

Dimensionamento da potência instalada em hidrelétricas

GERALDO QUEIROZ SIQUEIRA

Engenheiro mecânico e eletricitista pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, foi Diretor de Engenharia da CESP e Diretor de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS. Foi Vice-Presidente Executivo da CESP e trabalha atualmente na iniciativa privada.

Logo que assumimos a Diretoria de Planejamento e Engenharia (DPE) da ELETROBRÁS, em outubro de 1980, um assunto — definição da potência a ser instalada em aproveitamentos hidrelétricos — por circunstâncias várias, passadas e recentes, passou a merecer nossa particular atenção.

Estando no setor elétrico há cerca de 25 anos, tendo trabalhado na Canambra (Grupo Coresp) e conhecendo os critérios que, à falta de outros, foram então adotados para comparação expedita entre aproveitamentos hidrelétricos, e verificando que ainda hoje, às vezes imprópriamente, se volta a argüir com tais critérios, pareceu-nos oportuno abordar o assunto de maneira bastante prática e atual, buscando com isto trazer subsídios que possam atenuar algumas distorções que, de outra forma, se agravaram no setor elétrico.

O presente artigo, preparado basicamente pelo Departamento de Geração (DEGE) da DPE, coloca apropriadamente os conceitos atuais que regem o assunto.

Sem embargo do que pretendemos expor neste artigo, a relevância do assunto — Dimensionamento de Usinas Hidrelétricas — levou-nos a enquadrá-lo dentre os temas que serão objeto de estudo e definição pelo Grupo Coordena-

dor do Planejamento do Sistema (GCPS), integrado pelas principais empresas do setor elétrico nacional, sob a coordenação da DPE da ELETROBRÁS.

Demanda de energia elétrica

A demanda de energia elétrica ao sistema gerador dá-se de maneira diferenciada, em termos diários, semanais e sazonais. Isto porque os consumidores têm solicitações diferentes, em função do ritmo das atividades econômicas e de seus hábitos diários de consumo.

Assim, o consumo cresce durante o dia, a partir do amanhecer, atingindo um máximo por volta das 18 horas, resultante do acréscimo de carga de iluminação pública e residencial à carga industrial, passando a decrescer com a redução desta última, até um mínimo nas horas da madrugada.

Ao longo da semana, em cada dia se mantém aproximadamente a forma característica da demanda, porém há uma nítida redução desta nos feriados e fins de semana. Fenômeno semelhante é observado em termos mensais e sazonais, quando influências climáticas e atividades econômicas ligadas a fatores