grandezas relevantes são bastante diferentes. Por outro lado, as metodologias que são utilizadas na previsão de carga dos sistemas de distribuição nas concessionárias de energia elétrica se aproximam do que pode ser feito para os sistemas descentralizados, pois as variáveis relevantes na explicação dos fenômenos do mercado começam a se identificarem. En-

tretanto, continua o impasse da não disponibilidade de históricos.

Ao se buscar as metodologias consagradas para o planejamento dos sistemas de distribuição nas concessionárias brasileiras (CODI, 1982) e (COSTA, 1981), vê-se que todas se baseiam na verificação da tendência de crescimento do mercado com o tempo, utilizando-se regressão linear. Ao se utilizar somente o tempo como variá vel a explicar o fenômeno, fica-se sujeito a erros de previsão quando, por exemplo, ocorre uma recessão econômica, ou, por outro lado, quando há uma explosão desenvolvimentista.

Os modelos de previsão de demanda para os grandes sistemas podem ser divididos, a grosso modo, em três classes (BAJAY, 1983): a dos modelos econométricos; a dos modelos tecnológicos, ou de "uso final"; a dos modelos mistos.

A primeira classe trabalha com as ferramentas clássicas da econometria, procurando ajustar o comportamento do mercado a fun ções de variáveis explanatórias das mais diversas, sem analisar como e por quem a energia elétrica será usada.

A segunda classe se preocupa com o uso que terá a energia e a evolução tecnológica deste uso.

A terceira classe busca utilizar as vantagens dos anteriores, analisando o mercado sob o ponto de vista econométrico e tecnológico. Esta parece ser a tendência predominante hoje em dia. Embora não fique claro, esta metodologia é sugerida pelo CODI (1982), ao recomendar um levantamento de campo para completar os estudos de tendências.

Assim, os modelos aqui propostos buscarão utilizar as informações técnicas e econômicas disponíveis, classificando o mercado de maneira a agrupar tendências ou características tecnológicas.

# 4.2.2. CLASSIFICAÇÃO DO MERCADO

Antes de se apresentar os modelos matemáticos para a previsão do mercado, é de suma importância conhecer a estrutura deste. Isto implica dizer: partindo do mercado como um todo vai-se "abrindo" esse mercado em setores de relevância. Segundo o DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA (DNAEE) (1981), a classifica - ção do consumo de energia elétrica segue as seguintes classes:

- . A Residencial;
- . B Comercial;
- . C Irrigação;
- . D Industrial;
- . E Rural;
- . F Iluminação Pública;
- . G Poderes Públicos;
- . H Serviços Públicos (água, luz, esgoto);
- . I Tração;
- . J Canteiro de Obras;
- . K Próprio (inclusive consumo interno nas subestações e usinas).

Dentro desta divisão existem ainda as sub-classes, que não serão apresentadas aqui.

Quando o problema é estudar o mercado de sistemas descentralizados, a divisão apresentada acima pode não cumprir por inteiro o seu objetivo. Isto fica evidente ao se analisar o consumo rural. Em 1983 o consumo rural foi responsável por % do mercado utilizado de energia elétrica. Tal participação não justifica, sob o ponto de vista de planejamento energético, maiores detalhamentos neste setor, embora grande parte do território nacional esteja na zona

rural, e é a produção agrícola que suporta a balança de pagamentos. Porém, no caso de sistemas descentralizados, a carga rural participa de maneira muito mais intensa. O atual processo de colonização do oeste brasileiro mostra que o consumo residencial naquelas regiões cresce com a produção agrícola, como também cresce a produção a gro-industrial. Tendo em vista estas ponderações, propõe-se aqui uma classificação, próxima à do DNAEE, que visa evidenciar os seto res preponderantes dentro do objetivo deste trabalho. Com certeza , ficarão omissos setores de grande importância para determinadas regiões. Por isto mesmo, considera-se esta classificação aberta e fle xível, de maneira a adaptar-se facilmente às diferentes realidades, com a inclusão e/ou exclusão de setores. A classificação é a seguin te:

- . A Residencial:
  - . Urbano;
  - . Rural.
- . B Comercial.
- . C Industrial:
  - Agro-industriais;
  - 2. Extração mineral;
  - 3. Outras.
- . D Rural:
  - 1. Pecuária extensiva;
  - 2. Pecuária intensiva;
  - 3. Agricultura (exclusive irrigação).
- . E Irrigação.
- . F Outros.

A motivação para esta classificação ficará evidente a medida que se for apresentando os modelos específicos das classes e sub-classes. Entretanto, lembra-se o afirmado no final do item 4.2. 1 que ressalta a importância de se agrupar tendências e/ou características tecnológicas.

# 4.2.3. DEMANDA RESIDENCIAL

A demanda residencial neste trabalho diz respeito às residências no perímetro urbano e fora deste, o que foge ao conceito normal de se incluir a demanda residencial rural dentro da classificação "rural". Isto é justificável para regiões em desenvolvimento, pois existe uma grande parcela da população que vive fora dos núcleos urbanos, mas seus hábitos não são muito diferenciados da população urbana. Um outro motivo para tal classificação é o fato de se ter colocado na classificação "rural" somente atividades produtivas. Sendo assim, tem-se que a demanda residencial ( $D_{\rm d}$ ) é dada como a soma da demanda residencial rural ( $D_{\rm dr}$ ) e a demanda residencial urbana ( $D_{\rm du}$ ):

$$D_{d} = D_{dr} + D_{du}$$
 (4.1)

Tanto  $D_{dr}$  como  $D_{du}$  podem, a princípio, serem levantadas pelo simples produto do consumo específico por residência ( $\epsilon_d$ ) pelo número de residências servidas ( $n_d$ ), tanto no caso rural como no urbano.

$$D_{dr} = n_{dr} \cdot \epsilon_{dr}$$
 (rural) (4.2)

$$D_{du} = n_{du} \cdot \epsilon_{du}$$
 (urbano) (4.3)

Também podem ser dados em função do consumo específico por habitante ( $\epsilon_h$ ) e do número de habitantes servidos ( $n_h$ ).

$$D_{dr} = n_{hr} \cdot \epsilon_{hr}$$
 (rural) (4.4)

$$D_{du} = n_{hu} \cdot \epsilon_{hu}$$
 (urbano) (4.5)

Tanto o número de residências como a população servida são grandezas que devem ser projetadas em função de séries históricas, programas de colonização, programas de habitação, panorama eco nômico da região, com base principalmente na sua potencialidade agrícola e de extração mineral ou vegetal. Também a construção de grandes obras na região em estudo mudam o quadro populacional. É fundamental ressaltar que é bem mais fácil determinar estes fatores, e daí a população ou número de residências, do que querer se estimar diretamente a demanda de energia elétrica. Frequentemente, existem registros históricos confiáveis desses dados.

Por outro lado tem-se que determinar o consumo específico, seja por habitante, seja por residência.

O Manual de PCHs da ELETROBRÁS e DNAEE (1982) apresenta um levantamento para  $\varepsilon_{
m du}$  e  $\varepsilon_{
m hu}$  que é um bom ponto de partida.

O levantamento considerou uma residência para 7 pessoas com 3 quartos, 1 sala, 1 cozinha, 1 banheiro e 1 varanda. Além da <u>i</u> luminação considera-se a existência dos seguintes eletro-domésticos:

- máquina de costura;
- ferro elétrico;

- ventilador;
- televisão;
- rádio;
- geladeira.

Baseado em capacidades típicas para cada eletro-doméstico e períodos de consumo, levantou-se:

$$\varepsilon_{du} = 6,16 \text{ [kWh/dia]}$$

$$\varepsilon_{du} = 0.88 \text{ [kWh/dia]}$$

As considerações feitas ficam sujeitas a algumas críticas. Em primeiro lugar, a casa tomada como amostra não reflete a grande parte dos domicílios no Brasil, principalmente em regiões em desenvolvimento. Mas não é difícil identificar a moradia típica da região que se deseja estudar.

Com relação aos eletro-domésticos típicos, há de se considerar que estes também não são os mais usuais nas regiões que este trabalho visa. Uma pesquisa feita pelo autor na zona rural e periférica de Itajubá, no sul de Minas Gerais, revelou que após a ele trificação os consumidores agem de maneira bastante invariável: sequindo a iluminação, geralmente com baixo iluminamento, adquirem o rádio elétrico, depois a televisão, onde se tem condições de recepção do sinal, o liquidificador, o ferro elétrico e bem mais tarde a geladeira. Em poucos casos, principalmente na zona rural, existe a ocorrência de chuveiro elétrico. Também, o período de utilização difere de região para região. A mesma pesquisa revelou que o período em que permanece acesa a televisão se inicia, muitas vezes, ainda no período da manhã, e raramente ultrapassa às 21 horas.

A capacidade média do eletro-doméstico, ou "wattagem", a presenta uma característica crescente, pois há uma tendência de substituição de aparelhos velhos por outros modernos, mais sofisticados e de maior consumo. Um caso típico é a televisão a cores e a preto-e-branco. É evidente que este crescimento é função da renda da população. Para ilustrar o afirmado, apresenta-se no Quadro 4.1 uma comparação entre a "wattagem" típica adotada no Manual de PCHs (ELE TROBRÁS & DNAEE, 1982) e a realidade americana, conforme TOLLEY et alii (1977), nos anos de 1962 e 1972.

ELETRO-DOMÉSTICO	BRASIL	EUA 1962	EUA 1972
Rádio	50	80	71
Televisão PB	200	225	237
Geladeira	125	330	326
Ferro Elétrico	500	1050	1088
Dados em [Watts]			

Quadro 4.1. - Evolução da capacidade de eletro-domésti - cos.

O caso da geladeira nos EUA mostra uma tendência poster<u>i</u> or à atual realidade brasileira, que é quando o tamanho do eletro — doméstico já satisfaz as exigências do mercado, e a evolução tecn<u>o</u> lógica revela-se pela melhoria da eficiência.

Feitos os comentários anteriores, passa-se agora à proposta de um modelo um pouco mais elaborado, que por isto mesmo necessita de melhores dados.

Conforme já foi mencionado, após a eletrificação de uma residência, a compra dos eletro-domésticos segue uma cadência, e uma

sequência, relativamente iguais para todos os consumidores da região, e mesmo de regiões distantes mas de características semelhantes
Pode-se, pois, definir uma grandeza que mostra a porcentagem dos
consumidores que possuem um determinado eletro-doméstico. Esta grandeza é denominada "nível de saturação (Y)".

Y(eletro-doméstico) = 
$$\frac{n_d \text{(eletro-doméstico)}}{n_d}$$
.100% (4.6)

onde,  $n_{\tilde{d}}$  (eletro-doméstico) é o número de residências servidas que têm um determinado eletro-doméstico.

A Fig.4.1 mostra um comportamento típico da saturação para alguns eletro-domésticos.

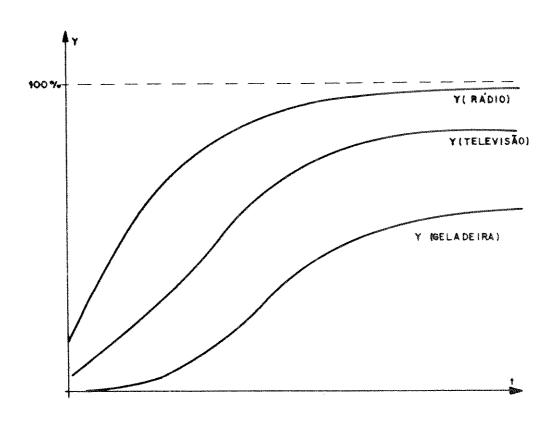


FIG. 4.1 - Comportamento do nível da saturação em função do tempo.

Observa-se que certos eletro-domésticos não tendem a 100 %, ou por seu uso ser direcionado, ou pelo nível de renda da população.

De posse de estudos de regiões próximas geograficamente, ou com estrutura semelhante de renda e hábitos, pode-se transpor estas curvas sem muito erro. Isto é ainda mais fácil se o crescimento de Y com o tempo for explicado por outras variáveis, como àquelas que refletem o poder aquisitivo da população.

TOLLEY et alii (1977) propõe uma equação diferencial para descrever o comportamento de Y, na qual a parte da população que compra um determinado eletro-doméstico, num certo período, dividida pela população que não tinha este aparelho, no início do período, é proporcional ao período e à população que já o tinha inicialmente, ou seja:

$$\frac{dY}{K - Y} = a \cdot Y \cdot dt \tag{4.7}$$

Onde: - a é a constante de proporcionalidade;

- K é o valor máximo de Y.

A solução de (4.7) leva a (4.8):

$$Y = \frac{K}{1 + b \cdot a^{-a \cdot t}} \tag{4.8}$$

com:

$$b = \frac{K - Y_0}{Y_0} \tag{4.9}$$

Y é o nível de saturação no início do período de estudo. Esta grandeza pode ser fixada por pesquisa de campo ou estimativa, à semelhança de outras localidades. Já a fixação de K pode ser mais

complicada. Muitas vezes o valor inicial deve ser corrigido para que haja melhor ajustamento da função proposta. Entretanto, para lo calidades sem séries históricas, vale o afirmado para  $Y_0$ .

(4.8), com (4.9), pode ser transformado em (4.10), seguinte:

$$\ln \frac{Y}{K - Y} - \ln \frac{Y_O}{K - Y_O} = a.t$$
(4.10)

Do lado direito de (4.10) está a variável dependente e demais grandezas conhecidas, e do lado esquerdo está t que é a única variável explanatória da evolução de Y. Assim, não é possível analisar outras grandezas que influenciam Y, dos quais ressalta-se o poder aquisitivo da população. Para se incluir isto, corrigindo-se, assim, transposições entre localidades com diferentes rendas, pode-se "abrir" a constante "a" em um produto de vetores, X e β, que são, respectivamente, variáveis explanatórias e seus respectivos pesos.

$$a = X' \cdot \beta$$
 (4.11)

Realizando este produto vetorial, substituindo-o em (4. 10) e agrupando as novas variáveis explanatórias com o tempo t, tem-se:

$$\ln \frac{Y}{K-Y} - \ln \frac{Y_0}{K-Y_0} = \beta_1(X_1.t) + \beta_2(X_2.t) + ... + \beta_n(X_n.t)$$
(4.12)

Portanto, para se fazer a regressão linear tem-se que en trar com os produtos "X.t". Obtem-se, então, os pesos ( $\beta$ ) de influência não de X, mas de seu produto pelo tempo.

A equação (4.12) pode ser aplicada para o caso brasileiro de uma forma simplificada mas com bastante eficiência. Para isto considera-se a arrecadação de imposto, descontada a inflação, dividida pelo número de habitantes como a variável que explica a influência da renda. Para o caso do nível de saturação urbano pode-se considerar o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias (ICM) e para o rural, o FUNRURAL (FDR). Então:

$$\ln \frac{Y_u}{K_u - Y_u} - \ln \frac{Y_{ou}}{K_u - Y_{ou}} = \beta_1 \cdot t + \beta_2 \cdot \frac{ICM \cdot t}{ORTN \cdot n_{hu}}$$
 (4.13)

$$\ln \frac{Y_r}{K_r - Y_r} - \ln \frac{Y_{or}}{K - Y_{or}} = \beta_3.t + \beta_4. \frac{FDR.t}{ORTN.n_{hr}}$$
 (4.14)

Caso faltem os dados dos impostos, pode-se substitui-los pela produção total da região, ponderada pela população rural, no caso do FDR, e urbana, no caso do ICM.

(4.13) e (4.14) permitem a transposição do fator  $\beta$  de uma região para outra, pois corrige-se as diferenças de renda, que são bastante intensas entre regiões em desenvolvimento. É de suma importância observar que o valor de  $\beta$  é levantado para um determina do  $\gamma_0$  que não é, necessariamente, o mesmo do local em estudo. Ou se ja, quando t for zero  $\gamma$  será  $\gamma_0$ , que é o nível de saturação inicial de onde se tem a série histórica e não do local onde se está estudando. Tem-se então que fazer um deslocamento na função. Isto deve ser feito substituindo-se o valor estimado do nível de saturação para o local em estudo ( $\gamma_0$ ) em (4.13), ou (4.14), e determinando-se o valor de t que verifica a equação. Este será denominado to Agora, então, pode-se fazer de maneira genérica:

$$\ln \frac{Y}{K-Y} - \ln \frac{Y_0}{K-Y_0} = \beta_i(t-t') + \beta_j \cdot \frac{\text{imposto.}(t-t')}{\text{ORTN.} n_h} (4.15)$$

com,

$$t' = \frac{\ln \frac{Y_o'}{K - Y_o} - \ln \frac{Y}{K - Y_o}}{\beta_i + \beta_j \cdot \frac{imposto}{ORTN \cdot n_h}}$$
(4.16)

Com relação a K, o valor a ser adotado é o mesmo de onde se transpõe os dados, o que é bastante razoável, pois este não deve ser tão diferente.

Finalmente, o que se acabou de fazer pode ser uma extrapolação da região estudada, o que sempre traz maior probabilidade de erro que uma interpolação. Então, sempre que possível  $Y_{0}$  (da região de onde se tem os dados) deve ser menor, igual ou muito próximo de  $Y_{0}^{\prime}$  (da região para onde se transpõe os dados).

Com relação à capacidade média dos eletro-domésticos, is to pode ser avaliado ou por pesquisa de campo, ou através de revendedores em localidades semelhantes. Deve-se, entretanto, estudar um cenário com a evolução da capacidade média, principalmente em equipamentos que são mais sensíveis, como está indicado na Fig. 4.1 para o ferro elétrico e a geladeira.

Finalmente, com relação ao período de consumo, desde que observado em região já eletrificada próxima do local de estudo, não há mais restrições a serem feitas.

Feitas estas considerações pode-se definir a demanda residencial de energia, rural e urbana:  $D_{du} = n_{du} \cdot eletro-$  [Yu (eletro-doméstico).  $\Delta t_{u}$  (eletro-doméstico). domésticos típicos

. 
$$C(eletro-doméstico)) + n_{du}$$
 .  $I_{du}$  (4.17)

 $D_{dr} = n_{dr} \cdot eletro- (Y_r (eletro-doméstico)) \cdot \Delta t_r (eletro-doméstico) \cdot \Delta t_r (eletro-domést$ 

. C(eletro-doméstico)] + 
$$n_{dr}$$
 .  $I_{dr}$  (4.18)

Onde:

At(eletro-doméstico) - período de utilização de um deter minado eletro-doméstico;

C(eletro-doméstico) - capacidade média de um determinado eletro-doméstico;

I<sub>d</sub> - Carga média de iluminação, por residência;

u - Indice de "urbano";

r - Indice de "rural".

Um modelo mais agregado que utiliza o recém descrito con ceito de nível de saturação, e que pode trabalhar com dados mais disponíveis, é o do consumo específico residencial, que varia com o tempo. Assim, procedendo-se de maneira semelhante ao desenvolvimento de (4.8) a (4.16), pode-se escrever:

$$\frac{\varepsilon_{du}}{E_{du} - \varepsilon_{du}} - \frac{\varepsilon_{du}}{E_{du} - \varepsilon_{duo}} = \alpha_1 \cdot (t - t'') + \alpha_2 \cdot \frac{ICM \cdot (t - t'')}{ORTN \cdot n_{hu}}$$
(4.19)

$$t'' = \frac{\frac{\varepsilon_{du}}{\varepsilon_{du} - \varepsilon_{du}} - \ln \frac{\varepsilon_{du}}{\varepsilon_{du} - \varepsilon_{du}}}{\frac{\varepsilon_{du} - \varepsilon_{du}}{\varepsilon_{du} - \varepsilon_{du}}}$$

$$\alpha_1 + \alpha_2 \cdot \frac{ICM}{ORTN \cdot n_{hu}}$$
(4.20)

Sendo:

 $E_{ ext{du}}$  - valor máximo de  $\epsilon_{ ext{du}}$ ;

 $\epsilon_{\mathrm{du}}$  - valor inicial de  $\epsilon_{\mathrm{du}}$ , para a região de onde se tem série histórica;

 $\epsilon_{\mathrm{du}_{_{\mathrm{O}}}}^{'}$  - valor inicial de  $\epsilon_{\mathrm{du}}$  para a região em estudo;

 $\alpha_1, \alpha_2$  - constantes da regressão e demais grandezas já des critas.

Observe-se que (4.19) e (4.20) estão especificadas para os consumidores urbanos. A aplicação de equações equivalentes para as residências rurais não é possível, pois as concessionárias só conhecem os históricos da energia medida, e, no caso dos consumidores rurais, isto inclui todas as atividades da propriedade agrícola. Vê-se que isto fugiria da classificação proposta neste trabalho. En tretanto, voltar-se-á a este assunto ao estudar a carga rural.

Concluíndo o estudo do mercado residencial, se (4.19) e (4.20) forem utilizados, tem-se o valor de  $\epsilon_{\rm du}$  em função do tempo . Então, utilizando-se de (4.3), tem-se a evolução deste mercado.

Fica evidente que este último modelo é bem mais simples que o anterior, exigindo muito menos dados e nenhuma pesquisa de campo, pois todas as informações estão disponíveis na concessioná - ria. Entretanto, deve-se ressaltar alguns pontos em que o modelo an

terior é mais eficiente: em primeiro lugar, ele é válido para urbano e rural, enquadrando-se dentro da classificação proposta, o que
torna-o, como será visto, mais compatível com os modelos dos demais
setores; em segundo, (4.19) e (4.20) são funções da capacidade média por aparelho, período de utilização e tipos de aparelhos.

Isto permite analisar-se cenários inéditos, como a introdução de novos eletro-domésticos no setor, melhor eficiência destes ou, mesmo, mudança de hábitos da população, com a consequente alteração do período de consumo. Um exemplo deste fenômeno foi detectado pelo autor, na pesquisa de campo já citada, donde concluiu-se que o período de utilização da televisão no meio rural foi extendido, a brangendo, agora, a parte da manhã nos fins-de-semana, para que se possa assistir aos programas que objetivam o homem do campo.

Ficam propostos esses modelos para que, o "homem de mercado" escolha um que satisfaça a sua necessidade de análise, utilizando os dados que são, ou podem ser, disponíveis.

#### 4.2.4. DEMANDA COMERCIAL

A demanda comercial ( $D_c$ ) pode, dentro de um ponto de vista simplificador, ser dada por:

$$D_{c} = c \cdot D_{d} \tag{4.21}$$

Em (4.21) o parâmetro "C" representa a fração de  $D_{\hat{d}}$  que é numericamente igual a  $D_{\hat{c}}$ . Esta fração, no entanto, não é constante com o tempo, e a medida que uma comunidade evolui, cresce sua a-

tividade econômica, aumentando também o movimento comercial. Fica e vidente que a demanda de energia elétrica será maior, passando a ser equivalente a uma maior fração da demanda residencial.

Observe-se que D<sub>C</sub>, em(4.21), não foi colocada como fun - ção apenas da demanda residencial urbana, mas sim, da demanda residencial total, pois um aumento da demanda residencial rural indica uma maior atividade no setor agrícola, que reflete diretamente sobre o comércio. Nas regiões em desenvolvimento, um aumento da atividade no setor rural influencia com maior intensidade a demanda comercial que o crescimento da atividade urbana. Assim, (4.21) pode ser transformada em (4.22):

$$D_{c} = d \cdot D_{dr} + e \cdot D_{du}$$
 (4.22)

onde, <u>d</u> e <u>e</u> são parâmetros a determinar.

Isto implica dizer que os pesos dados aos crescimentos das demandas nos dois sub-setores (urbano e rural) são diferentes, o que tenta captar o fenômeno descrito anteriormente.

A maneira de se utilizar (4.22) é através da transposi - ção de <u>d</u> e <u>e</u> de levantamentos feitos em áreas já eletrificadas, com características semelhantes. O mesmo vale para <u>c</u>, de (4.21), agre - gando-se as demandas domiciliares.

O fenômeno de variação temporal de D<sub>C</sub> está incluido em (4.21) e (4.22), através das variações das demandas domiciliares.En tretanto, como já foi afirmado, a fração do mercado residencial, que equivale a D<sub>C</sub>, é também variável com o tempo, embora não haja, neces sariamente, um comportamento bem descrito como o nível de saturação. Este efeito pode ser considerado de duas maneiras: o primeiro, e que parece mais razoável para este estudo, é o de se trabalhar com dois

valores (ou mais) para cada parâmetro, de forma a se iniciar com os menores e, a partir de um valor de demanda, alterá-los para os maio res. Esta metodologia permite avaliar a evolução da atividade comercial, mantida a simplicidade inerente ao modelo. Um segundo processo consiste em transformar os parâmetros em funções temporais a serem ajustadas. Assim, (4.21) e (4.22) se transformam, respectivamente, em (4.23) e (4.24), abaixo, com f(t), g(t) e h(t) sendo as funções temporais:

$$D_{C} = f(t) \cdot D_{d}$$
 (4.23)

$$D_{c} = g(t) \cdot D_{dr} + h(t) \cdot D_{du}$$
 (4.24)

É óbvio que a determinação dos parâmetros das funções es colhidas deve ser efetuada através de métodos de regressão estatistica, o que exige maior quantidade de dados que os modelos anteriores, para se ter um grau de confiança equivalente. Ressalte-se, tam bém, que as funções podem se ajustar bem ao mercado de onde se tem os dados e, entretanto, não se ajustar ao mercado em estudo. Isto se deve ao fato, já descrito, destas funções não serem bem explicadas, com relação ao comportamento em função do tempo. A origem desta cri tica leva a outra de maior profundidade:o crescimento da demanda residencial, com as outras condições mantidas constantes, cresce mono tonamente com o tempo, pois há uma contínua acumulação de bens consumidores de energia por parte das residências. Este tipo de modelo não é autônomo mas, sim, "comandado" pelo tempo. Esta forte e direta dependência com o tempo não reflete bem o comportamento da deman da comercial. Ela, por sua vez, não cresce sensivelmente, em regiões isoladas, com o tempo, se forem mantidas as outras condições. Há pois, razões para se avaliar o crescimento de  $D_C$  através de um mode lo autônomo, como o proposto por MADDIGAN et alii (1984), além de outros encontrados na literatura.

Estes modelos colocam a demanda num determinado período  $(D_{C}(t))$  como função da demanda no período anterior  $(D_{C}(t-1))$ e de ou tras variáveis explanatórias. Para o objetivo que se tem aqui, e tem do em vista a disponibilidade de dados, escolheu-se como variáveis explanatórias, além da demanda no período anterior, número total de habitantes  $(n_{ht})$  e alguma forma de se medir a atividade econômica. Como a análise é a do setor comercial, a inclusão de ICM, descontado pela ORTN, dividido pela população, pode ter bastante significân cia, ficando como em (4.25).

$$\ln .D_{c}(t) = \gamma_{1} + \gamma_{2}.\ln .D_{c}(t-1) + \gamma_{3}.\ln .n_{ht} + \gamma_{4}.\ln .\frac{ICM}{ORTN \cdot n_{ht}}$$
(4.22)

Onde  $\gamma_1$ ,  $\gamma_2$ ,  $\gamma_3$  e  $\gamma_4$  são parâmetros a se determinar.

O fato de se ter considerado a arrecadação real de ICM por habitante, e não o valor total, é importante na medida que dificulta a existência de colinearidades com o crescimento populacional. Só a consideração do ICM deixa, parcialmente, de lado a atividade a grícola. Para se evitar isto, pode-se incluir mais uma variável explanatória, que é o FDR por ORTN, dividido pela população total (ou só a rural).

$$\ln D_{c}(t) = \theta_{1} + \theta_{2} \cdot \ln D_{c}(t-1) + \theta_{3} \cdot \ln D_{ht} + \theta_{4}.$$

$$\ln \frac{ICM}{ORTN \cdot n_{ht}} + \theta_{5} \cdot \ln \frac{FDR}{ORTN \cdot n_{ht}}$$
(4.28)

Onde  $\theta_1$ ,  $\theta_2$ ,  $\theta_3$ ,  $\theta_4$  e  $\theta_5$  são parâmetros a se determinar.

Note que (4.25) e (4.26) exigem a determinação de mais parâmetros que em (4.21) e (4.22), embora tenham ficado evidenciadas as vantagens dos últimos modelos. Mais especificamente, (4.25) parece suficiente para os propósitos ora em vista, ficando (4.26)co mo uma sofisticação.

É interessante observar que em (4.25), ou (4.26), mantidas todas as variáveis explanatórias inalteradas, de um período para outro o crescimento pode ser negativo, nulo ou positivo, dependendo exclusivamente do valor dos parâmetros e variáveis independentes. O fato de poder ser negativo é um ganho do modelo, pois pode captar fenômenos como a estagnação de localidades. Nesses casos, mes mo mantidas a população e a atividade econômica, há uma tendência de regredir a demanda comercial, desincentivada para novos investimentos.

A aplicação de (4.25) ou (4.26) é direta, transpondo-se os parâmetros. Porém há a necessidade de fixar-se o valor para a demanda inicial ( $D_c(0)$ ), o que pode ser feito avaliando-se a atividade comercial já existente ou através de pesquisa de campo junto à população local. Em virtude destes modelos se caracterizarem por elasticidades constantes, estas devem ser calculadas com base em dados históricos de demanda que abranjam ou se aproximem de  $D_c(0)$ , pois isto diminui a probabilidade de erro na transposição.

# 4.2.5. DEMANDA INDUSTRIAL

Para este setor não se pode propor um modelo como os de-

mais recém-descritos. Isto é: a utilização de modelos econométricos para sítios com disponibilidade de dados, transpondo-se os parâme tros destes para a localidade em estudo. Isto se deve ao fato ser muito dificil encontrar localidades com o mesmo perfil industri al que a região analisada. Mesmo que se encontrasse tal semelhança, modelos econométricos agregados, como os propostos por MADDIGAN alii (1984), não se enquadram bem na realidade de regiões em desenvolvimento, pois esses modelos são empregados para grandes (como estados), onde a entrada de uma planta industrial de médio porte é uma contribuição marginal à demanda. Este não é, obviamente, o caso das localidades isoladas, onde uma agro-indústria tem um gran de peso sobre a demanda. Tendo esta exposição em mente, fez-se desagregação do setor, permitindo, assim, uma análise da demanda pelo uso final da energia, ou, como é normalmente chamado, "end-use". Cabe a quem estuda o mercado definir o cenário industrial para diferentes períodos, e após, utilizando dados técnicos dos setores, definir as demandas energéticas.

Tentou-se dividir o setor em sub-setores relevantes, não tanto pela potência instalada nestes, mas pela intensidade que ocor rem tais empreendimentos nas regiões remotas. Não é demais repetir que devem ser definidos os cenários, e esta definição será suportada por informações locais, empresariais ou governamentais, ou ainda por diretrizes comportamentais, das quais algumas serão citadas no bojo deste trabalho.

# 4.2.5.1. Demanda de Agro-Indústrias

A grande motivação para a colonização das regiões remo - tas do Brasil ou é a mineração ou a agricultura. Só que a busca do enriquecimento fácil através da mineração (ou garimpo) nem sempre traz a fixação permanente do homem na região. Por outro lado, as fonteiras agrícolas não só fixam os colonos como incentivam o apare cimento de uma agro-indústria paralela.

Conforme a COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL)(1982), foi a busca de novas terras para o café, no interior de São Paulo, que gerou a industrialização da região, com um crescimento paralelo das ferrovias e da geração de energia elétrica. Tal processo foi ob servado também no Paraná e hoje se observa em Rondônia. Além destas evidências, vários fatos confirmam o aparecimento de uma agro-indús tria ligada à produção local. Por exemplo, há o caso das usinas de laticínios nas bacias leiteiras. Pesquisa realizada pelo autor mostra que quase toda a produção leiteira da região do Alto Rio Verde (Minas Gerais) é processada "in locu", nem que seja a simples pas teurização. Caso semelhante se observa com o arroz, na região de Itajubá, onde toda a produção é limpa e ensacada também "in locu" . Por outro lado, existem produtos que não tem uma agro-indústria diretamente ligada. O que define isto são parâmetros técnicos e econô micos. Por exemplo, vide o caso do arroz, onde o transporte da pa lha mais o custo adicional de armazenagem tornam economicamente trativas as agro-indústrias de beneficiamento. No caso do leite xiste o custo do transporte frigorificado. Entretanto, há casos onde o produto é transportado quase tão bruto como foi colhido. Existem fenômenos intermediários, como no caso do pêssego: parte dele

vai direto para os centros de consumo, outra parte é utilizada no local para a fabricação de massa para doce, e só depois transportada.

para o escopo deste trabalho define-se a agro-indústria, como aquela diretamente associada à produção agrícola, pegando a matéria-prima bruta e processando o primeiro beneficiamento, independente de estar ou não registrada como estabelecimento industrial.

Localizados os cultivos locais que têm, em geral, uma agro-indústria associada, pode-se dizer que a demanda dessa agro-indústria esta diretamente ligada aos cultivos agrícolas através do consumo específico ( $\varepsilon_{\rm ia}$ ). Este consumo específico é o "quantum" de energia necessário para se beneficiar uma quantidade unitária de produto:

$$D_{ia}(produto) = \epsilon_{ia}(produto). q(produto)$$
 (4.27)

Onde q é a quantidade do produto a ser beneficiado no local da produção.

É evidente que a demanda total das agro-indústrias é a soma de todas as demandas por produto.

$$D_{ia} = \sum_{\text{produto}} D_{ia} \text{(produto)}$$
 (4.28)

A equação (4.27) tem algumas limitações. Em primeiro lugar ressalta-se a grande faixa de variação de  $\varepsilon_{\rm ia}$ . Em geral, maiores equipamentos desfrutam de uma economia de escala com relação à energia, o que se poderia chamar de "eficiência de escala". Isto é: quanto maior a capacidade dos equipamentos utilizados, maior a potência elétrica e menor o consumo específico. Isto fica evidenciado na Fig.4.2 para um descascador de amendoim e uma máquina de benefi-

ciar arroz.

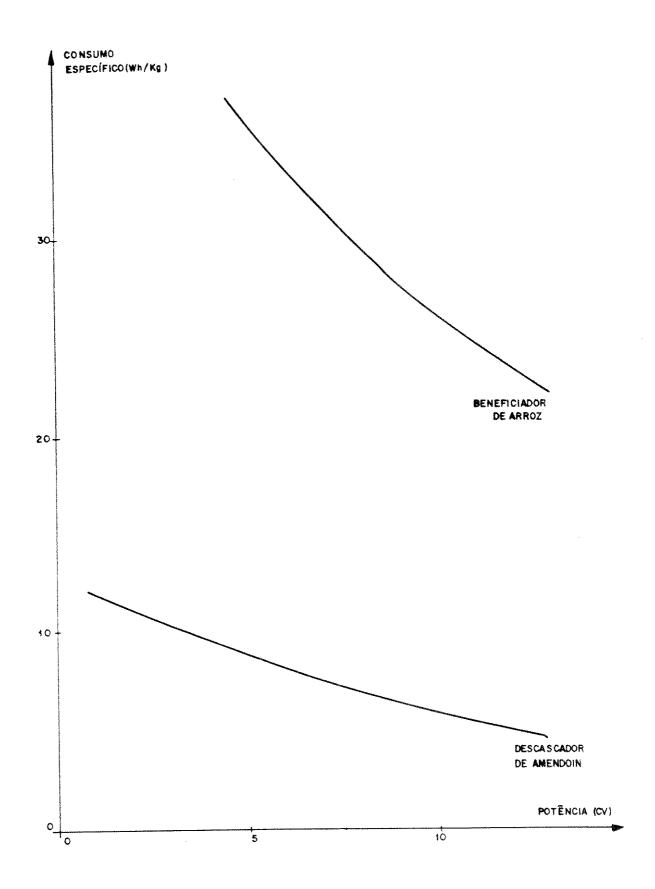


FIG. 4.2 - Comportamento do consumo específico em função da potência.

Como fixar  $\varepsilon_{ia}$  é um problema mais simples do que aparenta. Em função do tamanho das propriedades agrícolas e da produção , pode-se achar regiões com estas características semelhantes e, através de pesquisa junto ao produtor ou ao revendedor de equipamentos, chega-se na evolução de  $\varepsilon_{ia}$ . Por outro lado, caso a metodologia anterior não seja conveniente, a construção de dois cenários para  $\varepsilon_{ia}$  pode dar bom resultado no estudo de mercado. Dados interessantes sobre este parâmetro, para vários produtos, são fornecidos por Caille (1980).

O outro fator da equação (4.27), q, também merece uma discussão. q pode ser aberto em um produto de Q (produção total) por Z (porcentagem da produção total que é beneficiada "in loco").

$$q = Z \cdot Q$$
 (4.29)

A determinação de Q é, até certo ponto, fácil, pois se tem as estimativas de órgãos federais e estaduais, além de boas séries históricas. Mas é no cálculo de Z que se localiza o maior problema. O comportamento deste parâmetro é bem conhecido em termos de qualidade, mas não tão bem em termos de quantidade. Assim sendo, existem dois caminhos que podem ser seguidos: o primeiro é o estabelecimento de premissas sobre tal comportamento, fixando alguns valo res discretos para Z; o segundo é a modelização econômétrica de Z a través de uma função temporal semelhante ao nível de saturação. Embora seja mais trabalhosa, esta segunda técnica traz uma grande van tagem, que é o fato de se poder transpor, de uma região para outra, os parâmetros da função. Esta vantagem é ainda mais evidente, se for considerado que tal função não difere, sobremaneira, entre regiões distantes, estando intimamente ligada somente com o tipo de produ-

ção agricola. Então (4.27) e (4.28) evoluem para (4.30) e (4.31).

$$D_{ia} = \sum_{\text{produtos}} \epsilon_{ia} \text{(produto).Z(produto).Q(produto)}$$
 (4.30)

$$l_{n} \frac{z}{z_{M} - z} - ln \frac{z_{o}}{z_{M} - z_{o}} = \rho.t$$
 (4.31)

Sendo ZM o valor máximo previsto para Z, Z o seu valor inicial e  $\rho$  um parâmetro da regressão. Todos estes fatores variam de produto para produto.

Pode-se, sem muito erro, transpor-se diretamente os valores de ZM e  $\rho$ , mas com relação ao valor inicial na região estudada (Z'<sub>O</sub>), não se pode adotar o mesmo de outra região (Z<sub>O</sub>), necessitando-se, como nos casos anteriores, de um deslocamento t"'. Isto implica dizer que t, de (4.31), deve ser substituido por (t - t"'), sendo t"' dado por (4.32):

$$t''' = \frac{\ln \frac{Z_0'}{ZM - Z_0'} - \ln \frac{Z_0}{ZM - Z_0'}}{(4.32)}$$

Entretanto, substituindo-se (4.32) em (4.31) deslocada, e realizando simples manipulações matemáticas, chega-se em (4.33):

$$\ln \frac{z}{z_{M}-z} - \ln \frac{z'_{o}}{z_{M}-z'_{o}} = \rho.t$$
 (4.33)

Isto implica dizer que basta substituir o valor de  $Z_0$ , de (4.31) por  $Z_0^1$ , sem maiores complicações.

Fica óbvio que não se pretende aplicar esta metodologia para todas as culturas da região. Deve-se visar apenas as culturas,

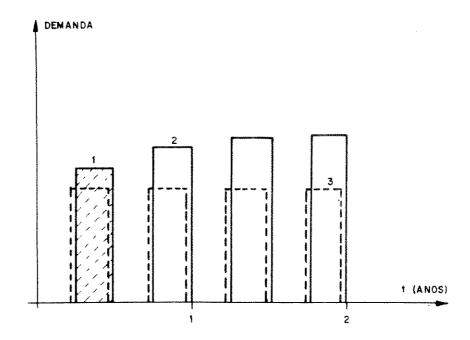
potencialmente geradoras de agro-indústrias e com produção voltada para a exportação (da região), pois as culturas para consumo próprio raramente geram investimentos industriais relacionados.

Exclui-se, também, deste modelo as agro-indústrias que não apresentam crescimento marginal. Um exemplo clássico são as usi nas de açúcar e álcool, mesmo sendo micro-destilarias. Isto porque as grandes usinas são cargas de porte elevado e possivelmente insus tentáveis por PCHs. De outro lado, existe também a sua autogeração, através do bagaço, sendo a energia da concessionária, no máximo, para a complementação energética e suprimento fora da safra. Mesmo as micro-destilarias não se enquadram ao modelo, pois não vão aparecem do gradativamente até processar toda a produção de cana-de-açúcar. Estas demandas são consideradas no item 4.2.3.3.

LOCKERETZ (1977) fornece informações complementares sobre o uso da energia na agro-pecuária.

É de suma importância que, ao se definir as cargas das agro-indústrias, defina-se também a sua sazonalidade. Esta é sempre ligada à periodicidade de safra, iniciando-se logo após esta última e terminando rapidamente após. Esta característica é fundamental para determinar-se o Fator de Carga (FC). Assim, o valor de Q, em (4. 29), deve ser aberto em Q<sub>1</sub>, Q<sub>2</sub>, ... Q<sub>ns</sub>, sendo n<sub>s</sub> o número de safras. Também o valor de Z deve ser corrigido safra a safra. Isto quer dizer, se t, de (4.33), é medido em anos, e ocorrem duas safras de produto, na primeira safra, do primeiro ano, Z deve ser cal culado para t igual a 1, e para a segunda safra Z deverá ser calculado com t igual a 1,5. A Fig. 4.3 ilustra o crescimento da demanda energética de uma agro-indústria ligada a um produto, que apresenta

duas safras por ano e quantidade constante por safra, dentro do horizonte de estudo.



- (1) A área contida em cada retângulo é proporcional à  ${\rm d}\underline{\rm e}$  manda de energia naquela safra.
- (2) A altura do lado superior do retângulo (patamar) está proporcional à demanda de potência média ( $P_{\rm m}$ ) demandada na safra.
- (3) Safra (constante para os dois anos).

FIG. 4.3 - Comportamento da demanda energetica de uma a-gro-indústria sazonal.

#### 4.2.5.2. Demanda de Indústria de Extração Mineral

Destacou-se a demanda da indústria de extração mineral não pelo seu peso como carga de energia elétrica, mas pela importân cia econômica que este setor possui, em geral, nas regiões em desen volvimento no Brasil. Na verdade, tendo em vista o porte das cidades a serem alimentadas, a carga de uma mineração é bastante alta com grandes necessidades de bombeamento. Entretanto, a localização das minas são, na maioria dos casos, distantes dos núcleos urbanos, possuindo geração própria. Ressalta-se aí a grande importância das PCHs, para a geração elétrica, acionamento direto de bombas ou esquemas mistos destes dois. Quando houver possibilidade de suprimento de alguma dessas indústrias, o efeito sobre a demanda deve ser considerado como descrito no item 4.2.5.3. Isto porque ocorre aqui o mesmo problema já descrito: o crescimento não é marginal nem contínuo. Omite-se, pois, a proposição de um modelo matemático.

## 4.2.5.3. Outras Demandas Indústriais

Não é comum aparecerem indústrias, que não sejam as agro-indústrias, nas regiões objeto deste capítulo. Entretanto, não é difícil ocorrerem empreendimentos ligados ao setor agrícola e que não forem classificados aqui como agro-indústrias. É o caso, por exemplo, das indústrias alimentares. Muitas delas pegam a matéria prima já pré-elaborada para ser processada. As indústrias de doces,

em geral, compram a massa, produzida por uma agro-indústria, fazendo, então, o produto final. Para estudar a evolução do mercado enegético incluindo essas indústrias, tem-se que dividir o problema conforme o comportamento do crescimento dessas. No primeiro grupo, colocam-se aquelas que apresentam crescimento de demanda contínuo e marginal. No segundo, aquelas que representam um acréscimo sensível no mercado. Assim, pode-se pensar num modelamento matemático para o primeiro grupo. É interessante observar que as indústrias situadas no primeiro grupo visam, prioritariamente, o consumo do mercado próprio da região, crescendo o seu consumo energético conforme a de manda desse mercado. Cita-se, como um caso típico, a indústria de panificação ou, como é mais conhecida, as padarias.

O modelo que se sugere para essas indústrias é semelhante ao do setor comercial. Agregam-se todas as indústrias que se enquadram na descrição anterior, e analisa-se o seu comportamento de maneira que pode ser análoga à descrita pelas equações (4.21), (4.22), (4.23), (4.24), (4.25) ou (4.26). Sugere-se, entretanto, o uso de uma relação constante com a demanda residencial similar à (4.21) ou uma equação econométrica mais elaborada, semelhante à (4.26). Para o primeiro modelo, fica-se sujeito às mesmas críticas levantadas no item 4.2.2, mas seu uso é muito simples, sendo de razoável precisão levando-se em conta a pouca importância desta demanda na composição total. No segundo modelo, tem-se as dificuldades inerentes às regressões, não justificando, talvez, o trabalho adicional. As equações (4.34) e (4.35) representam, respectivamente, o modelo simplificado e o mais elaborado.

$$D_{ic} = i \cdot D_{d} \tag{4.34}$$

$$\ln D_{ic}(t) = \eta_1 + \eta_2 \cdot \ln D_{ic}(t-1) + \eta_3 \cdot \ln n_{ht} + \eta_4 \cdot \ln \frac{ICM}{ORTN \cdot n_{ht}} + \eta_5 \cdot \ln \frac{FDR}{ORTN \cdot n_{ht}}$$
(4.35)

Onde: D - demanda das indústrias voltadas para o consumo interno da região;

i,  $\eta_1$ ,  $\eta_2$ , ...,  $\eta_5$  - constantes a se determinar.

Tanto para (4.34) como (4.35) a transposição é feita de maneira idêntica à já descrita em 4.2.2.

para o caso das indústrias não marginais, o levantamento deve ser específico, considerando-se individualmente cada uma das curvas. Torna-se a dizer que não é caso comum a ocorrência destes empreendimentos, sendo que, quando existem, os mesmos visam o merca do externo à região. Inclui-se nesta metodologia, como já foi afirmado, as minerações e as agro-indústrias não marginais, como é o ca so das usinas de açúcar e álcool. Em geral, é possível saber da existência de projetos para a região de indústrias deste tipo, pois as mesmas são investimentos de razoável porte, cuja instalação não se faz sem algumas pesquisas técnico-econômicas. Inclui-se aí o questionamento à concessionária sobre a disponibilidade energética.

Logo, não será difícil prever a demanda das indústrias para exportação ( $D_{ie}$ ), demanda das agro-indústrias não marginais ( $D_{ig}$ ) e a demanda para a indústria de extração mineral ( $D_{im}$ ).

Para todas as indústrias, é fundamental se conhecer a sa zonalidade da carga. Tal necessidade não é tão premente para o caso residencial e comercial, onde a variação sazonal não é grande, para regiões isoladas ou distantes.

#### 4.2.6. DEMANDA RURAL

Dentro da classificação do DNAEE a classe rural é bastan te agregada, englobando residências, agro-indústrias, granjas, dentre outros. Com o objetivo de melhor modelamento matemático, propõe -se uma outra classificação, retirando-se aqui sub-classes que ήá foram estudadas e modeladas. Resta estudar apenas algumas sub-classes. Estas são: pecuária extensiva, pecuária intensiva e demais ati vidades agricolas, com excessão da irrigação. O fato de ter-se aber to a pecuária em duas sub-classes é em virtude da grande diferença que existe entre as duas com relação ao uso da energia. Assim, en quanto uma granja de avicultura, suinocultura, ou outra, apresenta um uso intensivo da energia elétrica para a obtenção de seus produtos, a pecuária extensiva, como a bovinocultura para corte, ou leiteira (em grande parte do país), não depende intensamente da eletri cidade, utilizando equipamentos elétricos apenas na complementação alimentar, como são exemplos as picadeiras, vastamente utilizadas.

Um problema de relevância que se depara ao se estudar a demanda rural é qual a faixa a ser atendida pela rede de eletrifica ção. Isto depende, basicamente, de dois fatores: o primeiro é o interesse do consumidor rural; o segundo é a disponibilidade técnica e financeira da concessionária para realizar um programa de eletrificação. Com relação ao último fator, ninguém melhor que a concessionária, que realiza o estudo de mercado, para defini-lo baseado em seus próprios programas, ou de agências nacionais ou estrangeiras, como o Banco Mundial. Olhando para o interesse de consumidor, não há dúvidas que a pecuária intensiva não sobrevive eficazmente sem a eletricidade, forçando o empresário rural a ser um grande interessa

do. Mas, por outro lado, a pecuária extensiva, e as outras atividades agrícolas, não tem a mesma necessidade e, muitas vezes, eletrificam-se mais por motivos de conforto nas residências, que por vantagem técnico-econômica. Com relação, novamente, à pecuária intensiva, deve-se ressaltar que não é comum encontrá-la nas regiões em de senvolvimento. Tal escassez é motivada por vários motivos, dos quais destaca-se a falta de energia elétrica, transporte e mercado regional.

Sendo este capítulo uma parte de um todo, que visa o pla nejamento das PCHs, não poder-se-ia deixar de falar sobre a auto-ge ração nas propriedades rurais. Esta deve ser incentivada, seja por hidrelétrica (PCHs) ou termelétricas à biomassa (PCTs), desde que e ficientes técnico e economicamente. Cabe ao analista de mercado excluir essa parte potencialmente auto-geradora. Uma exemplificação disto é apresentada por SANTOS & NOGUEIRA (1984).

Neste ponto cabe uma colocação a respeito das técnicas de planejamento usuais na eletrificação rural (CODI, 1982). Para se estudar as características ideais da rede de distribuição, considera-se que o sistema é radial e simétrico, com cada alimentador tendo uma distribuição de carga triangular e uniforme. O alimentador corta uma região com propriedades de mesmo tamanho (S $_{\rm p}$ )e os ramais, que saem deste, tem a extensão de  $\sqrt{\rm S}_{\rm p}$  por propriedade. O número de ramais derivados da linha tronco é igual ao comprimento deste último dividido por  $\sqrt{\rm S}_{\rm p}$ . Estas considerações ficam melhor explicadas a través da Fig.4.4, onde uma região, com forma quadrada, é alimentada por 4 linhas tronco saídas da subestação (SE).

A intenção de se intercalar estes comentários, sobre o planejamento das Redes de Distribuição Rural (RDR), é a de se mos-

trar que é usual a consideração sobre a homogeneidade de uma região rural. Isto é, para uma região próxima considera-se propriedades de mesmas dimensões e mesma carga.

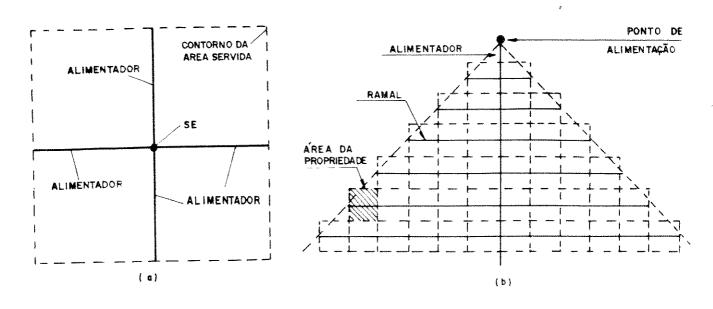


FIG. 4.4 - Esquema de suprimento a uma região, com qua - tro alimentadores (a) e detalhe de um alimentador com seus ramais (b).

É evidente que de posse dos recursos disponíveis para a construção de RDR, em uma região, e das técnicas apresentadas pelo CODI (1982) pode-se projetar, com bastante certeza, a área eletrificada ( $S_e$ ). Como será visto adiante,  $S_e$  é de fundamental importância para os modelos que serão propostos. Existem maneiras mais rápidas mas menos precisas para se estimar  $S_e$ . Basta, para isto, saber os recursos disponíveis, um conjunto de dados fornecidos pelo Quadro 4.2, além da área típica das propriedades ( $S_p$ ).

Este conjunto pode ser KVA/cons. e Cz\$/MVA ou Cz\$/Km e cons./Km. Com relação à área típica, tal informação pode ser conseguida nos órgãos estaduais de assistência rural ou nas prefeituras

Ín dice	CEEE	COPEL	CESP	CPFL	CELF	CEMIG	CEB	CELG	ES- CEL- SA
10 <sup>3</sup> Cr\$/Km	64	50			70	43			43,4
10 <sup>3</sup> Cr \$/cons.	18	25	-	_	***	40			18.6
10 <sup>3</sup> Cr\$/MVA	6,5	3,4	-	-		3,8	- The state of the		5,6
Cons/Km	3,5	1,9	1,9	1,5	0,8	.1	1,5	0,6	2,3
KV A / cons.	1,5	7,3	12	13,8	10	10,6	11,5	16,6	3,3
KVA/Km	5,2	14,5	19	21,8	8	10,6	17,6	10	7,8

QUADRO 4.2 - Índices médios para a eletrificação rural (CODI, 1982).

							Į.	HID.	ADES D	A F	EDERACA	C					·	
(ho) No	es ec		M.L. M.B.		PR	PR SC		c \$1		SF R		, RS						
	N S	٠/٠	N1	•/•	N:	*/*	N?	*/.	ŊŻ	•/.	N1	•/•	ș:	•/•	Nº.	*/•	N/2	•/•
< 10	15 325	19 0	t <b>6 42</b> 7	ti. <b>3</b>	46 906	44.2	125259	27 5	295 072	53.2	65 437	31.5	131 623	40.2	41655	53.7	177 294	34.
10-50	36 301	540	45 336	3:3	30 796	29.0	183 147	40.3	2 is 681	39.4	117 907	<b>5</b> 7 O	129.820	39.6	23.867	30.6	270 742	53.
50-100	1: 710	16.5	24.142	16.6	6 047	57	62 509	13.8	22537	4 1	14918	7.2	29712	<b>9</b> . 1	5 3 5 2	7.0	30 567	6 (
100-20C	4 838	€ 8	22 240	15.3	5 2 4 5	4.5	41931	9.2	9 941	1.8	4985	2 4	17 6 86	54	3 48"	4.5	14572	2.
200-500	2 022	28	22 63:	15 6	5 85	5.5	28 364	6.2	5 6 30	10	2 684	L.3	12 127	3.7	2 2 5 2	2.9	10 974	2
500 - 1000	483	0.7	8 114	5.6	3 6 64	3.5	8 454	2.0	1 5 6 i	0.3	875	0.4	3 907	1.2	3.66	0.7	4340	0,1
> 1000	173	0.2	6 233	4.3	7 052	6.6	4 937	1.0	1 111	0.2	480	©.⊉	2496	0.6	307	04	3.252	0.
SEW DECLARAÇÃO			2:		<b>\$</b> 0.8	C.6	5:0		36		24		31				656	0
TOTAL	70 853	100	145 144	H KXC	106 149	100	454 919	100	554769	100	207 310	100	327402	100	77506	100	512419	10

FONTE SINOPSE PRELIMINAR DO CENSO AMPOPECUARIA - VII RECENSEAMENTO BERAL - 1970 - 186E

QUADRO 4.3 - Distribuição das propriedades rurais por grupos de áreas (CODI, 1982).

locais. Para dar uma idéia do espectro das propriedades, em vários estudos das regiões Sul e Sudeste, apresenta-se o Quadro 4.3.

## 4.2.6.1. Demanda da Pecuaria Extensiva

Como já foi dito, a utilização energética para esta subclasse é bastante pequena, principalmente quando se pensa em termos específicos, ou seja: o consumo de energia por cabeça ( $\epsilon_{\rm pe}$ ). Podese, pois, apresentar um modelo simples, que fornece a demanda total de energia para a pecuária extensiva ( $D_{\rm pe}$ ), como o somatório do produto de  $\epsilon_{\rm pe}$  pelo número de cabeças servidas ( $n_{\rm cs}$ ), para cada tipo de criação.

$$D_{pe} = tipos de \epsilon_{pe} (criação).n_{cs} (criação) (4.36)$$
criação

É um razoável problema fixar  $n_{\rm CS}$ , pois não é fácil saber a extensão territorial a ser servida pela rede, como já foi comentado, e é ainda mais difícil estimar o número de cabeças contida nessa área, bem como o tipo de criação. Para o cálculo de  $\epsilon_{\rm pe}$  o problema é bem menor, sendo de fácil determinação. Entretanto,  $\epsilon_{\rm pe}$  apresenta uma razoável faixa de variação. Isto depende do procedimen to adotado. Por exemplo, analisando o caso da bovinocultura, o pecularista pode utilizar cilagem ou não, o que faz alterar sensivelmente  $\epsilon_{\rm pe}$ . Entretanto, tais costumes são facilmente levantados por entrevistas de campo, estreitando a faixa de variação para  $\epsilon_{\rm pe}$ .

Uma maneira de simplificar (4.36) é fazer uma equação s $\underline{i}$ 

milar, só que utilizando o consumo específico por área eletrificada  $(\varepsilon_{ae})$ :

$$D_{pe} = \varepsilon_{ae} \cdot S_{e}$$
 (4.37)

Onde, S é a área rural eletrificada.

Este modelo é bem mais simples que o anterior, mas está sujeito a uma grande variabilidade de  $\epsilon_{ae}$ . Tendo em vista que  $S_e$  é também bastante incerto, sugere-se trabalhar com cenários, tanto para  $\epsilon_{ae}$  como para  $S_e$ .

O método para se avaliar a demanda da pecuária extensiva descrito em (4.37) pode não ser específico para ela. O modelo pode agregar pecuária extensiva, residências rurais e demais atividades agrícolas, com exceção da pecuária intensiva, irrigação e agro-in - dústrias, e utilizada quando se optar pela equação (4.17), como modelo para a carga residencial urbana. Deve-se, portanto, especificar o que está considerado em  $\varepsilon_{\rm ae}$ .

Continuando dentro do princípio de se agregar as três de mandas agrícolas recém-descritas, pode-se trabalhar com o Fator de Capacidade típico para os transformadores de eletrificação rural (FCap<sub>r</sub>). SANTOS & NOGUEIRA (1984) afirmam que o fator de carga para propriedades rurais, na região de Maria da Fé e Pedralva, Minas Gerais, fica entre 2% e 8%. Isto implica dizer que, para aquela região leiteira, o FCap<sub>r</sub> deve ser um ponto abaixo destes valores (2% e 8%), pois a ponta tem que ser inferior ou, no máximo, igual à capacidade instalada.

Estes valores típicos são facilmente identificáveis, conforme a característica da região. De posse, então, da FCap $_{\rm r}$ , conseque-se calcular a demanda rural parcial (D $_{\rm rp}$ ), que exclui agro-in-

dústrias, pecuária intensiva e irrigação. Este é o produto de  $FCap_r$  pela potência instalada na área rural  $(P_r)$ , excluindo-se as três sub-classes recém-descritas.  $P_r$  deve ser dado como potência aparente (kVA) e não ativa (kW).

$$D_{rp} = P_{r} \cdot FCap_{r} \tag{4.38}$$

Para se calcular  $P_r$  é necessário, novamente fazer a projeção da área a ser eletrificada  $(S_e)$ . Daí, vê-se o número e tama nho das propriedades agrícolas. Finalmente, considera-se a potência instalada típica pelo tamanho da propriedade, obtendo-se, no final, a potência total instalada.

Na verdade (4.38) é uma variação de (4.37), estando ambas presas a dois problemas: a fixação de  $S_{\rm e}$  e a determinação de  $\varepsilon_{\rm ae}$ , que é a mesma coisa que se fixar a potência típica instalada por tamanho típico de propriedade. A escolha entre as duas depende da disponibilidade de dados. Poder-se-ia montar um modelo economé - trico, autônomo, para se avaliar o comportamento de  $\varepsilon_{\rm ae}$  e FCap $_{\rm r}$  com a renda e o número de habitantes no meio rural. Entretanto, julga - -se que a incerteza sobre  $S_{\rm e}$  e  $P_{\rm r}$  encobre as possíveis vantagens deste modelo, não justificando-o.

#### 4.2.6.2. Demanda da Pecuária Intensiva

Como já foi comentado, a pecuária intensiva apresenta um uso intenso de energia, dentro do quadro de atividades ruraís. De fato, esta atividade se comporta mais como uma agro-indústria do que

como uma atividade clássica de pecuária.

Um modelo simples, para se avaliar a demanda energética desta atividade, está apresentado em (4.39). Aí, a demanda da pecuá ria intensiva ( $D_{pi}$ ) é dada como o somatório para todos os tipos de criação intensiva existentes, do produto do número de cabeças criadas ( $n_{cc}$ ) pelo consumo específico por cabeça ( $\epsilon_{pi}$ ).

$$D_{pi} = \sum_{\substack{\text{tipos de } \\ \text{criação}}}^{\Sigma} \sum_{\substack{\text{criação}}}^{\epsilon} (\text{criação}) .n_{cc} (\text{criação})$$
 (4.39)

Fazendo uma análise crítica desta expressão, a determina ção de  $\epsilon$  é bastante simples mas variável com a tecnologia emprega da e a escala do empreendimento. Com relação a tecnologia, exemplifica-se através do comportamento de uma granja de avicultura. nessa granja, as aves forem criadas em galpões, diretamente no chão, o consumo de eletricidade para iluminação será maior por cabeça , que no caso de se criar em gaiolas. Isto porque haverá menos por unidade de área requerendo a mesma carga de iluminação. Também, se a granja cria o seu pinto, o consumo específico irá aumentar, pois os pequenos exigem uma boa fonte de calor, que é, evidentemente, uma carga considerável. A fabricação própria de ração, que é uma ten dência natural de todas as instalações de pecuária intensiva, pode não ser considerada no cálculo de  $\varepsilon_{
m pi}$ , mas ser analisada sob o enfo que de agro-indústria. Assim, pode-se fazer um paralelo com as equa ções apresentadas no item 4.2.3.1. A quantidade de produto a ser be neficiado (q) depende do consumo por cabeça, que é de fácil determi nação, e do número de cabeças que serão atendidas. A relação percen tual entre o número de cabeças atendidas e o número de cabeças cria das (W) tem um comportamento semelhante a Y ou a Z, podendo ser ado

tada, em funções de cenários imaginados, ou ser tirado de relações econométricas, como feito para Y e Z. Assim, pode-se utilizar as equações apresentadas em 4.2.3.1 desde que substituindo Z por W e Q pelo número de cabeças criadas  $(n_{\rm cc})$ , e entender  $\varepsilon_{\rm ia}$  como sendo o consumo específico para se produzir a ração animal.

Com relação à escala do empreendimento, é óbvio, como já mostrado na Fig. 4.2, que maiores máquinas apresentam menores consumos específicos. Entretanto, a variabilidade de  $\epsilon_{\rm pi}$  fica reduzida se for excluida do seu cálculo a fabricação de ração, como já foi sugerido.

A maior dificuldade pode estar na determinação do  $n_{\rm CC}$ . Mesmo supondo que a região já tenha uma tradição em certas criações intensivas, e existam dados históricos em agências governamentais , a entrada da energia elétrica, ou a saída de uma situação de demanda reprimida, pode causar um aumento do  $n_{\rm CC}$  bem superior à média histórica. Entretanto, este ponto pode ser esclarecido, ou ter diminuida a incerteza, através de conversas com os pecuaristas locais, além dos técnicos e administradores públicos envolvidos. Para finalizar, é interessante ressaltar que o comportamento do  $n_{\rm CC}$  não está intimamente ligado à área rural eletrificada  $(S_{\rm e})$ , pois as granjas de pequenos e médios animais exigem pouca área e tendem a ser próximas dos núcleos urbanos.

# 4.2.6.3. Demanda Restante das Atividades Agrícolas (Excetuando-se a Irrigação)

Enquadram-se neste item todas as atividades agrícolas

que ainda não foram estudadas, com exceção da irrigação, que terá destaque especial. De fato, é difícil exemplificar o que pode ser enquadrado aqui, pois não há uma tipicidade, podendo ser uma oficina mecânica de apoio à agricultura, como é comum para tratores, ou uma pequena bomba de recalque para irrigar hortas de pequeno porte, por escoamento superficial. Sendo assim, é difícil modelar o comportamento desta demanda.

Este problema fica eliminado quando se trabalha com as expressões (4.37) ou (4.38). Isto porque pode-se considerar incorpo rado dentro de  $\varepsilon_{ae}$  ou  $P_r$  tais atividades. Tal fato é especialmente verdade quando se usa (4.38), pois é muito difícil calcular  $P_r$  e FCapr sem incluir as demandas residuais. Como já foi observado em 4.2.6.1, desta forma calcula-se a demanda rural parcial  $(D_{rp})$ . Esta é a melhor forma de se incluir a demanda aqui descrita, em regiões onde esta não tenha um peso significativo. A inclusão em  $\varepsilon_{ae}$  seria fácil, não fosse o problema do rateamento da demanda, de forma ponderada, entre a pecuária extensiva e a agricultura. É preferível , pois, abrir (4.37) em duas expressões: uma em que só se considere a área eletrificada que tenha em sua maior parte atividades de pecuária extensiva, e outra onde se exerçam preponderantemente ativida des agrícolas.

$$D_{pe} = \varepsilon_{ae} \cdot S_{e} \cdot \frac{x}{100}$$
 (4.40)

$$D_{aa} = \epsilon_{aa} \cdot S_{e} \cdot \frac{(1 - x)}{100}$$
 (4.41)

Onde: \_ x - porcentagem da área eletrificada onde predomina a pecuá ria extensiva;

- 1 x porcentagem da área eletrificada onde predominam as demais atividades agrícolas;
- $\varepsilon_{aa}$  consumo específico para a área agrícola eletrificada;
- D<sub>aa</sub> demanda das atividades agrícolas ainda não classificadas (com exceção da irrigação).

A expressão (4.41), aplicada a regiões em desenvolvimento, leva a valores muito baixos, em virtude do uso rarefeito da eletricidade na agricultura dessas regiões. Onde predomina a agricultura de subsistência o valor de  $\epsilon_{aa}$  é, com frequência, nulo.

#### 4.2.7. DEMANDA DE IRRIGAÇÃO

A irrigação merece destaque especial, não só pelo que ela representa, em termos porcentuais, na demanda energética nas regiões em desenvolvimento, mas também por suas características sazonais. O tipo de irrigação que está se referindo aqui é, basicamente,
a realizada por aspersão. Tal método requer menos mão-de-obra, menor consumo de água, pode ser utilizada na grande maioria dos solos, não exige sistematização do solo e é mais eficiente se compara
do ao método tradicional de irrigação por escoamento superficial.

A previsão desta demanda depende, evidentemente, da área a se irrigar com eletricidade  $(s_i)$ , que é apenas uma porcentagem da área irrigada total  $(s_i)$ . Não é fácil determinar nem  $s_i$  nem  $s_i$ , pois dependem de vários fatores como: programas de incentivo à irrigação na região, perspectivas positivas do mercado agrícola e pro-

gramas de eletrificação. Tendo em vista que este trabalho visa o planejamento de PCHs de concessionárias mas, também, de auto-produtores, irá se dar subsídios para a previsão de demanda de energia e létrica por unidade de área ( $\varepsilon_{ir}$ ). Caso seja auto-produtor, isto da rá subsídio para o planejamento de sua PCH. No caso de concessionária, conhecendo-se  $\varepsilon_{ir}$  falta saber  $S_{i}$ , que dependerá de informações da própria empresa, dos interessados e de órgãos estatais. A demanda de irrigação ( $D_{ir}$ ) é dada em (4.42).

$$D_{ir} = \varepsilon_{ir} \cdot S_{i}$$
 (4.42)

#### 4.2.7.1. Características do Solo e da Cultura

A consideração de um único valor de  $\epsilon_{ir}$  leva a estimativas muito erradas. Isto porque o consumo de água bombeada e, portanto, de potência, varia com as características do solo e do tipo de cultura (PIRES, 1982).

A capacidade de campo (cc) é a quantidade máxima de água capilar que pode ser retida pelo solo em condições naturais, por um solo bem drenado.

A densidade aparente  $(D_a)$  é a relação entre peso e volume de uma determinada amostra de solo ao natural, após sua secagem em estufa.

O ponto de murcha permanente (PM) representa a porcentagem de umidade que o solo ainda conserva, quando as plantas mostram pela primeira vez sinais de murcha permanente. A velocidade de infiltração básica (VIB) representa a taxa de infiltração da água em um solo, quando este se apresenta saturado. Se for aplicada ao solo uma taxa de água maior que a VIB, fatalmente ocorrerá escoamento superficial.

Os parâmetros descritos acima podem ser medidos no campo e em laboratório, mas isto foge ao que se deseja aqui. Por isto, o Quadro 4.4 apresenta valores típicos para tais parâmetros, bem como os intervalos típicos em que eles variam (entre parênteses).

	VIB	Densidade	Capacida-	ļ	
Classificação	(cm/hora)	aparente (Da)	de de Ca <u>m</u> po % (cc)		
Arenoso	5	1,65	9	4	
	(2,5 - 22,5)	(1,55 - 1,80)	(6 - 12)	(2 - 6)	
Barro-arenoso	2,5	1,50	14	6	
	(1,3 - 7,6)	(1,40 - 1,60)	(10 - 18)	(4 - 8)	
Barro	1,3	1,40	2 2	10	
	(0,8-2,0)	(1,35 - 1,50)	(18 - 26)	(8 - 12)	
Barro-argiloso	0,8	1,35	2 7	13	
	(0,25 - 1,5)	(1,30 - 1,40)	(23 - 31)	(11 - 15)	
Argilo-arenoso	0,25	1,30	31	1.5	
	(0,03 - 0,5)	(1,25 - 1,35)	(27 - 35)	(13 - 17)	
Argiloso	0,05	1,25	3.5	17	
	(0,01 - 0,1)	(1,20 - 1,30)	(31 - 39)	(15 - 19)	

QUADRO 4.4 - Propriedades físicas usuais dos solos (PI-RES, 1982).

Com relação à cultura, dois parâmetros são fundamentais:

a profundidade efetiva do sistema radicular ( $h_r$ ) e a evapo-transpiração (ET).  $h_r$  é a profundidade do solo onde se encontra de 70% a 80% de todo o sistema radicular. Os valores típicos para as culturas mais comuns podem ser tirados do Quadro 4.5.

A evapo-transpiração é a quantidade d'água que se perde por evaporação na cultura e no solo e na transpiração da cultura. Es te valor é de fácil obtenção junto aos órgãos da agricultura. Para Minas Gerais, o Quadro 4.6 apresenta valores típicos para diferentes regiões.

De posse destes parâmetros, pode-se partir para o cálcu- lo de  $\epsilon_{\rm ir}$ .

And however we constitute on the constitute of t	
CULTURA	h (cm)
Arroz	40
Aveia	40
Trigo	3.5
Milho	60
Feijão	2.5
Pastagem	3.5
Soja	50
Alho .	4.5
Cana	50

QUADRO 4.5 - Valores típicos de  $h_r$  (PIRES, 1982).

Regiões	Valores de ET (mm/dia)
Norte de Minas	4,5 - 6,5
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	4,0 - 5,0
Jequitinhonha e Mucuri	3,5 - 5,0
Zona da Mata	3,5 - 4,5
Sul de Minas	3,0 - 4,0
Vale do Rio Doce	3,0 - 4,5
Centro	4,0 - 5,0

QUADRO 4.6 - Valores típicos de ET para várias regiões de Minas Gerais (PIRES, 1982).

### 4.2.7.2. Cálculo de $\varepsilon_{ir}$

O consumo específico para irrigação ( $\epsilon_{ir}$ ) pode ser estimado em função das características do solo, da cultura e da topografia.

A lâmina de água (LF) a ser aplicada na cultura é dada pela equação (4.43):

$$LF = \frac{CC - PM}{10} \cdot D_a \cdot h_r \cdot f$$
 (4.43)

Todas as variáveis já foram definidas anteriormente, com exceção de f. Este é o fator cultural, que mostra como as várias culturas respondem aos teores de umidade. O Quadro 4.7 mostra valores típicos para várias culturas.

Cultura	f
Arroz	0,1
Milho	0,7
Feijão	0,7
Trigo	0,6
Aveia	0,6
Tomate	0,3
Pimentão	0,5
Soja	0,7

QUADRO 4.7 - Valores admissíveis para f (PIRES, 1982).

A lâmina bruta a ser aplicada à cultura é dada em (4.44) onde E é a eficiência do sistema de irrigação, podendo ser adotado valores próximos a 0,7.

$$LB = \frac{LF}{F} \tag{4.44}$$

O turno de rega (TR) é o intervalo de tempo entre as aplicações da lâmina d'água. Este é dado por (4.45).

$$TR = \frac{LF}{ET} \tag{4.45}$$

O tempo de aplicação da lâmina bruta (TP) é função da intensidade de aplicação (IA) do aspersor escolhido. IA pode ser adotado numericamente, para estimativas, igual ao VIB.

$$TP = \frac{LB}{IA} \tag{4.46}$$

O período de irrigação (PI) é o número de dias que se gas

tará para irrigar toda a área com a lâmina desejada. Ele é dado pelo TR menos um intervalo de, em geral, um ou dois dias. Adota-se,pa
ra fins de estimativa, um dia.

$$PI = TR - 1 \tag{4.47}$$

As definições dos tempos colocados aqui não são de importância para se calcular  $\epsilon_{ir}$ , mas serão adiante quando se caracterizar a curva de carga de irrigação.

Utilizando-se de LB, pode-se dizer que o consumo específico para a irrigação é dado pela equação (4.48), onde  $\eta_{\rm mb}$  é o rendimento do conjunto moto-bomba, que pode ser adotado como 0,65 e Hb é a altura manométrica de bombeamento.  $\eta_{\rm ir}$  é o número de vezes que se irrigará durante o período de seca (TS), e é dado por (4.49):

$$\varepsilon_{ir} = 9.81.\frac{LB \cdot H_b}{\eta_{mb}} \cdot n_{ir}$$
 (4.48)

$$n_{ir} = \frac{TS}{TR} \tag{4.49}$$

 $\rm H_b$  é a soma da perda de carga na tubulação ( $\rm H_p$ ), da pressão de trabalho do aspersor escolhido ( $\rm H_a$ ) e do desnível médio entre o ponto de captação d'água e o de irrigação ( $\rm H_t$ ).

$$H_{b} = H_{p} + H_{a} + H_{t}$$
 (4.50)

H<sub>a</sub> pode ser tirado do Quadro 4.8 para vários tipos de as persores. Na falta de maiores informações, recomenda-se adotar o as persor médio.

CLASSIFICAÇÃO	PRESSÃO DE	S	SERVIÇO		(Ha)	(m.c.a.)
Micro-aspersores	4		a	10		
Aspersores Pequenos	10	,	a	20		
Aspersores Médios	20		a	40		
Aspersores Grandes	30	)	a	60		
Aspersores Gigantes	40	)	a	120		
(canhões)						

QUADRO 4.8 - Características de aspersores (PIRES, 1982).

 $\rm H_{t}$  pode ser adotado como a diferença de altitude entre o talvegue e a altitude média da área de irrigação.  $\rm H_{p}$ , para a fase de estimativa, deve ser considerado como 10% de  $\rm H_{t}$ .

# 4.2.7.3. Caracterização da Curva de Carga da Irrigação

Ao se estudar a evolução do Fator de Carga de uma região será de fundamental importância conhecer-se as curvas de carga das várias parcelas que compõe a demanda total. Isto será discutido no final deste capítulo. Entretanto, para a irrigação decidiu-se discutir o problema aqui, pois o comportamento da curva de carga depende totalmente das considerações técnicas, que acabaram de serem feitas.

O primeiro ponto a ser analisado é como TS se divide no ano, pois é comum dois ou mais períodos distintos de irrigação, como indicado na Fig. 4.5.

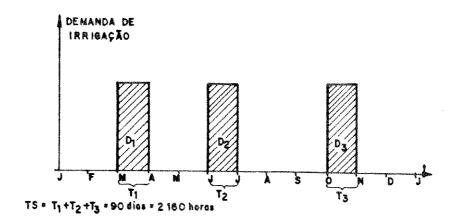


FIG. 4.5 - Exemplo da distribuição da carga de irrigação através do ano.

Sabe-se que  $\mathbf{D}_{ir}$ , calculada por (4.42), é a soma de  $\mathbf{D}_1, \mathbf{D}_2$  e  $\mathbf{D}_3$ .

Para se levantar a curva de carga diária típica, para um período de irrigação, tem-se que conhecer o período de irrigação diário (TD), que pode ser de 24 horas para sistemas de pivô central, ou de 8 a 12 horas para aspersores individuais. Para estes últimos, não é comum maiores períodos pois exige-se constante manuseio. Assim, TD é o turno de trabalho comum no campo. Pode-se, então, calcular o número de horas disponíveis para irrigação no período de dias equivalentes a TR (TI).

$$TI = TR \cdot TD$$
 (4.51)

Daí, chega-se na potência exigida (P<sub>ir</sub>), que é contínua durante todo o turno de irrigação.

$$P_{ir} = 9,81. \frac{LB \cdot H_b \cdot S_i}{\eta_{mb} \cdot TI}$$
 (4.52)

A Fig. 4.6 apresenta a curva diária típica para um turno de trabalho de 10 horas.

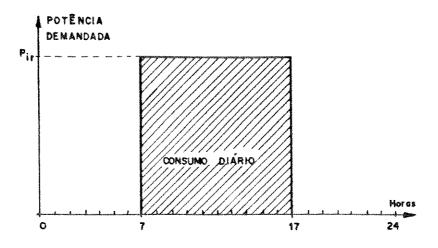


FIG. 4.6 - Curva de carga típica para irrigação.

#### 4.2.8. OUTRAS DEMANDAS

Apresenta-se aqui as demandas ainda não descritas e que estão sempre presentes, embora com pequena participação. Tais demandas são, comparadas às demais, de fácil estimativa, podendo-se considerar, na maioria dos casos, como uma porcentagem constante da demanda total ou residencial. Estas são:

- iluminação pública;
- poderes públicos;
- serviços públicos;

- tração;
- conteiro de obras;
- próprio (exclusive consumo interno nas subestações e  $\underline{u}$  sinas);
- perdas.

## 4.2.8.1. Iluminação Pública

Apresenta forte correlação com a demanda residencial urbana ( $D_{
m du}$ ). Para sua estimativa pode-se transpor a porcentagem típi ca da  $D_{
m du}$  de cidades de mesmo porte e com semelhança econômica. Assim, a demanda de iluminação pública é dada por (4.53).

$$D_{ip} = \rho_{ip} \cdot D_{du} \tag{4.53}$$

Onde  $\rho_{ip}$  é a porcentagem a ser transposta.

# 4.2.8.2. Demanda dos Poderes Públicos

Considera-se aqui as demandas de todos os órgãos do Governo Federal, Estadual e Municipal, dos Poderes Executivo, Legislativo e Judiciário, bem como fundações, autarquias e outros órgãos do Direito Público.

Aqui também existe correlação com D<sub>du</sub>, mas pode apresen-

tar fortes desvios para regiões onde hajam fundações, autarquias ou outros órgãos do Direito Público voltados para atividades especiais (ensino, pesquisa, etc.), que não sejam típicas.

Assim, para se prever a demanda dos Poderes Públicos  $(D_{pp})$  tem-se a equação (4.54), onde  $\rho_{pp}$  é a porcentagem da demanda residencial urbana, que representa a demanda típica, e  $D_{pp}$  é a parcela atípica, que só pode ser prevista através de informações dos órgãos públicos.  $\rho_{pp}$  deve ser transposto de regiões semelhantes.

$$D_{pp} = \rho_{pp} \cdot D_{du} + D_{pp}' \tag{4.54}$$

#### 4.2.8.3. Demanda dos Serviços Públicos

A semelhança da iluminação pública, a demanda dos serviços públicos ( $D_{\rm sp}$ ) apresenta uma forte correlação com  $D_{\rm du}$ . Pode-se transpor a porcentagem de  $D_{\rm du}$ , que representa  $D_{\rm sp}$ , de cidades economicamente semelhantes com os índices de saneamento próximos, ou seja: graus de abastecimento d'água e serviço de esgoto.

$$D_{sp} = \rho_{sp} \cdot D_{du} \tag{4.55}$$

# 4.2.8.4. Demandas de Tração, Canteiro de Obras e Próprio

Não faz sentido, para as regiões objeto deste trabalho, estudar a demanda de tração, que é inexistente.

para os canteiros de obras, embora existam com relativa profusão, a demanda é pequena e de difícil previsão. Pode-se, pois, desprezá-los, a não ser para grandes programas de colonização e habitação, cujos dados podem ser obtidos dos órgãos públicos.

O consumo próprio pode ser estimado, mas é insignificante para as regiões em estudo.

#### 4.2.8.5. Demanda Relativa às Perdas

As perdas estão associadas à soma das demais demandas. Na verdade, as perdas dependem fortemente do estado da rede de distribuição e da curva de carga.

O índice de perdas ( $I_p$ ) é a porcentagem da energia total que é perdida, e é definido em (4.56):

$$I_{p} = \frac{Perdas}{D_{total}} = \frac{D_{total} - \sum_{j=partes do. D_{j}} D_{total}}{D_{total}}$$
(4.56)

Conhecendo-se  $I_p$  e prevista as demais demandas do mercado, pode-se prever a demanda total de energia ( $D_{total}$ ).

A avaliação de I<sub>p</sub> não é simples, embora existam trabalhos que calculam as perdas localizadas (CODI, 1982). Por outro lado a faixa de variação de I<sub>p</sub> é, relativamente, estreita, podendo ser transposto com relativa precisão. Para isto deve-se buscar informações de sistemas de distribuição já existentes, que apresentem padrão semelhante de serviço e, se possível, curva de carga parecida.

#### 4.3. SUBSTITUIÇÃO ENERGETICA

A competição entre os insumos energéticos é um fato cilmente observável nos mercados industriais (GIROD, 1977; BAJAY, 1981; TOLLEY et alii, 1977). Assim, aparece o conceito de elasticidade cruzada entre os combustíveis. Isto é: a variação de preço um insumo afeta o consumo de outro. Estas elasticidades podem determinadas através de métodos econométricos usuais. Para os merca dos pouco industrializados, como os que são objeto deste capítulo, fica difícil observar o fenômeno com as técnicas econométricas, por total falta de dados. Entretanto, a pesquisa de campo novamente apa rece como uma ferramenta poderosa. Através dela pode-se determinar os energéticos de maior uso na região, bem como a maneira que eles são usados. De posse dessas informações, o analista de mercado é ca paz de estimar as futuras mudanças no cenário energético, utilizando-se das técnicas de engenharia econômica e de projeções dos preços dos energéticos, fornecidos pelos órgãos governamentais. É evidente que só caberá uma análise mais detalhada para mercados potenciais, que tenham um porte relativamente elevado e que possam, por exemplo, mudar o plano de motorização de uma PCH. São exemplos disto a substituição de óleo por eletricidade na irrigação, a do óleo combustível, nas caldeiras agro-industriais, por eletricidade e, o processo inverso de substituição, de eletricidade da concessionária por auto-geração.

Como foi afirmado no começo deste capítulo, na zona rural do Sul de Minas não é comum o uso de chuveiro elétrico, permane
cendo a utilização da serpentina, no fogão a lenha, para o aqueci mento d'água. Por outro lado, a entrada da eletricidade substitui,

quase de imediato, o ferro de passar roupa a brasa pelo elétrico.

Com o objetivo de se organizar a pesquisa sobre substituicão energética, apresenta-se a seguir uma árvore de hipóteses, que deverão ser verificadas utilizando-se das técnicas de análise econômica. Esta árvore serve para qualquer atividade (irrigação, agro-indústria, etc.) e estuda o uso de um pré-determinado energético com petindo com a eletricidade da concessionária.

- 1. Existe o uso do energético:
  - 1.1. Compensa a substituição.
  - 1.2. Não compensa a substituição:
    - 1.2.1. Compensa a substituição quando da renovação do estoque de equipamentos.
    - 1.2.2. Não compensa a substituição em momento algum no hor $\underline{i}$  zonte de planejamento.
- 2. Não existe o energético:
  - 2.1. Compensa introduzir a eletricidade, se comparada ao energético.
  - 2.2. Não compensa introduzir a eletricidade. É preferível o ener gético.

Supondo, inicialmente, estar-se na situação 1,pode-se de duzir a equação (4.57), onde IVS é um índice para se verificar a conveniência da substituição.

$$IVS = CAE - CAL - CIL \cdot FRC$$
 (4.57)

Nesta equação tem-se:

- CAE = custo anual com o energético;
- CAL = custo anual com a eletricidade;
- CIL = custo da instalação para suprimento elétrico;
- FRC = Fator de Recuperação de Capital.

É importante observar, em (4.57), que o FRC para a instalação elétrica é a própria taxa anual de juros (i). Isto sob o ponto de vista do consumidor, que, após pagar a instalação elétrica , tem a garantia permanente de suprimento.

Um valor positivo de IVS (situação 1.1) indica que compensa a substituição imediata. Evidentemente, a substituição irá depender da disponibilidade financeira da concessionária e do possível consumidor.

Se IVS for negativo, chega-se na situação 1.2 e tem-se, en tão, que prosseguir na árvore de possibilidades. Define-se pois, um novo IVS, dado por (4.58). Nesta expressão CIE é o custo de instalação dos equipamentos para a utilização do energético e  $n_{\rm r}$  é a vida útil média restante para os equipamentos que utilizam o energético.

IVS = CIE. 
$$\frac{i(1+i)^{n}r}{(1+i)^{n}r} + CAE - CIL \cdot i - CAL$$
 (4.58)

Se IVS for positivo (situação 1.2.1), vê-se que haverá interesse econômico para a substituição do energético. Esta substituição ira acontecendo a medida que os equipamentos, dos consumidores de energético, forem sendo desativados por obsolecência ou incapacidade de uso. Para uma previsão sem maiores dados, pode-se considerar como linear a desativação, o que implica numa substituição to

tal dentro de n<sub>r</sub> anos.

para IVS negativo (situação 1.2.2) não há interesse de substituição, dentro do cenário analisado.

partindo-se, agora, da hipótese que não há nenhum suprimento energético a uma atividade (situação 2), haverá uma competição entre a eletricidade e o energético por este novo mercado. Para se prever o vencedor, basta analisar IVS dado por (4.58). Caso este seja positivo (situação 2.1), há interesse em se introduzir a eletricidade. Caso contrário (situação 2.2), o mercado é atrativo para o energético.

A análise, que se apresentou aqui, é apenas mais um instrumento para auxiliar a tomada de decisões do analista de mercado.

# 4.4. ELASTICIDADE RENDA E ELASTICIDADE PREÇO

Muitas das expressões apresentadas no item 4.2 tinham, como variável explanatória, o imposto recolhido (ICM e FDR) dividido pela população ( $\eta_{hu}$  e  $\eta_{hr}$  respectivamente). Tentou-se, assim, cap tar o enriquecimento da população, ou seja: a renda disponível. Com uma maior renda, o consumidor irá comprar mais eletro-domésticos, au mentando seu consumo, e movimentar o comércio e indústria locais, au mentando, por sua vez, o consumo destes. Portanto, não há dúvidas que a demanda é elástica à renda, como adotado nos modelos.

por outro lado, existe a variação do preço real da energia, que não foi considerada nas equações propostas. Isto se deve a alguns fatores. Em primeiro lugar, existe uma certa dificuldade em se conseguir detectar o efeito da elasticidade preço, mesmo para os grandes mercados residenciais. O autor conseguiu junto a ELETROBRÁS informações que mostravam tal dificuldade: em 1983 as residências que consumiam acima de 250 [kWh] por mês aumentaram claramente seu consumo, mesmo com um aumento real de tarifa. Por outro lado, os que consumiam abaixo de 50 [kWh] por mês diminuiram o consumo. Observou-se, também, uma larga faixa de consumidores que é, aparentemente, inelástica.

Vê-se que seria impossível, para as regiões focalizadas, desagregar o mercado residencial em faixas de consumo.

A inelasticidade de grande parte dos consumidores é lógica, pois as contas de luz, mesmo com aumento crescente, não chegam a comprometer uma parte ponderável de renda, como é o caso do fator alimentação.

Finalmente, o fator preço é preponderante para as atividades produtivas, onde existe uma clara competição entre energéticos. Este efeito já foi discutido no item anterior, onde se propôs uma metodologia para a tomada de decisão.

# 4.5. MODELOS PARA PROJEÇÃO DA PONTA

#### 4.5.1. METODOS TRADICIONAIS

Os métodos de previsão da ponta de carga a ser suprida em um sistema elétrico são pouco explorados, se comparados às meto-

dologias que avaliam a evolução energética desse sistema. Os mode—los propostos, em geral, fazem a projeção do "Fator de Carga (FC)", que é a relação entre a potência média ( $P_{med}$ ) e a potência máxima ( $P_{max}$ ) de uma curva de carga. O FC pode ser dado pela demanda de energia (D) em um período de tempo t, dividida por este período t e  $P_{max}$ .

Logo:

$$FC = \frac{P_{\text{med}}}{P_{\text{max}}} = \frac{D}{t \cdot P_{\text{max}}}$$
 (4.59)

É comum encontrarem-se estudos de mercado que avaliam o FC de modo expedito. Essas avaliações são, em geral, suportadas por considerações do tipo: características do mercado, semelhanças outros mercados, etc.. Para sistemas mais desenvolvidos, estas avaliações levam a resultados razoáveis. Isto se deve, principalmente, ao fato do Fator de Carga ter, para mercados mais ivoluidos, uma ca racterística de crescimento bastante lenta. Assim, por exemplo, para uma cidade do Sudeste brasileiro, com uma população em torno 100.000 habitantes, não se cometerá muito erro se se avaliar o de 50% a 55%. O erro continuará pequeno se for afirmado que este FC continuará o mesmo daqui a cinco anos. Entretanto, se o exemplo for uma cidade de uma região em franco desenvolvimento agrícola, a avaliação para o FC atual terá grande probabilidade de estar bastante errada. Seguramente, para este exemplo, o FC atual não estará tão próximo do FC daqui a cinco anos.

Um outro exemplo, que ilustra bem o perigo de uma avalia ção expedita, é o caso de propriedades agrícolas. Já foi afirmado que para estes casos é comum ter-se um FC em torno de 5%. Numa pro-

priedade deste tipo, pode-se ter uma brusca variação no FC se ocorrer alguma mecanização nos processos de produção. A simples instala
ção de uma ordenhadeira mecânica, com resfriamento de leite, em uma
propriedade rural pode alterar o FC de 5% para 10%. Isto leva a resultados deveras diferentes dos inicialmente previstos.

Uma metodologia usada pela OLADE (1985), que pode dar resultados aceitáveis para povoados onde a carga é predominantemente residencial, é a de estimar a potência demandada do sistema, com base em valores típicos assumidos para a contribuição de uma residência,  $P_d$ , ou de um habitante  $P_h$ .

ELETROBRÁS e DNAEE (1982) sugerem para a realidade brasileira:

 $P_{h} = 0,100 [kW/habitante]$ 

 $P_d = 0,700 \text{ [kW/residência]}$ 

Quando disponível, valores regionais de  $\mathbf{P}_{h}$  ou  $\mathbf{P}_{d}$  devem ser utilizados.

Assim, pode-se estimar a potência máxima demandada no sistema através de (4.60) ou (4.61), abaixo:

$$P_{\text{max}} = n_{\text{h}} \cdot P_{\text{h}} \tag{4.60}$$

$$P_{\text{max}} = n_{d} \cdot P_{d} \tag{4.61}$$

onde  $n_h$  é o número de habitantes servidos e  $n_d$  é o número de residências servidas.

Um método de se prever a evolução do FC com o tempo foi proposto por SCHEER (1962), e é de uso geral no planejamento de sistemas de distribuição no Brasil (CODI, 1982; COSTA, 1981; ROSENTHAL

& AZEVEDO FILHO, 1969). Este processo consiste em se prever o FC,pa ra qualquer período, a partir de um FC do ano base, que deve ser avaliado. O Fator de Carga terá um comportamento assintótico, tenden do para um valor final igual a 65%. Scheer observou que a diferença entre o FC inicial (no ano base) e o final (65%) se reduzia à metade a cada 16 anos. O afirmado é exposto na equação (4.62) e no quadro (4.9), abaixo:

$$FC = 65\% - Y \cdot (65\% - FC_{inicial})$$
 (4.62)

Ano após o início	У	Ano apos o início	У
0	1	9	0,68
1	0,96	10	0,65
2	0,92	11	0,62
3	0,88	12	0,60
4	0,84	13	0,57
5	0,80	14	0,55
6	0,77	15	0,52
7	0,74	16	0,50
8	0,71		

QUADRO 4.9 - Parâmetro da Fórmula de Scheer.

O método de Scheer merece algumas críticas, principalmente quando aplicado a mercados pouco desenvolvidos. Estas críticas são:

- o método foi desenvolvido baseado em dados da década de 1950, longe de qualquer impacto das crises energéticas da década de 1970;
- o método foi fortemente influenciado por dados dos EUA, e foi para esse país que ele apresentou melhores resul

tados. Como é bem conhecido, as características deste país são bastante diferentes das brasileiras;

- embora esta técnica seja muito usada no planejamento de distribuição, de uma maneira geral, ela se baseou em dados globais dos países e não em sistemas de disbribuição;
- o fato de ser um modelo relação ao tempo não permite prever involuções no mercado, com a consequente dimunuição do FC;
- a estimativa do FC inicial é, para os sistemas objeto deste capítulo, tão difícil quanto o FC para qualquer ano subsequente.

Assim, julga-se que os dois métodos de estimativa da ponta, apresentados antes deste, apresentam melhores resultados para os sistemas poucos desenvolvidos aqui estudados. Isto porque aqueles permitem a avaliação da situação regional, o que não é possível pelo Método de Scheer.

Nos itens seguintes serão apresentados métodos mais elaborados para a previsão do Fator de Carga, ou da ponta, que, em con junto ou isolados, devem ser usados quando se quer ter maior confiança nos resultados.

# 4.5.2. RELAÇÃO ENTRE O FC E A DEMANDA DE ENERGIA

É comum ouvir-se dizer que o Fator de Carga tende a cres cer com o aumento da carga. Esta relação, inclusive, está implícita

na proposição de Scheer, apresentada no item anterior. Ora, se existe tal relação entre o consumo e o FC, não seria, a princípio, difícil ajustar-se uma curva a este comportamento. Esta proposta não é, em absoluto, inovadora, pois a ELETROBRÁS (1983) já utiliza tal metodologia, só que colocando o FC como função de diversas parcelas do mercado de energia (residencial, industrial e comercial), e não do consumo total. RAMOS (1978) apresenta um quadro (4.10), onde são colocadas as equações dos Fatores de Carga em função da de manda mensal (D), para vários tipos de indústrias.

para regiões pouco desenvolvidas também pode-se utilizar esta técnica. Evidentemente, onde não hajam históricos sobre o con sumo tem-se que utilizar a técnica da transposição. Esta transposição é extremamente simples, pois é resultante diretamente da equa - ção ajustada. A técnica consiste, pois, em selecionar localidades com características semelhantes à estudada e, se possível, que cubram uma boa faixa de demanda da acima e abaixo da demanda estudada. Isto é para se obter uma boa aproximação para a demanda de interesse, que deverá estar na região central dos dados coletados.

Muitas são as funções que podem ser adotadas para se fazer a regressão. Sugerem-se as seguintes:

$$FC = a \cdot D^b$$
 (4.63)

$$FC = a(1 - e^{-D.b})$$
 (4.64)

sendo a e b parâmetros resultantes do ajuste, e D a demanda de energia no período de interesse (dia, mês, ano, etc.).

Tem-se que se observar que a curva levantada para uma época do ano pode não ser boa para outra. Assim, deve-se levantar
curvas sazonais. Também o aspecto de estrutura do mercado, que é

considerado na proposta da ELETROBRÁS (1983), pode ser incorporado no método proposto, se forem levantados dados de entrada de merca — dos com composições semelhantes.

RAMO DE ATIVIDADE	equação ajustada	LIM.DE VALI DADE [kWh]
Extração de Petróleo e Gás Natural	$FC = 0,023170 D^{0,212680}$	48 . 106
Fabricação de Material Cerâmico	$FC = 0.027813 D^{0.245504}$	2.106
Fabricação de Cimento	$FC = 0,024628 D^{0,224350}$	14 . 10 <sup>6</sup>
Fabricação e Elaboração de Vidro	$FC = 0.056872 D^{0.168250}$	4 . 106
Produção de Laminados de Aço	$FC = 0.053364 D^{0.149748}$	31 . 107
Produção de Fundidos de Ferro e Aço	$FC = 0.046076 D^{0.163212}$	15 . 10 <sup>7</sup>
Produção de Forjados de Aço	$FC = 0.047148 D^{0.166054}$	97 . 106
Produção de Laminados de Aço	$FC = 0.096856 D^{0.114425}$	72 . 10 <sup>7</sup>
Têmpera e Cementação de Aço	FC = 0,046148 D <sup>0</sup> ,190350	1 . 107
Fabricação de Máquinas e Equipamentos para Produção e Distribuição de Energia Elétrica	FC = 0,045167 D	31 . 106
Fabricação de Veículos Automotores	FC = 0,136872 D <sup>0,091186</sup>	296 . 10 <sup>7</sup>
Fabricação de Peças e Assessórios pa- ra Veículos Automotores	FC = 0,041245 D <sup>3</sup> ,191179	19 . 10 <sup>6</sup>

QUADRO 4.10 - Comportamento de FC em função da demanda de energia (D) ( RAMOS , 1978).

Finalmente, propõe-se que sejam levantados dados para várias regiões do país, em estações diferentes, e para algumas compo-

sições típicas de mercado, de maneira a facilitar o trabalho do pla nejador, pois parece ser este método o mais rápido, contendo, entre tanto, um bom grau de precisão.

# 4.5.3. ANÁLISE DA DIVERSIDADE NAS CURVAS DE CARGA

De todas as formas de se estimar o mercado de energia elétrica, os mais completos são os que determinam as curvas de carga
do sistema, pois destes obtem-se não só a energia e a ponta, mas ,
também, dados importantes como as necessidades de regularização, po
tência mínima e curvas de permanência de carga (importantes para o
cálculo dos índices de probabilidade). A técnica que vai ser apre sentada neste item é de fundamental importância para se entender a
evolução das curvas de carga, bem como pode ser usada para avaliar-se esta evolução. Esta técnica estará implícita nos modelos de
construção de curvas de carga, a serem apresentadas no próximo item.

Prever a curva de carga para um determinado consumidor é de relativa facilidade, quando se conhecem os costumes energéticos desse consumidor. Entretanto, quando se tem vários consumidores semelhantes, a serem supridos, não é correto ampliar-se a curva de carga, como se fosse uma ampliação fotográfica, mantendo-se o Fator de Carga. Isto contraria, sobremaneira, a afirmação feita anteriormente, na qual se diz que o FC evolui com a demanda. Para o tipo de mercado que se está estudando, é bom exemplo um alimentador rural que, embora alimentando cargas com FC próximo de 5%, tem um FC "visto pela subestação" de 20% a 30%. Esta evolução do Fator de Carga

para um conjunto de cargas semelhantes se deve às diversidades de ocorrência das pontas individuais.

De fato, levantando-se a distribuição de probabilidades de uma carga observam-se grandes variações nos valores de potência hora a hora. A Fig. 4.7 ilustra o afirmado.

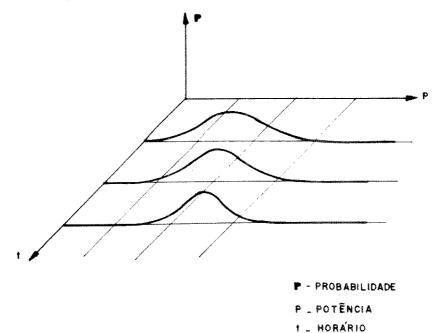
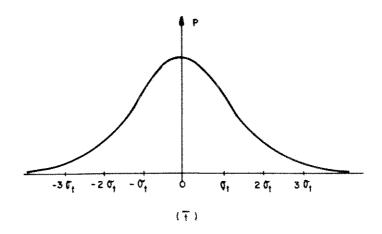


FIG. 4.7 - Distribuição de probabilidade da carga (duas variáveis independentes: P e t.

para facilitar o tratamento da diversidade, assume-se que o formato da curva diária de carga é o mesmo para todas as cargas individuais, ocorrendo, entretanto, um deslocamento horário relativo entre as curvas das várias cargas. Assim, pode-se dizer que a ponta do sistema ocorre tempo t, associada a probabilidade P. Ou se ja, existe uma função densidade de probabilidade (f.d.p.) associada ao tempo t. É razoável considerar esta f.d.p. uma distribuição normal, ou, ainda, discretizá-la. A Fig. 4.8 ilustra uma f.d.p. normal para o horário de ocorrência da ponta e uma aproximação discretizada em 3 patamares.



T - HORÁRIO MÉDIO QUE OCORRE A PONTA; Ot- DESVIO PADRÃO DO HORÁRIO DE OCORRÊNCIA DA PONTA

(a)

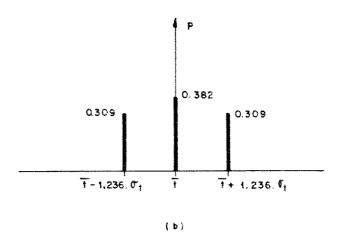


FIG. 4.8 - (a) - curva de distribuição normal para o horário de ocorrência da ponta;

(b) - discretização da curva anterior.

O FC para um dado consumidor (FC1) é calculado através da

equação (4.65), onde  $P_{\text{max}1}$  é a potência no instante em que ocorre a ponta,  $t_{\text{p}}$ :

$$FC_1 = \frac{P_{\text{med1}}}{P_{\text{max1}}} \tag{4.65}$$

$$P_{\text{max}1} = P_1(t_p)$$
 (4.66)

Para se levantar a curva de carga para dois consumidores  $(P_2(t))$  tem-se que fazê-lo associando  $P_2(t)$ com as probabilidades de ocorrência. Assim, colocando-se a curva de carga inicial como referência  $(P_1(t))$ , pode-se obter as probabilidades de  $P_2(t)$  estar em concordância com  $P_1(t)$ , ou estar adiantada, ou, ainda, atrasada, e, também, quanto é este atraso ou avanço (vide Fig.4.8(b), para a proximação com 3 patamares). Fazendo de uma maneira genérica, pode-se chamar  $\tau$  como sendo a defazagem entre a curva de referência  $(P_1(t))$  e a curva a ser composta.  $\tau$  é medido no sentido da manhã para a noi te. Assim, pode-se escrever que:

$$P_2(t, \tau) = P_1(t) + P_1(t - \tau)$$
 (4.67)

 $\mathbf{P}_{2}(\mathsf{t},\ \mathsf{t}) \text{ associa-se a probabilidade } \mathit{P}(\mathsf{t}). \text{ Assim, o valor}$  médio para  $\mathbf{P}_{2}(\mathsf{t})$  será dado pela seguinte equação:

$$E(P_{2}(t)) = \sum_{\tau = 0}^{24\text{hs.}} [P_{1}(t) \cdot P(\tau) + P_{1}(t - \tau) \cdot P(\tau)] =$$

$$= P_{1}(t) \cdot \sum_{\tau = 0}^{24\text{hs.}} P(\tau) + \sum_{\tau = 0}^{24\text{hs.}} [P_{1}(t - \tau) \cdot P(\tau)] =$$

$$= P_{1}(t) + \sum_{\tau = 0}^{24\text{hs.}} [P_{1}(t - \tau) \cdot P(\tau)] \qquad (4.68)$$

O segundo termo direito da equação anterior é o valor médio horário da potência  $\overline{P}(t)$ . É importante observar que  $\overline{P}(t)$  não é a curva de carga típica. Esta é  $P_1(t)$ .  $\overline{P}(t)$  é, na verdade, a curva de carga média entre um grande número de consumidores semelhantes.

Pode-se extrapolar o raciocínio anterior para um número n de consumidores, obtendo-se a equação (4.69).

$$P_n(t, \tau_2, \tau_3, ..., \tau_n) = P_1(t) + P_1(t - \tau_2) + P_1(t - \tau_3) + ... + P_1(t - \tau_n)$$
(4.69)

A esta potência esta associada a seguinte probabilidade:

$$P(\tau_2, \tau_3, ..., \tau_n) = P(\tau_2) \cdot P(\tau_3) \cdot ... P(\tau_n)$$
 (4.70)

É possível, então, calcular a esperança matemática da potência  $P_n$ , no instante t.

$$E(P_{n}(t)) = \sum_{\substack{\tau_{2} = 0 \\ \tau_{2} = 0}}^{24\text{hs.}} \sum_{\substack{\tau_{3} = 0 \\ \tau_{n} = 0}}^{24\text{hs.}} \sum_{\substack{\tau_{n} = 0 \\ \tau_{n} = 0}}^{$$

Pode-se fazer em (4.71) a mesma transformação feita em (4.67), separando-se o termo do somatório que não depende de  $\tau$ . Desta maneira, tem-se que o somatório dos demais termos, dependentes de  $\tau$ , resulta no valor médio horário ( $\overline{P}(t)$ ), ampliado "n - 1" vezes. Isto porque foi feita a soma de "n - 1" cargas. Assim, tem-se a equação (4.72).

$$\frac{24\text{hs. 24\text{hs.}}}{\sum \sum_{\tau_{2}=0}^{\tau_{3}=0} \frac{\sum \sum_{\tau_{n}=0}^{\tau_{n}} {P(\tau_{2},\tau_{3},...,\tau_{n})[P_{1}(t-\tau_{2})+P_{1}(t-\tau_{3})+...+P_{1}(t-\tau_{n})]}}{\tau_{n}=0}$$

$$\frac{\nabla}{P(t)} = \frac{\sum \sum_{\tau_{n}=0}^{\tau_{n}} \frac{\sum \sum \sum \{P(\tau_{2},\tau_{3},...,\tau_{n})[P_{1}(t-\tau_{2})+P_{1}(t-\tau_{3})+...+P_{1}(t-\tau_{n})]\}}{\tau_{n}=1}}{\tau_{n}=0}$$

Sabendo-se que:

Consegue-se, com (4.71) e (4.72), chegar em (4.74):

$$E(P(t)) = P_1(t) \cdot (n - 1) + \overline{P}(t)$$
 (4.74)

Analisando, ainda, a equação (4.74), verifica-se que, quanto maior o número de cargas incluídas, mais a curva resultante se aproxima da média tirada hora a hora. Nota-se que a alteração do formato da curva é bastante acelerado no início do processo tornan-do-se lenta a medida que se aumenta o número de cargas consideradas. Este é o comportamento típico do FC, e já várias vezes mencionado: a medida que cresce a carga (número de consumidores), cresce o FC. Este crescimento é rápido para carga baixa (pequeno número de consumidores) e lento quando cresce a carga (alto número de consumido res).

A aplicação mais importante da equação (4.74) é a de se poder avaliar a curva de carga resultante de n cargas similares. E-xistem para isto, dois caminhos. O primeiro caminho é o de se levan tar a curva típica para uma carga, e a curva resultante de um número bastante grande de consumidores semelhantes. A primeira curva corresponde à  $P_1(t)$ , na equação (4.74), e a segunda, dividida as or denadas pelo número de consumidores que ela representa, é uma boa aproximação para  $\overline{P}(t)$ . Tem-se, então, possibilidade de levantar a curva de carga resultante para qualquer número n de consumidores. O segundo caminho consta em se levantar duas curvas de carga resultan

tes: uma para p cargas e outra para q. Pode-se, assim, usar a equação (4.74) no sentido inverso. Ou seja, conhecendo-se duas curvas de resultantes ( $P_p(t)$  e  $P_q(t)$ ) calcula-se  $\overline{P}(t)$  e  $P_1(t)$ , através da resolução de um sistema de duas equações. Feito isto, pode-se usar (4.74) e calcular a curva para n cargas.

A equação (4.74) não deixa evidenciado se o FC cresce ou diminui com n. Ressalta apenas a rápida modificação da curva de carga. Para se mostrar o comportamento do FC necessita-se de algumas manipulações.

Sejam t a hora da ponta na curva de carga individual e  $t_{pm}$  a hora da ponta na curva resultante. Assim, de (4.66), (4.67) e (4.74), tem-se o Fator de Carga para n curvas compostas  $FC_n$ :

$$FC_{n} = \frac{P_{1}(t_{p}) \cdot FC_{1} \cdot n}{P_{1}(t_{pm}) + (n-1) \cdot \overline{P}(t_{pm})}$$
(4.75)

Como se conhece a curva original (P $_1$ (t) e a curva resultante média ( $\overline{P}(t)$ ), bem como t $_p$  e t $_{pm}$ , verifica-se que FC $_n$  é uma função do tipo:

$$y = \frac{a \cdot n}{b + c \cdot n} \tag{4.76}$$

A Fig. 4.9 mostra o comportamento da função descrita em (4.75). Nesta equação, observa-se que se for aplicado o limite da função com n tendendo a infinito, o FC tenderá para o da curva re sultante  $\overline{P}(t)$ .

Um sub-produto interessante deste estudo é, exatamente, o comportamento da função dada em (4.75), que, de maneira genérica, está em (4.76). Pode-se colocá-la junto com as equações (4.64) e

(4.65), para ajustar, econometricamente, o comportamento do FC em função da demanda (D). Isto resulta em:

$$FC = \frac{a \cdot D}{b + c \cdot D}$$
 (4.77)

Finalizando, a técnica recém descrita mostra o comportamento do FC para um grupo de cargas semelhantes. Não se pode utilizar a equação (4.75) para avaliar o FC de uma comunidade com variados tipos de carga. Para isto tem-se que agrupar as cargas semelhan
tes e, daí, compor as curvas resultantes para se obter a curva fi nal. Isto é o que será visto a seguir.

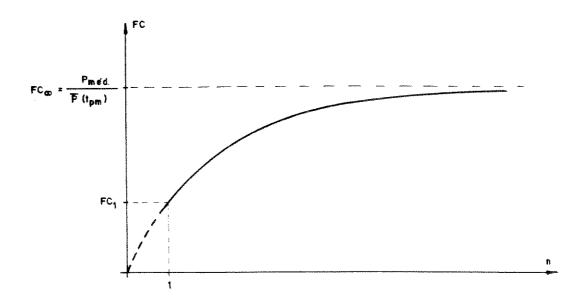


FIG. 4.9 - Comportamento do Fator de Carga com o número de consumidores similares.

#### 4.5.4. COMPOSIÇÃO FINAL DA CURVA DE CARGA

Mostrou-se anteriormente que um conjunto de cargas seme

ga individual, levantou-se que isto era devido à diversidade intrinseca da ocorrência das pontas das cargas individuais. O outro fator importante que justifica esta evolução do FC como o número de consumidores é o agrupamento de conjuntos diferentes de carga. Isto porque as características das curvas de carga desses grupos são distintas. Assim, um conjunto de residências com FC em torno de 25% agrupado com um conjunto de propriedades rurais, com FC igual a 20%, poderá resultar em um Fator de Carga acima de 25%. Isto porque as pontas dos conjuntos não são coincidentes.

A metodologia que se vai apresentar é a já usual composição final da curva de carga. Embora já conhecida, vai-se adequar este método às técnicas de previsão de demanda de energia, descritas neste capítulo, e às considerações já tecidas sobre a diversidade entre cargas semelhantes.

Antes de começar a discutir as curvas de carga por setores de consumo, é interessante se comentar o efeito sazonal dessas curvas. Este efeito é marcante em setores como a agro-indústria, ir rigação, pecuária e até mesmo a mineração. Assim, é necessário fazer a análise da curva de carga para dias típicos em diferentes épocas do ano, de maneira a se detectar a sazonalidade. Muitas vezes o sentimento do analista de mercado diz quais são estas épocas para a nálise. Outras vezes, é necessário fazer-se o estudo mês a mês, pois não existe um período claro de maior consumo, em função das diferentes sazonalidades dos setores.

## 4.5.4.1. Curva de Carga do Setor Residencial

Basicamente, pode-se levantar essa curva de carga por dois processos: de construção teórica e o de levantamento de campo.

o primeiro consiste em construir a curva de carga de uma residência típica, baseando-se nos costumes locais. A partir daí, po de-se estimar um desvio padrão da média horária de ocorrência da ponta  $(\sigma_t)$  e, utilizando-se de uma distribuição discreta de probabilidade como a da Fig. 4.8(b), construir a curva média dos consumido res. Essa curva média corresponde à  $\overline{P}(t)$  da equação (4.74) e a curva de uma residência é  $P_1(t)$ , da mesma equação. Assim, pode-se determinar a curva resultante de n residências, utilizando-se da equação (4.74). A Fig. 4.10 mostra um exemplo com uma curva residencial típica (ELETROBRÁS & DNAEE, 1982), com desvio padrão 0,809 horas, e função distribuição de probabilidade da Fig. 4.8.(b).

O segundo processo consiste em obter-se curvas de carga típicas para dois números diferentes de residências semelhantes.Daí, utilizando-se dos métodos já descritos, obtem-se a curva para o número desejado de residências.

Neste ponto, é interessante ressaltar que a curva de car ga resultante deve cobrir uma área idêntica à demanda residencial prevista no item 4.2.3. Normalmente, isto não irá ocorrer. Deve-se, portanto, multiplicar o eixo das ordenadas pela relação entre a demanda de energia prevista e a encontrada sob a curva. É evidente que, quanto mais perto estiverem essas duas demandas, menor será o erro na transposição.

Uma maneira de melhor se avaliar a curva de carga é div $\underline{i}$  dir a demanda da residencial por classes de consumo. Isto irá refl $\underline{e}$ 

tir melhor os costumes energéticos das diferentes classes. A difi - culdade maior pode estar em estimar o número de residências por classe, mas isto não parece ser um grande obstáculo.

Mesmo que não se separe por classes de consumo, é necessário diferenciar a curva de carga residencial urbana da residencial rural. Para a curva rural, tem-se a dificuldade de se fazer residencial, independente do setor produtivo. Nestes casos, a metodologia a ser empregada é o da construção da curva típica, já descrita. Pode-se, como já afirmado neste capítulo, incluir a demanda residencial rural na demanda agro-pecuária. Nestes casos é possível se fazerem registros da curva típica.

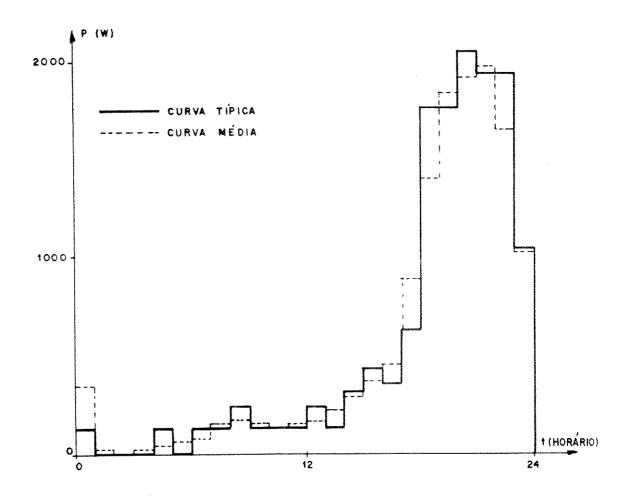


FIG. 4.10 - Curvas de carga típica e média para uma res<u>i</u> dência.

#### 4.5.4.2. Curva de Carga do Setor Comercial

para a construção da curva de carga deste setor não se <u>u</u> tilizará dos conceitos de diversidade apresentados neste capítulo. Isto se deve ao fato de o período de duração da ponta desta classe ser, em geral, bastante grande, não ocorrendo, portanto,o efeito de se aumentar o Fator de Carga a medida que vão se incluindo cargas semelhantes.

A obtenção da curva é feita de forma direta: ela é construída hora a hora, observando-se os hábitos locais e sazonais (ilu minação de vitrines e fachadas, iluminação interna, horário comercial, etc.). Aqui, também, a área sob a curva deve coincidir com a de manda prevista (item 4.2.4). Assim, sugere-se fazer uma curva de carga com a ordenada dada "por unidade" (p.u.), tendo por base a ponta da curva (que vale 1 p.u.). Após, calcula-se a área sob essa curva, que terá a unidade de tempo. Finalmente, para se obter a curva final, multiplicam-se os valores das ordenadas pela demanda projetada, dividindo-se, em seguida, pela área sob a curva.

A última sugestão é a de se dividir a classe comercial em sub-grupos, quando se observarem grandes diferenças nos hábitos de consumo entre eles. Cabe, aqui, a mesma observação feita no setor residencial: irá aparecer a dificuldade adicional de se avaliar as demandas parciais dos sub-grupos.

## 4.5.4.3. Curva de Carga do Setor Industrial

No item 4.2.5 a demanda energética industrial foi, para

fins de modelagem, dividida em: demanda agro-industrial, demanda da indústria da mineração, e outras demandas.

Ao se prever a curva de carga correspondente à demanda agro-industrial, tem-se que observar os métodos e processos tipica - mente empregados nas várias categorias de agro-indústrias. Assim , por exemplo, uma pequena fábrica de ração tem, basicamente, três má quinas de porte significativo: o debulhador, o desintegrador e o misturador. Em muitas fábricas o processo de trabalho é em batela - das. Nessas, desintegra-se uma razoável quantidade de milho e após, com o desintegrador desligado, usa-se o misturador para fazer o produto final. Em outras indústrias a fabricação é contínua, com o desintegrador e misturador funcionando continuamente. Esta diferença pode alterar sensivelmente a curva de carga típica para essa agro-indústria.

Assim, como o setor comercial, as agro-indústrias têm, em geral, uma longa duração da ponta. Isto leva a afirmar que a diversidade entre as demandas de ponta das fábricas pouco, ou nada, in fluencia na melhoria do Fator de Carga. Entretanto, ao contrário do setor comercial, a diversidade tende a modificar sensivelmente a forma da curva de carga. Isto não vai influenciar o FC do conjunto de fábricas semelhantes, mas pode modificar o FC final do sistema, que resultará da composição de todas as curvas levantadas. Assim, uma análise similar à residencial pode ser feita. Para isto, tem-se que estimar o desvio padrão da média do horário de início da ponta (e não do horário de ocorrência da ponta), o que pode ser avaliado através de medidas feitas em fábricas já eletrificadas.

Também aqui a área sob a curva de carga estimada tem que corresponder à demanda prevista (item 4.2.5.1). Para isto utiliza-

-se o processo, já descrito, de construção da curva de carga com as ordenadas dadas em p.u., multiplicando-as, posteriormente, pela demanda prevista e dividindo-as pela área sob a curva inicial.

A sazonalidade é fundamental nas cargas agro-industriais, mas isto já foi suficientemente discutido no item 4.2.5.1, ficando bem ilustrado na Fig. 4.3. Deve-se comentar, ainda, que a sazonalidade pode influenciar um pouco na forma da curva de carga, e não somente na área sob esta, pois podem haver pequenas modificações horárias nos usos de equipamentos elétricos.

No levantamento da curva de carga para a mineração devem ser observados os seguintes elementos:

- os métodos e processos de produção;
- a sazonalidade existente na demanda de energia;
- se essa sazonalidade altera a característica da curva de carga;
- se a diversidade entre núcleos de produção pode alterar sensivelmente a curva de carga.

reitas estas observações, pode-se levantar a curva de car ga, sazonal ou não, para um núcleo de produção. Caso a diversidade tenha resultado significativo, deve-se fazer a análise desta para a curva resultante, pelos processos aqui desenvolvidos.

Quanto às demais indústrias, sugere-se que, para aquelas que têm caráter marginal, seja usado o mesmo processo utilizado para as agro-indústrias. Para as que não tem este caráter, devem ser levantadas suas curvas de carga individualmente, incluindo-as, to-das, na composição final.

# 4.5.4.4. Curvas de Carga dos Setores Rurais e Irrigação

No setor rural estão a pecuária extensiva, a intensiva e demais atividades agrícolas, com exceção da irrigação.

Conforme escrito no item 4.2.6.1, a determinação da potência utilizada pelas propriedades que exploram a pecuária extensi
va é bastante difícil, pois, em geral, incluem-se nos levantamentos
o consumo residencial e outras atividades agrícolas. Entretanto, par
tindo-se de pesquisa de campo, pode-se levantar essa demanda, bem
como construir sua curva de carga típica. É fundamental usar os métodos desenvolvidos no item 4.3.3 para se avaliar a evolução da cur
va de carga, pois essas demandas têm, em geral, baixíssimas FCs, o
que leva a mudanças profundas na curva de carga resultante para n
propriedades.

Quando se trabalha com a equação (4.38), a curva típica deve ser tirada de registros feitos em propriedades já eletrifica - das. Daí tira-se, também, o desvio padrão da média horária de ocorrência da ponta.

A pecuária intensiva pode ser tratada de modo semelhante à agro-indústria. Deve-se, entretanto, fazer a seguinte colocação: se no cálculo do consumo específico por cabeça  $(\varepsilon_{\rm pi})$ , utilizado na equação (4.39), não for incluído o consumo para a fabricação de ração, não parece ser necessária a análise da diversidade entre as cargas semelhantes. Este fato se deve ao comportamento contínuo das cargas não envolvidas na fabricação, como são exemplos a iluminação e o aquecimento em granjas de avicultura e possilgas. Entretanto , quando se considera a carga para a produção de ração, é necessário uma análise de diversidade, tendo em vista as diferentes formas e

métodos de produção, como também o período típico de produção. Quan do se fizer a análise de diversidade, recomenda-se agrupar as propriedades por classes de consumo, de maneira a se detectar melhor as características de produção.

Com relação às curvas de carga típicas para os demais se tores agricolas, com exceção da irrigação, já foi dito no item 4.2. 6.3 que é bastante difícil separar o consumo dessas cargas, do consuno na pecuária extensiva. Portanto, quando se levanta a curva carqa típica para pecuária extensiva, normalmente se está incluindo nessa curva as demais atividades agrícolas. Entretanto, se se deseja separar os dois efeitos, deve-se registrar o consumo das proprie dades que, preponderantemente exploram a pecuária extensiva, se avaliar as curvas típicas destas, e fazer o mesmo para as que exerçam outras atividades agrícolas. De posse dessas curvas, -se compatibilizar as áreas embaixo das curvas com as demandas previstas em (4.40) e (4.41), conforme já explanado. É importante ressaltar que é bastante difícil fazer esta separação, pois o consumo nas demais atividades agrícolas é bastante baixo e não muito regu lar.

Finalmente, a curva de carga típica para a irrigação já foi discutida no item 4.2.7, e apresentada uma curva típica na Fig. 4.6. Também o aspecto sazonal foi abordado. Resta, entretanto, tecer comentários sobre a diversidade entre as curvas. É evidente que tal fenômeno ocorre também para essas cargas, pois as horas para se iniciar e encerrar os turnos de irrigação não são, necessariamente, coincidentes. Além disto, os intervalos entre os turnos de rega variam de um a dois dias, e também não são coincidentes. Todavia, estes efeitos são de difícil avaliação, além de serem irrelevantes ,

pois muito pouco iriam influenciar na curva de carga e, praticamente, em nada alterariam o Fator de Carga.

#### 4.5.4.5. Curvas de Carga das Demais Demandas

As cargas incluídas no item 4.2.8 têm, em geral, curvas de cargas bastante bem comportadas, o que facilita suas previsões. É um bom exemplo disto a curva de carga da iluminação pública, que é um patamar, cujos horários de início e término são bem conhecidos para cada estação do ano.

Os poderes públicos e serviços públicos devem ter suas curvas de carga avaliadas em função das suas características de funcionamento. Em geral, considera-se a potência como sendo invariável com o tempo, dentro do período de expediente. No caso de cargas atípicas, conforme comentado em 4.2.8.2, são necessárias informações dos órgãos públicos para se avaliar a curva de carga.

As demais demandas são bastante baixas e, salvo casos especiais, devem ser consideradas como cargas constantes durante o horário comercial.

## 4.5.4.6. Composição da Curva de Carga Resultante

De posse de todas as curvas de carga discutidas aqui, pode-se levantar a curva resultante, que é a soma das potências, mo-

mento a momento, dessas curvas.

Feita esta soma, tem-se que incluir as perdas no sistema avaliadas no item 4.2.8.5. Para isto basta multiplicar o eixo das ordenadas da curva resultante por "1 +  $I_p$ ". Isto implicará em um au mento da área sob a curva de carga resultante, correspondendo, exatamente, às perdas avaliadas em (4.59). A essa curva final é que de ve ser dado o nome de "Curva de Carga no Sistema".

Devem ser levantados várias curvas de carga no sistema, correspondendo às várias estações do ano e aos vários anos que se está estudando. Isto faz parecer, a princípio, que existe com volume muito grande de trabalho. Entretanto, feita a primeira curva, as demais são meras atualizações, baseadas no crescimento da demanda energética.

Os métodos aqui propostos são mais trabalhosos que os usualmente empregados, mas permitam um planejamento bem mais seguro. Tendo em vista a enorme influência do mercano no planejamento da geração, tem-se a certeza que o custo adicional da modelagem é amplamente superado pelo benefício da previsão mais confiável.

#### 4.5.5. EXEMPLIFICAÇÕES

Apresenta-se,a seguir, alguns exemplos que ilustram parte das metodologias aqui descritas. Ressalta-se, também, que muitos exem plos já foram dados no texto, quando da descrição de certos métodos.

Deve-se, ainda, dizer que os exemplos que se seguem são apenas ilustrativos, mas mostram a potencialidade de parte da meto-dologia exposta.

#### EXEMPLO 2:

A região do alto Rio Verde é grande produtora de ovos.Sa be-se, portanto, que a demanda de energia rural é largamente dependente desta atividade. Para se ter uma avaliação desta demanda, estudou-se o caso da Granja Filadélfia, em Itamonte, que é bastante representativa da tecnologia empregada na região.

Esta granja tem 50.000 aves em postura e cria suas aves desde a idade de um dia. A ração é fabricada "in loco", e as poedei ras ficam em galpões com gaiolas. Os galpões são iluminados artificialmente das 19 horas às 22 horas, em geral, utlizando-se de uma lâmpada de 60 [W] para cada 120 aves. Isto leva a um consumo médio de 1,5 watt-hora por ave.

A fabricação de ração emprega um misturador, com potência de 5 [CV], e um moinho, de 15 [CV]. O primeiro funciona, em média, 5 horas por dia e o segundo 4 horas. Avaliou-se que os motores exigem uma potência média igual a 80% do valor nominal. Portanto, o consumo relativo à fabricação da ração é de 1,17 watt-hora por poedeira.

A recria é utilizada durante 30 dias, a cada 60, e o aquecimento funciona 20 horas por dia, utilizando 200 [W] para cada 100 pintos. Isto implica em um consumo adicional de 1,92 watt-hora, por poedeira, no período que se tem aves.

Tem-se, portanto, um consumo médio diário de 4,59 watt-hora para cada ave em postura.

Aplicando-se este índice ao município de Itanhandú, que tem próximo de um milhão de aves em postura, chega-se em um consumo de 4.590 [kWh/dia], que é bastante elevado para o meio rural.

Caso a criação das aves fosse mais simples, não se fabri

cando ração, comprando as galinhas já em fase de postura e as criando soltas no galinheiro, o consumo médio diário seria 4,5 watt-hora por poedeira. O fato de se ter chegado a um consumo médio pratica mente igual ao obtido anteriormente se deve ao modo de criação. Isto é: um galpão com gaiolas abriga três vezes mais galinhas do que um galinheiro comum, o que reduz a um terço o consumo de energia por ave.

Vê-se, neste exemplo, uma amostra onde a tecnología faz reduzir o consumo de energía, mas o modo mais econômico de criação, que é produzindo a ração e criando as poedeiras, implica em maior consumo.

### EXEMPLO 3:

Seja a área indicada na Fig.4.11. Esta área tem sido utilizada para se plantar milho durante o período úmido, ficando improdutivo no período seco. Observou-se ser ela uma área potencial para irrigação com energia elétrica, principalmente, pelo fato de planejar construir uma linha de distribuição rural, trifásica, próxima a ela.

No mapa da Fig.4.11 são indicados os cursos d'água que cortam a propriedade, mas julgou-se que somente o mais caudaloso poderá servir à irrigação.

Assim, é possível calcular o desnível médio do terreno , em relação a este curso d'água  $(H_{\rm t})$ , que é 6,3 metros.

O terreno é do tipo barro-argioloso, e se situa no Sul de Minas.

Tem-se, dai: cc = 27%

Pode-se, agora, calcular a lâmina de água (LF), adotando o fator cultural igual a 0,7 e a profundidade efetiva redicular de 60 [cm], que é o caso do milho.

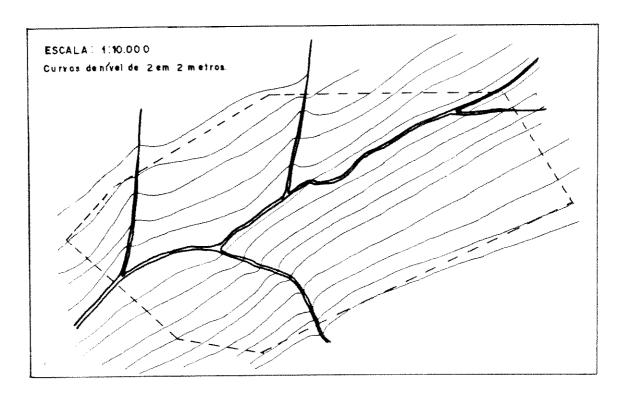


FIG. 4.11 - Mapa da área em estudo.

$$LF = \frac{27 - 13}{10}.1,35.60.0,7$$

$$LF = 79,4 [mm]$$

A lâmina bruta será:

$$LB = \frac{79.4}{0.7} = 113.4 \text{ [mm]}$$

pode-se, então, calcular o turno de rega e o tempo de aplicação.

$$TR = \frac{79.4}{3.5} = 22.7 \text{ [dias]}$$

$$TP = \frac{113.4}{0.8} = 141.75 \text{ [horas]}$$

Supondo que a safra da seca necessitará de irrigação por 3 meses, chega-se na demanda de energia, por metro quadrado, para esta safra.

$$\varepsilon_{ir} = \frac{9.81.113.4}{0.65} \cdot H_b \cdot \eta_{ir}$$

$$H_b = 6.3 + 0.63 + 30 \approx 37 [m]$$

(30 metros é a pressão de trabalho de um aspersor médio).

$$\eta_{ir} = \frac{90}{22,7} \approx 4$$

$$\varepsilon_{ir} = 253,3.10^{3} [J/m^{2}/safra]$$

$$\varepsilon_{ir} = 67.10^{-3} [kWh/m^{2}/safra]$$

A potência requerida, para os 90 hectares da área em estudo, supondo um turno de trabalho de 10 horas, será:

$$P_{ir} = \frac{67.10^{-3}.90000}{90.10} = 67 \text{ [kW]}$$

Isto exigirá um trafo de 75 [kVA] ou até de 112,5 [kVA], que é uma potência bastante elevada para o meio rural.

Caso se usasse um aspersor gigante, com 140 [mca],  $\epsilon_{ir} \stackrel{i}{=}$  ria crescer para 266.10<sup>-3</sup> [kWh/m²/safra]. Por outro lado, como este tipo de aspersor não exige manuseio constante, como o aspersor mé-

dio, pode-se considerar um turno de trabalho de 20 horas diárias. Is<br/> to leva a uma  $P_{ir}$  de 133 [kW].

## EXEMPLO $\underline{4}$ :

Levantou-se, no Sul de Minas, os consumos médios diários (D) e os respectivos fatores de carga (FC) para oito subestações, conforme apresentado no Quadro 4.11.

Иô	SUBESTAÇÃO	CONSUMO MÉDIO DIÁRIO [MWh]	FATOR DE
1	Itajubá	156	58
2	Três Pontas	4 1	40
3	Santa Rita de Caldas	32	54
4	São Lourenço	32	21
-5	Itanhandú	18	21
6	Caxambu	78	56
7	Andradas	62	71
8	Alfenas	95	44

QUADRO 4.11 - Fatores de Carga e consumos médios para oito cidades.

Ajustou-se a seguinte expressão, que relaciona FC com D.

$$FC = \frac{D}{19,2 + 1,555.D}$$

A Fig.4.12 mostra uma comparação entre os pontos levanta dos e a curva ajustada.

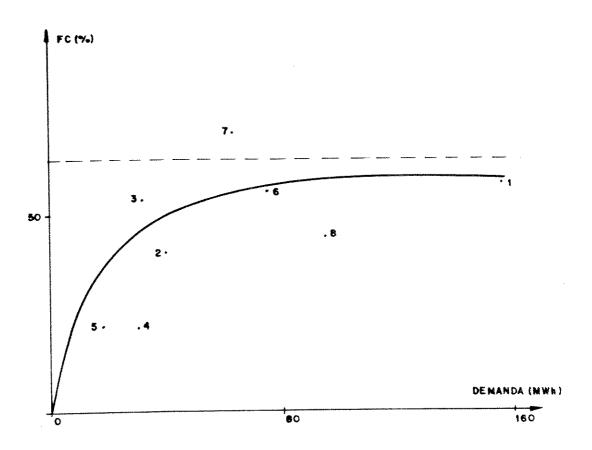


FIG. 4.12 - Comparação entre os pontos levantados e a curva ajus tada.

# EXEMPLO 5:

para cinco cargas semelhantes, obteve-se as respectivas curvas de carga diária, que são dadas, na Fig.4.13, pelas curvas de 1 a 5.

Utilizando-se do critério de menor variância, escolheu-se a curva 1 como sendo a mais representativa da amostra. Poderia
se empregar métodos mais elaborados para a obtenção da curva típica
da amostra, mas julgou-se, para este caso, ser suficiente a técnica
empregada.

O horário médio de ocorrência da ponta  $(\overline{t}_p)$  e o desvio padrão  $(\sigma_t)$  associado são dados a seguir:

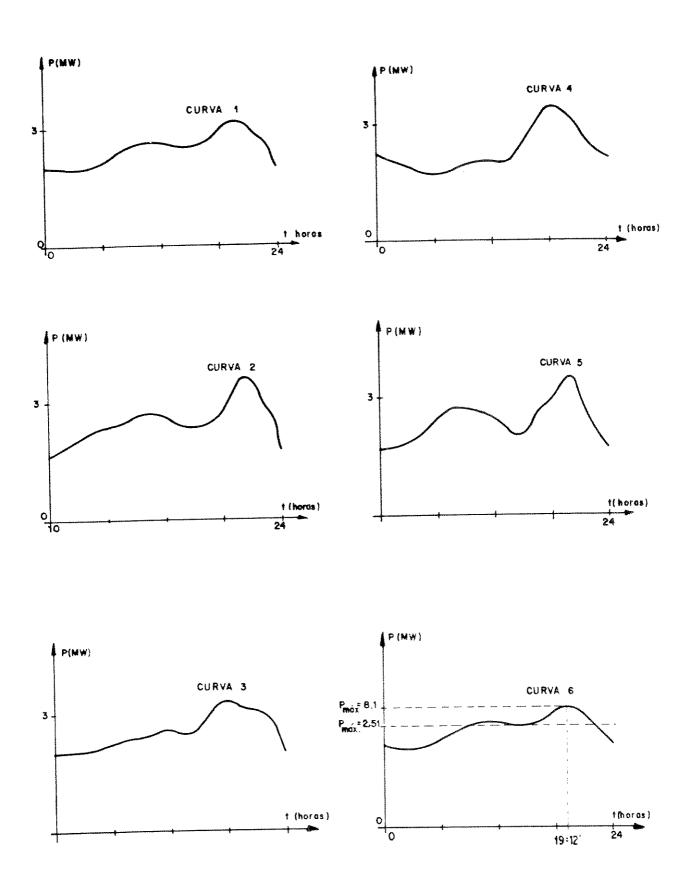


FIG. 4.13 - Curvas de carga individuais e média.

$$\bar{t}_p = 7.2 \text{ [hora]}$$

$$\sigma_{t} = 0.94 \text{ [hora]}$$

Considerou-se que o horário de ocorrência da ponta está associado a uma distribuição normal, cujo desvio padrão é  $\sigma_{\rm t}$ . Discretizou-se esta distribuição em sete intervalos correspondentes ao valor médio, a um, a dois e a três desvios padrões para cada lado do valor médio.

Utilizando-se da metodologia descrita neste capítulo,che gou-se à curva média, dada na Fig.4.13 (curva 6).

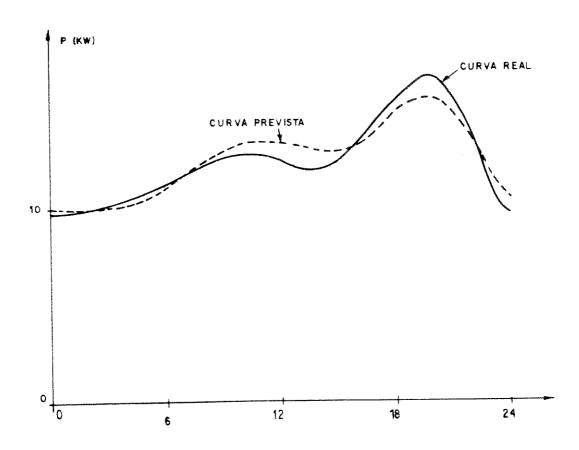


FIG. 4.14 - Comparação entre as curvas de carga resultantes real e estimada.

Como era esperado, houve uma evolução do fator de carga, que é de 78% na curva típica e de 81% na curva média. Esta evolução foi pequena, pois a curva típica já apresenta um alto valor de FC.

Finalmente, pode-se, a fim de comparação, construir a curva de carga esperada e a curva de carga real resultante das cinco cargas analisadas. Isto é mostrado na Fig.4.14. Vê-se que a curva real apresenta menor fator de carga que a aproximação desenvolvi da. Isto se deve, principalmente, à escolha da curva típica, que é, entre as cinco, a que apresenta menor FC. Portanto, a obtenção de uma curva mais representativa pode, sem dúvida, melhorar a aproximação.

#### CAPITULO 5

# MODELOS DE MOTORIZAÇÃO DE PCHs EM SISTEMAS DESCENTRALIZADOS

#### 5.1. INTRODUÇÃO

São poucos os trabalhos publicados a respeito do planeja mento da motorização em centrais de pequeno porte, seja a nível nacional ou, mesmo, a nível internacional.Os trabalhos publicados por SANT'ANA (1983) e pelo EPRI (1983) são notáveis exceções, e já foram bastante citados nesta tese.

Muitos são os pontos a se discutir ao se planejar uma pCH, mas o resultado esperado é claro e se resume no seguinte:

- fixação da capacidade instalada;
- determinação do número de máquinas;
- escolha do tipo de máquinas;
- otimização das demais estruturas.

O trabalho de SANT'ANA é o que mais se aproxima do objetivo final, atingindo as metas recém descritas, mas dentro de algumas limitações. Pode-se dizer que não foi considerado o aspecto da confiabilidade da central, que aumenta com o número de máquinas. Também, o benefício gerado por essa central é quantificado de uma maneira simplificada, que não se enquadra na realidade dos sistemas i solados. Já se comentou inúmeras vezes a respeito do enorme potencial existente para este tipo de sistema elétrico. Na realidade atual

do país, deve ser destacada a combinação entre PCH e PCT, seja esta última um grupo Diesel, locomóvel a lenha ou central a lenha pica da.

A contribuição deste capítulo se dá, principalmente, no que diz respeito à confiabilidade e à programação da motorização em sistemas isolados, visando acompanhar a curva de crescimento da car qa.

É fundamental dizer que as metodologias propostas pelo EPRI (1983) e por SANT'ANA (1983) são compatíveis com o modelo aqui proposto. Sugere-se, pois, para futuros trabalhos, um modelo que en globe os benefícios das diferentes sistemáticas.

No Capítulo 3 se discutiu a respeito dos custos das PCHs. Para se otimizar a central, tem-se, também, que conhecer os benefícios associados. É evidente que se destaca, aí, a energia gerada pe la central, o que é função da sua capacidade instalada e da hidrologia local. Passa-se, então, a discutir os aspectos hidrológicos relacionados com a motorização da PCH.

# 5.2. MODELO HIDROLÓGICO

Em virtude da característica básica das PCHs, de não ter uma capacidade sazonal de regularização, não é necessário se prender ao estudo dos ciclos hidrológicos, no local da usina. É suficiente conhecer-se a curva de duração de vazão, construída com os valores médios mensais do débito. A abcissa é dada em porcentagem do tempo, ou nos valores "p.u." correspondente. A Fig.5.1 mostra uma curva de duração de vazão, onde se indica quantro pontos de desta-

que: o primeiro é definido pela vazão mínima  $(Q_{100})$  e por 100% do tempo (1 p.u.); o segundo é a chamada vazão firme  $(Q_{95})$ , que corresponde à 95% do tempo; o terceiro é a chamada vazão mediana  $(Q_{50})$  com a abcissa de 50% e o último é a vazão média  $(\overline{Q})$  com o tempo "T<sub>m</sub>" correspondente.

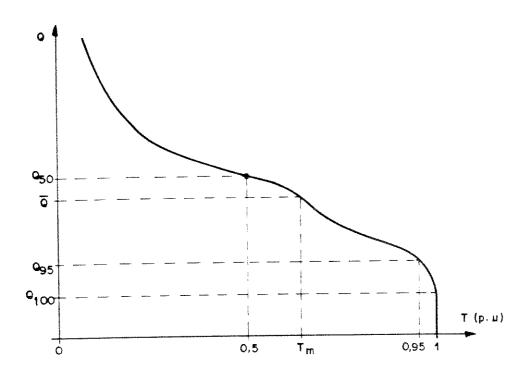


FIG. 5.1 - Curva de duração da vazão.

As curvas de duração têm, em geral, formas que não se as sociam, de imediato, com funções conhecidas, entretanto existem aproximações razoáveis para elas. Destacam-se as duas seguintes:

$$Q = a.T + b \tag{5.1}$$

$$0 = a.10^{b.(1 - T)}$$
 (5.2)

onde:

Q - vazão com duração T;

T - porcentagem do tempo em p.u.;

a e b - parâmetros a se determinar.

para o objetivo deste estudo, adotou-se a equação (5.1) como sendo a mais apropriada, mas nada impede de se utilizar outras equações, ou, até mesmo, se trabalhar com a curva real discretizada. Para isto, basta adaptar as expressões, que serão propostas, à nova função escolhida.

Com relação à determinação dos parâmetros "a" e "b", pensa-se, de imediato, em determiná-los através de regressão linear. Sem dúvidas, este é o processo correto, só que deve-se fazê-lo utilizando-se os pontos contidos entre  $(0,5;\,Q_{50})$  e  $(1;\,Q_{100})$ , pois as vazões de baixa permanência têm pouco significado energético, e se forem consideradas farão com que a reta resultante não represente bem o trecho do interesse, que é para permanências maiores que 50%.

Muitas vezes se deseja uma aproximação expedita da curva de duração, não se dispondo de recursos para se fazer a regressão linear. Uma solução é traçar-se uma reta, passando por dois pontos conhecidos. Estes pontos poderiam ser  $(T_m, \overline{Q})$  e  $(1, Q_{100})$ . Neste ca so ocorrerá um conservadorismo com relação às baixas vazões, pois a reta determinará vazões inferiores às reais. Este erro cresce com a relação entre  $Q_{95}$  e  $Q_{100}$ , que é chamada " $C_{q}$ ", e dada em (5.3).

$$C_{q} = \frac{Q_{95}}{Q_{100}} \tag{5.3}$$

0 Quadro 5.1 mostra algumas faixas típicas de C  $_{
m q}$ , para importantes bacias brasileiras.

Note-se que, para as bacias dos rios do sul do país, como na aproximação adotada cresce, pois têm-se maiores valores de  $\mathbf{c}_{\mathbf{q}}$ .

Uma aproximação expedita menos conservadora é passar

reta por (1;  $Q_{95}$ ) e (0,5;  $Q_{50}$ ). Esta técnica se mostra boa para bacias com  $C_q$  alto, como a do Rio Uruguai.

BACIA	FAIXA DO C <sub>q</sub>
Uruguai	1,20 a 1,40
Iguaçu	1,10 a 1,30
Paraiba do Sul	1,00 a 1,20
Paranaiba	1,00 a 1,20
Jequitinhonha	1,00 a 1,20
São Francisco	1,00 a 1,20

QUADRO 5.1 - Valores típicos de  $C_q$ .

Conhecidos os valores de "a" e "b" da equação (5.1), tem-se, na maioria das vezes, que transpô-los do posto de onde se tinha os dados hidrológicos para o sítio onde será construída a central. Adotando-se que a contribuição unitária  $(q_u)$  é constante, o que é válido para sítios próximos ao posto fluviométrico, pode-se provar que:

$$a_{s} = a_{p} \cdot \frac{s_{s}}{s_{p}} \tag{5.4}$$

$$b_{s} = b_{p} \cdot \frac{s_{s}}{s_{p}} \tag{5.5}$$

Nestas equações, S é a área da bacia, "p" indica posto fluviométrico e "s" significa o sítio em estudo.

Quando o sítio é distante do posto, assume-se que a contribuição unitária decresce exponencialmente com a área de drenagem. Pode-se calcular os parâmetros "c" e "d" desta função, seguindo-se as orientações básicas do "Manual de PCHs" (ELETROBRÁS & DNAFE, 1982).

$$q_{ij} = c.s^{d} \tag{5.6}$$

De maneira semelhante à anterior, pode-se chegar em:

$$a_s = a_p \cdot \left(\frac{s_s}{s_p}\right)^d \tag{5.7}$$

$$b_s = b_p \cdot (\frac{s_s}{s_p})^d$$
 (5.8)

Como se afirmou, o interesse principal em se conhecer a hidrologia da central é para saber sua disponibilidade energética (DE). Assim, conhecendo-se a altura bruta do aproveitamento (H) bem como avaliando-se os rendimentos médios do sistema de adução ( $\eta_{\rm sa}$ ), da turbina ( $\eta_{\rm t}$ ) e do gerador ( $\eta_{\rm g}$ ), pode-se transformar a curva de duração de vazão na curva de duração da disponibilidade energética, multiplicando-se as ordenadas pela aceleração da gravidade (g), pelos rendimentos e pela altura bruta.

$$DE = g.Q.H.\eta_{sa}.\eta_{t}.\eta_{q}$$
 (5.9)

Admitindo-se que a vazão seja dada em metros cúbicos por segundo, a altura em metros, a gravidade em metros por segundo ao quadrado e o tempo em "por unidade", e que 100% do tempo corresponde a um ano, a disponibilidade energética é dada por quilowatts médios por ano  $[\overline{kW}]$ .

Vê-se que a função da DE com o tempo será uma reta, se assim foi aproximada a vazão. Para facilitar a escrituração das equações, os parâmetros da reta "DEXT" serão denominados, apenas, "a" e "b", sendo que eles englobarão os parâmetros da reta de vazão, as correções para a transposição e as grandezas que relacionam a vazão com a disponibilidade energética, dadas em (5.9).

$$DE = a.T + b$$
 (5.10)

## 5.3. AVALIAÇÃO DA ENERGIA HIDRELETRICA GERADA

Discutir-se-á, aqui, metodologias para se avaliar a energia hidrelétrica gerada pela central (EH) ou, em termos estatísticos, a esperança da energia hidrelétrica gerada. Não se fará diferença entre as simbologias adotadas no caso determinístico e no caso probabilístico.

Afim de se preparar para os próximos itens, deste capítulo, utilizar-se-á os índices "t" e "m", quando a variável assim necessitar. "t" indicará o período, ou estágio, a que se refere a variável, sendo, em geral, o semestre ou o ano. "m" é o estado que se encontra o sistema. Isto é: qual a capacidade deste e de que forma esta capacidade é composta.

A forma deterministica mais usual de se avaliar EH, para um estágio "t", num estado "m" ( $\mathrm{EH_{m,t}}$ ), é utilizando-se da curva energia "versus" potência, que é obtida integrando-se a curva de duração de  $\mathrm{DE_{m,t}}$ . Isto é ilustrado na Fig.5.2, onde ( $\mathrm{CIH_{m,t}}$ ) é a capacidade instalada na PCH, correspondente ao estado "m", no estágio "t".

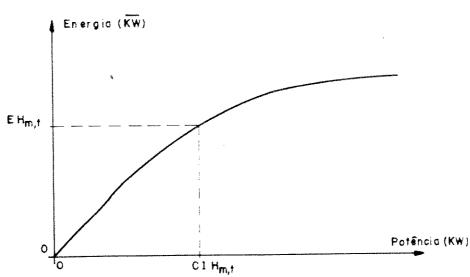


FIG. 5.2 - Curva "Energia x Potência".

Utilizando-se das linearizações discutidas no item 5.2 , pode-se obter algebricamente a função que relaciona  $\mathrm{EH}_{\mathrm{m,t}}$  com  $\mathrm{CIH}_{\mathrm{m,t}}$ . Esta é dada em (5.11).

$$EH_{m,t} = \frac{CIH_{m,t}^{2} - 2.b_{t}.CIH_{m,t} + (a_{t} + b_{t})^{2}}{2.a_{t}}$$
 (5.11)

Deve ser observado que  $\mathrm{CIH}_{\mathrm{m,t}}$  é uma parcela da potência total que terá a central (CPH). Esta parcela pode ser considerada como sendo proporcional ao número de máquinas instaladas na PCH ( $\mathrm{NUI}_{\mathrm{m,t}}$ ) em relação ao total que terá ( $\mathrm{NUC}$ ).

$$CIH_{m,t} = \frac{NUI_{m,t}}{NUC} \cdot CPH$$
 (5.12)

Neste ponto cabe comentar a respeito dos cenários que se rão analisados. A Fig.5.3 mostra uma PCH suprindo um mercado que é também abastecido por uma outra fonte. Esta fonte pode ser uma PCT ou uma interligação com um outro sistema, ou, simplesmente, pode não existir. O mercado pode ser de mesma grandeza que a PCH ou ser de grandes dimensões.

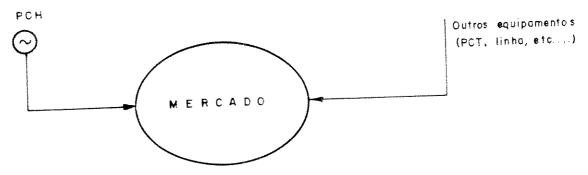


FIG. 5.3 - Esquema do cenário analisado.

Se a capacidade instalada na central (CIH $_{\rm m}$ ,t) for superior à demanda média de energia no período correspondente (D $_{\rm totalt}$ ),e não houver possibilidade de exportação, então a equação (5.11) se-

rá modificada, substituindo-se CIH<sub>m,t</sub> por D<sub>totalt</sub>.

É importante lembrar que  $D_{totalt}$  pode ser calculado conforme a metodologia apresentada no capítulo anterior. Para facilitar a escrituração,  $D_{totalt}$  será, aqui, representada somente por  $D_{t}$ .

Uma evolução da expressão (5.11) é o fato de se considerar as probabilidades de falhas  $(q_h)$  dos grupos geradores. Introduzes assim um parâmetro importante na decisão do número de grupos a se adotar na PCH. Sabe-se que a probabilidade (P) de se ter "k" grupos disponíveis em um total "NUI" é dada por (5.13).

$$P_{m,t}(k) = C_k^{NUI_{m,t}} \cdot (1 - q_h)^k \cdot q_h^{(NUI_{m,t} - k)}$$
 (5.13)

Pode-se, então, demonstrar que a energia hidrelétrica es perada é dada por (5.14).

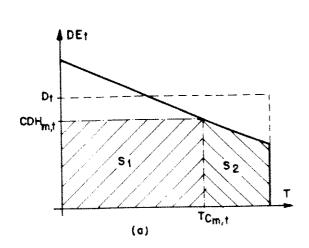
$$EH_{m,t} = \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{ P_{m,t}(k) \cdot [T_{C_{m,t}} \cdot CDH_{m,t}(k) + (1 - T_{C_{m,t}}(k)) \cdot \frac{CDH_{m,t}(k) + a_{t} + b_{t}}{2} \} \}$$
(5.14)

Na expressão anterior,  $CDH_{m,t}(k)$  é a capacidade corres pondente a "k" grupos disponíveis, no estado "m" do estágio "t", que é dada por (5.15). Na mesma expressão,  $T_{C_{m,t}}(k)$  é a porcentagem de tempo que a disponibilidade energética supera a capacidade disponível, dada por (5.16), que é ilustrada pela Fig.5.4(a).

$$CDH_{m,t}(k) = \frac{k}{NUI_{m,t}}.CIH_{m,t}$$
 (5.15)

$$T_{c_{m,t}}(k) = \frac{CDH_{m,t}(k) - b_{t}}{a_{t}}$$
 (5.16)

$$0 \leq T_{c_{m,t}}(k) \leq 1 \tag{5.17}$$



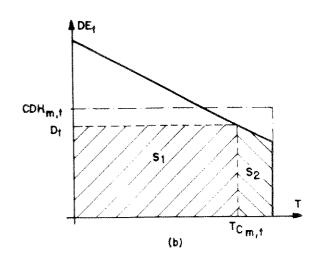


FIG. 5.4 - Determinação gráfica de T<sub>cm,t</sub> e T<sub>cm,t</sub>.

Referindo-se, novamente, à Fig.5.4, vê-se que a sua primeira parte ilustra a determinação de  $T_{C_m,t}(k)$ , calculada a partir de  $CDH_{m,t}(k)$ , que corresponde à "k" grupos disponíveis. Já, a segum da parte mostra o caso onde a demanda média é menor que a capacidade disponível. Tem-se, portanto, uma outra porcentagem de tempo.  $(T_{C_m,t})$ , que corresponde à duração em que  $DE_t$  é superior ao mercado  $(D_t)$ .

$$T_{C_m,t} = \frac{D_t - D_t}{a_t}$$
 (5.18)

$$0 \leq T_{C_{m,+}} \leq 1 \tag{5.19}$$

Para este caso, a expressão (5.14) será modificada, resultando (5.20).

$$+ \sum_{k=l_{m,t}+1}^{NUI_{m,t}} \{P_{m,t}(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot D_{t} + (1 - T_{C_{m,t}}(k) \cdot \frac{D_{t} + a_{t} + b_{t}}{2}]\}$$
(5.20)

 $l_{\rm m,t}$  corresponde ao maior número de grupos disponíveis , que somam uma potência inferior ou igual à demanda de energia  $\rm D_{t}$  .

$$1_{m,t} = \text{Max} \left( j \middle| \frac{j}{\text{NUI}_{m,t}}. \text{ CIH}_{m,t} \le D_t \right)$$
 (5.21)

$$0 \leq j \leq NUI_{m,t}$$
 (5.22)

De posse de  $\mathrm{EH}_{\mathrm{m},t}$  pode-se avaliar o custo de operação do sistema apresentado na Fig.5.3, pois o restante da energia necessária para suprir o mercado virá da outra fonte, ou se terá um "déficit". Ambos têm custos associados, que correspondem ao custo de operação ( $\mathrm{CO}_{\mathrm{m},t}$ ). Caso se tenha um "superávit" de energia, pode-se exportá-la, correspondendo a um custo de operação negativo. Assim, tem-se duas expressões para se calcular  $\mathrm{CO}_{\mathrm{m},t}$ . A primeira, (5.23), é para os casos onde a capacidade de fornecimento máxima da outra fonte ( $\mathrm{CMF}_{\mathrm{m},t}$ ) não é superada.

$$CO_{m,t} = (D_t^* - EH_{m,t}) \cdot ME_t$$
 (5.23)

$$D_{t} - EH_{m,t} \leq CMF_{m,t}$$
 (5.24)

Em (5.23),  $\text{ME}_{\text{t}}$  é o custo marginal de operação referente à energia. No caso de centrais térmicas, este é o consumo específico (CE) multiplicado pelo preço do combustível (PC $_{\text{t}}$ ).  $\text{ME}_{\text{t}}$  e PC $_{\text{t}}$  foram denotados com o índice "t" pois estes podem variar com o tempo.

pode-se considerar, para o cálculo de  ${\rm CO_{m,t}}$ , a indisponibilidade da outra fonte supridora, através da probabilidade associa da "qf". Isto é feito quando se calcula o déficit de energia ( ${\rm DE_{m,t}}$ ) segundo a equação (5.25). Nesta equação,  ${\rm CD_{m,t}}$  é o custo relativo ao déficit, que deve ser avaliado, o que é difícil, ou estabelecido segundo algum critério lógico. É comum se dizer que este correspons

de ao custo da central térmica mais cara, dentro de um conjunto de opções viáveis.

$$CO_{m,t} = (D_t - EH_{m,t} - q_f.CMF_{m,t}).CD_{m,t} + (1 - q_f).CMF_{m,t}.ME_t$$
 (5.25)

Nota-se uma simplificação em (5.25): é que o correto era convoluir a distribuição de probabilidade de falha da PCH com a distribuição da outra fonte. Isto não foi feito, por se considerar que haveria um grande aumento de cálculos sem um benefício proporcional.

Conhecendo-se a energia hidrelétrica esperada de uma PCH bem como seu custo, pode-se otimizar a capacidade total a ser instala lada (CPH). A metodologia que se propõe neste trabalho utiliza a "programação Dinâmica" e resulta numa programação da motorização , buscando acompanhar o crescimento da demanda ao menor custo. Entretanto, no próximo item são apresentadas técnicas para se determinar, preliminarmente, a capacidade ótima da central. Após esta etapa, pode-se refinar o valor encontrado, servindo-se do modelo que utiliza PD.

#### 5.4. DETERMINAÇÃO PRELIMINAR DA CAPACIDADE INSTALADA

Para se determinar a capacidade ótima, utilizar-se-á critério do máximo benefício líquido, ou do mínimo custo líquido, que é o que se faz corriqueiramente nos problemas de engenharia.

Prova-se, facilmente, que, dentro do critério adotado, o ponto ótimo é onde o custo marginal ( $\Delta C$ ) se iguala ao benefício marginal ( $\Delta B$ ). Ou seja:

$$\frac{dB}{dC} = \frac{\Delta B}{\Delta C} = 1 \tag{5.26}$$

Para se obter este ponto, em um cenário em que a PCH está interligada a um grande sistema, pode-se utilizar a curva da Fig. 5.2. Basta multiplicar a ordenada pelo custo avaliado para a energia [\$/kw], e a abcissa pelo custo unitário que se estima para a central [\$/kw] e pelo Fator de Recuperação de Capital (FRC) associado, que é dado em (5.27). Tem-se, assim, a capacidade ótima da central (CPH\*), conforme é mostrado na Fig.5.5. Deve-se ressaltar que o ponto ótimo será, aqui, denotado por um asterisco.

$$FDR(i,n_h) = \frac{i.(1+i)^{n_h}}{(1+i)^{n_h}-1}$$
 (5.27)

Nesta expressão, "i" é taxa de juros ao ano, ou semestre, e " $n_h$ " é a vida econômica da PCH, estimada em 50 anos, ou 100 semestres.

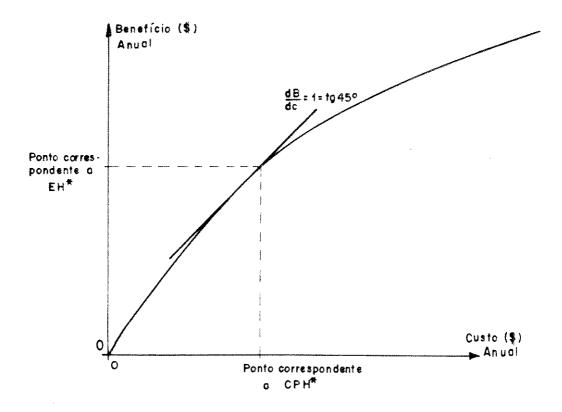


FIG. 5.5 - Determinação gráfica de CPH\*.

De posse de CPH\*, e da EH\* associada, reavalia-se os cus tos da central e da energia, verificando os valores adotados inicialmente. Caso sejam significativamente diferentes, calcula-se os no vos custo e benefício, repetindo-se o processo gráfico. Faz-se sucessivas reavaliações, até julgar-se que os erros são razoáveis. Tem -se, então, o ponto ótimo final.

É importante dizer que, para a avaliação do custo da energia, deve-se considerar, também, o benefício da capacidade installada (benefício da ponta). Não se desenvolverá, aqui, uma análise da capacidade de armazenamento para gerar a potência máxima no período referente à ponta, mas, sugere-se que outros trabalhos se prendam a este problema.

Utilizando-se dos conceitos recém expostos, só que empregando a equação (5.11), pode-se obter CPH\* através da expressão (5.28).

$$CPH^* = \frac{(CUC.FRC(i,n_h) - MP).a}{ME} + b$$
 (5.28)

Nesta expressão, CUC é o custo unitário da PCH, já definido no Capítulo 3, e MP e ME os custos marginais de ponta e energia, respectivamente. Aqui, também, se faz necessário a constante reavaliação de CUC, até o processo se estabilizar. Os custos marginais devem ser obtidos do programa de expansão do grande sistema, o que será discutido no Capítulo 7.

Um outro cenário, que se enquadra no esquema da Fig.5.3, é um mercado potencial que será suprido por uma PCH e uma outra fonte, que pode ser uma PCT ou uma linha de interligação com um grande sistema. Considerando que a demanda média de energia não seja, em nenhum período, inferior à capacidade instalada na PCH, pode-se che

gar na expressão (5.29), onde  $n_{\hat{f}}$  é a vida econômica da outra fonte supridora e CUF o seu custo unitário.

$$CPH^* = \frac{(CUC.FRC(i,n_h) - CUF.FRC(i,n_f)).a}{ME} - b \quad (5.29)$$

Observe a semelhança de (5.29) com (5.28), pois só o cus to marginal de ponta foi alterado, sendo, agora, o custo unitário a nual da outra fonte.

Como se disse, na última equação é considerado que o mer cado não restringirá a capacidade energética da PCH. Entretanto, um problema potencial, no interior do Brasil, é a construção de PCHs que só serão inteiramente utilizadas dentro de um horizonte de médio prazo. Por isto, é interessante ter-se um maior número de grupos geradores, afim de se fazer a motorização parceladamente, sequindo de perto o crescimento do mercado, o que é vantajoso economicamente. O maior número de máquinas trará, também, o benefício de um maior confiabilidade. Estes dois aspectos não foram considerados aqui, pois o que se quer é uma avaliação preliminar da capacidade instalada. A partir daí, pode-se estudar o número ideal de grupos geradores, bem como determinar, com maior precisão, a potência a ser instalada na central. Para isto utilizar-se-á a Programação Dinâmica, que será vista a seguir.

## 5.5. MODELO DE EXPANSÃO, UTILIZANDO-SE PROGRAMAÇÃO DINÂMICA

A característica da simplicidade, inerente aos sistemas descentralizados, permite utilizar-se a PD, aproveitando-se de sua grande flexibilidade sem, entretanto, correr o risco de se ter uma

enorme quantidade de cálculos associados. Este último ponto é onde reside o principal entrave da PD, restingindo seu uso nos modelos de expansão do parque gerador. KUIPER (1973) propõe algumas simplificações que permitem sua utilização, mas de modo restrito.

Enfocando o problema deste capítulo, os estágios da PD são os intervalos de tempo, adotados, geralmente, como um ano ou um semestre.

Os estados são as combinações das unidades supridoras. Es tas unidades são os grupos da PCH, ou unidades de geração térmica, ou, ainda, módulos de linha de transmissão. Então, os estados podem ser, por exemplo, um grupo da PCH e um gerador Diesel, ou dois grupos da PCH e um módulo de linha de transmissão.

A cada estado está associado um custo fixo  $(CF_m,t)$ , que é a soma dos custos anuais (ou semestrais) de cada unidade que o compõe e dos custos fixos de operação e manutenção relativos a essas unidades (COM).

$$CF_{m,t} = \sum_{u \in U_{m,t}} [I_u.FRC(i,n_u) + COM_{u,t}]$$
 (5.30)

Nesta expressão,  $U_{m,t}$  é o conjunto de unidades do estado "m", no estágio "t";  $I_{u}$  é o investimento realizado na motorização da unidade "u" e  $n_{u}$  a vida econômica desta unidade.

Deve-se ressaltar que o investimento feito para se motorizar a primeira máquina de uma PCH é bem superior aos investimen tos associados às demais motorizações. Isto se deve a necessidade de se ter toda a parte civil, da PCH, já executada além de toda a parte de apoio.

O custo de operação, relativo a um estado de um determinado estágio,  $(CO_{m,t})$  pode ser obtido através da equação (5.23) ou

$$CO_{m,t} = (D_t - EH_{m,t}).ME_t + (\frac{D_t}{FC_t} - CIH_{m,t}).MP_t$$
 (5.35)

Pode-se, ainda, evoluir (5.35) considerando a probabilidade de indisponibilidade da central no período de ponta. Também, po de-se incluir o custo do "déficit", como foi feito em (5.25).

Assim como a parcela de energia, a parcela referente a ponta, na equação (5.36), pode ser positiva ou negativa, representando, respectivamente, falta de capacidade disponível na hora da ponta ou excedente desta.

A otimização para este caso emprega a mesma equação recursiva, dada em (5.32).

O número de estágios a serem pesquisados é bastante subjetivo. Sugere-se que se faça até o mercado absorver totalmente a central, não existindo, assim, capacidade ociosa, que tem um custo associado. No modelo desenvolvido não precisa somar qualquer custo adicional no último estágio. Entretanto, pode-se fazê-lo, sendo que este custo pode corresponder à série infinita, de parcelas iguais, correspondente à operação do sistema, fixados o mercado e a expansão do sistema supridor. Finalmente, para se obter o caminho ótimo a ser seguido pela expansão, basta, no último estágio, procurar o estado que tenha menor custo total (CT). Segue-se, então, o caminho inverso para a obtenção deste custo ("backward"), levantando-se os estados ótimos a cada estágio.

# 5.6. CONSIDERAÇÕES SOBRE A OPERAÇÃO DA PCH

O modelo proposto é muito versátil, e pode ser adaptado

visando incorporar as mais diferentes considerações. Uma, que merece destaque, é a avaliação do desempenho dos grupos geradores, no que diz respeito ao rendimento e à cavitação. O rendimento foi considerado como o valor médio estimado, e empregado no cálculo da disponibilidade energética, o que afeta diretamente o custo de opera - ção.

por outro lado, não se definiu limites inferiores de operação, como é feito em várias publicações internacionais. Destaca-se o Quadro 5.2 (U.S.ARMY CORPS, 1979).

TIPO DE TURBINA	POTÊNCIA MÍNIMA	POTÊNCIA MÁXIMA			
Francis	35% . P <sub>n</sub>	115% . P <sub>n</sub>			
Tubular	45% . P <sub>n</sub>	115% . P <sub>n</sub>			
Bulbo	10% . P <sub>n</sub>	115% P <sub>n</sub>			
Kaplan	10% . P <sub>n</sub>	115% . P <sub>n</sub>			
Caixa Aberta	30% . Pn	115% . P <sub>n</sub>			
OBS.: P <sub>n</sub> é a potência nominal.					

QUADRO 5.2 - Limites Operativos das Turbinas.

Dois são os fatores que justificam a não limitação de potência: em primeiro lugar, os limites do Quadro 5.2 são empregadas em PCHs interligadas, e visam não considerar as baixas vazões a fluentes, para conservar a turbina. No caso de PCHs isoladas, não é só a hidrologia desfavorável que reduz a geração, mas, muito mais, a demanda do mercado, em períodos de baixa carga, que atinge valores muito reduzidos, e que têm que ser supridos pela central. Em se gundo lugar, pode-se definir um número mínimo de máquinas, de maneira que, na condição extrema inferior de carga, deixa-se apenas um grupo funcionando, e cujo limite inferior é menor que a demanda místra que a demanda demanda místra que a demanda demanda demanda demanda místra que a demanda demanda demanda demanda demanda demanda

nima. Este número pode ser previamente estudado, em função da curva de carga do sistema. Quando este sistema cresce, a limitação passa a ser a hidrológica, e pode-se proceder da mesma maneira recém descrita.

Uma outra maneira de se considerar o baixo rendimento e a limitação inferior é através de um fator de penalidade  $(\alpha(k))$ , que entra na equação (5.20), ou (5.14), resultando:

$$EH_{m,t} = \sum_{k=1}^{l_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot CDH_{m,t}(k) + (1 - T_{C_{m,t}}(k)) \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k) + a_{t} + b_{t}}{2} \} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k) \cdot a_{t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k) \cdot a_{t}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NUI_{m,t}} \{P(k) \cdot \alpha(k) \cdot [T_{C_{m,t}}(k)] \} \cdot \frac{CDH_{m,t}(k)}{2} + \sum_{k=1}^{NU$$

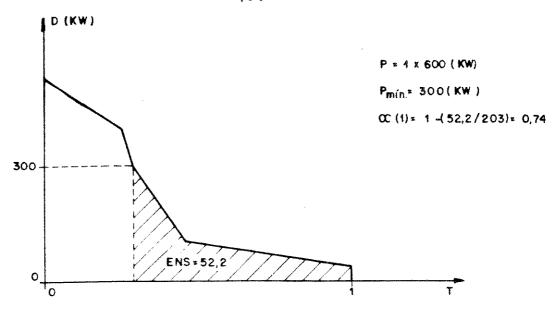
$$.CDH_{m,t}(k) + (1 - T_{c_{m,t}}(k) \cdot \frac{D_{t} + a_{t} + b_{t}}{2})$$
 (5.36)

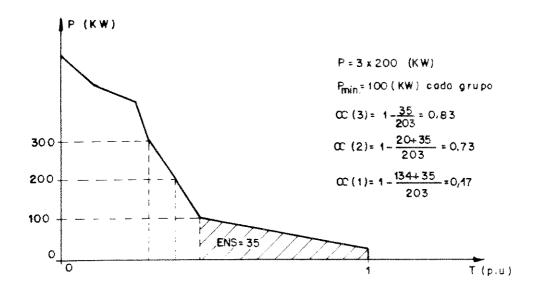
 $\alpha$  (k) depende do número de grupos disponíveis, e deve ser levantado antecipadamente, a partir do ponto que se estabeleceu,pre liminarmente, a capacidade ótima (CPH\*) e o número total de grupos a ser estudado (NUC). Como o mercado evolui,  $\alpha$  (k) pode ser levantado para cada período, transformando-se em  $\alpha_{\rm t}$  (k).

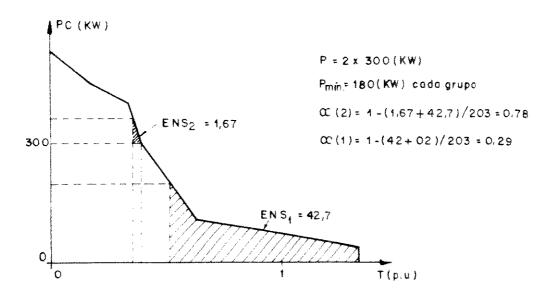
Uma maneira de se levantar a(k), considerando apenas o limite de operação dos grupos, está mostrado na Fig.5.6. Lá, a curva de duração de carga é suprida parcialmente pelos "k" grupos disponíveis. A operação destes, como já se disse, é feita mantendo-se o mínimo número de grupos para atender a carga (n<sub>min</sub>), que é dado por (5.37)

$$n_{\min_{t}} = \min_{n \le k} \left[ n \left| \frac{n \cdot CPH}{NUC} \right| \ge P(T) \right]$$
 (5.37)

Calcula-se, então, a potência com que cada grupo vai ope







OBS.: A POTÊNCIA MÉDIA DA CURVA DE CARGA É 203 (KW). FIG. 5.6 - Cálculo Gráfico de  $\alpha(k)$ 

rar  $(P_u(T))$ , que é dado por (5.38), e verificando se esta potência esta acima do valor mínimo.

$$P_u(T) = \frac{P(T)}{n_{min_t}} \ge \text{potência minima}$$
 (5.38)

Se  $P_u(T)$  foi inferior ao mínimo, deve-se reduzir o número de máquinas ( $n_{\min} - 1$ ), aumentando a potência unitária. Para este caso, não se consegue mais suprir P(T), aparecendo um déficit de energia, correspondente a uma área da curva de duração de carga, conforme ilustra a Fig.5.7.

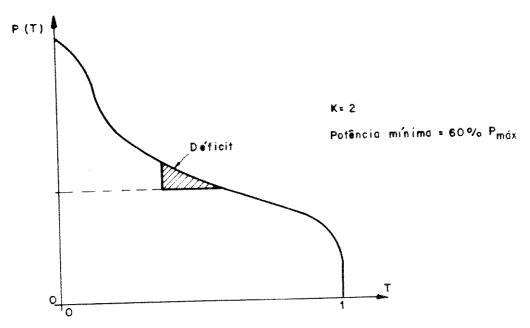


FIG. 5.7 - Suprimento à curva de carga.

pode-se, portanto, construir a curva de  $\alpha(k)$  em função de k, considerando que  $\alpha(k)$  é a relação entre a área suprida e a  $\underline{\hat{a}}$  rea total coberta pelos "k" grupos (área suprida mais a área de déficit.

Um exemplo desta curva é dado na Fig.5.8.

Deve ser ressaltando, que "k" é o número de unidade disponíveis, das NUC a serem instaladas. É evidente que, quando se aumenta o número de máquinas, para a mesma potência instalada, a curva de  $\alpha(k)$  terá uma menor inclinação, podendo, inclusive, permane - cer em um.

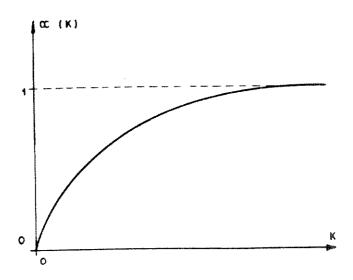


FIG. 5.8 - Comportamento de  $\alpha(k)$ .

Finalmente, recomenda-se que maiores estudos sejam realizados sobre a eficiência global da central, tendo em vista que um maior número de máquinas tende a aumentar esta eficiência. Ressalta-se que a metodologia proposta continua válida, mas pode ser evoluiza da calculando-se o custo de operação através de algum processo de simulação, que englobaria as considerações feitas. Este seria, enfim, o processo final de refinamento, obtendo-se, com precisão, a capacidade instalada, o número de máquinas e a programação da moto-rização.

### E.7 - EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

unitários de instalação das centrais são de 800 [\$/kW], para a PCH, e de 40 [\$/kW], para o grupo Diesel. Adotou-se uma vida útil de 50 anos para a central hidrelétrica e de 20 anos para a térmica.

A disponibilidade energética da PCH é dada por:

$$DE = -460.T + 610 [\overline{kW}]$$

Sendo o mercado, a ser suprido, de 600  $[\overline{kW}]$ , pode-se calcular, utilizando-se (5.29), a capacidade ótima a se instalar na central.

$$CPH^* = \frac{(800.0, 10086 - 40.0, 11750) \cdot (-460)}{2, 4.300} + 610$$

$$CPH* = 551 [kW]$$

Supondo, agora, que uma PCH com as mesmas característi - cas da anterior seja ligada a uma rede, cujos custos marginais de e nergia e capacidade sejam, respectivamente, 100 [\$/kW] e 50 [\$/kW]. Pode-se obter CPH\*, como se segue:

$$CPH^* = \frac{(800.0, 10086 - 50) \cdot (-460)}{100} + 610$$

$$CPH* = 469 [kW]$$

Seja, agora, um outro exemplo, onde um sistema isolado pode ser abastecido por uma central Diesel e uma PCH. A central Diesel tem dois grupos de 200 [kW] cada um, e os demais dados são os mesmos do exemplo anterior. A PCH tem três grupos de 500 [kW] cada um. Sua disponibilidade energética é a dada no exemplo anterior. As sumiu-se o custo do déficit como sendo o dobro do custo de operação da central Diesel, ou seja, 1440 [\$/kW]. A probabilidade de falha dos grupos geradores da PCH foi estimada em 0,02.

Assumindo uma taxa de juros de 10% ao ano, e uma vida ú-

til de 50 anos para a PCH e de 20 anos para a central térmica, levantou-se os dados de custos anuais referentes às várias combinações possíveis (estados) entre as duas centrais, que são apresentados no Quadro 5.3.

NÚMERO	DE	GRUPOS	INSTALAD	OS NA P	СН
NÚMERO		0	1	2	3
DE GRUPOS	0	0	141.200	181.540	221.880
INSTALADOS NA CENTRAL	1	9.400	150.600	190.940	231.280
TÉRMICA	2	18.800	160.000	200.340	240.680

QUADRO 5.3 - Custos anuais dos vários estados.

Estes custos estão referenciados ao início do período de planejamento.

Observa-se um grande salto no custo anual ao se instalar o primeiro grupo gerador. Isto se justifica pelo fato da primeira motorização estar associada a um custo fixo, referente as obras civis e de infra-estrutura da central, que, nos casos de PCHs, ultrapassa 40% do custo total. O fato de se considerar este efeito é uma das vantagens do algorítimo proposto.

O sistema a ser alimentado tem uma previsão de crescimento de mercado conforme dado no Quadro 5.4.

ANO (ESTÁGIO)		2	3	4	5
DEMANDA DE ENERGIA [kW]	50	150	300	600	1000
FATOR DE CARGA (FC)	0,3	0,35	0,4	0,4	0,45

QUADRO 5.4 - Evolução do mercado.

					ESTAGIOS				The state of the s	
ESTADO		EA	2	EA	C	ЕЛ	4	EA	ហ	EA
0,0	72,000	ı	295.200	0,0	654.970	1,1	1.340.616	-	2.663.686	_
0,1	45.400		167.340	0,1	481.474	0,1	1.206.016	_	2.529.086	
2,0	54.800	1	176.740	0,1	418.874	0,1	1.055.561	0,2	2.331.917	0,2
0,1	142.640	1	224.720	0,0	561,396		1.247.042	-	2.570.112	-
	151.320	ı	202.700	0,1	433.287	0,1	1.112.492	-	2.435.512	
2,1	160.720	l	212.100	0,1	442.687	0,1	961.987	0,2	2.135.412	1,2
0,2	181.569	l	260.826	0,0	446.049	-	1.102.298	_	2.414.210	0,2
1,2	190.959	ı	240.923	0,1	395.783	0,1	926.494	2,1	2.086.171	2,1
2,2	200.354	ļ	250.323	Ö	405.183	0,1	857.773	2,1	1.876.033	2,2
0,3	221.881	1	301.082	0,0	480.255		1.040.391		2.284.206	3,0
1,3	231.280	l	281.221	0,1	433.057	0,1	864.537	2,1	1.956.166	3,1
2,3	240.680		290.621	Ċ	442,457	0,1	846.989	2,1	1.802.264	3,2

OBSERVAÇÃO: EA - estado do estágio anterior que dá origem ao estado corrente; (x,y) - estado com x grupos Diesel e y grupos hidrelétricas.

QUADRO 5.5 - Resultados da Programação Dinâmica.

Finalmente, empregando-se a metodologia descrita neste capítulo, desenvolveu-se um programa computacional, que aplicado neste exemplo originou o Quadro 5.5, que apresenta os custos totais para os diferentes estados, de cada estágio. Neste quadro tem-se, também, a indicação do estado, no estágio anterior, que deu origem ao estado corrente. Pode-se, assim, buscar o caminho ótimo da expansão do parque gerador. Basta localizar no último estágio o estado de menor custo total. Daí, percorrendo um caminho inverso, vai-se definindo os estados ótimos, estágio a estágio. Tem-se, então, o cronograma ótimo da expansão, que consta da instalação de um motor Diesel no primeiro ano, a entrada de duas turbinas da PCH no terceiro ano, e a entrada do último grupo Diesel e última turbina no quarto ano. Observa-se que não era necessário estudar o quinto ano, pois as centrais já foram inteiramente absorvidas no quarto estágio.

É interessante observar que a entrada de um grupo Diesel adiou por dois anos a entrada da PCH, e quando esta entra, no terceiro ano, instala-se, de imediato, dois grupos.

para ilustrar, o Quadro 5.6 mostra os custos de operação e de déficit obtidos para os estados pertencentes ao cronograma  $\cot \underline{i}$  mo da expansão.

ESTÁGIO	ESTADO	CUSTO TOTAL DO DÉFICIT	CUSTO TOTAL DE ÓLEO	CUSTO TOTAL DO ESTADO
1	1,0	0	36.000	45.400
2	1,0	0	108.000	167.340
3	1,2	0	20.769	395.783
4	2,3	0	170.948	846.989

QUADRO 5.6 - Custos de operação.

No estado (2.3), do quarto estágio, caso não se tivesse

instalado o segundo grupo Diesel, ter-se-ia um custo do déficit de 53.895 [\$] e um custo de óleo de 144.000 [\$]. Observa-se uma diferença, do custo de operação, deste estado para o estado ótimo de 26.947 [\$], em apenas um ano. É óbvio que, se o déficit não estives se tão valorizado, o segundo motor Diesel poderia ser dispensado.Vê-se, aí, a importância da definição do valor do déficit.

Finalmente, o exemplo, ilustrou a obtenção da programa - ção de motorização ótima para uma PCH de 1.500 [kW], com três grupos iguais. Resta saber se dois ou quatro grupos, somando a mesma potência, não seria mais conveniente. Ou, se uma variação na potência total implicaria em uma economia sensível. Vê-se que as respostas a estes questionamentos são de fácil obtenção, bastando repetir o algorítimo com os novos valores fixados. Busca-se, então, o arranjo de menor custo total, referente ao último estágio. O horizonte de planejamento tem que ser o mesmo em todos os casos.

### CAPITULO 6

# COMPORTAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DESCENTRALIZADA

### 6.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo objetiva fazer uma análise técnica de rede de distribuição que tenha geração descentralizada interligada. Esta análise poderia ser feita, também, para os sistemas de sub-transmis são e de transmissão, mas é no sistema de distribuição onde existem maiores dúvidas a respeito das vantagens e dos riscos na interligação de PCHs. Busca-se, então, complementar o quinto capítulo, no que diz respeito ao planejamento de PCHs descentralizadas interligadas à rede.

Assim, procura-se desmistificar o problema, além de se qualificar uma série de benefícios oriundos da interligação de gerações dispersas. No Capítulo 7 vai-se utilizar alguns conceitos aqui descritos, quantificando os benefícios dessas gerações no planeja mento de sistema integrado.

A nível internacional existe uma grande preocupação em se avaliar os impactos das gerações e armazenamentos de energia dispersos no sistema, em geral denominados DSG ("Dispersed Storage and Generation"). Esta preocupação se dá a nível de engenharia, se ocupando dos aspectos técnicos de operação da rede, e a nível de plane jamento, procurando quantificar a contribuição das DSGs.

Antes de se passar ao ítem seguinte, é bom localizar bem o problema que será discutido. KIRKHAM et alii (1981), mostra, em um esquema muito feliz, as várias modalidades de conexão de uma DSG à rede, que, evidentemente, também é válida para uma PCH. Uma adaptação desse esquema é apresentado na Fig.6.1.

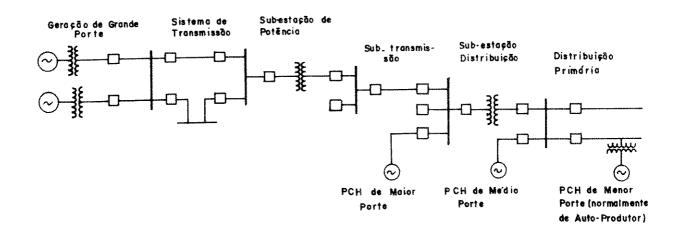


FIG. 6.1 - Hierarquia de um sistema de potência e a colo cação das PCHs neste.

O caso a ser estudado aqui é a integração das PCHs de me nor porte nos alimentadores oriundos das subestações de distribui - ção (SEDs). Como está indicado na Fig.6.1, essas centrais normalmen te são de auto-produtores, ou melhor, serão de auto-produtores, pois dificilmente as concessionárias irão se interessar por elas, embora não se possa descartar a idéia.

Com relação às outras duas posições das PCHs, no nível de tensão de sub-transmissão e no de distribuição primária, existem casos nas concessionárias, como por exemplo a SED de Itajubá, da CE MIG, que recebe a energia da PCH São Bernardo, em 34,5 [kV], e da PCH Luiz Dias, em 13,8 [kV].

### 6.2. ANÁLISE TĒCNICA

Como foi dito, analisar-se-ão aqui os efeitos de uma PCH interligada à rede, enfocando apenas o lado técnico, pois outros capítulos se preocuparão com os aspectos econômicos.

Conforme descrito por MA et alli (1982), a operação de  $\underline{u}$  ma geração descentralizada na rede pode afetar, com relação à operação, os seguintes ítens:

- perfil de tensão;
- perdas;
- proteção;
- manutenção;
- geração de harmônicos.

O modo e intensidade que cada um desses ítens pode ser <u>a</u> fetado depende, principalmente, do tipo de geração empregada. Como linha geral, ela pode ser com:

- gerador sincrono (GS);
- gerador assincrono (GI);
- inversor com comutação natural (IN);
- inversor com comutação forçada (IF).

No estágio tecnológico que ora se encontra o Brasil, é evidente que a opção natural será o gerador síncrono, por ser o mais conhecido e fácil de se encontrar no mercado. O GI é uma alternativa que se apresenta com um grande potencial, desde que interligado à rede. É uma máquina mais robusta que o GS e de fácil fabricação, pois, na verdade, é um motor de indução trifásico com diferenças nos critérios de sobrecarga. Sendo assim, a indústria nacional está apta a fabricá-lo.

Tanto o IN como o IF são opções válidas para geração des centralizada que só pode gerar, num primeiro estágio, em corrente contínua. É o caso de células solares. Além disso, o que se pretende com o programa de PCHs é utilizar ao máximo o produto nacional, e no caso do IN e IF a dependência do exterior seria grande, pois os componentes são importados.

Na sequência, apresenta-se uma rápida descrição do modelo de fluxo de carga, que foi utilizado na simulação do caso base do estudo desenvolvido.

### 6.2.1. MODELO DE FLUXO DE CARGA

O cálculo do perfil de tensão de linhas de distribuição radiais é um problema que não apresenta segredos. Entretanto, quando existem, interligados a essas, gerações descentralizadas, o problema já não é tão simples. A princípio poderia se raciocinar como em um fluxo de carga para os sistemas de transmissão, onde se fixa a potência ativa e tensão nas barras de geração. Mas isto ainda não é um bom modelo para o caso em estudo, pois supõe-se que essas centrais não terão operadores constantemente, o que dificulta manter a tensão na barra da geração. A utilização de reguladores de tensão não garante, de fato, a constância da voltagem na barra, pois eles apresentam uma característica de regulação com erro permanente (esta tismo), para permitir a operação interligada. Esse efeito é funda mental na simulação da operação de PCH interligada, e aqui se apresenta um fluxograma generalizado, onde pode ser usado GS, com ou

sem regulador de tensão, ou GI.

O regulador de velocidade não tem muito significado neste modelo, pois é considerado que a frequência da rede não varia, o que implica um engulimento constante de água. Considerando os rendi mentos constantes, pode-se dizer que a potência elétrica é constante.

Como foi dito, o regulador de tensão, típico nessas instalações, apresenta uma característica de erro permanente, chamada estatismo, que permite a operação interligada com outras máquinas.

Essa característica está resumida na Fig.6.2, onde  $E_{O}$  é a tensão ajustada a vazio (igual à força eletro-motriz gerada(FEM)), e é a FEM para um ponto genérico,  $V_{t}$  é a tensão nos terminais da máquina,  $E_{max}$  é a máxima excitação permitida, e  $V_{n}$  a tensão nominal.

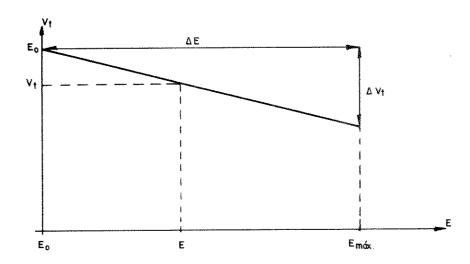


FIG. 6.2 - Característica do regulador de tensão.

O estatismo ( $\delta$ ) é dado por (6.1):

$$\delta = \frac{\Delta V_{t}}{V_{n}} \tag{6.1}$$

Logo, (6.2) expressa, com base na tensão dos terminais

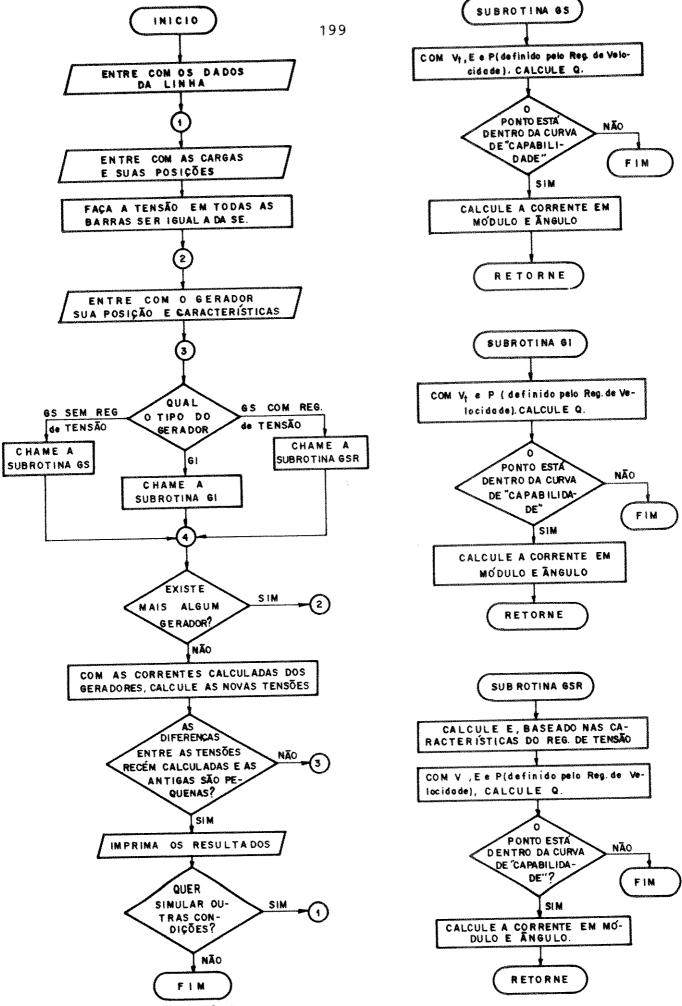


FIG. 6.3 - Fluxograma empregado no modelo.

do gerador e das características do regulador de tensão, qual será a FEM gerada (E).

$$E = \frac{(E_{\text{max}} - E_{\text{o}}) \cdot (E_{\text{o}} - V_{\text{t}})}{\delta \cdot V_{\text{p}}}$$

$$(6.2)$$

Deve-se observar que  $\mathbf{E}_{_{\mathbf{O}}}$  é também chamada de ajuste do requiador de tensão.

para o GS, utiliza-se um modelo simples, onde, conhecida a tensão no terminal do mesmo e a força eletromotriz gerada, calcula-se a potência reativa fornecida. De posse destes dados, facilmente encontra-se a corrente, em módulo e ângulo, que o gerador injeta na rede.

Durante a simulação da operação do GS é sempre conveniente, e usual, variar os ajustes dos reguladores de tensão e velocidade, de maneira a analisar seus efeitos e escolher valores adequados. Isso muitas vezes leva a valores inviáveis fisicamente, embora, as vezes possíveis matematicamente. Portanto tem-se que verificar sempre se o ponto ajustado encontra-se dentro da curva de "capabilidade" do grupo gerador. Essa curva considera os limites de excitação, corrente no estator, estabilidadade e potência da turbina.

Para o GI não existe regulador de tensão, e a curva de "capabilidade" se restringe aos limites de corrente no estator e potência da turbina. Também para esse foi usado o modelo simplificado semelhante ao do motor de indução, no qual, sabendo-se a tensão nos terminais e a potência ativa fornecida, sabe-se o reativo consumido. Com isto, calcula-se a corrente em módulo e ângulo.

A Fig.6.3 apresenta um fluxograma simplificado para a s $\underline{\mathbf{i}}$  mulação da rede.

### 6.2.2. SIMULAÇÃO DO CASO BASE

para dar desenvolvimento às análises da operação, foi escolhido um caso base para estudo: é a linha de distribuição que sai da SED Itajubá e vai até o município de Delfim Moreira, alimentando várias cargas no percurso. Essa linha é apresentada na Fig.6.4.

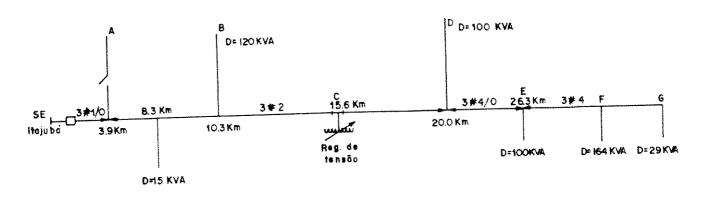


FIG. 6.4 - Alimentador ligando a SED Itajubá a Delfim Moreira.

ma região de grande potencial hidrelétrico, favorecendo a construção de PCHs. Como pode ser visto, é uma linha atípica com relação a
sua construção e comprimento, obrigando a CEMIG a colocar um regula
dor de tensão para melhorar o perfil de tensão. Uma outra hipótese,
que possivelmente não foi considerada pela concessionária, era cons
truir uma PCH e interligá-la a essa linha. Supondo que uma PCH de
200 [kVA] fosse construida e interligada no ponto G, como se compor
taria o perfil de tensão? Para simular esse efeito, tem-se que considerar as características do gerador (GS ou GI)e seus reguladores,
bem como a interligação à rede. A Fig.6.5 apresenta o diagrama "p.
u." da linha e da PCH, interligada à rede através de uma pequena li
nha e um transformador. A PCH tem um GS com os reguladores de ten-

são e velocidade. Foi retirado o regulador de tensão da linha.

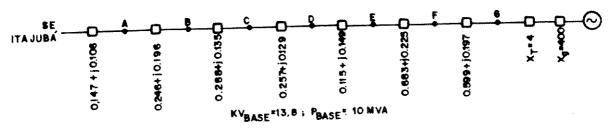


FIG. 6.5 - Diagrama "p.u" da PCH interligada à rede.

A primeira vista, parecem estranhos os valores das impedâncias do gerador e mesmo do transformador, pois os mesmos são relativamente altos. Mas deve ser lembrado que houve uma mudança de base da potência nominal dos equipamentos (200 [KVA]) para a potência base adotada (10 [KVA]). Para a condição da máxima demanda prevista, foi feita uma simulação da PCH e obteve-se os resultados apresentados na Fig.6.6, onde: "1" é o perfil sem PCH e nem regula dor de tensão; "2" é o perfil com regulador de tensão e com PCH;"3" é o perfil com PCH e sem regulador de tensão; "4" apresenta o perfil com a PCH interligada em D, mantidos os mesmos ajustes do regulador de velocidade e tensão.

Vê-se por aí que a PCH seria uma boa opção para a melhoria do perfil de tensão, desde que interligada em G. No caso de interligação em D, ocorreu uma sensível melhora, mas ainda, requer a instalação de um regulador de tensão na rede. É claro que, para a não instalação de um regulador de tensão, é necessário que a concessionária tenha confiança no que a PCH vai produzir em termos de ati vo e reativo. Isto só é possível se a PCH foi da própria empresa ou o contrato com o auto-produtor dê uma certa autonomia a ela, de maneira a fixar os ajustes dos reguladores de tensão e velocidade.

O exemplo analisado (PCH de 200 [KVA]) não será, sem dú-

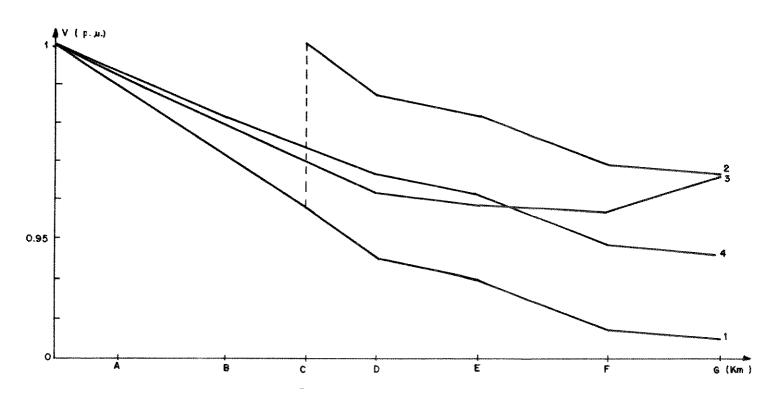


FIG. 6.6 - Perfis comparativos de tensão.

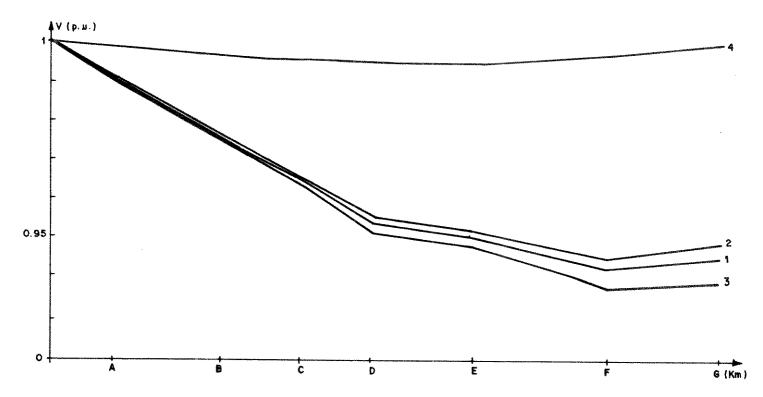


FIG. 6.7 - Perfis de tensão com PCH em G.

vida, o mais encontrado. A faixa de potência que se mostrará mais interessante para o auto-produtor será abaixo de 100 [kVA]. Assim sendo, simulou-se a operação de uma PCH de 100 [kVA] interligada em G. A Fig.6.7 ilustra essa operação, para diversos ajustes dos reguladores, através dos perfis de tensão. O perfil "l" é para a tral gerando aproximadamente 70 [kW] e 35 [kVAR]. Observa-se que ocorreu uma melhoria, mas insuficiente para justificar a não instala ção de um regulador de tensão na linha. O perfil "2" mostra a PCH com um novo ajuste do regulador de tensão, gerando 70 [kW] e 70 [kVAR]. A melhoria do perfil foi insignificante. Já o perfil "3" es tá bem pior que os outros, e nessa condição o gerador está fornecen do em torno de 20 [kW] e 85 [kVAR]. Conclui-se dessas análises que o efeito do aumento de reativo por parte do gerador em muito pouco irá influenciar o perfil de tensão, enquanto o aumento de ativo influenciará sobremaneira. Isto se deve ao fato, mais uma vez, da existência de um transformador com uma, relativamente, alta indutância, portanto, sendo um grande consumidor de reativo.

Uma interrogação que poderia surgir é a possibilidade de sobretensões na ocorrência da carga baixa. Como é indicado na Fig. 6.7, perfil "4", esse perigo é inexistente no caso em análise, pois existem dois efeitos limitantes: o regulador de tensão do gerador e a impedância relativamente alta de interligação da PCH à rede. Nesta figura compara-se o perfil "1" da carga alta com o "4" da carga baixa, para os mesmos ajustes dos reguladores de tensão e velocidade. Tira-se das condições de alta e baixa carga que o regulador de tensão pode não ser importante na PCH interligada, desde que não permitido o "ilhamento", conforme se discutirá adiante.

Para encerrar a discussão sobre perfis de tensão com GS,

é necessário dizer que, no caso analisado, uma central de 100 [kVA] não foi suficiente para substituir o regulador de tensão da linha, mas essa linha é um caso atípico, pois alimenta duas cidades (Wenceslau Brás e Delfim Moreira). No caso mais comum, micro centrais trariam grandes benefícios para o perfil de tensão. Deve ser lembra do, também, que o crescimento gradativo da carga pode ser acompanha do pelo da geração descentralizada no alimentador, podendo ocorrer uma expansão dos limites do alimentador. Este, normalmente, é limita do pela queda de tensão, mas com PCHs interligadas o limite poderá ser a ampacidade dos cabos.

O aumento da capacidade da linha não se dá só em virtude da melhoria do perfil de tensão. Isto porque, ao se ter gerações dispersas, os fluxos de potência ativa e reativa não são somente radiais, no sentido da subestação para a carga. Esses fluxos dependem das posições das cargas e das PCHs, e podem, até, ter o sentido da carga para a subestação. A liberação de potência se propaga, subindo os níveis hierárquicos apresentados na Fig.6.1. Isto se dá não só pelas PCHs ligadas na rede como, também, por aquelas ligadas diretamente às subestações. Ressalta-se, finalmente, que a liberação de capacidade se deve à geração de potência ativa e reativa próxima à carga.

Não se sabe da presença de GI no sistem elétrico brasi - leiro. Na verdade esta é uma importante opção, como já se disse, e é muito difundida em países europeus. O problema do GI é o consumo de reativo indutivo, o que pode piorar o perfil de tensão. Foi dito "pode", pois a produção de ativo, em casos não raros, compensa o efeito do reativo, chegando até a melhorar o perfil. Quando isto não ocorre, a compensação com capacitores em alta tensão é uma solução

que a concessionária deve exigir. A Fig.6.8 apresenta um GI funcionando em duas condições: em "1" ele fornece, aproximadamente, 65 [kW] e consome 30 [kVAR]; em "2" fornece 85 [kW] consumindo 38 [kVAR]. Observe-se que, com a injeção de ativo houve uma pequena melhora no perfil, que se acentua com o aumento desta potência.

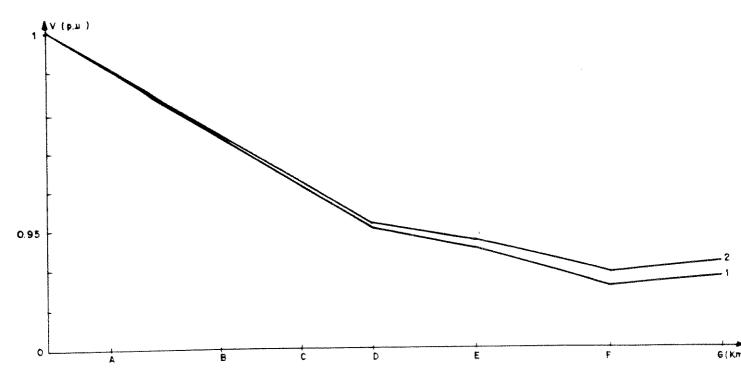


FIG. 6.8 - Perfil do alimentador com um Gl interligado em G.

A proliferação de GI sem compensação pode causar problemas para a SED, pois diminui o ativo visto por esta e aumenta o reativo. Logo, há uma diminuição sensível do fator de potência da mesma.

Com relação às perdas no alimentador, sem dúvida a entrada de PCHs gerará melhorias sensíveis. DIEKINSON et alli (1978) afirmam que existem casos em que as perdas nos sistemas de distribuição chegam a 50%, sendo comum de 5 a 10%. No caso apresentado na Fig.6.4, as perdas na hora de ponta são de 28 [kW], aproximadamente

6% da energia fornecida. Instalando uma PCH de 100 [kVA], funcionan do como indicado no perfil "1" da Fig.6.7, as perdas diminuem para 19 [kW], ou seja, 4% da fornecida. A melhoria das perdas é ainda mais sensível quando existem muitas centrais de menor porte no alimentador.

Um outro ponto que gera muita polêmica é a proteção das centrais interligadas. Far-se-á, aqui, uma análise apenas introdutó ria sobre o tema.

A Fig.6.9 mostra o esquema típico de proteção para PCHs interligadas com potência até 300 [kVA].

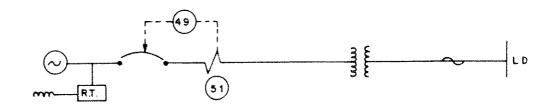


FIG. 6.9 - Esquema de proteção para uma PCH interligada à rede.

Este esquema é normalmente alterado para máquinas menores. Os fabricantes apresentam grupos geradores pequenos com chave seccionadora e fusível NH. Tanto neste caso como no anterior é bastante difícil a coordenação da proteção de baixa tensão com a de alta, principalmente quando da existência de religadores no alimentador. Sendo assim, discute-se alguns esquemas, a seguir, e a escolha dependerá do objetivo da aplicação.

Não pode ser esquecido o principal objetivo da PCH, que é o da simplicidade e baixo custo. Isto ainda é mais importante nos casos aqui analisados, que não devem ultrapassar 300 [kVA].

Um grave problema, que dificulta a proteção de geradores

é a alta impedância permanente dos mesmos, o que implica em correntes de curto circuito baixas, podendo até ser menores que a nominal, dependendo da força eletromotriz (E). Nos geradores maiores isto não é problema pois a proteção utilizada é mais sofisticada (relé de sobrecorrente com restrição de tensão, etc.). Uma exigência, que pode garantir mais altas correntes de curto circuito para as PCHs em questão, é a existência de reguladores de tensão nos geradores, pois, na falta a tensão decai, e o regulador aumentará a excitação, aumentando, por sua vez, a corrente de falta. Também a exigência de uma excitação minima, no caso da não existência de reguladores (excitação manual), pode ser uma boa solução. É importante dizer no período transitório a corrente é relativamente alta, sendo de a 5 vezes a do curto permanente. Neste período o regulador de são típico nestas PCHs, não atua.

Tendo em vista que os geradores pequenos têm uma boa performance diante de sobrecargas (próximo do dobro da corrente nominal, durante 20 segundos), é admissível, quando necessário, aceitar
tempos relativamente altos para a extinção das correntes de falta.

Isto pode facilitar a coordenação com o fusível de alta e com o religador.

Antes de discutir alguns esquemas de proteção, é conveniente apresentar o cálculo típico de curto circuito nos casos em estudo. Assim, a Fig.6.10 apresenta os diagramas de impedância para faltas trifásicas e fase-terra com uma central de 100 [kVA], no ponto do alinha Itajubá-Delfim Moreira, o que possibilita calcular as correntes de curto circuito. Observe que o curto em qualquer ponto do alimentador praticamente não altera a contribuição do gerador , pois a impedância desse último junto com a do trafo é bem maior que

o restante. Logo, para fins de coordenação basta calcular o curto circuito logo após o trafo. No caso presente é na barra G.

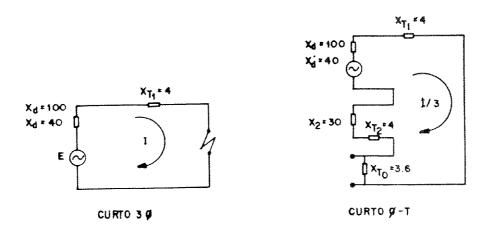


FIG. 6.10 - Diagramas de impedância.

Pode-se obter, então, as correntes de curto:

$$I_{30} = \frac{1}{40 + 4} \quad \text{p.u.} = 9,48 \quad [A]$$

$$I_{30} = \frac{1}{100 + 4} \quad \text{p.u.} = 8,02 \quad [A]$$

$$I_{0} - T = \frac{1}{40 + 30 + 4 + 4 + 3,6} \quad \text{p.u.} = 15,3 \quad [A]$$

$$I_{0} - T = \frac{3 \cdot 2}{100 + 30 + 4 + 4 + 3,6} \quad \text{p.u.} = 17,7 \quad [A]$$

Deve ser observado que nos curtos transitórios foi usado E igual a 1 p.u., equanto no permanente foi 2 p.u.. Isto se deve ao efeito do regulador de tensão, levado em conta, e que tende a elevar a excitação ao máximo admissível, aqui considerado 2 p.u., partindo da excitação inicial, usada no período transitório, adotada como 1 p.u.. Considerou-se, também, um trafo com conexão triângulo-estrela, de maneira a aumentar o curto fase-terra, o que é recomen

dável.

Para dar cobertura ao trafo, escolheu-se o fusível "5H", que se fundiria em, aproximadamente, um segundo se fosse a corrente transitória. Evidentemente, a corrente de curto será a permanente, pois o período transitório dura somente 10 a 15 ciclos (0,25 segundos). Então ele vai fundir-se com um minuto e meio, o que é inviá vel para o gerador. Dessa forma, a proteção imediata do gerador irá atuar antes do fusível do trafo. Isto é bem comum de ocorrer, sendo a finalidade do fusível do trafo apenas de dar cobertura a curtos a limentados pela SED, mantendo a seletividade. Infelizmente, a coordenação entre as proteções é difícil, mas discutir-se-á, agora, os esquemas de proteção onde é viável esta técnica. Para tanto a Fig. 6.11 apresenta dois esquemas de proteção, não estando representado o trafo. Para os dois casos existe um religador na saída do alimentador e o fusível de alta atua coordenado com a proteção do gerador.

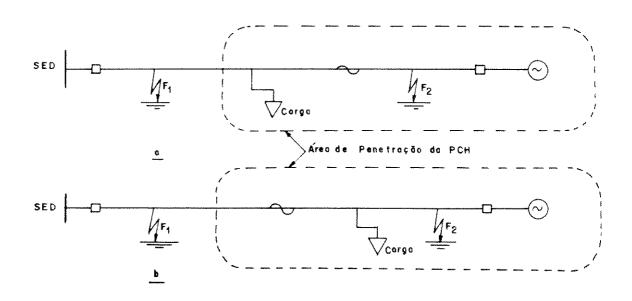


FIG. 6.11 - Esquemas de proteção para a interligação da PCH.

O que é chamado de área de penetração nesta figura é trecho que contém uma carga suportável pela PCH. Isto permite o "ilhamento" dessa carga, ou seja, que ela seja mantida só pela PCH, desde que esta última tenha reguladores de velocidade e tensão. Supondo que seja aceito o ilhamento, e que 80% das faltas sejam passa geiras, pode-se escolher o melhor esquema, dependendo das caracte risticas construtivas. Assim, a falta F<sub>1</sub> em 80% dos casos não desl<u>i</u> gará nada no esquema "a", mas em 20% a carga será desligada, tanto o fusível quanto o religador desligarão. Já a falta  $F_2$  no esquema "a" não desligará em nenhuma hipótese a carga, pois, se permanente, o fusível desligará e ela será mantida pela SED (isto só será válido se o perfil de tensão sem a PCH for aceitável para carga). Para o esquema "b" a falta F<sub>1</sub> não desligará a carga, nos 20% em que a falta é permanente, o fusível atuará e ela mantida pela PCH. No caso da falta  $F_2$ , em 80% dos casos nada ocorre e nos 20% restantes a carga será desligada pelo fusível e pela proteção do gerador. É evidente que a escolha entre os esquemas "a" e "b" dependerá da natureza de F<sub>1</sub> e F<sub>2</sub>. Se F<sub>1</sub> for mais frequente, será escolhido o esquema "b". Pelo descrito, observa-se que os índi ces de confiabilidade da carga, como a frequência de interrupção equivalente por consumidor (FEC) e da duração de interrupção equivalente por consumidor (DEC), são profundamente afetados pela existên cia de geração dispersa. Sugere-se que isto seja motivo de estudos.

O funcionamento de religadores com PCHs é um ponto problemático na proteção, pois quando do religamento a onda de tensão do gerador pode não estar em fase com a onda da rede, o que, dependendo da intensidade, pode causar danos. Para diminuir a defasagem que surge durante o desligamento, o aumento da inércia do grupo gerador da PCH pode ser uma boa solução, pois diminuirá o embalamento do mesmo.

A existência de PCHs na rede exige ainda mais da manuten ção no que diz respeito a critérios de segurança. É fundamental, tam bém, que a equipe de manutenção da concessionária tenha livre acesso à PCH, quando de auto-produtor. Evidentemente, essas equipes teriam que ser recicladas para conhecerem os fundamentos das centrais.

Finalmente, a geração de harmônicos é desprezível para os atuais padrões de PCHs empregados. Este é um problema para os INs e IFs. Um ponto de muito importância na rede é o efeito balanceador do GS. HERMETO (1983) apresenta um método simples para essa análise, mostrando a conveniência do uso de máquinas síncronas interligadas à distribuição.

#### CAPITULO 7

# PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR DE SISTEMAS INTEGRADOS, INCLUINDO PCHS

### 7.1. INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão do parque gerador de sistemas integrados tem recebido, nas três últimas décadas, uma atenção especial das empresas encarregadas da geração de energia elétrica. Vários são os motivos, podendo-se ressaltar dois: a dimensão do problema, que envolve dezenas de centrais candidatas e em operação, e o elevado nível de investimento requerido para o setor elétrico. Is to exige maiores precisões dos modelos de planejamento. No Brasil, foi marcante o trabalho desenvolvido pelo consórcio CANAMBRA (1966), que fez o planejamento da geração para a região sudeste, sendo o primeiro estudo do gênero no país.

Hoje já existem, a nível internacional, modelos de plane jamento com alto grau de sofisticação e que buscam aumentar a precisão, seja a nível de modelagem, seja a nível de otimização.

Muitos são os enfoques e horizontes que se pode ter nos modelos de planejamento de expansão. Assim, os modelos de longo prazo são aqueles que, em geral, procuram analisar os impactos tecnológicos, como, por exemplo, a penetração dos reatores nucleares regeneradores. Estes modelos têm horizontes de 20 a 30 anos. Os modelos que estabelecem o cronograma de motorização das centrais têm, em ge

ral, horizontes de médio prazo, pois as incertezas neste caso são menores que a longo prazo. Por outro lado, as centrais programadas, dentro dos modelos de médio prazo, têm que ter um tempo hábil para seu detalhamento e execução. O horizonte de médio prazo varia de 10 a 15 anos.

Como já se disse, os modelos de expansão têm bastante e, hoje, muitos consideram os impactos sociais e ecológi cos, bem como o potencial de conservação de energia do mercado. óbvio que, a medida que se aumenta a complexidade do modelo, perde--se a capacidade de caracterização individual. Em certas regiões, uma das preocupações existentes, ao se planejar a expansão do siste ma, é avaliar a contribuição das gerações e armazenamentos dispersos de energia, que, como já foi afirmado no Capítulo 6, são designados na literatura internacional por "Dispersed Storage and Genera tion (DSG)". Este potencial é bastante apreciável em certos países, tendo, muitas vezes, um grande peso regional. É exemplo disto o estado da Califórnia (E.U.A.). Lá a existência de um grande número de PCHs, turbinas eólicas e outras fontes não convencionais faz que o planejador se preocupe com seus impactos no sistema, seja nível de geração, transmissão ou, principalmente, distribuição. Vários trabalhos tentam qualificar os impactos das gerações dispersas, enquanto outros tentam quantificá-los. Pode citar-se aqui os trabalhos de JONES & MORETTI (1977), TAYLOR et alli (1979), MA & ISAKSEN (1979), KIRKHAM & KLEIN (1983), FINK & FEERO (1982) e SCHLUETER alli (1983), que apresentam comentários interessantes sobre as fontes dispersas, bem como alguns modelos úteis ao planejamento. É interessante observar que a maior parte destes trabalhos dão destaque apenas para a energia eólica. Segue-se, a esta, a energia solar.Com relação às PCHs, encontram-se apenas alguns comentários a respeito.

Em virtude da característica bastante aleatória das ener gias solar e eólica, as modelagens prendem-se, em geral, na análise estatística destas fontes e suas influências nas curvas de carga. Es tas análises são bastante interessantes para o planejamento a nível de distribuição ou de sub-transmissão. Com relação ao planejamento da geração, estas fontes são consideradas através da incorporação delas na curva de carga. Observe-se, aí, que não é permitido ao modelo de planejamento da expansão do parque gerador decidir sobre a quantidade de energia que estas fontes deveriam suprir ao sistema, período a período. Isto porque já está contido na curva de carga o montante destas gerações. Assim, o máximo que se pode fazer é analisar os impactos dessas entradas de energias dispersas.

Ao se analisar o caso das PCHs, observa-se que estas são bastante bem comportadas, no que diz respeito à disponibilidade energética, distanciando-se, sobremaneira, das energias solar e eólica. Nota-se, também, que existe um grande potencial destas fontes e que elas poderão ter, na realidade nacional, um papel importante, se ja a nível dos grandes sistemas interligados, seja a nível de peque nos e médios sistemas regionais. Conclui-se, assim, que a incorporação, de maneira estatística, das PCHs à curva de carga não é um bom método para planejar a sua utilização, principalmente pelo fato de não se poder decidir sobre qual capacidade deve ser incorporada, período a período.

Em virtude do exposto, este capítulo apresenta uma técnica de equacionamento das PCHs, que permite a sua incorporação nos modelos usuais de planejamento da expansão, resguardando o poder de decisão sobre a parcela motorizada a cada período. O enfoque desse

equacionamento é para os modelos de expansão que utilizam programação linear ou programação linear-inteira. Isto não impede, entretanto, de se aplicar tal equacionamento em outros modelos, como os
de simulação, desde que feitas algumas adaptações.

Apresenta-se na próxima seção uma breve revisão dos mode los mais usuais para o planejamento da expansão do parque gerador. Em seguida, então, é colocado o equacionamento das PCHs, para a incorporação nesses modelos, e, finalmente, são desenvolvidos alguns exemplos com as técnicas propostas.

# 7.2. MODELOS PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR

#### 7.2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

como já foi dito, os modelos de planejamento da expansão têm evoluido bastante, tentando, sempre, associar os benefícios de uma modelagem que reproduza o sistema da melhor maneira possível , mas que seja possível utilizar as poderosas ferramentas da programação matemática. Entretanto, observa-se que para se conseguir trabalhar com bons modelos, para as centrais, é necessário utilizar técnicas mais simples para a busca do ponto ótimo, e vice-versa. A combinação ótima, entre os dois extremos, para cada sistema, depende das características deste, bem como do objetivo do estudo. Caso se deseje, por exemplo, fazer uma análise a longo prazo, a modelagem das centrais pode ser bastante simplificada, permitindo buscar-se

o ótimo com bastante eficiência, mesmo quando o número de usinas for alto, como é comum para este horizonte.

Três fatos que aumentam a complexidade do problema são: a característica aleatória do mercado de energia elétrica, disponibilidade dos equipamentos e a disponibilidade energética dos sítios, em função do comportamento das vazões. Destes, o que apresenta maior facilidade para ser incorporado aos modelos é o comportamento do mercado. De fato, resolve-se, em geral, o problema para três mercados, separadamente: uma estimativa baixa, um alta e uma média. Tem-se, assim, uma análise de sensibilidade com relação à esta incerteza.

No que diz respeito à disponibilidade dos equipamentos, os modelos de planejamento da expansão da geração têm privilegiado a análise de desempenho dos geradores. De fato, são poucos os modelos que incluêm o sistema de transmissão, e este número se reduz drasticamente quando se contam apenas os modelos que incluêm as indisponibilidades deste sistema. O tratamento da indisponibilidade dos geradores terá destaque especial neste capítulo, como será visto, pois, hoje, é bastante usual avaliar-se a confiabilidade de ponta do sistema elétrico através da probabilidade de perda de carga, que é corriqueiramente chamada LOLP (do inglês "Loss of Load Probability"). O LOLP é o resultado da convolução dos geradores, com suas probabilidades de falha, com a curva de permanência de carga.

O ponto que tem apresentado maiores dificuldades para ser incorporado aos modelos é a aleatoriedade das vazões nos dife - rentes sítios. Para o caso brasileiro, tem sido comum trabalhar-se com o período de histórico das vazões que apresentou pior hidraulicidade. Ou seja: é o período em que o armazenamento do sistema vai

de seu nível máximo ao nível mínimo, fornecendo a vazão média do histórico, sem atingir novamente o nível máximo em pontos intermedi ários. Este período é denominado "período crítico". Se o sistema planejado utilizando-se das vazões do período crítico, e assumindo--se que o histórico hidrológico se repetirá, fica garantido o supri mento em qualquer outro período. Uma dificuldade que surge é a iden tificação do período crítico com o período de planejamento. Isto é: o início do período crítico não precisa coincidir com o começo período de planejamento. A maneira de se contornar o problema é, con siderando cíclica a sequência de vazões, fazer a identificação do começo do período de planejamento com as diferentes vazões do perío do crítico, e, para cada identificação, resolver o problema da expansão. Define-se como o plano de expansão aquele que apresentar característica mais pessimista, pois este atenderá a carga seja qual for a identificação hidrológica. É evidente que a metodologia apresentada é extremamente conservadora e muito tem-se feito melhorá-la, utilizando-se de técnicas estatísticas mais apuradas, co mo a geração de séries sintéticas e modelos markovianos, dentre outros.

A decisão sobre o investimento ótimo a ser feito na expansão do sistema depende, fundamentalmente, de duas parcelas: o custo do capital e o custo da operação. Isto já foi visto no Capítulo 5, para sistemas descentralizados, sendo que, no planejamento dos sistemas integrados a complexidade do problema é maior, tendo em vista o número de variáveis. O custo da operação deve ser o mínimo, para cada combinação de centrais formulada. Isto leva a um problema de operação dentro do problema maior, que é a expansão.

A solução do problema da operação é, muitas vezes, faci-

litada fazendo-se um equivalente do conjunto de usinas hidrelétri cas. Este é o chamado "reservatório equivalente", que é uma soma das
energias disponíveis em cada reservatório. Esta aproximação não con
sidera várias restrições do sistema, como a capacidade de transmissão de energia entre as várias centrais. Também são feitas suposições, que muitas vezes falseia os resultados. Para minimizar estas
falhas, alguns trabalhos utilizam sub-reservatórios equivalentes
(MENDES, 1980), nos quais os erros são pequenos. Estes erros são ainda menores quando se faz um equivalente físico de reservatórios ,
e não o energético, que é o comum. Em virtude da importância desta
técnica, mas tendo em vista não ser ela o objetivo deste capítulo ,
o Apêndice 1 apresenta maiores informações sobre o assunto.

Na sequência apresenta-se um resumo sobre importantes técnicas de planejamento de expansão e, após, uma descrição do cálculo do LOLP, utilizando-se três processos distintos.

#### 7.2.2. AS TÉCNICAS USUAIS

De uma maneira geral, os principais modelos para o plane jamento da expansão podem ser classificados em quatro categorias:os que utilizam técnicas de simulação, os que utilizam programação dinâmica, os que utilizam programação linear e os que utilizam programação mação mista linear-inteira. BAJAY (1981) apresenta uma descrição bas tante ampla de cada uma destas categorias, analisando modelos desenvolvidos em universidades, empresas e centros de pesquisa, em vári-

os países. É importante ressaltar que a classificação apresentada se refere ao problema da expansão, sendo que o problema da opera - ção, contido naquele, pode ter diferentes métodos de resolução. Assim, um programa de simulação, para estudo da expansão, pode ter o problema intrínseco da operação resolvido pela metodologia do programação dinâmica.

A simulação é uma das ferramentas mais utilizadas para se fazer o planejamento da expansão, principalmente no Brasil. Seu princípio básico é o da tentativa: formulam-se várias hipóteses de expansão e experimenta-se cada uma dessas. A que apresentar o menor custo final, que é a soma dos custos de investimento e de operação, é a opção escolhida. Dois problemas ficam, aqui, evidenciados: um é a formulação das hipóteses de expansão; o outro é o cálculo dos tos de operação. A formulação das hipóteses é extremamente quando se tem um grande número de centrais candidatas. Esta dificul dade reduz-se com o número de centrais. Isto é um dos motivos de se rem utilizados os modelos de simulação para a ordenação das centrais já escaladas para entrarem num período definido.

O problema da operação, como já se disse, pode ser resolvido por outras técnicas que não a simulação. Entretanto, a simulação da operação do sistema, utilizando-se a metodologia da curva limite, tem sido bastante usual no Brasil. Também a programação dinâmica, utilizando-se do reservatório equivalente, apresenta bons resultados para se conhecer os custos de operação. Neste ponto, é importante ressaltar que o custo da operação inclui os custos de geração térmica, de importação, de déficit, além dos benefícios da exportação de energia e venda ao mercado secundário, que é aquele que pode consumir a energia elétrica excedente, desde que a baixos pre-

ços.

No sistema brasileiro, por ser predominantemente hidrelétrico, sem vendas ou compras significativas de energia, com um mercado secundário ainda bastante pequeno, e tendo em vista o critério de não se admitir déficits, sob o ponto de vista determinístico, fica difícil utilizar-se do conceito "custo de operação". Assim, o mais usual é testar as hipóteses procurando encontrar o menor índice custo-benefício (ICB). Este índice é a relação entre o custo anual al da central e o benefício anual, em energia firme, correspondente a ela. Para se quantificar este benefício é necessário fazer a operação do sistema sem e com a central. A diferença entre as energias firmes, resultantes dessas operações, é o benefício da central.

A outra metodologia usual para o planejamento da expansão é a programação dinâmica (PD). Esta técnica foi empregada no Capítulo 5, e pode ser utilizada, de maneira semelhante, nos grandes sistemas. Nestes, os estados serão as combinações entre as centrais candidatas. É evidente que o número de estados aumenta extraordinariamente com o número de centrais. Por isto é recomendável se ter regras heurísticas para eliminar, sumariamente, combinações anti-econômicas. Com relação à operação, o seu custo pode ser determinado pelos processos já descritos para a simulação, ou qualquer outro. É importante ressaltar que a programação dinâmica não tem obtido a mesma aceitação dos métodos de simulação, e nem parece ter o mesmo potencial da programação linear.

Os modelos que utilizam a programação linear (PL) são os que, de fato, têm trazido recentes e significativas contribuições ao setor. Em geral, estes modelos incorporam, no equacionamento, a expansão e a operação e, através de algorítmos eficientes, já dão

como resposta a programação da expansão. Existem outros que fixam os Fatores de Capacidade das centrais, ou seja, fixam a operação, e definem a expansão. Feito isto, fazem a operação para os arranjos definidos e verificam se os Fatores de Capacidade adotados estão próximos dos calculados. Se não, fixam novos valores e, através PL, definem o novo programa. Isto se repete até os Fatores de Capacidade, adotados e calculados, estarem próximos. O grande problema da PL é a sua pouca flexibilidade no que diz respeito ao equacionamento. Assim, o fato das produtividades das centrais serem com o volume armazenado, ou o de ser necessário, às usinas hidrelétricas, um grande investimento fixo (correspondente, em geral, mais de 50% do investimento total) para se motorizar qualquer parce la inicial da capacidade total, não são fáceis de se incorporar modelo. No que diz respeito à produtividade variável, é possível cor rigir este efeito assumindo-se valores iniciais para a produtividade e, utilizando da PL, definir uma programação inicial para a pansão. Obtem-se, daí, também, a programação da operação. Ou seja, os deplecionamentos, período a período. Pode-se, então, recalcular as produtividades, redefinir o programa de expansão e assim sucessi vamente, até a produtividade variar dentro de limites aceitáveis. Es te processo, entretanto, é bastante lento. No Apêndice 2 é apresentada uma metodologia que acelera o processo.

O outro ponto levantado, o do investimento fixo, não pode ser, facilmente, incorporado à PL. Isto porque ele tem uma caracteristica de variável inteira. Ou seja: ou é zero ou é 100% do valor. Necessita-se, pois, de uma ferramenta mais poderosa que a PL. Esta é a chamada programação mista linear-inteira. Nesta metodolo - gia pode-se incorporar o efeito do investimento fixo, bem como ou-

tras características, como o tamanho definido dos grupos geradores das centrais.

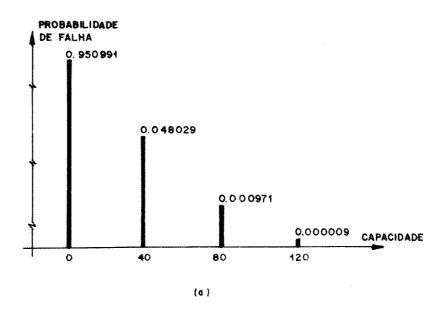
A exemplificação dos equacionamentos propostos neste capítulo será feita através de uma modelagem para programação mista linear-inteira. A modelagem é apresentada aqui e no Apêndice 2, sen do que é utilizada a técnica de solução denominada "branch-and-bound". Neste modelo existe a equação de restrição para a ponta. Ou seja: a capacidade instalada deve ser suficiente para suprir a ponta mais uma margem de reserva. Afim de se avaliar se a margem de reserva é suficiente para o sistema, após estabelecido o programa de expansão, calcula-se o LOLP. Caso este seja superior a um valor definido, deve-se aumentar a margem. Caso contrário, deve-se diminui-la. Tendo em vista a já mencionada importância da confiabilidade, passa-se, a seguir, a descrever três metodologias para o cálculo do LOLP.

### 7.2.3. A CONFIABILIDADE DA GERAÇÃO

A maneira clássica de se calcular o LOLP é a de se levantar a função distribuição de probabilidade discreta, que representa a capacidade disponível de geração e suas probabilidades associadas e, daí, pelo conceito estatístico de convolução combina-se esta função de distribuição com a curva de permanência de carga, obtendo - se a probabilidade de falha de atendimento total à carga, ou, o que é equivalente, os dias em que a ponta não será suprida.

A Fig.7.1(a) mostra a função densidade de probabilidade de falha, discreta, para cinco geradores iguais de 40 [MW] cada, com

uma probabilidade de falha (q) de 1%. A Fig.7.1(b) apresenta uma aproximação para a curva de permanência de carga, com a abscissa dada em percentagem de tempo que a carga exceda.



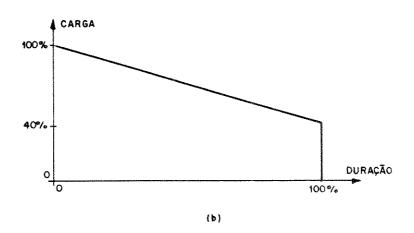


FIG. 7.1 - (a) Função densidade de probabilidade de falha, discreta, para cinco geradores; (b) Curva de permanência de carga (CAMARGO, 1981).

O cálculo do LOLP, passo a passo, é indicado no Quadro 7.1.

Uma outra maneira de se calcular o LOLP é através da "cur va equivalente de carga". Para se entender o conceito desta curva,

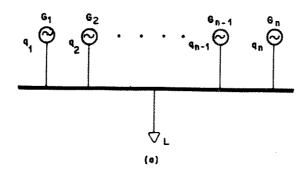
recorre-se à Fig.7.2. Nesta, em sua parte (a), é indicado um sistema com n geradores, com suas probabilidades de falha q, alimentando uma carga. Isto, em termos de confiabilidade, é o mesmo que se considerar n geradores totalmente confiáveis e n cargas, com probabilidades de ocorrência iguais às de falha dos geradores e com as mesmas potências destes. A Fig.7.2 (b) mostra o afirmado. Assim, faz-se a convolução da carga real com as fictícias, obtendo-se a curva equivalente de duração de carga (CEDC).

CAPACIDADE INDISPONÍVEL	PROBABILIDADE	% DIAS NÃO SUPRIDOS	VALOR ESPERADO DE PERDA DE CARGA %
0	0,950991	0	0
40	0,048029	0	0
80	0,000971	41,7	0,0404907
120	0,000009	83,4	0,0007506
160	desprezivel	100	0
200	desprezivel	100	0
		A STATE OF THE STA	LOLP = 0,0412413%

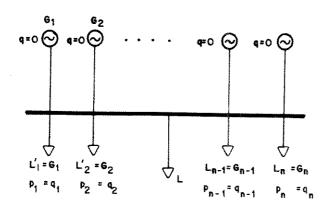
QUADRO 7.1 - Cálculo do LOLP (CAMARGO, 1981).

A Fig.7.3 mostra a curva de permanência de carga real e a curva equivalente de permanência de carga, considerando dois gera dores, sendo um de 50 [MW] e probabilidade de falha de 2% e outro de mesma potência mas com probabilidade de 3%. Neste gráfico a orde nada é o tempo, dado em "por unidade (p.u.)", e a abscissa é a potência da carga.

Obtendo-se a CEDC é fácil calcular o LOLP. Basta, para isto, tirar desta curva o tempo correspondente à potência instalada em geração. Este corresponde à probabilidade de perda de carga (LOLP). Para o exemplo da Fig.7.3, este é 2,981%.



- G \_ CAPACIDADE DO GERADOR,
- 4 PROBABILIDADE DE FALHA DO GERADOR.
- L\_CARGA.



L' \_ CAPACIDADE DE CARGA FICTÍCIA.

P = PROBABILIDADE DE OCORRENCIA DA CARGA.

1 e F

FIG. 7.2 - (a) Sistema com n geradores, suprindo a carga; (b) Sistema com n geradores 100% confiáveis, suprindo a carga real e outras n fictícias.

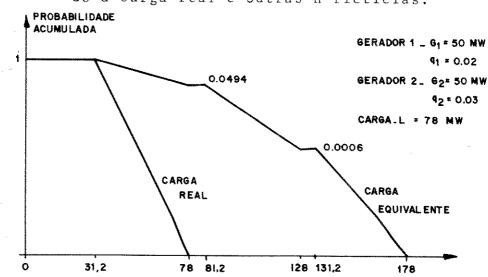


FIG. 7.3 - Curva de duração de carga (CDC) e curva equivalente de duração de carga (CEDC) (SULLIVAN, 1977).

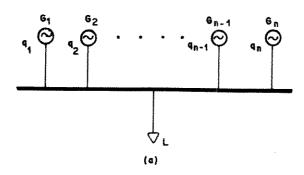
recorre-se à Fig.7.2. Nesta, em sua parte (a), é indicado um sistema com n geradores, com suas probabilidades de falha q, alimentando uma carga. Isto, em termos de confiabilidade, é o mesmo que se considerar n geradores totalmente confiáveis e n cargas, com probabilidades de ocorrência iguais às de falha dos geradores e com as mesmas potências destes. A Fig.7.2 (b) mostra o afirmado. Assim, faz-se a convolução da carga real com as fictícias, obtendo-se a curva equivalente de duração de carga (CEDC).

CAPACIDADE INDISPONÍVEL	PROBABILIDADE	% DIAS NÃO SUPRIDOS	VALOR ESPERADO DE PERDA DE CARGA %
0	0,950991	0	0
40	0,048029	0	0
80	0,000971	41,7	0,0404907
120	0,000009	83,4	0,0007506
160	desprezivel	100	0
200	desprezivel	100	0
<b></b>		Bernand Harris and Bernand Ber	LOLP = 0,0412413%

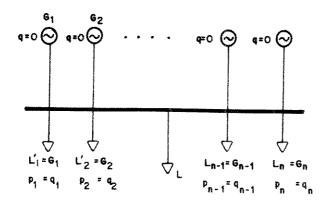
QUADRO 7.1 - Cálculo do LOLP (CAMARGO, 1981).

A Fig.7.3 mostra a curva de permanência de carga real e a curva equivalente de permanência de carga, considerando dois gera dores, sendo um de 50 [MW] e probabilidade de falha de 2% e outro de mesma potência mas com probabilidade de 3%. Neste gráfico a orde nada é o tempo, dado em "por unidade (p.u.)", e a abscissa é a potência da carga.

Obtendo-se a CEDC é fácil calcular o LOLP. Basta, para isto, tirar desta curva o tempo correspondente à potência instalada em geração. Este corresponde à probabilidade de perda de carga (LOLP). Para o exemplo da Fig.7.3, este é 2,981%.



- 6 \_ CAPACIDADE DO GERADOR,
- Q PROBABILIDADE DE FALHA DO GERADOR.
- L \_ CARGA .



- L' \_ CAPACIDADE DE CARGA FICTÍCIA.
- PROBABILIDADE DE OCORRENCIA DA CARGA.

FIG. 7.2 - (a) Sistema com n geradores, suprindo a carga;(b) Sistema com n geradores 100% confiáveis, suprindo a carga real e outras n fictícias.

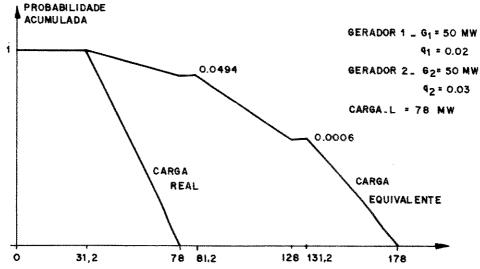


FIG. 7.3 - Curva de duração de carga (CDC) e curva equivalente de duração de carga (CEDC) (SULLIVAN, 1977).

A construção da curva equivalente de duração de carga (CEDC) não é um procedimento complexo, mas exige um razoável volume de cálculos, que cresce com o número de geradores.

Um outro problema é que, ao se calcular a CEDC para um determinado conjunto de geradores e carga, muito pouco se aproveita dos cálculos realizados na obtenção de uma outra CEDC, resultante de um outro conjunto um pouco diferente de geradores e carga.

Em trabalhos recentes (STREMEL, 1982; RAU et alli, 1980; RAU & SCHENK, 1979; HAMOUD & NEUDORF, 1983 e STREMEL & RAU, 1979) propõe-se a utilização de cumulantes para representarem a curva de duração de carga, real ou equivalente. Tal proposta se baseia na propriedade da convolução, que, ao ser aplicada a duas distribuições de frequência, produz uma função resultante com cumulante, de de terminada ordem, igual a soma dos cumulantes de mesma ordem das duas primeiras funções. Não se pode dizer o mesmo para os momentos das funções, pois isto só é válido para os de primeira e segunda ordem.

Desta forma, de posse das distribuições de frequência, pode-se calcular os seus cumulantes. Daí, é fácil realizar a convolução entre quaisquer dessas funções, pois basta somar os respectivos cumulantes. Finalmente, de posse destes, é possível se obter uma aproximação da função resultante. Tal aproximação melhora a medida que se aumenta a ordem dos cumulantes envolvidos.

A série que permite realizar esta aproximação é chamada "Gram-Charlier", e está descrita a seguir:

$$f(z) = N(z) - \frac{G_1}{6} \cdot N^3(z) + [\frac{G_2}{24} N^4(z) + \frac{G_1^2}{72} N^6(z)] - \dots (7.1)$$

Nesta expressão, f(z) é a função densidade de probabili-

dade, dependente da variável normalizada z. Esta última é dada em função da variável real (x), da média  $(\mu)$  e do desvio padrão  $(\sigma)$ .

$$z = \frac{x - \mu}{\sigma} \tag{7.2}$$

Na equação (7.1), N(z) é a distribuição normal e  $N^n(z)$  é a derivada de ordem n desta função. Assim, tem-se:

$$N(z) = \frac{1}{2\pi} e^{-z^2/2}$$
 (7.3)

$$N^{1}(z) = -z.N(z)$$
 (7.4)

$$N^{2}(z) = (z^{2} - 1).N(z)$$
 (7.5)

$$N^{3}(z) = (-z^{3} + 3z).N(z)$$
 (7.6)

$$N^{4}(z) = (z^{4} - 6z^{2} + 3).N(z)$$
 (7.7)

$$N^{5}(z) = (-z^{5} + 10z^{3} - 15z).N(z)$$
 (7.8)

$$N^{6}(z) = (z^{6} - 15z^{4} + 45z^{2} - 15).N(z)$$
 (7.9)

Os coeficientes  ${\rm G_1}$ ,  ${\rm G_2}$ , etc., são calculados com base nos cumulantes, e serão vistos adiante.

Assim, de posse das distribuições de frequência da carga e dos geradores, pode-se obter seus cumulantes. Somando-os, tem-se os cumulantes da função resultante. Com estes, calcula-se os coeficientes  $G_1$ ,  $G_2$ , etc., da equação (7.1). Obtem-se, desta forma, a aproximação da distribuição de frequência da carga equivalente. Integrando esta função, obtem-se a função da probabilidade acumulada F(z). Esta é o complemento da curva de duração de carga, real ou equivalente. Daí, tem-se:

$$F(z) = \int_{\infty}^{z} f(z) .dz \qquad (7.10)$$

$$CEDC(z) = 1 - F(z)$$
 (7.11)

CEDC(z) = 
$$\int_{z}^{\infty} N(x) . dx + \frac{G_1}{6} N^2(z) - \left[\frac{G_2}{24} N^3(z) + \frac{G_1^2}{72} . N^5(z)\right] + \dots$$
 (7.12)

CEDC(z) é a curva equivalente de duração de carga dada em função de z. Para se passar do domínio z para o domínio da variá vel real, que no caso é a potência, tem-se que usar (7.2). Deve ser ressaltado que  $\mu$  e  $\sigma$  se referem à média e ao desvio padrão da função resultante da convolução.

Para se obter os cumulantes das distribuições de frequência, deve-se primeiro calcular os respectivos momentos. As distribuições dos geradores são, normalmente, discretas e a da carga deve ser discretizada, quando assim não o for:

$$M_{i,k} = \sum_{j=1}^{m} P_{j,k} \cdot (C_{j,k})^{i}$$
 (7.13)

onde:

M<sub>i,k</sub> - momento de ordem i da distribuição k;

m - número de discretizações realizadas na distribuição de frequência;

C<sub>j,k</sub> - capacidade relativa a uma discretização j e à distribuição k;

 $P_{j,k}$  - probabilidade de ocorrência de  $C_{j,k}$ .

De posse dos momentos, obtem-se os momentos centrais de ordem i relativos à distribuição k (MC $_{i,k}$ ). Normalmente, a ordem seis é a máxima utilizada.

$$MC_{2,k} = M_{2,k} - M_{1,k}^2$$
 (7.14)

$$MC_{3,k} = M_{3,k} - 3.M_{2,k}.M_{1,k} + 2.M_{1,k}^{3}$$
 (7.15)

$$MC_{4,k} = 6.M_{2,k}.M_{1,k}^2 - 4.M_{3,k}.M_{1,k} - 3.M_{1,k}^4$$
 (7.16)

$$MC_{5,k} = M_{5,k} - 5.M_{4,k}.M_{1,k} + 10.M_{3,k}.M_{1,k}^2 - 10.M_{2,k}.M_{1,k}^3 + 4.M_{1,k}^5$$
 (7.17)

$$MC_{6,k} = M_{6,k} - 6.M_{5,k}.M_{1,k} + 15.M_{4,k}.M_{1,k}^2 - 20.M_{3,k}.M_{1,k}^3 + 15.M_{2,k}.M_{1,k}^4 - 5.M_{1,k}^6$$

$$(7.18)$$

Com isto, calcula-se, finalmente, os cumulantes de ordem i relativos à distribuição k  $(k_{i,k})$ .

$$k_{1,k} = M_{1,k}$$
 (7.19)

$$k_{2,k} = MC_{2,k}$$
 (7.20)

$$k_{3,k} = MC_{3,k}$$
 (7.21)

$$k_{4,k} = MC_{4,k} - 3.MC_{2,k}^2$$
 (7.22)

$$k_{5,k} = MC_{5,k} - 10.MC_{2,k}.MC_{3,k}$$
 (7.23)

$$k_{6,k} = MC_{6,k} - 15.MC_{2,k}.MC_{4,k} - 10.MC_{3,k}^2 + 30.MC_{2,k}^3$$
 (7.24)

para se ter o cumulante de ordem i da função resultante da convolução entre carga e geradores ( $\mathrm{KE}_{1}$ ), basta somar os cumulantes de mesma ordem das diferentes distribuições, conforme apresentado em (7.24), onde  $\mathrm{n}_{\mathrm{q}}$  é o número de geradores.

Finalmente, pode-se obter  $\mu$  e  $\sigma$  da distribuição resultante, que serão utilizados para relacionar a variável normalizada z com a potência (variável real). Também, pode-se calcular  $G_1$ ,  $G_2$ , etc., que serão utilizados no cálculo da CEDC(z).

$$\mu = KE_1 \tag{7.25}$$

$$\sigma = KE_2 \tag{7.26}$$

$$G_1 = 1/\sigma^3 .KE_3$$
 (7.27)

$$G_2 = 1/\sigma^4 . KE_4$$
 (7.28)

$$G_3 = 1/\sigma^5 . KE_5$$
 (7.29)

$$G_4 = 1/\sigma^6 . KE_6$$
 (7.30)

É importante ressaltar que o cálculo dos cumulantes das funções é tarefa que só precisa ser feita uma única vez. Desta forma, calculados os cumulantes dos geradores e da carga, é fácil obterse a curva equivalente de duração de carga para qualquer arranjo,e, obviamente, pode-se calcular o LOLP da maneira já descrita neste capítulo.

# 7.3. REPRESENTAÇÃO DAS PCHS NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS INTE-

Como já se afirmou, a complexidade do planejamento da expansão da geração cresce com o número de centrais envolvidas. Conclui-se, daí, que parece inviável utilizar-se das mesmas técnicas das grandes e médias centrais para se representar as PCHs, nos modelos de expansão.

Assim, propõe-se aqui uma forma de se agrupar as PCHs, de maneira a se ter um pequeno número de centrais equivalentes, de maiores potências, e que representam centrais de pequeno porte.

Vários aspectos serão enfocados, para permitir a definição dos grupos, bem como suas características energéticas, de custos e de confiabilidade.

## 7.3.1. VOLUME DE REGULARIZAÇÃO

É sabido que as PCHs não tem capacidade de regularização, a não ser, em certos casos, uma regularização diária. Por isto, é importante conhecer-se a energia necessária para se regularizar um grupo de PCHs (EPCH). Para isto, deve-se analisar as hidrógrafas das centrais que formam este grupo, ou, por vezes, a curva de duração de vazão. Note-se que é muito mais prático trabalhar com a curva de duração, pois é uma representação estatística de todo o histórico hidrológico. A hidrógrafa, por sua vez, representa a vazão real a cada instante, e não se tem uma perfeita repetição desta a cada ano.

Sejam, na Fig.7.4, duas hidrógrafas anuais típicas, para duas PCHs distintas, e as respectivas curvas de duração de vazão.

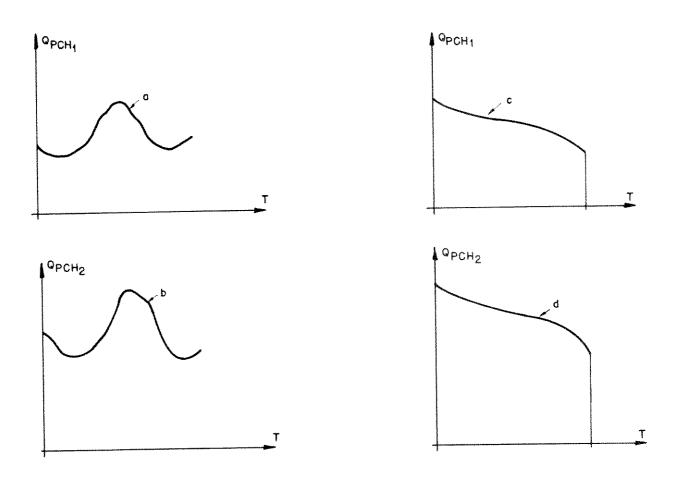


FIG. 7.4 - Hidrógrafas e curvas de duração para duas PCHs.

Pode-se transformar a afluência em disponibilidade energética (DE), da mesma forma que se fez no Capítulo 5. Assim, é possível comparar as hidrógrafas, dadas em forma de energia, obtendo-se a hidrógrafa resultante. Finalmente, pode-se obter a curva de duração da disponibilidade energética correspondente à curva resultante.

Seria bem mais simples construir-se a curva de duração de DE resultante compondo-se as curvas de duração individuais. Isto, entretanto, só é válido se houver uma forte correlação entre as hidrógrafas. Caso contrário, estará se obtendo uma curva de duração mais inclinada, o que corresponde a uma maior energia para regularização (EPCH). Isto é mostrado na Fig. 7.5.

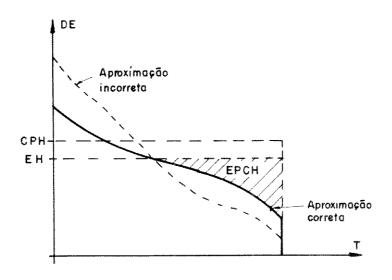


FIG. 7.5 - Aproximações correta e incorreta para a curva de duração

Também na Fig.7.5 está indicada a EPCH, para a aproximação correta, correspondendo à capacidade da PCH (CPH). A este valor
de CPH tem-se a potência média EH. É evidente que o valor que se obteria para EPCH na outra aproximação seria significativamente maior.

Esta observação é importante para se ter consciência das limitações hidrológicas do modelo de agrupamento.

É evidente que, se o grupo de PCHs não tem capacidade de fazer esta regularização, outras usinas do sistema terão que fazê-la. Deve-se, portanto, deixar uma capacidade de regularização no sistema igual a EPCH, de forma a permitir tal regularização. A dificuldade está em se alocar a EPCH entre os vários reservatórios. Propõe-se, aqui, empregar uma técnica semelhante à descrita por KUIPER (1973), que utiliza o índice de prioridade (IP) seguinte:

$$IP = \frac{A - E_{C}}{\overline{O}} \tag{7.31}$$

onde:

A - área do reservatório;

E<sub>C</sub> - energia específica do reservatório. Significa a capacidade de transformação de uma unidade de volume, deste reservatório, incluindo a produtividade da usina associada e a produtividade das demais usinas a jusante;

O - vazão média afluente ao reservatório.

para o caso em estudo, propõe-se um índice admensional, denominado índice de alocação (IA):

$$IA_{n} = \frac{A_{n} \cdot \sum_{i \in I} \rho_{i} / \overline{Q}_{n}}{\sum_{k \in N} (A_{k} \cdot \sum_{j \in I} \rho_{j} / \overline{Q}_{k})}$$
(7.32)

onde:

N - conjunto de todos os reservatórios de regularização;

A<sub>n</sub> - área do reservatório n;

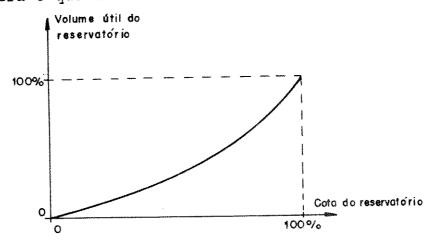
ρ, - produtividade média do reservatório i;

I - conjunto de todas as usinas a jusante de n e a própria usina n;  $\overline{\mathbb{Q}}_n$  - vazão média no reservatório n.

Uma propriedade básica de IA é a seguinte:

$$\sum_{n \in \mathbb{N}} IA_n = 1 \tag{7.33}$$

Outra análise interessante, a se fazer com IA, é quando se imagina uma cascata de reservatórios, sem nenhum tributário intermediário ( $\overline{\mathbb{Q}}$  é o mesmo para todas as centrais), e com as respectivas curvas cota-volume, em coordenadas percentuais, semelhantes. Neste caso, a alocação de uma unidade de energia, entre as centrais, causará o mesmo deplecionamento proporcional para todas elas. Apesar das limitações óbvias, este é, muitas vezes, o critério de alocação dos modelos de simulação, que, na maioria das vezes, utilizam curvas limites intermediárias para conseguir este objetivo. A Fig. 7.6 ilustra o que se denomina curva cota-volume percentual.



obs.: A cota zero correspondente ao nível mínimo operativo

FIG. 7.6 - Curva cota-volume com coordenadas percentuais.

A vazão natural média é considerada no cálculo de IA devido ao fato de reservatórios com mesmo volume, mas com diferentes vazões, terem diferentes graus de regularização. Assim, quanto maior for a vazão média natural, mantidos os demais parâmetros constantes, menor "disposição" para regularizar terá o reservatório.

Em um modelo de programação linear (PL) para o planeja — mento de expansão do parque gerador, como o apresentado no Apêndice 2, a EPCH, que é a energia que o sistema deve dispor para regularizar a geração dos grupos de PCHs, pode ser considerada, utilizando—se do índice de alocação. Assim, a energia máxima disponível em cada reservatório será reduzida, conforme a equação seguinte:

$$x_{n,t} \leq \overline{X}_n - \sum_{i \in I} \frac{IA_n - EPCH_i}{\overline{G}_{PCH_i}} \cdot \sum_{j=1}^{t} G_{PCH_i,j}$$
 (7.34)

onde:

 $x_{n,t}$  - armazenamento do reservatório n, no período t;  $\overline{X}_n$  - máximo armazenamento disponível no reservatório n;  $IA_n$  - índice de alocação para o reservatório n; I - conjunto dos grupos de PCHs;  $EPCH_i$  - energia para regularizar o grupo i de PCHs;  $\overline{G}_{PCH_i}$  - potência máxima instalável do grupo i de PCHs;  $G_{PCH_i,j}$  - capacidade instalada, no período j, do grupo i de PCHs.

Esta equação diz que a energia armazenada no reservató - rio n, no período t, tem que ser menor ou igual ao armazenamento e- nergético máximo, menos uma parcela reservada aos I grupos de PCHs. Esta parcela é a soma das I parcelas de EPCH, ponderadas pelas percentagens de potência já instaladas destes grupos, até o período t em estudo.

Vê-se que uma simples restrição de armazenamento fica, as sim, bastante expandida. Isto reduz a esparsidade da matriz de restrições da PL.

Um ponto, que ainda não foi comentado, é o fato de não

se poder fazer a alocação da energia necessária às PCHs aos reservatórios das centrais candidatas. Isto é consequência de não se ter , a princípio, o período de entrada dessas centrais. Assim, aloca-se esta energia somente aos reservatórios já em operação.

Esta modificação nas restrições de armazenamento é importante por conter uma "punição" às PCHs, pelo fato delas não terem capacidade de regularização. Entretanto, observou-se que numerica mente, nos casos testados, não foi significativa a redução na capacidade de armazenamento das centrais em operação, podendo-se, em geral, desprezá-la.

# 7.3.2. FORMAÇÃO DOS GRUPOS DE PCHS, CONFORME CRITÉRIOS DE CUSTO E DE HIDROLOGIA

A representação de grupos de PCHs em um modelo linear de expansão da geração implica em uma semelhança dos custos unitários das centrais que compõem cada um desses grupos. Isto se deve à line aridade contida na função objetivo do modelo. Aí, o custo total da central equivalente é dado pela potência instalada e pelo custo unitário, tido como igual para qualquer período ou potência. Desta for ma, supõe-se que a parcela do grupo de PCHs, que foi motorizada no primeiro período de planejamento, tem o mesmo custo unitário da par cela motorizada no último período. Em geral, esta consideração não é muito rigorosa, pois as PCHs com custo unitário inferior, dentro de um grupo, tem a tendência de serem instaladas primeiro, o que le varia a um erro significativo se os custos unitários das diversas PCHs, de um grupo, fossem bastante diferentes.

Deve-se dizer, ainda, que o custo unitário é um parâmetro importante para se ordenar as PCHs, dentro de um grupo, estabelecendo a prioridade de instalação. Entretanto, outros fatores, como a relação custo-benefício, impactos sociais e ecológicos, dentre outros, também pesa nesta priorização.

Um outro critério relevante na composição dos grupos é o da disponibilidade energética das centrais. Ao contrário do que pode pensar a princípio, não se deve selecionar, para um mesmo grupo, só as PCHs que tenham forte correlação hidrológica. Isto fica e vidente ao se analisar dois grupos de PCHs, com fraca correlação hi drológica entre eles, mas com forte correlação hidrológica entre as PCHs de cada um. Pode-se, então, calcular EPCH para os dois grupos. A soma destas duas energia indica a capacidade energética necessá ria à regularização das PCHs. Se, por outro lado, a divisão dos gru pos for feita agrupando-se centrais com baixa correlação hidrológica, chega-se em valores de EPCH bem inferiores, pois a defasagem hi drológica entre as centrais reduz a necessidade de regularização Lembra-se, aqui, o que foi exposto no item anterior: a composição de centrais com fraca correlação hidrológica deve ser feita utili zando-se das hidrógrafas, e não de suas curvas de duração, o que im plicaria em uma sobre-avaliação de EPCH.

Vê-se que satisfazer os critérios hidrológico e de custo unitário não é fácil. Entretanto, dá-se prioridade ao segundo, pois é o que afeta com maior intensidade os resultados do modelo.

Deve-se alertar para o problema de se aumentar o número de grupos de PCHs. Isto facilita o agrupamento por custo unitário, mas dificulta a seleção das centrais pelo critério hidrológico, a-lém de aumentar, sobremaneira, a dimensão do modelo.

#### 7.3.3. REDUÇÃO DE PERDAS NO SISTEMA

Os modelos de planejamento da geração elétrica no Brasil são sempre referidos ao barramento de 230 [kV]. As perdas acima deste nível de tensão são tratadas como uma diminuição da geração e abaixo deste nível são incorporadas na carga do sistema.

Tendo em vista a hierarquia tradicional dos sistemas el $\underline{\acute{e}}$  tricos, as PCHs suprem energia e potência na base desta pirâmide , pois elas estão interligadas, em geral, nos sistemas de distribui - ção, conforme discutido no Capítulo 6.

Considerando que a existência de centrais de pequeno por te não inverta os fluxos de potências ativa e reativa do sistema, há uma redução das perdas no sistema, pois o suprimento de potência se dará próximo à carga. Esta redução, entre o nível de tensão das PC Hs e o nível de 230 [kV], deve ser creditada às pequenas centrais.

Assim, uma potência P instalada em uma PCH representa, ao nível de 230 [kV], uma potência P', dada a seguir, onde PP é o índice de perda de potência.

$$P' = (1 - PP) \cdot P$$
 (7.35)

Da mesma forma, a energia gerada pela PCH (E) representa, ao nível de 230 [kV], uma energia E', dada em (7.36), onde PE é o índice de perda de energia.

$$E' = (1 + PE).E$$
 (7.36)

O Quadro 7.1 mostra, a título de ilustração, os valores de PP e PE para diferentes agrupamentos tarifários e regiões do pais. Observe-se que PE está colocado de forma desagregada, entre a ponta e fora da ponta. Deve-se ponderar estes índices pela geração

de energia em cada estação tarifária. Caso haja dificuldades em se fazer isto, pode-se considerar a duração anual da ponta como sendo 783 horas, das 8769 horas do ano.

REGIÃO	GRUPAMENTO TARIFÁRIO	PP (%)	PE (%)	
			PONTA	FORA DA PONTA
N/NE	Ao	3,11	3,02	2,20
	A <sub>1</sub>	2,64	2,57	1,90
SE/CO	Ao	5,08	4,92	3,51
	A <sub>1</sub>	1,45	1,41	1,02
	Ao	1,51	1,46	1,05
SUL	A <sub>1</sub>	2,14	2,06	1,41

QUADRO 7.1 - Índices de perda de energia e potên

cia, em valores percentuais (DNAEE

& ELETROBRÁS, 1985).

É evidente que a energia para regularização dos grupos de PCHs (EPCH) crescerá na mesma proporção.

$$EPCH' = (1 + PE).EPCH$$
 (7.37)

Fica claro que o modelo de planejamento incorporá a redução de perdas através do aumento da potência, da disponibilidade energética, da necessidade de regularização e, principalmente, da redução do custo unitário da central equivalente (CUC).

$$CUC' = \frac{CUC}{1 + PP} \tag{7.38}$$

Também no cálculo do LOLP, a redução de perdas terá influência. Para este cálculo utilizar-se-á a potência aparente da PCH, quando vista do barramento de 230 [kV], que é P'. Isto faz reduzir a margem de reserva, para se ter a mesma probabilidade de perdas da de carga.

Um benefício que, eventualmente, poderia ser considerado é o fato das PCHs terem, em geral, geradores com Fator de Potência (FP) igual a 0,8, que está abaixo de 0,85, valor, este, típico dos sistemas elétricos de distribuição. Isto faz reduzir o fluxo de potência reativa dos grandes geradores para a carga, o que diminui as perdas de potência e energia.

Embora não seja comum, pode-se instalar, em PCHs, gerado res com FP mais baixo, como, por exemplo, 0,7. Isto pode melhorar o perfil de tensão, além de diminuir o carregamento da linha, aumentando sua capacidade de transporte de potência ativa. Isto foi visto no Capítulo 6.

Um equacionamento simplificado, que permite avaliar o benefício de um FP mais baixo,  $\hat{\mathbf{e}}$  feito a seguir.

Sabe-se que as perdas dependem da corrente elevado ao quadrado. Pode-se dizer que, aproximadamente, elas se relacionam li nearmente com a potência aparente, através de um coeficiente p.

Perdas = p.S = p.
$$\sqrt{P^2 + Q^2}$$
 (7.39)

onde:

S - potência aparente;

Q - potência reativa;

P - potência ativa.

Ao se reduzir o fluxo de reativo (Q'), reduzem-se as per das (Perdas).

$$Perdas = p. / P^2 + Q^{2}$$
 (7.40)

Pode-se, pois, obter o índice de perda de energia corres pondente a Perdas e Perdas.

$$PE = \frac{Perdas}{P} = \frac{p}{FP}$$
 (7.41)

$$PE' = \frac{Perdas}{P} = \frac{p}{FP_R}$$
 (7.42)

Nesta equação  $FP_R$  é o fator de potência visto pela rede, que varia em função da geração de reativo por parte da PCH. Podese, então, chegar na expressão seguinte, que permite avaliar a redução dos índices de perdas, onde  $FP_g$  é o fator de potência dos geradores da central.

central.  

$$\frac{PE}{PE'} = \frac{FP_R}{FP} = \frac{\sqrt{(1 - FP^2)(1 - FP_g^2)^2}}{FP}$$
 $\frac{PE}{FP} = \frac{FP_R}{FP} = \frac{\sqrt{(1 - FP^2)(1 - FP_g^2)^2}}{FP}$ 
 $\frac{FP \cdot FP_g}{FP} = \frac{(7.43)}{FP}$ 

O mesmo vale para o índice de perda de potência.

$$\frac{PP}{PP'} = \frac{PE}{PE'} \tag{7.44}$$

# 7.3.4. REDUÇÃO DE INVESTIMENTOS

Tendo em vista a hierarquia mencionada na seção anterior, uma pequena central reduz o investimento necessário à rede, des de o ponto de entrega das grandes gerações até o ponto de entrega dessa central. Evidentemente, esta redução de custo pode e deve ser creditada a favor da PCH. Isto equivale a uma redução de custo (ACusto) da mesma, que pode ser dada pela seguinte expressão:

$$\Delta \text{Custo} = P. \sum_{q \in Q} \text{CM}_q.\text{FVA}(i\%, n_h)$$
 (7.45)

onde:

P - potência instalada na PCH;

Q - conjunto dos níveis existentes entre o ponto de entre

qa das grandes centrais e o da PCH;

CM - custo marginal da rede no nível q, pertencente ao conjunto Q;

FVA(i%,  $n_h$ ) - Fator de Valor Atual, para uma taxa de ju- ros i% e uma vida útil da PCH de  $n_h$ .

FVA(i%, 
$$n_h$$
) =  $\frac{(1 + i)^n h - 1}{i.(1 + i)^n h}$  (7.46)

Da mesma forma que ocorre na redução de perdas, o efeito da redução de custos influencia, também, o custo índice da PCH, que passa, agora, a ser CUC", dado a seguir:

$$CUC'' = CUC' \cdot (1 - FVA(i\%, n_h) \cdot \sum_{q \in Q} (CM_q/CUC))$$
 (7.47)

É evidente que a redução de custos afeta, também, o custo da energia gerada. Esta redução não precisa ser quantificada ao se empregar modelos de programação linear, mas é fundamental se a técnica empregada for simulação. Com relação à ordenação das PCHs de um mesmo grupo, onde se utiliza como índice básico o custo da energia gerada, não se necessita fazer a correção dos índices, pois todas as PCHs estão, em geral, no mesmo nível de interligação.

A geração de reativo próxima à carga reduz, também, os investimentos na rede, pois se exigirá menos capacidade de transmis são em virtude da redução da potência aparente vista pelo sistema, a cima do nível de interligação da PCH. Em outras palavras, a redução da potência reativa libera capacidade para a transmissão de potên - cia ativa.

Pode-se dizer que há um benefício em se instalar PCHs com geradores com fatores de potência  $(FP_g)$  abaixo do valor típico da rede (FP). Desta maneira, libera-se capacidade para transmitir

potência ativa, mantida a mesma potência aparente. O desenvolvimento seguinte assume que a variação da potência aparente, relativa ao fator de potência mais baixo, corresponde à liberação de capacidade para o fornecimento de potência ativa.

$$S = P/FP \tag{7.48}$$

$$S' = P/FP_g \tag{7.49}$$

Daí, tem-se:

$$\Delta P \approx S' - S = P(\frac{FP - FP_g}{FP_g \cdot FP})$$
 (7.50)

Associa-se a esta liberação de potência (AP) a redução de custo na PCH. Chega-se, então, em um custo unitário equivalente CUC".

$$CUC"' = CUC' \cdot [1 - FVA(i%, n_h) \cdot \sum_{q \in Q} (CM_q/CUC) \cdot (\frac{FP - FP_q}{FP \cdot FP_q})]$$
 (7.51)

Este custo unitário é, então, o que deve ser empregado na função objetivo do modelo linear, desde que haja facilidade na obtenção dos dados necessários, e estes sejam confiáveis.

Um fator de economia importante nas PCHs é a inexistência dos altos custos iniciais para a primeira motorização. Isto por que, se em um grupo de pequenas centrais existirem 10 usinas iguais, ao se motorizar uma percentagem dessas centrais se exigirá a mesma percentagem do investimento total do grupo. Portanto, existe uma relação linear entre a capacidade instalada e o capital exigido. Esta linearidade é tanto melhor quanto maior for o número de PCHs no grupo, e mais próximos forem seus custos unitários.

por outro lado, as grandes centrais exigem de 50 a 70 por cento de todo o investimento na motorização da primeira unidade, ocorrendo uma boa linearidade para as demais máquinas. Isto re-

presenta um alto custo de capital. Para avaliá-lo, pode-se supor o caso de uma central cujo custo fixo inicial é 50% do investimento total. Considerando que a motorização se dará a uma unidade geradora por ano, no prazo de 5 anos, exigindo, cada uma, 10% do investimento total, isto representará um custo 9,88% maior do que se fosse possível repartir os investimentos igualmente entre os cinco grupos. Nesta avaliação considerou-se uma taxa de juros de 10% ao ano, e uma vida útil da central de 50 anos.

A modelagem para programação linear não é capaz de captar o efeito do custo fixo, pois não se sabe, antecipadamente, quando ocorrerá a primeira motorização de cada central, para que se possa repartir os custos. Entretanto, um modelo de programação mista linear-inteira é capaz de incorporar esta característica, o que o torna interessante, sob o ponto de vista das PCHs, pois permite ressaltar o benefício, dessas centrais, de exigirem custos fixos quase nulos.

Além das restrições matemáticas apresentadas no Apêndice 2, com as adaptações desenvolvidas neste capítulo, o modelo para programação mista linear-inteira, que incorpora o custo fixo, tem dois conjuntos de restrições a mais, que incluem as novas variáveis inteiras δ. Estas variáveis só podem assumir os valores zero ou um.

O primeiro conjunto de restrições visa garantir que não ocorrerá motorizações nas centrais enquanto as variáveis inteiras não assumirem o valor um. Estas restrições são dadas a seguir, para uma central n, pertencente ao conjunto das N centrais candidatas a expansão.

$$G_{n,t} - k_1 \cdot \sum_{j=1}^{\Sigma} \delta_{n,j} \le 0$$
 (7.52)

onde:

t - intervalo de planejamento;

 $G_{n,t}$  - capacidade instalada na central n no intervalo t;

 $k_1$  - constante a ser fixada, e que deve ter um valor bem elevado, de forma a não permitir valores não nulos de  $G_{n,t}$ , enquanto o somatório das variáveis inteiras não for um;

 $\delta_{\,n\,,\,j}\,$  - variável inteira associada à central n no intervalo j.

A cada valor de t corresponde uma restrição, com t variando de 1 até o horizonte de planejamento T.

O conjunto das variáveis inteiras  $\delta_{n,j}$ , para uma determinada central n,e com j variando de 1 a T, só pode ter um elemento não nulo. Este corresponde ao intervalo em que se dará a entrada em operação da central n. Para garantir esta condição, tem-se o conjunto de restrições, dado a seguir:

$$\sum_{j=1}^{T} \delta_{n,j} \leq 1$$
(7.53)

A função objetivo também é modificada. Aparece, agora, a soma das variáveis inteiras, para cada intervalo e central, pondera da pelos custos fixos referidos ao início do período de planejamento.

A modelagem assim ampliada permite obter resultados mais confiáveis.

## 7.3.5. CALCULO DO LOLP

Já se afirmou que o cálculo do LOLP não é uma tarefa di-

fícil, porém envolve um volume razoável de cálculos, que cresce com o número de grupos geradores.

Em vista disto, para se incorporar as PCHs no cálculo da probabilidade de perda de carga, não se pode considerá-las separada mente. Também não se pode definir a probabilidade de falha do grupo como um todo, pois não se tem este valor. Tem-se, isto sim, a distribuição de frequência associada à capacidade disponível.

O método que se propõe utilizar emprega a série de Gram--Charlier. Para isto, tem-se que calcular os cumulantes dos vários grupos, para as diferentes potências disponíveis.

Sabe-se que a convolução de vários grupos geradores origina uma distribuição que tem seus cumulantes iguais a soma dos cumulantes, de mesmas ordens, dos geradores individuais. Portanto, den tro de um grupo tem-se previamente a ordenação das PCHs. Desta forma, sabe-se, antecipadamente, os grupos geradores que farão parte de cada fração da capacidade total disponível no grupo. Pode-se, en tão, calcular os cumulantes resultantes, nas diferentes ordens, des tas frações de capacidade, e, daí, construir curvas que associam a capacidade instalada com os cumulantes resultantes.

Assim, obtendo-se o programa de expansão da geração, através do modelo misto linear-inteiro, ou outro qualquer, sabe-se a capacidade motorizada de cada grupo de PCHs, em cada intervalo de planejamento. Recorre-se, então, às curvas dos cumulantes, previa mente estabelecidas, calculando-os nas diferentes ordens. Pode-se, finalmente, somar os cumulantes, de mesma ordem, dos grupos de PCHs, das demais centrais e da carga, obtendo-se a curva equivalente de duração de carga e, daí, o LOLP.

É evidente que as curvas de cumulantes não são contínu -

as, pois não o são as capacidades disponíveis nos grupos de PCHs. Portanto, ao se fixar um valor de capacidade instalada em um grupo, tem-se que fazer uma interpolação entre os dois pontos vizinhos. Uma maneira conservadora seria a de se adotar os cumulantes da capacidade inferior mais próxima à capacidade instalada.

Para exemplificar o processo, seja um conjunto de 10 PC Hs, sendo que cada uma tem um grupo gerador de 10 [MW]. Todos os grupos têm uma probabilidade de falha (q) igual a 0,02. O Quadro 7.2 mostra os cumulantes e os momentos, de uma PCH, até a terceira ordem. Pode-se, daí, calcular os cumulantes do grupo, para as diferentes potências, o que é mostrado na Fig. 7.7.

	ORDEM	MOMENTO	CUMULANTE	
	1ª	0,2	0,20	
	2 <b>ª</b>	2	1,96	
-	3 <b></b>	20	18,82	

QUADRO 7.2 - Momentos e cumulantes de uma PCH.

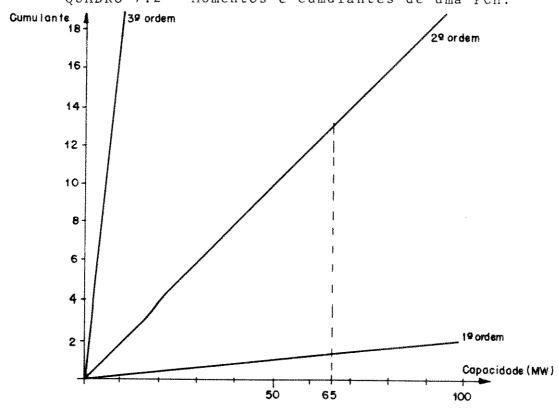


FIG. 7.7 - Curvas para os cumulantes de primeira, segunda e terceira ordem.

Caso seja necessário avaliar-se os cumulantes para uma potência de, por exemplo, 65 [MW], basta fazer a interpolação, conforme indicado na Fig.7.7, ou adotar os cumulantes correspondentes a 60 [MW]. No caso de se interpolar, obtem-se para as duas primeiras ordens:  $K_1 = 1,2$ ;  $K_2 = 12,74$ .

Um problema adicional, no cálculo de LOLP, se refere à hidrologia. Pode-se ter déficit hidrológico no suprimento do período de ponta. É razoável afirmar que este déficit é independente das falhas do grupo gerador. Assim, pode-se compor a indisponibilidade hidrológica com a indisponibilidade por falhas do grupo. Basta somar os cumulantes das duas distribuições de frequência. A distribuição referente às falhas é bem conhecida. Com relação à distribuição do déficit hidrológico (FE), deve-se recorrer à Fig.7.8 para uma melhor compreensão.

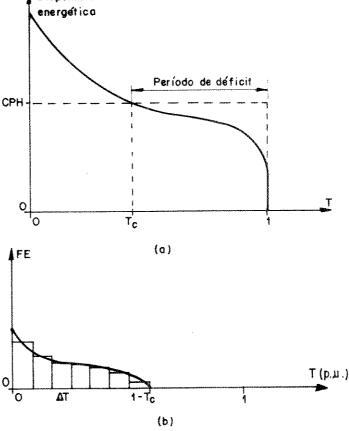


FIG. 7.8 - (a) Curva de disponibilidade energética; (b) Curva de déficit energético e respectiva discretização.

Nesta figura indica-se a curva de duração da disponibilidade energética, indicando-se o período de déficit. Daí, pode-se construir a curva de duração de déficit, que é indicada na segunda parte da mesma figura. É simples, agora, calcular os cumulantes des ta distribuição, bastando discretizá-la, conforme indicado na figura. A equação seguinte mostra como se calcula os momentos desta distribuição, se as abcissas forem dadas em "por unidade", e a discretização for em intervalos uniformes ΔT.

$$M_{i} = \Delta T \cdot \sum_{T=0}^{1} [FE(T)]^{i}$$
 (7.54)

Para ilustrar, suponha que a quinta e oitava PCHs, do grupo a que se refere a Fig.7.7, tenham uma indisponibilidade energética dada pela Fig.7.9.

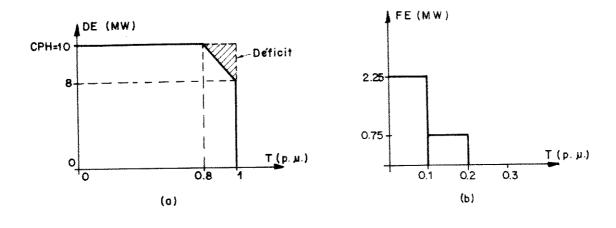


FIG. 7.9 - (a) Disponibilidade energética da quinta e oitava PCHs;

(b) Discretização da indisponibilidade energética.

Pode-se, então, calcular os cumulantes de FE:

 $M_1 = 0.3$ 

 $M_2 = 0,5625$ 

 $K_1 = 0,3$ 

 $K_2 = 0,4725$ 

Compondo estes cumulantes com os indicados na Fig. 7.7, tem-se, na Fig.7.10, as curvas dos cumulantes, de primeira e segunda ordem, do grupo de PCHs.

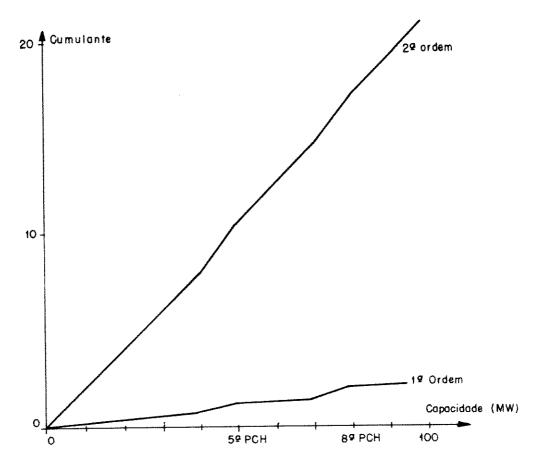


FIG. 7.10 - Cumulantes de primeira e segunda ordem dos grupos de PCHs, incluindo a indisponibilidade energética.

É comum se encontrar PCHs com capacidade diária de regularização, ou, pelo menos, com capacidade de armazenamento suficien te para acumular água fora do período de ponta para turbiná-la na ponta. Para essas centrais a indisponibilidade para suprir a ponta é somente a relativa às falhas dos grupos geradores.

Finalmente, um preciosismo seria incorporar a capacidade de regularização na curva de disponibilidade energética, como está indicado na Fig.7.11. Mostra-se, assim, que pequenos reservatórios contribuem para a melhoria da confiabilidade no suprimento da ponta.

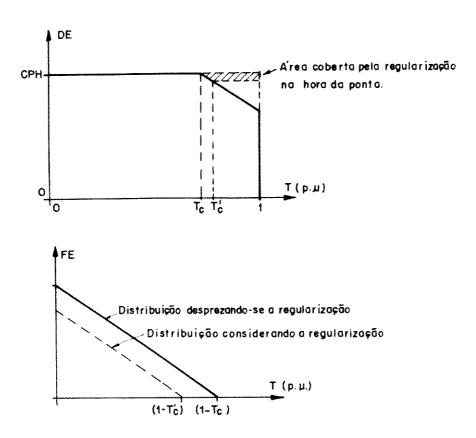


FIG. 7.11 - Efeito da regularização na hora da ponta, na distribuição de frequência da indisponibilidade energética.

Com estas ferramentas pode-se, com rapidez, calcular o LOLP do sistema, o que permite julgar se a margem de reserva adotada no modelo misto linear-inteiro esta boa ou não, fazendo as realimentações necessárias.

# 7.3.6. EXEMPLIFICAÇÃO DO MODELO

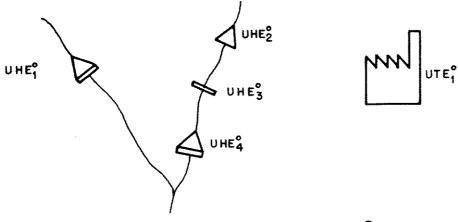
Desenvolve-se, aqui, uma aplicação dos modelos propostos, empregando-os em um sistema hidrotérmico. Faz-se, pois, as adapta - ções necessárias para incorporar as Pequenas Centrais Hidrelétricas nos estudos da expansão do parque gerador, em especial os que utilizam Programação Mista Linear-Inteira.

O sistema estudado está indicado na Fig.7.12, onde se vêem as três centrais hidrelétricas (mais um reservatório sem usina) e uma termelétrica em operação e as duas centrais hidrelétricas can didatas à expansão do sistema. Também, como candidatas, à expansão, existem dois grupos de PCHs.

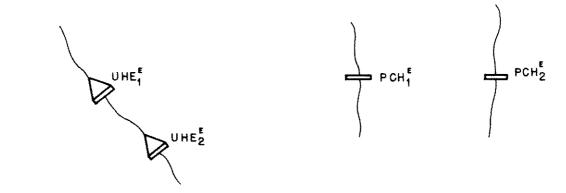
Os dados das centrais hidrelétricas estão apresentadas no Quadro 7.3. A central térmica tem uma potência de 625 [MW], com um fator de capacidade variando entre o máximo de 0,67 e o mínimo de 0,275. O seu custo de operação é de 10,6 dólares por megawatt-ho ra, incluindo o combustível.

	POTÊNCIA	DISPONI-	VAZÃO	[m <sup>3</sup> /s]	ARMAZENAI	MENTO[km³]	PRODUTIVIDA
CENTRAL	[MW]	BILIDADE	MÁXIMA	MÍNIMA	MÁXIMA	MINIMA	DE[MW/m³/s]
UHE 1	2.100	0,895	3.326	665	17,027	4,573	0,623
UHE <sub>2</sub>	0	-		33	0,792	0,120	
UHE <sub>3</sub>	320	0,915	1.917	383	1,524	1,524	0,200
UHE <sub>4</sub> 0	1.440	0,915	2.998	600	6,150	0,870	0,522
UHE <sup>E</sup>	1.200	0,895	1.233	246	54,400	11,150	0,150
UHE <sub>2</sub>	1.070	0,895	3.093	928	13,500	3,600	0,390

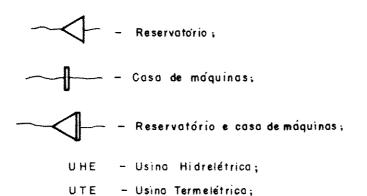
QUADRO 7.3 - Dados das usinas hidrelétricas.



CENTRAIS EM OPERAÇÃO.



CENTRAIS CANDIDATAS À EXPANSÃO.



PCH - Pequena Central Hidrelétrica (grupo);

O — l'n dice que indica "Operação";

E - l'ndice que indica "Expansão".

FIG. 7.12 - Centrais em operação e candidatas à expansão.

Os dados de custos das usinas hidrelétricas de expansão estão no Quadro 7.4.

CENTRAL	CUSTO FIXO [US\$]	CUSTO VARIÁVEL [US\$/kW]		
UHE 1	526,32.10 <sup>6</sup>	292,4		
UHE <sup>E</sup>	655,48.10 <sup>6</sup>	408,4		

QUADRO 7.4 - Custos das usinas hidrelétricas de expansão.

Os dois grupos de PCHs ( $PCH_1^E$  e  $PCH_2^E$ ) têm custos de 1000 [US\$/kW] e 2000 [US\$/kW], com potências máximas instaláveis de 300 [MW] e 200 [MW], respectivamente. Já estão considerados nestes dados os efeitos de redução de perdas e investimentos. Na Fig.7.13 estão representadas as curvas de disponibilidade energética das duas PCHs.

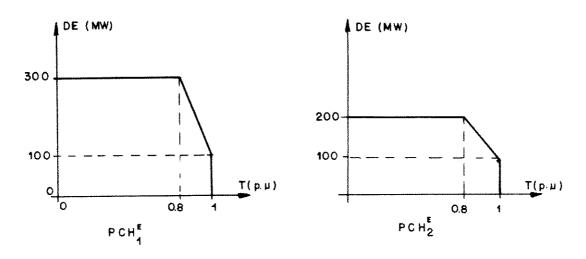


FIG. 7.13 - Disponibilidades energéticas das PCHs.

Desta figura pode-se obter as energias necessárias à regularização dos grupos de pequenas centrais, que são:

$$PCH_{1}^{E} \rightarrow 43.8 \text{ [MWh]} = 10 \text{ [$\overline{MW}$]}$$

$$PCH_{2}^{E} \rightarrow 21.9 \text{ [MWh]} = 5 \text{ [$\overline{MW}$]}$$

Observando-se os dados das centrais hidrelétricas de ope

ração, com capacidade de regularização, pode-se calcular os respectivos indices de alocação.

$$IA_1 = 0,33$$

$$IA_2 = 0.39$$

$$IA_{\Lambda} = 0.28$$

Finalmente, pode-se alocar as energias necessárias à regularização entre os três reservatórios. Para se calcular o volume associado a esta energia, é necessário dividir esta última pela soma das produtividades da central e de todas as centrais a jusante. Assim, obtem-se os volumes a seguir:

$$UHE_1^O \rightarrow 0,125 \text{ [km}^3\text{]}$$

$$UHE_{2}^{O} \rightarrow 0,126 \text{ [km}^{3}\text{]}$$

$$UHE_4^O \rightarrow 0,125 \text{ [km}^3]$$

Observa-se que os valores de volume são muito pequenos, quando comparados aos volumes dos reservatórios.

Foi feito o estudo para um horizonte de planejamento de seis anos, discretizado em intervalos semestrais.

Com relação ao valor terminal da água, assumiu-se que a energia armazenada no final do período de planejamento tem o mesmo valor que o custo da energia oriunda da central térmica em operacão.

Como a discretização adotada é semestral, as energias afluentes devem ser dadas em valores semestrais. Considera-se desnecessário fazer curvas diferentes a cada semestre. Basta construir
duas curvas: uma para o primeiro semestre do ano e outra para o segundo.

Repete-se, depois, as mesmas curvas para todos os anos

de estudo. Caso se tenham dados, as curvas de duração de vazão, que dão origem à disponibilidade energética, devem ser construídas para o período hidrológico crítico. Isto torna o procedimento compatível com as afluências adotadas para as outras centrais hidrelétricas.

#### CAPITULO 8

# INTERLIGAÇÃO DE SISTEMAS DESCENTRALIZADOS E INTEGRADOS

## 8.1. INTRODUÇÃO

No Capítulo 2 deste trabalho já se definiu o que são sistemas integrados e descentralizados. O que se fará, aqui, é uma discussão sobre a interligação desses sistemas, o que já é prática comum em países europeus e nos EUA.

Para se dar uma idéia de quanto se difundiu este tipo de interligação nos Estados Unidos, a Fig.8.1 mostra a evolução da auto-produção hidrelétrica interligada à rede.

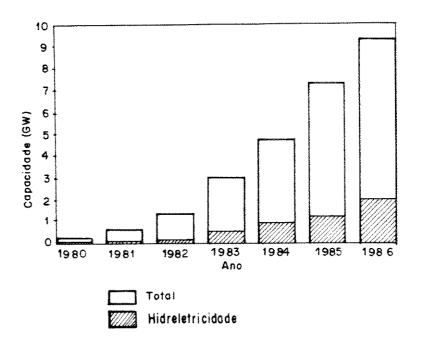


FIG. 8.1. Evolução da auto-geração nos EUA, destacando-se a hidreletricidade (SMITH & REYNOLDS, 1986).

Esta evolução se deu graças à uma legislação adequada, e a condições tarifárias realistas mas que remuneram bem o auto-produtor. Estes aspectos serão aqui discutidos.

#### 8.2. ASPECTOS INSTITUCIONAIS

O crescimento da geração descentralizada interligada, nos Estados Unidos, foi consequência da publicação do PURPA ("Public Utilities Regulatory Policy Act"), em novembro de 1978. De fato, este crescimento se tornou significativo no começo dos anos 80, e tem se mantido até hoje, com características de assim permanecer até o final do século.

O grande avanço propiciado pelo PURPA foi a remoção dos obstáculos impostos pelas concessionárias. Estas ou recusavam comprar a energia do auto-produtor, ou ofereciam baixas tarifas. Assim, o PURPA estabeleceu que a tarifa deveria ser "justa e razoável" e não devia exceder o "custo incremental da alternativa de produção de energia da concessionária" (FLAIM, 1985). Busca-se, assim, uma racio nalidade econômica.

No Brasil a legislação atual ainda dificulta, sobremaneira, a compra de energia de auto-produtores. Um sinal de mudanças foi dado quando da publicação do Decreto-Lei 1872/82. Este Decreto-Lei "dispõe sobre a aquisição, pelas concessionárias, de energia elétrica excedente gerada por auto-produtores, e dá outras providências". As sim, abriu-se a possibilidade da interligação, mas não se estabeleceu instrumentos que dessem atratividade para a concessionária e o auto-

-produtor. Verifica-se que, de fato, a situação permanesse a mesma de antes do Decreto-Lei; um outro ponto interessante, a que se refere este Decreto-Lei, é a possibilidade de confisco da energia excedente do auto-produtor em casos de risco, real ou eminente, do déficit energético no sistema. Isto seria uma prática bastante oportuna para o sistema, quando em períodos de baixíssima hidraulicidade, além de poder garantir o suprimento a localidades interligadas.

Em um relatório recente ao Departamento de Energia NERG), da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP), MO RAES (1987) analisa quatro casos de interligação de auto-produtores, com PCHs, ao sistema, que são de interesse dos empresários. O primei ro caso é o da interligação sem venda de energia, que visa, apenas, dar maior confiabilidade ao auto-produtor. O segundo caso é o da ven da de excedente, conforme reza o Decreto-Lei 1872/82. No terceiro ca so, a PCH se prestaria exclusivamente à venda de energia à concessio nária, sem qualquer uso próprio. Finalmente, o quarto caso, que é o mais polêmico, vê a possibilidade da auto-geração interligada estar distante do ponto de consumo. Isto é: a energia é entregue à rede em um ponto e o seu proprietário pode utilizar a mesma quantidade de energia em outro local remoto, sendo os dois pontos, de entrega e de consumo, não necessariamente pertencentes à mesma concessionária. Es ta possibilidade permitiria ao empresário privado investir onde exis tissem sítios hidrológicos interessantes.

vê-se que muito se tem a fazer, no Brasil, para se promover a interligação entre os sistemas descentralizados e os sistemas integrados, mas, retirados os obstáculos legais e os entraves culturais do setor, resta estudar o problema tarifário.

# 8.3. DISCUSSÃO TARIFÁRIA

para se fazer uma análise da viabilidade econômica de se auto-gerar interligado é preciso quantificar o benefício desta prática. Isto é: é necessário estabelecer a forma de remuneração pela energia e pela capacidade disponível que o sistema de cogeração entrega à rede.

É sabido que o sistema tarifário nacional está sendo reformulado, sendo que a nova tarifa se baseia nos custos marginais do sistema, e não mais nos custos históricos. Do ponto de vista da autogeração isto é extremamente oportuno, pois existirá uma concorrên cia entre o custo do sistema do auto-produtor, que ora se instala, e a expansão do sistema, o que inclui novas centrais e novas redes.

Da outra forma, o equipamento que entrasse hoje seria com parado economicamente com centrais antigas, com baixíssimos custos.

Além deste aspecto, a tarifa baseada nos custos marginais procura alocar corretamente as responsabilidades pela remuneração dos investimentos. Desta maneira, quanto mais baixo for o nível de ten são do consumidor mais ônus ele terá, pois mais investimentos foram necessários para supri-lo e mais perdas sua carga imporá ao sistema. Também a forma do consumo (curva de carga) é penalizada, procurando forçar hábitos que reduzam a ponta do sistema.

Esta introdução pode parecer desnecessária, mas é nela que se fundamenta a proposta tarifária para a compra de energia e capacidade de auto-produtores, que se apresentará a seguir.

# 8.3.1. O CUSTO EVITADO ("AVOIDED COST")

O PURPA estabelece, como forma de remuneração aos autoprodutores interligados, uma tarifa equivalente ao custo evitado, ou
deslocado, por parte da concessionária. Este custo corresponde aos
custos marginais do sistema, seja de capacidade, seja de energia.
FLAIM (1985) comenta que nos EUA ocorreram muitas dúvidas a respeito
destes custos. Muitas concessionárias, como as do Texas, consideraram "virtualmente impossível" incorporar o benefício da capacidade
das instalações de auto-produtores. Quase todas as empresas consideram o custo evitado como sendo apenas a parcela correspondente a expansão do parque gerador. Evidentemente, estas considerações não con
dizem com a realidade, pois deve-se premiar a capacidade instalada,
da auto-geração, desde que ponderada pela sua disponibilidade.

Também não se podem desprezar os custos deslocados a nível de transmissão e distribuição, pois os investimento nesses setores são significativos e as perdas também o são.

Desta forma, propõe-se um modelo tarifário realista, que não traga ônus para a concessionária, mas que siga o princípio de se suprir a carga utilizando-se da forma mais racional de energia.

Finalmente, em recente seminário (CPFL, 1985) comentou-se a respeito das dificuldades que a auto-produção, sem venda de excedentes, causa à rede. Afirmou-se que "não há uso regular da energia" durante todo o ano, que mesmo durante o período de geração pode-se haver perda de máquinas e que "o comportamento indisciplinado" dos auto-produtores prejudica o planejamento do sistema.

Como resposta a estas afirmações, deve-se dizer que uma tarifa realista evitaria estes problemas, pois beneficiaria a gera -

ção disciplinada em detrimento da geração tradicional.

#### 8.3.2. A REMUNERAÇÃO DA ENERGIA

A remuneração da energia gerada por um auto-produtor de ve ser fixada segundo os custos marginais de energia, considerando o aspecto horo-sazonal. Desta forma, há necessidade de um sistema de medição do tipo RDTD (Registrador Digital da Tarifa Diferenciada).

A princípio pode-se supor que a remuneração, à energia, de ve ser idêntica à tarifa correspondente ao consumidor de mesmo nível de tensão. Entretanto, deve-se ter em mente que a tarifa não con segue ser individualizada, trabalhando-se, portanto, com valores médios de custos marginais, para os consumidores semelhantes. Daí, um sistema auto-gerador interligado em 13,8 kV não pode receber pela energia o mesmo que paga um consumidor na mesma classe de tensão, pois a energia gerada é "colocada" na subestação, sendo que para alcançar o consumidor a concessionária ainda tem que investir na rede, implicando maiores custos marginais. A Fig.8.2. ilustra o que se afirmou.

É muito razoável estabelecer como remuneração para a energia um valor igual à tarifa no nível de tensão  $\rm V_2$ , superior a  $\rm V_1$ .

Deve-se dizer que os investimentos para a interligação se rão feitos pelo auto-produtor, ou seguindo algum acordo específico com a concessionária.

Voltando à fig.8.2., seja o caso típico de um sistema auto-gerador com carga própria, e que propõe vender o excedente de energia. Neste caso, quando o auto-produtor estiver reduzindo, atra - vés do seu sistema de geração, a carga vista pela concessionária , correspondente à uma remuneração igual à tarifa do nível  $V_1$ . Ao vender o excedente, a remuneração será inferior, pois estará associada ao nível de tensão  $V_2$ . Do ponto de vista de planejamento do sistema elétrico, e de sua operação, isto é indesejável, e poderia ser corrigido exigindo-se medições separadas para o consumo e para a geração. Caberia, agora, ao auto-produtor otimizar a sua capacidade instala da, fixando-se os grupos geradores que supririam exclusivamente a carga própria, e aqueles que se prestariam à venda do excedente.

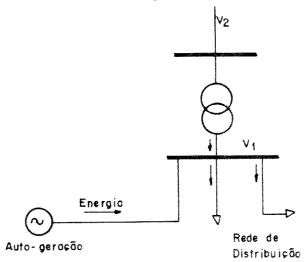


FIG. 8.2 - Representação do sistema elétrico.

#### 8.3.3. A REMUNERAÇÃO DA CAPACIDADE

Como já foi afirmado, a capacidade disponível na auto-geração deve, também, ser remunerada. As dificuldades neste caso são bem maiores que no anterior, pois estão ligadas ao mode de operação da auto-geração, e às suas características de confiabilidade.

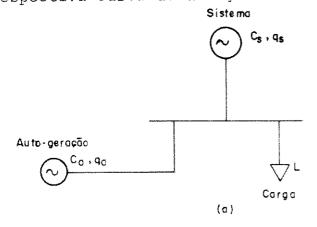
É evidente que o sistema do auto-produtor não é 100% con-

fiável no período de ponta, mas o sistema da concessionária também não o é. Por exemplo, a Portaria DNAEE N9046/86 estabelece os valores máximos de FEC e DEC para o consumidor. Nisto está implícita a indisponibilidade do sistema, desde a geração até o consumo final.

A remuneração pela capacidade disponível na auto-geração deve considerar a sua própria indisponibilidade mas, também, ponderar a indisponibilidade do sistema.

Utilizando-se da curva equivalente de duração de carga (CEDC), já apresentada no Capítulo 7, pode-se desenvolver uma metodo logia para se incorporar os efeitos da indisponibilidade da auto-geração no suprimento à carga.

A Fig.8.3 mostra uma representação do sistema elétrico e a respectiva curva de duração da carga.



Cs — Capacidade do sistema de alimentação;

Ca — Capacidade de auto-geração;

q<sub>s</sub> , q<sub>d</sub> — Probabilidades de falhas;

L - Carregamento máximo.

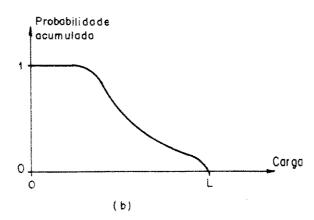


FIG. 8.3 - Carga abastecida por concessionária e auto-geração.

Supondo uma situação onde o sistema abastece sozinho a carga com uma probabilidade de perda de carga, LOLP<sub>1</sub>, tem-se a curva equivalente de duração de carga seguinte:

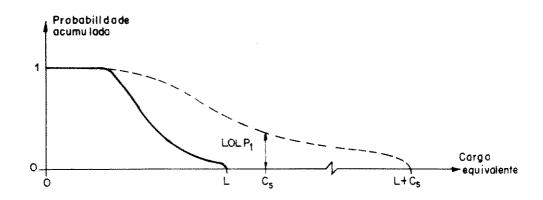


FIG. 8.4 - Curva equivalente de duração de carga com a participação de C<sub>s</sub>.

A entrada de  $C_a$  exige menos capacidade instalada no sistema. Tem-se que procurar esta nova capacidade  $C_s'$  de maneira a se manter a confiabilidade. É evidente que  $C_s'$  não é  $C_s$  menos  $C_a$ , pois tem-se, agora, outro espaço de probabilidade envolvido.

Para se obter C's tem-se que fazê-lo iterativamente, construindo curvas equivalentes de duração de carga, até se obter o mesmo LOLP de quando a carga é suprida só pelo sistema (LOLP<sub>1</sub>). A Fig. 8.5 mostra o afirmado.

Desta forma, tem-se o verdadeiro custo evitado, relativo à capacidade instalada da PCH. Este corresponde a multiplicação do custo marginal de capacidade, no nível de tensão  $V_2$ , pela diferença entre  $C_s$  e  $C_s^{\prime}$ .

Observa-se que não é fácil estabelecer o benefício para o auto-gerador seguindo-se esta metodologia, pois este seria individualizado e dinâmico. Sugere-se estabelecer alguns padrões típicos, o

que facilitaria sobremaneira a fixação da tarifa e, portanto, do benefício.

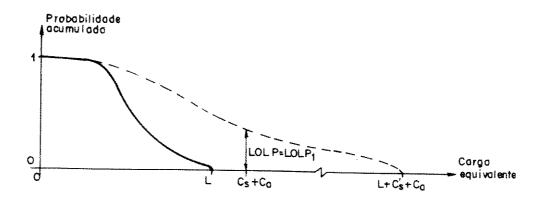


FIG. 8.5 - Curva equivalente de duração de carga com a partici- pação de  $C_S^{'}$  e  $C_a^{}$ .

Um outro método de se calcular o custo evitado no sistema, com a entrada de um auto-produtor, é utilizando a capacidade efetiva de carregamento (CEC) correspondente à entrada da central, conforme proposto por FLAIM (1985). Segundo SULLIVAN (1977), a capacida de efetiva de carregamento de um gerador ("Effective Load-Carrying Capability - ELCC") é igual ao aumento que se pode ter na carga com a entrada desse gerador, mantida a mesma probabilidade de perda de carga. A Fig.8.6 mostra a curva de duração da carga (curva 1), a cur va equivalente de duração de carga considerando apenas  $C_{\rm s}$  (curva 2) e a curva de duração de carga considerando  $C_{\rm s}$  e  $C_{\rm a}$  (curva 3).

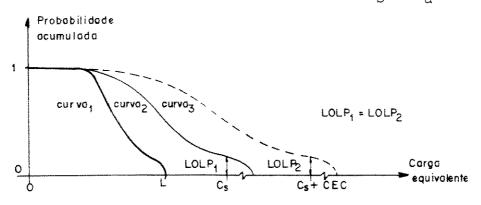


FIG. 8.6 - Determinação de CEC.

Desta forma, o custo evitado corresponde à multiplicação de CEC pelo custo marginal de capacidade do sistema, no nível de tensão  $\rm V_2$ .

É importante ressaltar que os resultados obtidos pelo método proposto neste trabalho são bastante próximos dos obtidos pelo
método de FLAIM, mas não iguais.

É evidente, pelo exposto, que a maior confiabilidade do sistema auto-gerador o beneficiaria, pois implicaria num maior deslo camento de capacidade do sistema. Uma maneira simplificada, que considera esta característica, é remunerar a capacidade instalada na PCH através de uma tarifa, que corresponde ao custo marginal de capacidade multiplicado pela disponibilidade dessa auto-geração e dividido pela disponibilidade do sistema. Esta tarifa poderia ser, ainda, multiplicada por um fator a se determinar, com valor um pouco superior a um, que buscaria levar em conta o aumento de confiabilidade existente quando da entrada da auto-geração, mesmo que esta tenha a mesma disponibilidade do sistema.

# 8.4. OUTROS ASPECTOS DA INTERLIGAÇÃO

Além dos aspectos culturais, legais e tarifários, as concessionárias tem dificultado a interligação da geração descentraliza da, ao seu sistema, justificando problemas com a proteção elétrica e segurança na operação. Estes receios, embora não sendo válidos, se assemelham aos encontrados nos EUA após a publicação do PURPA.Em virtude disto vários grupos de trabalho foram organizados pela empresas

de energia elétrica, procurando propor arranjos típicos de proteção e normas de operação.

Um relatório da CALIFÓRNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION (1981) declara não ser interessante fixar a proteção a ser exigida dos auto-produtores, mas, sim, estabelecer os requisitos necessários à interligação, visando: proteger o público, em geral, e o pessoal da empresa concessionária; colaborar com a empresa na integridade e confiabilidade do sistema; atuar adequadamente quando da ocorrência de defeitos ou mal funcionamento da concessionária.

Para isto, o relatório estabelece que o sistema de auto--produção deve estar protegido contra:

- reenergização inadvertida ou involuntária da rede, através da PCH;
- interligação fora das condições de sincronismo;
- geração com carga desbalanceada;
- sobre-corrente;
- faltas à terra;
- tensão e frequência geradas fora dos limites aceitáveis;
- baixo fator de potência.

Muitos dos itens ilustrados acima podem ser esquecidos quando se estuda uma micro ou mini central, como é o caso analisado no Capítulo 6. Para potências maiores, deve-se analisar a realidade dos sistemas brasileiros para julgar aquelas proteções indesejáveis e aquelas que são desnecessárias.

Finalmente, julga-se que os aspectos relacionados com os custos e especificação do sistema de interligação devem ser estabele cidos a nível nacional, evitando o que ocorre nos EUA, onde cada con cessionária determina critérios e formas de remuneração desses investimentos.

## CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Ao se alcançar o capítulo final, em um trabalho como este, é necessário analisar o que se fez, não mais dentro da individua lidade dos capítulos, mas enfocando o "todo", que compõe o corpo do trabalho.

Em cada capítulo são feitas as críticas pertinentes e ressaltam-se as conclusões obtidas. Até mesmo recomendações foram dadas, visando, em geral, aprimorar as modelagens propostas ou as aplicações exemplificadas. Cabe, agora, a referida análise global do trabalho.

No primeiro capítulo foram apresentados vários aspectos do planejamento energético. Afirmou-se que este é um processo iterativo e de vários níveis. Assim, foram discutidos aqui vários aspectos do planejamento das PCHs, que, crê o autor, cobre a maioria dos casos de maior interesse nesta área.

Neste capítulo, ao se fazer um levantamento histórico e geográfico das PCHs, e discutir o que é planejamento energético, facilitou-se a compreensão dos outros capítulos, principalmente para a queles que tem uma formação rigorosamente técnica. Não se pode compreender o planejamento energético sem os aspectos políticos, históricos, geográficos e, evidentemente, técnicos e econômicos.

No Capítulo 2, julga-se que foi cumprido um objetivo fundamental do trabalho: estabelecer uma classificação ampla, compreensivel e que facilite os estudos de planejamento. Este capítulo, a parentemente banal, permite tratar as PCHs de apenas duas maneiras, fugindo das classificações convencionais, como: PCH isolada ou interligada, de auto-produtor ou de concessionária, etc..

É sabido que existe uma distância entre os técnicos do se tor de planejamento e os de engenharia. Tal distância só reduz a qua lidade do planejamento, pois não se compreende planejar sem se conhecer o objeto deste trabalho. Crê-se que o Capítulo 3 cumpriu o objetivo, ao descrever as PCHs com todos os seus componentes relevantes. Também neste capítulo foram desenvolvidas equações de custos, sem as quais nada se pode planejar. É importante ressaltar que o estudo de custos de PCHs no Brasil ainda é incipiente, o que valoriza o levantamento realizado.

planejar um sistema energético é buscar atender as suas necessidades utilizando-se dos recursos naturais e financeiros disponíveis. Enfim, é suprir a demanda de maneira eficiente. Assim, nos sistemas descentralizados é encontrada uma grande dificuldade em prever a demanda, o que não ocorre nos sistemas integrados, onde os modelos e literatura são abundantes. Objetivando colaborar na resolução deste problema, o Capítulo 4 propõe modelos que, acredita-se, diminuem, sobremaneira, a incerteza nos estudos de demanda para regiões descentralizadas. Trabalhou-se, nesses modelos, com aspectos técnicos do uso da energia, bem como empregou-se técnicas estatísticas , procurando fazer uma combinação adequada para se ter simplicidade , confiabilidade e versatilidade.

O planejamento das PCHs em sistemas descentralizados  $\acute{\rm e}$  um ponto pouco, ou quase nada, explorado na literatura internacional , pois os países mais desenvolvidos se preocupam apenas com as PCHs  $i\underline{\rm n}$ 

terligadas aos grandes sistemas elétricos. Assim, acredita-se numa real contribuição dada pelo modelo proposto no Capítulo 5, ressaltan do a possibilidade de seu uso em uma vasta extensão do território na cional e, mesmo, na maioria dos países do terceiro mundo.

Como já se disse, é prática comum em vários países a interligação de PCHs à rede de distribuição. Tal prática tem um grande potencial no Brasil. Em vista disto, fez-se no Capítulo 6 uma análise técnica dessa interligação. Isto permite ao planejador uma visão técnica das análises econômicas e financeiras. Pretendeu-se, também, dar um suporte técnico ao Capítulo 7, onde se incorpora as PCHs ao planejamento do sistema integrado. É importante ressaltar que os modelos de planejamento de PCHs interligadas, encontrados na bibliografia, se ocupam do dimensionamento da central, não estudando o impacto dessas no sistema, e nos seus custos marginais de expansão, o que implica em uma diferente remuneração à energia e capacidade. Ou seja: o planejamento da central vista isoladamente é afetado pelo impacto dessa central no sistema.

Finalmente, o último capítulo se ocupou de discutir os as pectos institucionais e tarifários na interligação de sistemas descentralizados e integrados, buscando propor modificações na legislação, a fim de motivar tais interligações. O modelo tarifário proposto evita dúvidas com relação ao benefício da capacidade instalada na central. Tal benefício tem sido desprezado em muitos países onde a prática de auto-geradores vendendo energía à concessionária é comum. Aí, só se remunera a energia vendida.

As recomendações relevantes a se fazer são a respeito de novos estudos, que poderão incentivar o uso dos modelos aqui propostos ou, mesmo, complementá-los.

Sugere-se que os estudos de custos sejam continuados que envolvam a técnica mista, conforme exposto no Capítulo 3.

O planejamento dos componentes das PCHs (barragens, tubulações, canal, etc.) é fundamental para um projeto mais econômico.

Os modelos de avaliação de demanda devem ser experimentados para comprovar sua eficiência em estudos menos acadêmicos.

Os estudos da confiabilidade da rede de distribuição, com PCHs interligadas, merecem destaque, principalmente aqueles envolvendo a técnica de frequência e duração.

Estudos a respeito do impacto das gerações descentralizadas nos custos marginais de sistemas regionais, empregando o modelo proposto no sétimo capítulo, podem trazer informações relevantes no estabelecimento de tarifas, tanto na venda como na compra de energia.

Um estudo, detalhado e aplicado, da metodologia de cálculo de tarifa para auto-produtores, proposto no Capítulo 8, trará, com
certeza, uma contribuição aos órgãos governamentais, vislumbrando uma futura legislação sobre interligação de auto-geradores.

Encerrando este trabalho, e feita sua crítica, deseja-se repetir a frase que finalizou o primeiro capítulo: "sabe-se que todos os trabalhos são marginais no caminho da ciência".

## APÊNDICE 1

## RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES

## A1.1. INTRODUÇÃO

O planejamento da operação de sistemas hidrelétricos fica bastante facilitado quando se trabalha com os chamados "Reservatórios Equivalentes". Estes são representações simplificadas do sistema ou de partes do sistema e que mantém as características energéticas básicas, embora existam grandes limitações, que serão abordadas no decorrer deste apêndice.

O modelo que será apresentado aqui não é único, existindo variações que objetivam outros pontos, como, por exemplo, a irri
gação.

No final, propõe-se uma alteração do modelo tradicional de reservatório equivalente, incluindo uma limitação em virtude da potência instalada.

# A1.2. REGULARIZAÇÃO DE VAZÕES

O conceito fundamental da regularização de vazões reside no fato de se poder armazenar água, quando há excesso, para liberá-la quando faltar. A dúvida existente é quanto ao período desta regularização. Assim, se for tomado um dia, cabe ao reservatório arma

zenar a água fora de hora de ponta, por liberá-la na hora da ponta. Esta é uma regularização diária. A regularização semanal exige um maior reservatório, pois terá que acumular a água excedente durante o fim de semana, para utilizá-la nos dias úteis. Observa-se, nestes dois dias, uma certa regularização para compensar as variações periódicas da carga.

Quando se pensa em termos anuais, embora exista influência sazonal na carga, a grande variação ocorre na vazão afluente.Ca
be ao reservatório acumular a água no período úmido, liberando-a no
período seco. A regularização anual exige um grande volume de armazenamento, se comparada com as regularizações diária e semanal.

É comum encontrar na literatura reservatórios ditos de regularização mensal, semestral, etc.. Entretanto, não se associa a estes períodos um ciclo de carga ou hidrológico, que permita avaliar o volume necessário à regularização. Esta denominação se prende numa avaliação subjetiva, que procura dar uma nota à capacidade de regularização. GINOCHIO (1978) utiliza o conceito de tempo de esvaziamento ( $t_{\rm es}$ ) do reservatório, que é a relação entre seu volume útil (V) e a vazão média observada no histórico ( $\overline{\rm Q}$ ).

$$t_{es} = V/\overline{Q} \tag{A1.1}$$

O mesmo GINOCHIO indica os valores de  $t_{\rm es}$ , com as respectivas classificações, adotadas pela Electricité de France (EDF), que são mostrados no Quadro A1.1.

t <sub>es</sub> ≤ 2 horas	sem capacidade de regularização		
$2 \le t_{es} < 400 \text{ horas}$	regularização diária ou semanal		
400 ≤ t <sub>es</sub> horas	regularização sazonal		

Quadro A1.1 - Classificação dos reservatórios.

Já que se afirmou que as regularizações diária, semanal e anual são associadas a ciclos detectados sem dificuldade. Assim , pode-se, para uma determinada bacia e um sistema elétrico conhecido, avaliar os tempos de esvaziamento correspondentes a estas três regularizações. De posse desses tempos, é fácil traçar um gráfico , com as escalas logarítimicas, onde é posto na ordenada o tempo correspondente ao período de regularização ( $t_{\rm R}$ ), e na abcissa se situa  $t_{\rm es}$ . Tendo-se os três pontos correspondentes às referidas capacidades de regularização, pode-se traçar uma curva que una estes pontos. Finalmente, quando se necessitar avaliar a capacidade de regularização de um reservatório, basta calcular o  $t_{\rm es}$  correspondente e através da curva obtida, encontrar o  $t_{\rm R}$  correspondente. Uma exemplificação do exposto é dada na Fig.A1.1.

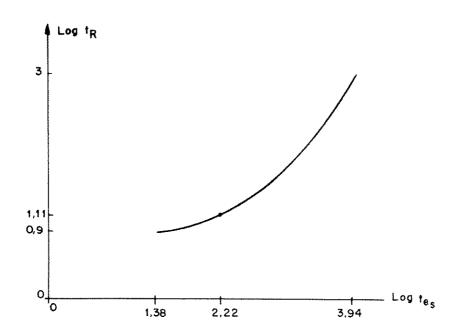


FIG. A1.1 - Avaliação do  $t_R$ .

Todo o exposto é fundamental para calcular o reservató - rio equivalente. Isto porque, se o objetivo deste reservatório é es

tudar a operação mês a mês, só interessa os reservatórios individuais que tenham capacidade de regularização maior que a mensal, o que permite guardar água de um período para outro. Neste caso, os que tenham capacidade diária, semanal ou, mesmo, mensal só servem para fazer a regularização dentro do período, não tendo efeito de período a período. Resumindo, tem-se: no cálculo do reservatório equivalente, só são considerados os volumes das represas que tenham  $t_R$  maior que o período adotado para o estudo.

Apresenta-se, a seguir, a metodologia para se avaliar a capacidade do reservatório equivalente.

### A1.3. CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DO RESERVATÓRIO EQUIVALENTE

A Fig.A1.2 mostra um reservatório "i" colocado em meio a uma cascata de "n" aproveitamentos. Somente a central "i" tem capacidade de regularização, ou seja: seu reservatório tem um  $t_{\rm es}$  que corresponde a um  $t_{\rm R}$  maior que o período de operação adotado.

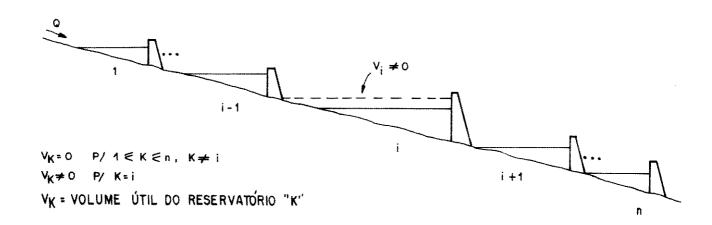


FIG. A1.2 - Reservatorio "i" na cascata de "n" aproveitamentos.

A energia contida em  $V_i$  ( $E_i$ ) é a soma das energias que podem ser convertidas em todas as centrais a jusante, e na própria central "i", a partir deste volume:

$$E_{i} = V_{i} \cdot p_{i} + V_{i} \cdot p_{i+1} + \dots + V_{i} \cdot p_{n}$$
 (A1.2)

ou

$$E_{i} = V_{i} \sum_{j \in J} P_{j}$$
 (A1.3)

sendo:

J - conjunto das usinas a jusante de "i" e da pr $\underline{\acute{o}}$  pria central "i";

p - produtividade da central, dado em megawatt médio por metro cúbico  $[\overline{MW}/m^3]$ .

Um erro intrínseco a este processo está na produtividade "p". O valor de "p" é bastante variável, principalmente nas centrais de regularização, pois nestas a depleção do reservatório é grande.

Quando se tem mais de uma central de regularização na cascata, as equações anteriores continuam válidas para cada uma de-las. Só que a energia total que pode ser armazenada (ET) é a soma da energia armazenável em cada central regularizadora.

$$ET = \sum_{i \in L} E_i = \sum_{i \in L} (V_i, \sum_{m \in M} P_m)$$
 (A1.4)

sendo:

L - conjunto das centrais com capacidade de regularização na cascata;

M - conjunto das centrais a jusante da usina "i" e a própria "i".

Outras hipóteses existentes são a ocorrência de duas cascatas sem parte comum e duas cascatas com um trecho em comum. Por ser o segundo caso mais genérico, passa-se a analisá-lo, confome é

esquematizado na Fig.A1.3.

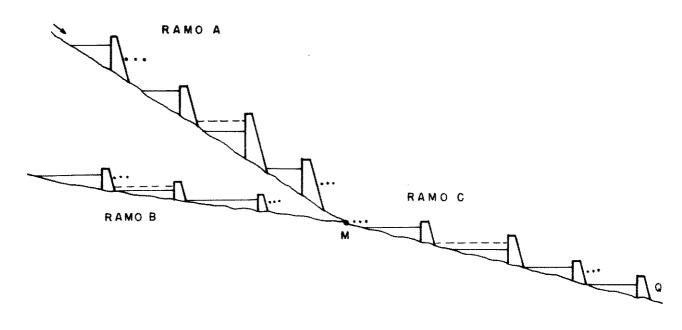


FIG. A1.3 - Duas cascatas com um ramo em comum.

O cálculo da energia armazenável total (ET), será feito por partes.

Pode-se calcular, inicialmente, a energia armazenável no ramo A, até a confluência deste com o ramo B (ET $_{\rm A}$ ). Fez-se o mesmo para o ramo B até a confluência com o ramo A (ET $_{\rm B}$ ). Assim tem-se a energia total armazenável a montante do ponto de confluência, que é a soma de ET $_{\rm A}$  com ET $_{\rm B}$ . Ou seja, esta soma representa toda a capacidade energética de armazenamento a montante do ponto M. Na verdade, a energia total até o ponto M não é apenas o valor calculado, pois a água pode, ainda, descer até o ponto N, sendo turbinada nas centrais entre M e N. Em termos matemáticos tem-se as seguintes equações:

- Capacidade energética de armazenagem até o ponto M

$$\underline{\text{RAMO}} \ \underline{A} : \qquad \underline{\text{ET}}_{A} = \sum_{i \in L_{A}} \underline{\text{E}}_{i} = \sum_{i \in L_{A}} (\underline{\text{V}}_{i} \cdot \sum_{m \in M} \cdot \underline{\text{p}}_{m})$$
(A1.5)

$$\frac{\text{RAMO}}{\text{E}} \stackrel{\text{B}}{=} \sum_{\text{ieL}_{\text{B}}} (V_{\text{i}} \cdot \sum_{\text{meM}} \cdot P_{\text{m}})$$
(A1.6)

$$\frac{\text{TOTAL}:}{\text{ET}_{A+B}} = \text{ET}_{A} + \text{ET}_{B} = \sum_{i \in (L_{A}UL_{B})} (V_{i} \cdot \sum_{m \in M} P_{m})$$
 (A1.7)

onde:

L<sub>A</sub> - conjunto das usinas com capacidade de regularização, no ramo A;

 $L_{\rm R}$  - idem, no ramo B;

M - conjunto das centrais a jusante da usina "i" e a própria "i", até o ponto M.

- Capacidade energética de armazenagem até o ponto Q

$$\frac{\text{RAMO}}{\text{A}} \stackrel{\text{A}}{=} \sum_{i \in L_{\Delta}} (V_i, \Sigma, p_n)$$
(A1.8)

$$\frac{\text{RAMO}}{\text{B}} \stackrel{\text{B}:}{=} \sum_{i \in L_B} (V_i, \sum_{n \in N} p_n)$$
(A1.9)

$$\underline{\text{RAMO}} \ \underline{C} \colon \qquad \underline{\text{ET}}_{C} = \sum_{i \in L_{C}} (V_{i} \cdot \sum_{n \in N} p_{n}) \tag{A1.10}$$

$$\frac{\text{TOTAL}:}{\text{ie}(L_A U L_B U L_C)} = \sum_{\text{neN}} (V_i \cdot \sum_{\text{neN}} p_n)$$
(A1.11)

ou

$$ET = \sum_{i \in L} (V_i, \sum_{n \in N} p_n)$$
 (A1.12)

onde:

N - conjunto das centrais a jusante de "i", incluindo a própria "i", até o ponto Q;

 $L_{C}$  - conjunto das centrais com capacidade de regu

larização do ramo C.

L - conjunto de todas as centrais que tenham capacidade de regularização.

As equações (A1.11) e (A1.12) mostram que há uma total independência entre as centrais regularizadoras, com relação ao seu potencial energético de armazenamento. Isto só depende da produtividade dela e das usinas de jusante, e do seu volume útil.

Posto isto, passa-se, a seguir, a quantificar a energia afluente ao reservatório equivalente.

### A1.4. ENERGIAS AFLUENTES AO SISTEMA

As vazões que afluêm ao sistema equivalem a potências que dependem não só da vazão e da produtividade das usinas a jusante, onde as vazões serão turbinadas, mas também das capacidades ins taladas e capacidades de armazenamento das centrais. Estes dois últimos itens influêm sobremaneira na possibilidade de conversão vazão em energia. Para se entender isto, suponha uma vazão chegando a uma central. Se a capacidade de turbinagem desta central for infe rior à vazão, o excedente d'água deverá ser vertido, a não ser que haja capacidade de armazenamento. Assim sendo, pode-se armazenar excedente d'água, desde que haja capacidade ociosa, e turbinar essa água em períodos de baixa vazão. As vazões que podem ser regulariza das, através de reservatórios, correspondem a uma "energia controlá vel". Aquelas que fluem diretamente para usinas a fio d'água não po dem ser regularizadas; correspondem, portanto, a uma "energia não controlável".

KUIPPER (1973) considera, em seu modelo, que toda a energia é controlável, o que evidentemente leva a um erro. Tal modelo, para as centrais a fio d'água, só converte em energia a vazão que a usina é capaz de turbinar. O excedente é desprezado. Já no caso de centrais com reservatório, a vazão excedente pode ser armazenada.

O que se propõe aqui é uma combinação de modelos, que diferencia a energia controlável da não controlável, bem como busca levar em consideração a limitação da capacidade instalada na central a fio d'água.

### A1.4.1. ENERGIA NÃO CONTROLÁVEL

A energia não controlável (EN), afluente ao sistema num período definido, é dada em megawatts médios [MW]. A Fig.A1.4 permite compreender o cálculo de EN, que se seguirá.

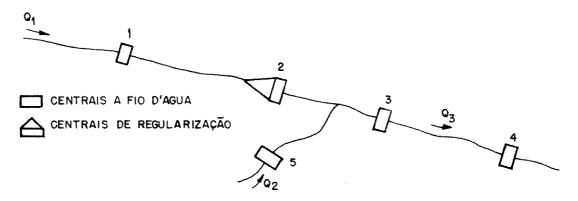


FIG. A1.4 - Cascata com um único reservatório regulariza dor.

Sejam  $Q_1$ ,  $Q_2$  e  $Q_3$  as vazões médias naturais nos trechos indicados.

A vazão Q<sub>1</sub>, ao passar pela central 1, corresponde a uma energia não controlável. Já ao passar pela central 2 ela correspon-

de a uma energia controlável, pois esta central é de regularização. A parcela de  $Q_3$ , devido a  $Q_1$ , gera uma energia controlável nas centrais 3 e 4, pois esta parcela pode ser regularizada na central 2. Entretanto, a vazão  $Q_2$  gera uma energia não controlável na central 5 e a parcela de  $Q_3$ , correspondente a  $Q_2$ , também gera uma energia não controlável, pois tal parcela não pode ser regularizada.

Este exemplo permite uma generalização para o cálculo de EN. Toda central a fio d'água pode ter sua vazão natural afluente decomposta em duas parcelas: uma que passa por centrais de regularização a montante, que é uma vazão regularizável ou controlável (QR); a outra parcela não passa por centrais de regularização a montante, e é, por isto, não regularizável (QN). Em termos matemáticos, tem-se:

$$EN = \sum_{q \in Q} (QN_q, p_q)$$
 (A1.13)

onde:

Q - conjunto das centrais a fio d'água;

QN q - parcela da vazão média natural que não é require qualitative;

 $p_{g}$  - produtividade da central "q".

Pode-se melhorar o cálculo de EN, levando-se em conta as capacidades instaladas nas centrais a fio d'água. A essas capacidades correspondem as vazões médias máximas turbináveis (QT). Assim, para cada central a fio d'água pode-se comparar a vazão não regularizável (QN) com QT.

Se QN for inferior ou igual a QT não existem, a princí pio, modificações a se fazer, mas se QN for superior a QT, tem-se
que verter o excedente, e a energia não controlável será calculada

com base em QT, e não em QN. Uma outra maneira de se considerar a limitação de capacidade é levar em conta a parcela regularizável da vazão (QR). Como não se sabe "a priori" como será a operação do sistema, utiliza-se o valor médio de QR durante todo o histórico  $(\overline{QR})$ . Tem-se que descontar de QT o valor de  $\overline{QR}$ , e somente a capacidade restante  $(QT - \overline{QR})$  poderá ser utilizada para converter a vazão não regularizável (QN). Deve-se, pois, comparar QN com a capacidade restante, e se o primeiro for maior, despreza-se o excedente, calculando-se EN com base somente em QT menos  $\overline{QR}$ .

### A1.4.2. ENERGIA CONTROLÁVEL

A energia controlável é toda aquela que chega em usinas com reservatórios. Assim, conhecendo-se a vazão média natural afluente a uma central regularizadora, no período de interesse, pode-se calcular a energia que chega a esta central, multiplicando-se a vazão pela soma das produtividades da central e das centrais a fio d'água em cascata, até a primeira central regularizadora a jusante. Esta última não é considerada. Isto significa agrupar as centrais a fio d'água a jusante, até a próxima usina de regularização, na central de regularização que está sendo analisada. Matematicamente tem-se:

$$EC = \sum_{p \in P} (QR_p, \sum_{s \in S} p_s)$$
 (A1.14)

onde:

P - conjunto das centrais de regularização;  $\text{QR}_{\text{p}} \text{--vazão média natural afluente ao reservat\'o} \text{--}$ 

rio "p" (toda ela pode ser regulariza da);

- S conjunto da central "p" e das centrais a fio d'água a jusante de "p" e a montante da próxi ma central de regularização;
- s central a fio d'água a jusante de "p" e a montante da próxima central de regularização;
- p<sub>s</sub> produtividade da central "s".

## A1.5. MODELO ENERGÉTICO FINAL

Sabendo-se a capacidade de armazenamento energético do sistema e qual a parcela de energia afluente que pode ser regularizada e qual não pode, está concluído o equivalente energético. A Fig.A1.5 apresenta este equivalente, salientando-se que não há nenhuma realidade física, sendo apenas uma representação energética do sistema. Daí, não se trabalha com vazões, pois isto não teria sentido, mas, sim, com energias que afluêm ao sistema.

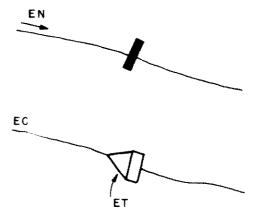


FIG. A1.5 - Modelo energético final do sistema.

Tem-se que ter em mente algumas limitações importantes do modelo. Em primeiro lugar, considerou-se que não há restrições da rede de transmissão; isto é: as centrais são rigidamente interligadas. Em segundo lugar, ao se fazer o modelo final, desprezou-se os ciclos hidrológicos individuais, agrupando todos em apenas um. Isto induz a um erro, que é a característica individual de regularização de cada reservatório. Finalmente, a restrição em virtude da capacidade instalada foi considerada apenas parcialmente, no item A1.4.1.

### APÊNDICE 2

## MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR, UTILIZANDO-SE PROGRAMAÇÃO LINEAR

### A2.1. INTRODUÇÃO

Neste apêndice apresenta-se uma adaptação do artigo "Modelo Linear de Otimização para o Planejamento da Expansão de Sistemas Hidrelétricos de Potência" (BAJAY et alii, 1985). As modificações foram de pequena monta, e, na maioria dos casos, se referiam a problemas de numeração de equações, itens, etc.. A parte do trabalho que se referia ao cálculo da confiabilidade foi retirada, pois seria redundante, posto que esse assunto foi tratado no Capítulo 7. Também se extraiu o item onde se dava uma aplicação do modelo, pois julgou-se sê-lo desnecessário, pela clareza do texto.

### A2.2. O MODELO PROPOSTO

O modelo de planejamento da expansão de um sistema hidrotérmico de potência, proposto por BAJAY et alii (1985), fundamenta-se na otimização simultânea da expansão e operação do sistema, através da programação linear. O modelo compõe-se de módulos, interligados de acordo com o diagrama de blocos da Fig.A2.1. Conforme prática das concessionárias brasileiras, aqui tam bém se adota o período crítico hidrológico do sistema como o determinante do programa de expansão. É claro que se trata de um critério determinístico e razoavelmente conservador; no entanto, por sua simplicidade, é o adotado nesta versão do modelo. Resolve-se um problema linear determinístico, no módulo de planejamento, a cada coincidência do início do período crítico com cada ano de horizonte de planejamento. Conforme as identificações hidrológicas se sucedem, a partir daquela referente à coincidência do início do período crítico com o início do período de planejamento, impõem-se restrições matemáticas quanto à capacidade mínima instalada em cada usina candidata ao plano de expansão, em uma dada identificação, correspondendo às capacidades instaladas na identificação anterior.

O módulo de planejamento trabalha com margens de reserva nas restrições de atendimento de ponta, constituídas por poncenta — gens pré-fixadas de demanda de ponta. A aceitabilidade desses valores pré-fixados é determinada através de cálculos da probabilidade de perda de carga (LOLP), no módulo de cálculo da confiabilidade da reserva de ponta do sistema. Caso estes valores produzam probabilidade des de perda de carga inaceitáveis, os primeiros são atualizados antes de serem re-alimentados ao módulo de planejamento.

Inicializa-se o módulo de planejamento com as produtivida des médias das usinas hidrelétricas. Determinado o programa de expansão, o que inclui a gestão ótima dos reservatórios para a configuração analisada, as produtividades são re-calculadas com o auxílio das curvas-chave e curvas cota-volume, na forma de polinômios; este cál-culo requer o conhecimento das vazões defluentes e do armazenamento dos reservatórios, fornecidos pelo módulo de planejamento. Se as no-

vas produtividades forem significativamente diferentes das anterio - res, o módulo de planejamento será acionado novamente, com os valo - res atualizados das produtividades. Esta é uma maneira, aproximada e iterativa, de se levar em conta a não-linearidade das funções de geração das usinas hidrelétricas.

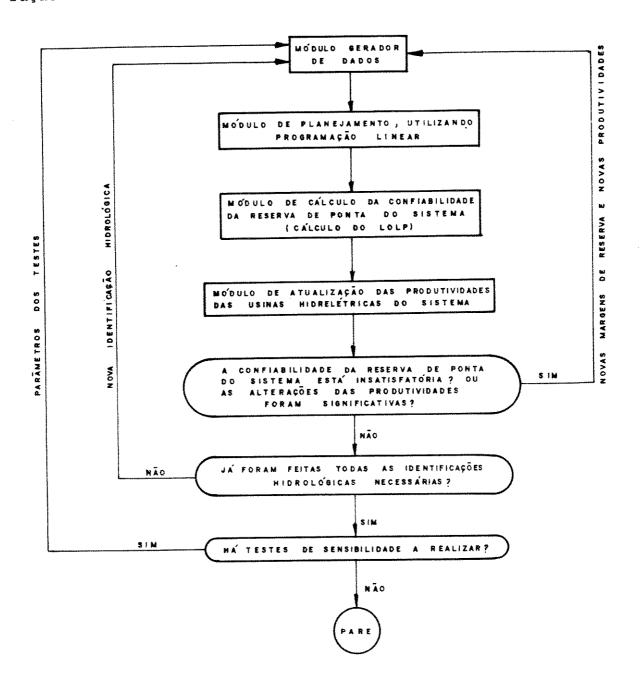


FIG. A2.1 - Diagrama de Blocos do Modelo Proposto.

O módulo gerador de dados tem a função de compor rapida -

mente a matriz e os vetores de dados do programa linear a ser resolvido no módulo de planejamento. Esta geração automática de dados fundamental em um modelo iterativo, como o proposto aqui, e que está previsto trabalhar com sistemas de grande porte. A estruturação dados de entrada do módulo visa agilizar o máximo possível o processo iterativo, além de facilitar ao programador a realização de vārios tipos de estudos, mormente os que dizem respeito a testes de sensibilidade. Podem se realizar testes restringindo, por exemplo, a capacidade mínima instalada de novas unidades à capacidade de uma m $\underline{\hat{a}}$ quina, e a vazão turbinada por novas unidades à um engolimento mínimo. Além disso, pode se estudar o efeito no programa de expansão, de diferentes esquemas de enchimento do volume morto dos reservatórios das novas usinas, assim como de variações nos parâmetros econômicos do modelo.

Os módulos de planejamento e de atualização das produtividades das usinas hidrelétricas são analisados em maior detalhe nas seções a seguir.

## A2.3. MÓDULO DE PLANEJAMENTO

O problema considerado pelo módulo de planejamento é o da determinação do investimento ótimo na expansão do parque gerador de um sistema hidrotérmico de potência, dado um certo número de usinas candidatas ao programa de expansão, assim como oportunidades de compra e venda de energia secundária. A programação linear é aplicada para minimizar o custo total da expansão da capacidade de geração do

sistema, isto é, a soma dos custos de capital com os custos operacionais (descontada a receita com a venda de energia secundária). Na solução é obtido um cronograma ótimo de construção de novas usinas e uma operação ótima do sistema (incluindo a gestão individual dos reservatórios).

O período de planejamento é dividido em um número T de intervalos de planejamento e os requisitos de geração por intervalo são relacionados com as correspondentes projeções de carga, através de curvas de permanência de carga e conjuntos adequados de restrições matemáticas. Cada curva de permanência de carga é aproximada por um histograma com S patamares, conforme ilustrado na Fig.A2.2 (S=3). Nesta figura, os patamares verticais, representados pela letra s,cor respondem ao consumo de energia nas horas de ponta, intermediárias e de base e os horizontais, representados pela letra k, correspondem a regiões de carga.

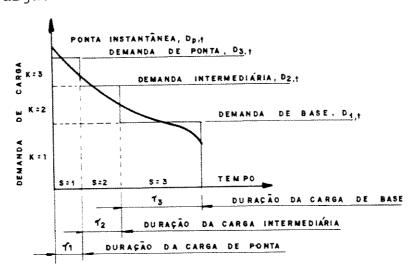


FIG. A2.2 - Discretização da Curva de Permanência de Carga.

A função objetivo a ser minimizada é dada por:

$$+ o_{j,t}^{te} \cdot \sum_{k=1}^{S} z_{j,k,t}^{te} \cdot T_{S-k+1}) + \sum_{\ell=1}^{N_{c}} (c_{\ell,t}^{cp} \cdot G_{\ell,t}^{cp} + c_{\ell,t}^{ce} \cdot \sum_{k=1}^{S} z_{\ell,k,t}^{c} \cdot T_{S-k+1}) -$$

$$-\sum_{i=1}^{N_h} f_i(x_i^T)$$
 (A2.1)

onde:

- N<sub>h</sub>(N<sub>te</sub>) número de usinas hidrelétricas (termelétricas) consideradas no estudo. Este número inclui as usinas existentes no
  início do período de planejamento, as previamente programa
  das para entrar em operação durante o horizonte de planeja
  mento, e as usinas condidatas ao plano de expansão;
- $N_{C}$  número de fontes disponíveis para a compra de energia secundária, de sistemas vizinhos;
- N número de mercados disponíveis para a venda de energia secundária;
- $C_{\ell,t}^{cp}$  custo unitário atualizado da potência adquirida da fonte  $\ell$  de energia secundária, em US\$/MW para atendimento da ponta instantânea no intervalo t;
- $G_{i,t}^{h}(G_{j,t}^{te})$  capacidade instalada da usina hidrelétrica i (termelé trica j), em MW, no intervalo t;

- $G_{\ell,t}^{\text{Cp}}$  potência adquirida da fonte  $\ell$  de energia secundária, em MW,pa ra atendimento da ponta instantânea no intervalo t;
- $o_{i,t}^{h}(o_{j,t}^{te})$  custo unitário atualizado dos encargos variáveis, em US\$/MWh, da usina hidrelétrica i (termelétrica j) no intervalo t;
- $C_{\ell,t}^{ce}$  custo unitário atualizado da energia secundária adquirida da fonte  $\ell$ , em US\$/MWh, no intervalo t;
- R<sub>m,t</sub> preço atualizado de venda de energia secundária no mercado m, em US\$/MWh, no intervalo t;
- P<sub>i,t</sub> produtividade da usina hidrelétrica i, em MW/m<sup>3</sup>/s, no intervalot;
- Q<sub>i,k,t</sub> vazão turbinada, em m<sup>3</sup>/s, pela usina hidrelétrica i durante operação na região de carga k, no intervalo t;
- Zte geração média da usina termelétrica j, em MW, na região de carga k e intervalo t;
- $z_{\ell,k,t}^{c}$  potência média adquirida da fonte  $\ell$  de energia secundária , em MW, na região de carga k e intervalo t;
- $z_{m,k,t}^{V}$  potência média vendida para o mercado m de energia secundária, em MW, na região de carga k e intervalo t;
- S-k+1  $T_k = \sum_{s=1}^{\infty} \tau_s = duração, em h, da região de carga k;$
- ET fator multiplicativo do custo total de capital e encargos fixos, do último intervalo de planejamento. Este fator propicia a
  correção dos efeitos terminais do programa de expansão;
- $\mathbf{x}_{1}^{\mathrm{T}}$  volume d'água armazenado no reservatório da usina hidrelétrica i, em m³, no intervalo T;
- $f_i(x_i^T)$  função valor terminal da água do reservatório da usina hidrelétrica i, em US\$.

Embora a influência dos custos atualizados que ocorrem nos últimos intervalos de planejamento possa ser pequena, os efeitos terminais ocasionados pelo truncamento do período de estudo podem ainda ser significados em alguns casos. O efeito do truncamento é ignorar os custos incorridos após o horizonte de planejamento. A aproximação utilizada neste trabalho para incluir este efeitos terminais assume que os custos de capital e encargos fixos após o término do período de planejamento relacionam-se com os custos correspondentes no último intervalo de planejamento através de uma série geométrica cuja razão correspondente à taxa de desconto adotada. Os componentes desta série infinta são somados, no limite, e o resultado é atualiza do para o início do período de planejamento. O fator multiplicativo ET na função objetivo possibilita esta correção dos efeitos terminais do programa de expansão.

As funções  $f_i(x_i^T)$  refletem o valor atualizado, após perío do de planejamento, da água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema. A determinação destas funções pode ser feita com o auxílio da programação paramétrica (BAJAY, 1981).

As principais restrições matemáticas do programa linear estão indicadas a seguir.

(a) Atendimento da demanda de ponta instantânea:

onde:

 $d_{i,t}^{h}(d_{j,t}^{te})$  - disponibilidade da usina hidrelétrica i (termelétrica j) no intervalo t;

D<sub>p,t</sub> - demanda de ponta instantânea, em MW, no intervalo t;

r<sub>t</sub> - margem de reserva de capacidade, em MW, no intervalo t.

(b) Atendimento da demanda nos patamares da curva de permanência de carga:

onde:

D<sub>s,t</sub> - demanda de carga, em MW, no patamar s e intervalo t.

(c) Limites na capacidade instalada das usinas candidatas e na compra de potência de ponta, proveniente de fontes de energia secun dária:

$$G_{i,t}^{h} \leq \overline{G}_{i,t}^{h}$$
 para  $i=1,...,N_{h_{C}}$  e  $t=1,...,T$  (A2.4)

$$G_{j,t}^{te} \leq G_{j,t}^{te}$$
 para j=1,..., $N_{te_C}$  e t=1,..., $T$  (A2.5)

$$\underline{G}_{\ell,t}^{cp} \leq G_{\ell,t}^{cp} \leq \overline{G}_{\ell,t}^{cp} \quad \text{para } \ell=1,\ldots,N_{c} \text{ e t=1,\ldots,T}$$
 (A2.6)

onde:

 $N_{h_C}(N_{te_C})$  - número de usinas hidrelétricas (termelétricas) candidatas ao plano de expansão;

- $\overline{G}_{i,t}^{h}(\overline{G}_{j,t}^{te})$  limite superior, em MW, para a capacidade instalada da usina hidrelétrica i (termelétrica j) no intervalo t;
- $\underline{G}_{\ell,t}^{\mathrm{Cp}}(\overline{G}_{\ell,t}^{\mathrm{Cp}})$  limite inferior (superior), em MW, para a potência adquirida da fonte  $\ell$  de energia secundária, para atendimento da ponta instantânea no intervalo t.
- (d) Limites na geração, compra e venda de energia:

$$\underline{z}_{i,t}^{h} \stackrel{\leq}{=} P_{i,t} \cdot \sum_{k=1}^{\Sigma} Q_{i,k,t} \stackrel{\leq}{=} d_{i,t}^{h} \cdot G_{i,t}^{h} \quad \text{para i=1,...,N}_{h} \text{ e t=1,...,T} \quad (A2.7)$$

$$\frac{z_{j,t}^{te}}{z_{j,t}^{te}} \leq \sum_{k=1}^{S} z_{j,k,t}^{te} \leq d_{j,t}^{te} \cdot G_{j,t}^{te} \quad \text{para } j=1,...,N_{te} \text{ e } t=1,...,T$$
 (A2.8)

S  

$$\Sigma$$
  $\Sigma^{\mathbf{V}}_{\mathbf{m},\mathbf{k},\mathbf{t}} \leq \overline{\Sigma}^{\mathbf{V}}_{\mathbf{m},\mathbf{t}}$  para  $m=1,...N_{\mathbf{V}}$  e  $t=1,...,T$  (A2.10)  
 $k=1$ 

onde:

 $\underline{z}_{i,t}^{h}$  ( $\underline{z}_{j,t}^{te}$ ) - limite inferior, em MW, para a geração da usina hidre létrica i, (termelétrica j) no intervalo j. Para usinas candidatas  $\underline{z}_{i,t}^{h}$  ( $\underline{z}_{j,z}^{te}$ ) = 0

-v Z - limite superior, em MW, para a potência média vendida para o mercado m de energia secundária, no intervalo t.

(e) Balanço dinâmico dos reservatórios das usinas hidrelétricas:

$$x_{i}^{t+1} = x_{i}^{t} + y_{i}^{t} + \sum_{n \in U_{i}}^{\Sigma} (\sum_{k=1}^{S} Q_{n,k,t} + v_{n}^{t}) - \sum_{k=1}^{S} Q_{i,k,t} - v_{i}^{t}$$
 (A2.11)

para 
$$i=1,...,N_h$$
 e  $t=1,...,T$ 

onde:

 $y_i^t$  - vazão não regularizada afluente ao reservatório da usina hidrelétrica i no intervalo t, em m³;

U - conjunto de usinas hidrelétricas imediatamente a montante da usina i;

 $v_i^t$  - vazão vertida pela usina hidrelétrica i no intervalo t, em  $m^3$ .

(f) Limites nos armazenamentos e defluências dos reservatórios:

$$\underline{x}_{i}^{t} \leq x_{i}^{t} \leq \overline{x}_{i}^{t}$$
 para  $i=1,\ldots,N_{h}$  e  $t=1,\ldots,T$  (A2.12)

$$\underline{\mathbf{u}}_{\mathbf{i}}^{\mathsf{t}} \leq (\sum_{k=1}^{S} \mathbf{Q}_{\mathbf{i},k,\mathsf{t}}^{\mathsf{t}}, \mathbf{v}_{\mathbf{i}}^{\mathsf{t}}) \qquad \text{para } \mathbf{i}=1,\ldots,N_{\mathsf{h}} \text{ e } \mathsf{t}=1,\ldots,T \qquad (A2.13)$$

onde:

- $\underline{x}_i^t$   $(\overline{x}_i^t)$  limite inferior (superior) de armazenamento no reservatório da usina hidrelétrica i no intervalo t, em m³;
- $\underline{u}_i^t$  limite inferior de defluência da usina hidrelétrica i no intervalo t, em  $m^3$ .

Outras restrições matemáticas, como, por exemplo, as referentes à retirada automática de operação de velhas usinas não econômicas, ou as limitando a instalação de capacidade geradora em um certo intervalo de planejamento à uma faixa especificada em função da capacidade instalada no intervalo anterior, ou as especificando limites de geração para conjuntos de usinas termelétricas queimando um certo tipo de combustível, em função da disponibilidade desse combustível, conforme definido por critérios econômicos e/ou política governamental, ou as relacionadas com o controle das diversas formas de poluição oriundas de usinas de potência,ou, ainda, as limitando os dispêndios com moeda estrangeira em certos intervalos de planejamento, podem ser facilmente incorporados à formulação do problema.

O módulo de planejamento pode ser empregado tanto para se determinar o programa ótimo de expansão, com o auxílio das hidrologias do período crítico, conforme exposto na seção anterior, como para se obter a estratégia ótima de operação para uma dada configuração de usinas. Neste último caso, utilizado, por exemplo, quando se deseja determinar a expectativa de geração das usinas e o custo marginal de energia associado, emprega-se todo o histórico de vazões e não só os registros do período crítico. O papel das funções valor terminal da água pode ser bastante importante aqui.

# A2.4. <u>MÓDULO DE ATUALIZAÇÃO DAS PRODUTIVIDADES DAS USINAS HIDRE</u> LÉTRICAS DO SISTEMA

A potência produzida por uma usina hidrelétrica pode ser

dada por:

$$z_{i,t}^{h} = P_{i}^{esp..}(H_{i,t}^{mon.} - H_{i,t}^{jus.} - H_{i,t}^{p}).\sum_{k=1}^{S} Q_{i,k,t}$$
 (A2.13)

para 
$$i=1,...,N_h$$
 e  $t=1,...,T$ 

onde:

p<sup>esp.</sup> - produtividade específica da usina hidrelétrica i, em MW/m³/s/m:

H<sup>mon.</sup> - nível d'água no reservatório da usina i no intervalo t, em m;

H<sup>jus.</sup> – nível d'água no canal de fuga da usina i no intervalo t, em m;

 ${\tt H}_{\dot{1}}^{\rm p}$  - redução média da queda disponível da usina i, em m, devido às perdas hidráulicas na adução e na descarga no canal de fuga.

 $H_{i,t}^{mon.}$  e  $H_{i,t}^{jus.}$  são normalmente encontrados como funções de armazenamento  $x_i^t$  (polinômios cota-volume) e da defluência  $u_i^t = \sum_{k=1}^{\infty} Q_{i,k,t} + v_i^t$  (polinômios cota-vazão), respectivamente:

$$H_{i,t}^{mon.} = a_{o} + a_{1}x_{i}^{t} + a_{2}(x_{i}^{t})^{2} + a_{3}(x_{i}^{t})^{3} + a_{4}(x_{i}^{t})^{4}$$

$$H_{i,t}^{jus.} = b_{o} + b_{1}u_{i}^{t} + b_{2}(u_{i}^{t})^{2} + b_{3}(u_{i}^{t})^{3} + b_{4}(u_{i}^{t})^{4}$$
(A2.14)

para 
$$i=1,...,N_h$$
 e  $t=1,...,T$ 

Substituindo as expressões (A2.14) em (A2.13) e simplificando o resultado, obtem-se:

$$z_{i,t}^{h} = [c_{1} + c_{2}u_{i}^{t} + c_{3}(u_{i}^{t})^{2} + c_{4}(u_{i}^{t})^{3} + c_{5}(u_{i}^{t})^{4} + d_{1}x_{i}^{t} + d_{2}(x_{i}^{t})^{2} +$$

+ 
$$d_3(x_i^t)^3$$
+  $d_4(x_i^t)^4$ ].  $\sum_{k=1}^{S} Q_{i,k,t}$  para  $i=1,...,N_h$  e (A2.15)

Como no módulo de planejamento  $Z_{i,t}^h = P_{i,t}, \sum_{k=1}^{\infty} Q_{i,k,t}, con$  clui-se que:

$$P_{i,t} = c_1 + c_2 u_i^t + c_3 (u_i^t)^2 + c_4 (u_i^t)^3 + c_5 (u_i^t)^4 + d_1 x_i^t + d_2 (x_i^t)^2 + d_3 (x_i^t)^3 + d_4 (x_i^t)^4$$
 para i=1,..., N<sub>h</sub> e t=1,..., T (A2.16)

Logo, conhecendo-se os valores de 
$$x_i^t$$
.  $\sum_{k=1}^{S} Q_{i,k,t} e v_i^t$ , a

partir dos resultados obtidos no módulo de planejamento, pode-se atualizar os valores da produtividade média  $P_{i,t}$ .

#### BIBLIOGRAFIA

- [1] ALBUQUERQUE, J.C. et alii. Modelo de Análise da Expansão a Longo Prazo do Sistema Interligado Brasileiro. Seminário Nacional de Transmissão e Produção de Energia Elétrica, 1980.
- [2] ANANDALINGAM, G. Government Policy and Industrial Investment in Cogeneration in the USA. Energy Economics, Abril, 1985.
- [3] ANDRADE, M.G. <u>Modelo Equivalente para Sistema Hidrelétrico</u>. CO-SE/UNICAMP. Setembro, 1985.
- [4] BAJAY, S.V. The Expansion of Power Generating Systems: The Need for Broader Assessments. International Journal of Environmental Studies, Vol. 15, 1980.
- [5] BAJAY, S.V. Analysis of Regional Development Alternatives for

  Large Power Generating Systems. Tese de Doutorado.University

  of Newcastle Upon Tyne, 1981.
- [6] BAJAY, S.V. Long Term Electricity Demand Forecasting Models: A Review of Methodologies. UNICAMP, 1983.
- [7] BAJAY, S.V. <u>Production Scheduling Models for Hydro-Thermal Power Systems a Review, of Methodologies</u>. UNICAMP, 1983.
- [8] BAJAY, S.V. <u>Planejamento Integrado da Expansão de uma Empresa</u>

  <u>Produtora de Energia Elétrica</u>. Anais do III Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Outubro, 1984.
- [9] BAJAY, S.V. et alii. Modelo Linear de Otimização para Planeja —

  mento da Expansão de Sistemas Hidrotérmicos de Potência. Sim

  pósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Rio de Janeiro,

  1984.

- [10] BAJAY, S.V. & LIMA, P.C. <u>Planejamento de uma Estrutura Tarifá-ria para Energia Elétrica</u>, <u>Baseada em Custos Marginais</u>, <u>Utilizando Programação Matemática</u>. Anais do III Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Outubro de 1984.
- [11] BAJAY, S.V. & SANTOS, A.H.M. <u>Capacity Planning of Decentrali</u> <u>zed Small-Scale Hydro Power Plants</u>. Waterpower'85. Las Vegas, Setembro, 1985.
- [12] BARBOUR, E. et alii. Power Value Determinations. Waterpower.
- [13] BAUER, L. <u>Electrical Energy From Hydro Power Plants: Global A-nalysis</u>. Symposium on project, design and installation of small hydro power plants. Viena, junho/julho, 1981.
- [14] BAUER, L. Hydro Electrical Energy: Facts and Figures for Austria. Symposium on project, design and installation of small hydro power plants. Viena, junho/julho, 1981.
- [15] BEGLARI, F. & LAUGHTON, M.A. Model Building With Particular Reference to Power System Planning: The Improved Z Substitutes Method. IV PSCC. Grenoble, Setembro, 1972.
- [16] BEGLARI, F. & LAUGHTON, M.A. The Combined Cost Method for Optimal Economic of an Electrical Power System. IEEE, PES Summer Meeting and Energy Resources Conference. Califórnia, Julho, 1974.
- Purchase Balance Under Demand Variations. IEEE, Vol.PAS-101,
  Dezembro, 1982.
- [18] BITU, R.S. A Nova Tarifa de Energia Elétrica. Eletricidade Mo-

- derna, 8-16, Março, 1986.
- [19] BOISSÉ, G. et alii. The Capri Model for the Choice of Generati on Expansion Programmes. COPIMERA. São Paulo, Novembro, 1975.
- [20] BOOTH, R.R. Optimal Generation Planning Considering Uncertainty. IEEE, Vol.PAS-91, Nº 1, Janeiro/Fevereiro, 1979.
- [21] BORGESE, D. <u>Integration Problems of an Intermittent Power Gene</u>

  <u>rating Plant</u>. Electric Power Systems Research, 207-211, Setembro, 1979.
- [22] BRAVO, V. <u>El Processo de Planeamiento Energético</u>. Instituto de Economia Energética. Bariloche, 1985.
- [23] BRUDENELL, R. & GILBREATH, J.H. <u>Economic Complementary Operation on of Hydro Storage and Steam Power in the Integrated TVA</u>

  System. A IEE Winter General Meeting. New York, Junho, 1959.
- [24] BUSSE, A.G. et alii. <u>Elasticidade Renda</u>, <u>Elasticidade Pre-</u>
  <u>co Pura e Cruzada e Elasticidade de Outros Fatores que In-</u>
  <u>fluem na Demanda da Eletricidade</u>. ELETROBRÁS, Fevereiro ,

  1984.
- [25] CAILLE, R.E. <u>Aparelhos Elétricos</u>: <u>Potências</u>, <u>Demandas</u>, <u>Consumo</u>

  <u>e Produções</u>. CESP/ELETROCAMPO. São Paulo, 1980.
- [26] CPUC (Califórnia Public Utilities Commission). Final Staff Report on Cogeneration and Small Power Production Pricing
  Standards. San Francisco, Janeiro, 1981.
- [27] CAMARGO, C.C.B. <u>Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência</u> Elétrica. LTC/ELETROBRÁS, FEESC, 1981.
- [28] CANAMBRA (Canambra Engineering Consultants Limited). Power Stu

- dy of South Central Brazil. United Nations Development Programme. Dezembro, 1966.
- [29] CARAMANIS, M. <u>Investment Decisions and Long-Term Planning Under Electricity Spot Pricing</u>. IEEE, Vol.PAS-101,Nº 12, 4640

  -4648, 1982.
- [30] CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais). <u>Determinação do</u>

  <u>Fator de Demanda e Fator de Carga Típicos de Distribuição</u>.

  Belo Horizonte, 1981.
- [31] CHANGMING, L. & GUANGTE, W. The Estimation of Small-Watershed

  Peak Flows in China. Water Resources Research. Vol.16, 881886, Outubro, 1980.
- [32] CHESTNUT, H. et alii. Monitoring and Control Requirements for

  Dispersed Storage and Generation. IEEE, Vol.PAS-101, Julho,

  1982.
- [33] CODI (Comitê de Distribuição). <u>Planejamento de Sistemas de Distribuição</u>. Editora Campus. Rio de Janeiro, 1982.
- [34] COSTA, J.M.M. <u>Distribuição de Energia Elétrica</u>. EFEI. Itajubá, 1980.
- [35] COVARRUBIAS, A.J. Expansion Planning for Electric Power Systems.

  IAEA Bulletin, Vol.21, Nº 2/3. Viena, Junho, 1979.
- [36] CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). <u>Energia e Desenvolvi</u> mento. Campinas, 1982.
- [37] CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Anais do Seminário

  Sobre Alternativas Energéticas para os Anos 90. Campinas, No vembro, 1985.

- [38] CUINAT, R. & ROUSSEL, P. Environnement et Petites Usines Hydro Electriques. La Houille Blanche, Nº 4/5, 1981.
- [39] CUNHA, S.H.F. et alii. Reliability Evaluation in Hydrothermal

  Generation Systems. IEEE, Vol.PAS-101, No. 12, 4665-4673,

  Dezembro, 1982.
- [40] DAVID, A.K. Stochastic Energy Sources. Energy Systems Laborato ry.Royal Institute of Techonology Stockholm, 1982.
- [41] DAWSON, H.B. <u>Análisis Financeiro Economico y Social de Proyectos para Pequenas Centrales Hidroelectricas</u>. Lima, Agosto, 1981.
- [42] DIECKINSON, H. & WHITTINGTON, H.W. <u>Rural Electricity Suplies</u>.

  Occasional papers on appropriate technology. Junho, 1978.
- [43] DIMOND, A. Small Hydro Offers Utilities Big Benefits. Public Power, Nº 43. Novembro/Dezembro, 1978.
- [44] DINIZ, A.S. & alii. Componentes de Sistemas Hidrotérmicos de Potência. Seminário de Motorização de Centrais Hidrelétri cas. COSE/UNICAMP, 1984.
- [45] DOMEREQ, J. <u>Development of Hydroelectric Potencial in Spain:</u>

  <u>its Present and its Future. The Role of Small-Scale Hydroelectric Plants.</u> Symposium Hydroelectricity prospects in the new energy situation. United Nations Economic Comission for Europe. Atenas, Novembro, 1979.
- [46] DNAEE (Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica). Portaria 095/81 Consumo de Energia Elétrica Segundo as Classes e Sub-Classes. Brasília, Novembro, 1981.
- [47] DNAEE (Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica). Nova

- Tarifa de Energia Elétrica. Metodologia e Aplicação. Brasília, 1985.
- [48] EGELAND, O. et alii. Operation Planning of a Multi-River and Multi-Reservoir Hydro-Dominated Power Production System. CI GRÉ. Paris, Setembro, 1982.
- [49] ELETROBRÁS. A Energia Hidrelétrica no Brasil. Rio de Janeiro, 1982.
- [50] ELETROBRÁS. Metodologias Empregadas nas Previsões de Mercado de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 1983.
- [51] ELETROBRÁS. Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas. Rio de Janeiro, 1984.
- [52] ELETROBRÁS & DNAEE (Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica). Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas. 1982.
- [53] ELETROBRÁS & DNAEE (Departamento Nacional de Água e Energía Elétrica). Manual de Mini Centrais Hidrelétricas. 1985.
- [54] ELETROBRÁS & DNAEE (Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica). Manual de Micro Centrais Hidrelétricas. 1985.
- [55] ELETROBRÁS & DNAEE (Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica). Metodologia para Regionalização de Vazões. 1985.
- [56] EPRI(Electric Power Research Institute). Simplified Methodology for Economic Screening of Potential Small-Capacity Hidro Electric Sites. San Francisco, 1983.
- [57] EPRI (Electric Power Research Institute). Cost and Design Study of Modular Small Hydro Plants. New York, 1984.
- [58] ERNOULT, P. & RABUT, M. Presentation of the "Sectorial Model"

- <u>Used for Long-Term Forecasting of the Consumption Load Curve</u>. Reseaux electriques et materiels electriques, Nº 4, 41-52, 1982.
- [59] ETIENNE, J. & CHADENSON, P. Les Minigroupes Hydroelectriques .

  La hoiulle Blanche, Nº 4/5, 1981.
- [60] FERRARO, R.J. & DIETRICH, J.R. <u>Integrating New D.C. Sources In</u> to Utility Systems.
- [61] FINK, L.H. & FERRO, W.E. <u>Effective Integration of New Technolo</u>

  gies <u>Into Electric Energy Systems</u>. IEEE, Vol.PAS-101, Julho,

  1982.
- [62] FINLEY, L. et alii. Houston Lighting & Power's Preliminary Economic Analysis of Load Management. IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.101, Nº 12, Dezembro, 1982.
- [63] FLAIM, T. Avoided Costs for Solar Facilities. Energy Policy, Junho, 1985.
- [64] FRANCOU, J. <u>Les Petites Installations Hydroélectriques Dans</u>

  <u>les Pays en Voie de Développement</u>. La Houille Blanche, Nº 4/5, 1981.
- [65] FRITZ, J.J. Small and Mini Hydropower Systems. Resource Assesment and Project Feasibility. Mc Graw-Hill Book Company.New York, 1984.
- [66] FUPAI (Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria) <u>Projetos dos Cursos de Estudos e Projetos de PCHs (CEPCH)</u>. Ita jubá, 1983/1986.
- [67] GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema). Critérios Gerais de Atendimento. Rio de Janeiro, 1982.

- [68] GINOCCHIO, R. <u>L'énergie</u> <u>Hydraulique</u>. Editions Eyrolles. Paris, 1978.
- [69] GIROD, J. <u>La Demande D'Energie</u>. Centre Nacional de La Recherche Scientifique. Paris, 1977.
- [70] GLATZEL, F.J. Small-Scale Solar Electricity Generation and Redundancy of the Grid. Electric Power Systems Research, 213-226, 1980.
- [71] GLIMN, A.F. & KIRCHMAYER, L.K. Economic Operation of Variable—

  -Head Hydroelectric Plants. AIEE Summer General Meeting and

  Air Transportation Conference. Buffalo, Junho, 1958.
- [72] GOUBET, A. <u>Les Petites Installations Hydroélectriques Dans les</u>
  Pays <u>Industrialisés</u>. La Houille Blanche, Nº 4/5, 1981.
- [73] GRANT, E.L. et alii. <u>Principles of Engineering Economy</u>. John Wiley & Sons. New York, 1976.
- [74] GRIMSRUD, P.G. & CHAM, M.L. <u>Marketability of Low-Head Hydropo-wer</u>. IEEE, Vol.PAS-100, Janeiro, 1981.
- [75] HAMOUD, G. & NEUDORF, E. <u>Use of the Cumulant Method in Computing the Frequency and Duration Indices of Single and Two Interconnected Systems</u>. IEEE, Vol.PAS-102, Nº 8, Agosto, 1983.
- [76] HELLMUTH, H. <u>Evolução</u> <u>da Geração</u> <u>da Energia Elétrica no Brasil</u> a <u>Partir de 1960</u>. Revista Siemens, Vol.IV, Nº 3, 1984.
- [77] HINGORANI, N.G. & SLAPP, J. Application of Induction Generators

  and Transmission Lines to Small Hydroelectric Power Plants.
- [78] HJELMFELT, A.T.Jr. & CASSIDY, J.L. Hydrology for Engineers and

- Planners. Iowa State University Press. Ames, Iowa, 1975.
- [79] HOSEASON, R. & TANNER, P.D. The Relationship Between Energy and Peak Demand. Conference on load forecasting. Maio, 1974.
- [80] HUSEDING, V. <u>Digital Simulation Techniques in the Planning of</u>

  <u>Large Mixed Supply Power Systems</u>. Symposium on Prospects for the Development of Hydro-Electric Schemes and for Their Incorporation in Future Energy Supply Systems. Iugoslávia, Outubro, 1970.
- [81] HYDRO QUÉBEC. Projet Lac Robertson. Montreal, 1985.
- [82] JACOBS, N. & HARDER, J. <u>Planning for Hydro Projects in an Integrated System.</u>
- [83] JAMES, L.D. & LEE, R.R. Economics of Water Resources Planning .

  Mc Graw-Hill Book Company. New York, 1971.
- [84] JINGXI, F. Small Hydro Power and Rural Grids in China. Pequim, 1984.
- [85] JONES, B.W. & MORETTI, P.M. <u>Evaluation of Wind Generator Econo</u>

  <u>mics in a Load Duration Context</u>. IEEE Energy Development

  III. New York, 1977.
- [86] KALHAMMER, F.R. & SCHNEIDER, T.R. Load Management and Energy

  Storage: Energy Management Tools.Electric Power Research

  Institute. Palo Alto, Califórnia.
- [87] KIRKHAM, H. et alii. Energy Management System Design With Dispersed Storage and Generation. IEEE, Vol.PAS-100, Julho, 1981.
- [88] KIRKHAM, H. & KLEIN, J. Dispersed Storage and Generation Im-

- pacts on Energy Managemente System. IEEE, Vol.PAS-102, Fevereiro, 1983.
- [89] KOBER, K. et alii. Long-Term Planning of the Power Production

  System in Norway. CIGRÉ, Paris, Agosto/Setembro, 1970.
- [90] KUIPER, J. Analysis of Alternative Sequences of Hydroelectric Power Developments. Tese de Doutorado. Stanford University, 1973.
- [91] LASU, S. <u>Small Waterpower Station in Sweden</u>. Symposium Hydroelectric Prospects in the New Energy Situation. United Nations Economic Commission for Europe. Atenas, Novembro, 1979.
- [92] LOVEJOY, D. Comparative Costs of Solar, Wind and Diesel Pumping at Village Sites in Nigéria, Somalia and Zimbabwe. Department of technical cooperation for development. New York, Outubro, 1984.
- [93] LEFEVRE, B. & GAL, G. <u>True</u> and <u>Calculated Load Curve</u>; <u>Some Comments and New Viewpoints</u>. Reseaux electriques, materiels electriques, No. 3, 13-24, 1982.
- [94] LEGISA, J. <u>Evaluacion de Proyectos Con Nuevas Fuentes y Tecno-logias Energéticas</u>. Seminário de Introdução de Tecnologias Energéticas Alternativas no Brasil para o Ano 2000. Rio de Janeiro, 1985.
- [95] LEVY, S.M. A Comprehensive Energy Conservation Program for Irrigated Agriculture. Summer Meeting American Society of Agricultural Engineers. University of Tennessee. Knoxville, Junho, 1984.
- [96] LIN, G. Small-Sized Hydroelectric Resources and its Utilizati-

- on Planning. Pequim, 1983.
- [97] Lockeretz, W. Agriculture and Energy. Academic Press, Inc. New York, 1977.
- [98] LUDEQVIST, C.G. Confiabilidade de Suprimento Elétrico. Um Méto

  do Analítico de Cálculo e Sua Aplicação no Sistema Gerador

  Brasileiro. Pesquisa Operacional, Vol.1, Outubro, 1981.
- [99] MA, F.S. & CURTICE, D.H. <u>Distribution Planning and Operations</u>

  <u>With Intermittent Power Production</u>. IEEE, Vol.PAS-101, Agos

  to, 1982.
- [100] MA, F.S. & ISAKEN, L. <u>Impact of Dispersed Supply Management on Electric Distribution Planning and Operations</u>. IEEE, Vol. PAS-98, Setembro, 1979.
- [101] MADDIGAN, R.J. et alii. Rural Electrification: its future in the USA. Energy Policy. Junho, 1984.
- [102] MAIDMENT, D.R. & CHOW, V.T. <u>Stochastic State Variable Dynamic Programing for Reservoir Systems Analysis</u>. Water Resources Research, Vol. 17, No. 6, Dezembro, 1986.
- [103] MANKLADI, R.R. et alii. Exploiting Irrigation Systems With Hydropower. Waterpower e Dam Construction, Fevereiro, 1984.
- [104] MARIUS, V. <u>L'Avenir est aux Microcentrales Électriques</u>. Le Monde. Mardi, 25/Dezembro, 1984.
- [105] MC DONALD, J.F. The use of Weighted Discount Rates in Cost-Be nefit Analysis: A Further Analysis. Water Resources Research, Vol.17, No. 3, 478-480, Junho, 1981.
- [106] MC GRAW, E. Distribution System Protection Manual. Canonsburg,

- Pennsyvania.
- [107] MENDES, S.B. <u>Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes</u>.

  Tese de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1980.
- [108] MESLIER, F. <u>Simulation of the Optimal Management of a Thermal</u> and Hydraulic Generation System.
- [109] MISTRY, J.F. Mini and Micro Hydro in Gujarat. Waterpower and Dam Construction. Fevereiro, 1984.
- [110] MONTICELI, J.J.et alii. <u>Possibilidades de Pequenas</u> <u>Centrais</u>

  <u>Hidrelétricas no Estado de São Paulo</u>. III Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Outubro, 1984.
- [111] MOORE, R.C. Consider Induction Generators. Siemens-Allis.
- [112] MORAES, C.M. <u>Tecnologia na Fabricação de Equipamentos Ligados</u>

  <u>a PCH's</u>. I Encontro Sobre Normalização de Equipamentos para Pequenas Centrais Hidrelétricas-PCH's. Agosto, 1985.
- [113] MORAES, C.M. <u>Auto Geração Pequenas Centrais Hidrelétricas</u>.

  FIESP, São Paulo, Janeiro, 1987.
- [114] NACHTNEBEL, H. Hydrological Analysis for the Planning of Small Hydropower Plants. Symposium on project, design and instal lation of small hydro power plants. Viena, Junho/Julho, 1981.
- [115] NACHTNEBEL, H. Economic Efficiency of Small-Scale Hydroplants.

  Symposium on project, design and installation of small hydropour plants. Viena, Junho/Julho, 1981.
- [116] NOGUEIRA, L.A.H. A Crise Energética Atual e sua Antecessora .

- Ciência e Cultura, 952-956, Junho, 1984.
- [117] NOGUEIRA, L.A.H. & SANTOS, A.H.M. <u>A Potencialidade das Peque-</u>
  nas <u>Centrais Termoelétricas</u>. Seminário Sobre Pequenas Centrais Termelétricas à Locomóveis. EFEI. Agosto, 1985.
- [118] NORRIS, T.E. Economic Comparisons in Planning for Electricity Supply. IEE, Vol.117, No. 3, 593-605, Março, 1970.
- [119] NOYES, R. Small and Micro Hydroelectric Power Plants. Noyes

  Data Corporation. New Jersey, USA, 1980.
- [120] OLADE (Organização Latino-Americana de Energia). 2º Curso de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroelectricas. Bucaramanga, Colômbia, 1985.
- [121] OLAUSSEN, E. et alii. <u>Detailed Simulation Model</u> <u>Discharge</u>
  Strategies. EFI, Oslo.
- [122] ONU (Organização das Nações Unidas). <u>Manual de Projetos de De</u> senvolvimento Econômico. México, 1958.
- [123] ONU (Organização das Nações Unidas). <u>Small Scale Power Genera</u> tion. New York, 1967.
- [124] OYAMA, T. Applying Mathematical Programming to Mesure Eletricity Marginal Costs. IEEE, Vol.PAS-102, Nº 5, 1324-1330 , Maio, 1983.
- [125] PETIT, C. Microcentrales Hydroélectriques D'Une Puissance Inférieure à 100 kW. La Houille Blanche, Nº 4/5, 1981.
- [126] PIRES, E.T. <u>Irrigação por Aspersão</u>. <u>Dimensionamento</u>. <u>EMATER-</u> MG. Belo Horizonte, Outubro, 1982.
- [127] POLLARD, W.G. A General Method for the Evaluation of Possible

- Systems for Electric Generation With Solar Energy. IEEE, Vol.PAS-97, Setembro, 1978.
- [128] POORE, W.P. Consumer Interruption Costing for Reliability

  Cost/Benefit Evaluation. IEEE, Vol.PAS-102, Nº 5, 1361
  1364, Maio, 1983.
- [129] RABAND, J. & PICOLLIER, G. Les Groupes Pour Petites Centrales

  de Production de 1.000 à 8000 kW . La Houille Blanche, No
  4/5, 1981.
- [130] RADLER, S. Special Remarks on Hydro Potential for Mini Power

  Developments. Symposium on project, design and installation of small hydro power plants. Viena, Junho/Julho, 1981.
- [131] RAMAKUMAR, R. Renewable Energy Sources and Developing Countri es. IEEE, Vol.PAS-102, Fevereiro, 1983.
- [132] RAMOS, F. <u>Avaliação do Potencial Regional de Pequenas Centrais</u>
  Hidrelétricas. Revista Brasileira de Engenharia.Vol.1,Nº 2.
- [133] RAMOS, F.S.A. & SCHOEPS, C.A. <u>Fator</u> <u>de Carga como Índice de U</u>

  <u>tilização</u> <u>Racional</u> <u>da Energia Elétrica</u>. Congresso Brasi leiro de Energia. Rio de Janeiro, 1978.
- [134] RAU, N.S. et alii. Expected Energy Production Costs by the Me thod of Moments. IEEE, Vol.PAS-99, No 5, Setembro, 1980.
- [135] RAU, N.S. & SCHENK, K.F. <u>Application of Fourier Methods</u> for the Evaluation of Capacity Outage Probabilities.IEEE, 1979.
- [136] REYES, J. & BARRIOS, G. <u>La Electrificacion en Venezuela</u>. XI

  Conferência Latino Americana de Eletrificação Rural (CLER)

  Curitiba, Outubro, 1986.

- [137] ROCKINGHAM, A.P. <u>A Probabilistic Simulation Model for the Cal</u>

  <u>culation of the Value of Wind Energy to Electric Utilities.</u>

  BWEA Workshop, 147-156, Abril, 1979.
- [138] ROMANCHECK, R. A Solar and Wind Energy Evaluation. IEEE. Power Engineering Society. Janeiro, 1978.
- [139] ROSA, N.da S. <u>Informe Nacional Sobre Eletrificação Rural no</u>
  Brasil. XI CLER. Curitiba, Outubro, 1986.
- [140] ROSENTHAL, H. & AZEVEDO FILHO, J.M. <u>Diretrizes Básicas para o</u>

  <u>Planejamento de Fornecimento de Energia Elétrica para uma</u>

  Área ou Região. Eletroprojetos S/A. Rio de Janeiro, 1969.
- [141] ROUYER, J.P. & PLOMB, C. Le Recuperation D'Energie Hydraulique: Petites Installations D'Energie Associées à de Grands

  Projets Hydrauliques. La Houille Blanche, Nº 4/5, 1981.
- [142] ROVERE, E.L. <u>Um Enfoque Alternativo para o Planejamento Ener</u>gético. Revista ABC. Junho, 1986.
- [143] SANT'ANA, R.F. <u>Assessing the Feasibility of Small Hydroelec tric Power Plants</u>. Tese de Doutorado. Colorado State University. Fort Collins, Colorado, 1983.
- [144] SANT'ANA, R.F. & RAMOS, F. <u>Critérios para Seleção da Potência</u>

  <u>Instalada em Pequenas Centrais Hidrelétricas</u>. VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
  São Paulo, 1986.
- [145] SANTOS, A.H.M. <u>As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) nos</u>

  <u>Cenários Presente e Futuro</u>. FINEP/PNUD/UNESCO. Río de Janeiro, 1985.

- [146] SANTOS, A.H.M. & BAJAY, S.V. <u>Métodos para Determinação da Mo-torização em Pequenas Centrais Hidrelétricas</u>. III Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Outubro, 1984.
- [147] SANTOS, A.H.M. & BAJAY, S.V. <u>Planejamento da Motorização de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)</u>, <u>Utilizando-se Programação Dinâmica</u>. III Congresso Brasileiro de Automática.

  Paraíba, Outubro, 1984.
- [148] SANTOS, A.H.M. & COSTA, J.M.M. Alguns Efeitos das Pequenas

  Centrais Hidrelétricas Interligadas aos Sistemas de Distri

  buição. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Salvador, Setembro, 1984.
- [149] SANTOS, A.H.M. & MARTINEZ, C.B. <u>Uma Contribuição ao Estudo de</u>

  Custos <u>das PCHs</u>. EFEI, 1986.
- [150] SANTOS, A.H.M. & NOGUEIRA, L.A.H. <u>Pequenas Centrais Hidrelé</u> <u>tricas: Sua Capacitação na Produção de Alimentos e seu Com ponente Ecológico</u>. Anais do Seminário Internacional Sobre Ecosistemas, Alimentos e Energia, Vol.3, 283-306, Brasília, 1984.
- [151] SANTOS, A.H.M. & NOGUEIRA, L.A.H. <u>Um Método de Comparação en-</u>

  <u>tre a Eletrificação Rural por Meio de Linha de Distribui-</u>

  <u>ção e a Auto Geração com Biogás</u>. IX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Salvador, Setembro, 1984.
- [152] SAUMON, D. & GODIN, P. <u>Energy Storage in an Electric Power</u>

  Grid.
- [153] SCHAINKER, R. <u>Overview on Compressed air Energy Storage</u>. Electric Power Research Institute. Palo Alto, Califórnia. Se-

- tembro, 1984.
- [154] SCHEER, G.B. <u>Um Novo e Original Critério Matemático para Pre-</u> ver o Consumo de <u>Energia (Tradução)</u>. AIEE, 1962.
- [155] SCHENK, K.F. <u>Incorporation and Impact of a Wind Energy Conversion System in Generation Expansion Planning</u>. IEEE, Vol. PAS-100, Nº 12, 4710-4718, Dezembro, 1981.
- [156] SCHLUETER, R.A. et alii. Modification of Power System Operation on for Significant Wind Generation Penetration. IEEE, Vol. PAS-102, Janeiro, 1983.
- [157] SELTZ-PETRASH, A. <u>The new Energy Boom</u>: <u>Small-Scale Hydropower</u>. Civil Engineering, ASCE. Abril, 1980.
- [158] SHELDON, G.H. Small-Scale Hydro-power Development: A Viable E nergy Resourse. Symposium Hydroelectric prospects in the new energy situation. United Nations Economic Commission for Europe. Atenas, Novembro, 1979.
- [159] SIEBENSOHN, F.B. Ruedi Dam Hydropower Project. Waterpower. Las Vegas, Nevada, 1985.
- [160] SIMBURGER, E.J. & CRETCHER, C.K. Load Following Impacts of a Large Wind Farm on a Interconnected Electric Utility System. IEEE, Vo.PAS-102, Março, 1983.
- [161] SMITH, D.J. & REYNOLDS, M. <u>Cogeneration Small Power Production</u>
  on <u>Show Rapid Growth</u>. Power Engineering, 20-26, Outubro,
  1986.
- [162] SMITH, R.A. & SHULTZ, R.D. Operation Analysis in Generation Planning. IEEE, Vol.PAS-102, Maio, 1983.

- [163] SOUZA, Z. et alii. <u>Centrais Hidro e Termelétricas</u>. Ed. Edgard Blucher Ltda. São Paulo, 1983.
- [164] STAGE, S. & LARSSON, Y. <u>Incremental Cost of Water Power</u>.AIEE, 361-365, Agosto, 1961.
- [165] STIEGLER, H. Study of Macroeconomic Importance and Cost Structure of Mini Hydro Schemes. Symposium on project, design and installation of small hydro power plants. Viena, Junho/Julho, 1981.
- [166] STREMEL, J.P. & RAU, N.S. The Cumulant Method of Calculating Lolp. IEEE, 1979.
- [167] STREMEL, J.P. <u>Production Costing for Long-Range Generation Expansion Planning Studies</u>. IEEE, Vol.PAS-101, No. 3, Março, 1982.
- [168] SULLIVAN, R.L. <u>Power System Planning</u>. Mc Graw-Hill Book Company. New York, 1977.
- [169] TABORS, R.D. Economic Operation of Distributed Power Systems

  Within and Electric Utility. IEEE, Vol.PAS-100, Nº 9, 4186

  4195, Setembro, 1981.
- [170] TAYLOR, R.H. et alii. <u>Integration of Wind Power Onto an Electricity Supply System</u>. BWEA Workshop. Abril, 1979.
- [171] Therianos, A.D. <u>Trends in Hydroelectric Schemes and Related Problems With Reference to the Economic Citeria Applied</u>.

  Symposium hydroelectric prospects in the new energy situation. United Nations Economic Commission for Europe. Atenas, Novembro, 1979.
- [172] TOLLEY, G.S. et alii. Electric Energy Availability and Regio-

- nal Growth. Ballinger Publishing Company. Cambridge, Massa chusetts, 1977.
- [173] TVEIT, K.K.J. & VINJAR, A. Long Term Planning of the Power Production System in Norway. CIGRÉ, Agosto/Setembro, 1970.
- [174] U.S.ARMY CORPS. <u>Feasibility Studies for Small Scale Hydropower Additions</u>. Virginia, 1979.
- [175] WATCHORN, C.W. An Improved Basic Methodology for Making Engineering Economic Comparisons of Alternative Facilities. IE

  EE, Vol. PAS-101, Nº 8, Agosto, 1982.
- [176] WEBER, G. <u>Unused Swiss Hydraulic Resources</u>. Symposium hydroelectric prospects in the new energy situation. United Nations Economic Commmission for Europe. Atenas, Novembro, 1979.
- [177] WILLER, D.C. The Commercialisation of Small Scale Hydropower

  Projects at Existing Dams in the United States.
- [178] WONNACOTT, T.H. & WONNACOTT, R.J. <u>Estatística Aplicada à Eco-nomia e à Administração</u>. Livros Técnicos e Científicos Ed. S/A. Rio de Janeiro, 1981.
- [179] WOODLEY, N.H. <u>Decentralized Generation</u>. <u>System Integration As</u> pects.
- [180] YINGZHONG, L. The Prospects of Rural Energy in PRC. Institut of Nuclear Energy Tech, China.
- [181] YOUNG, D. & SCHERALDI, H.D. <u>Constructive Derivation in Dynamic</u>

  <u>Programing Modeling</u>. Water Resources Research, Vol.17, No. 2, 293-294, Abril, 1981.

[182] ZAININGER, H.W. & BELL, D.J. <u>Potential Dynamic Impacts</u> of <u>Wind Turbines on Utility Systems</u>. IEEE, Vol.PAS-100, Dezem bro, 1981.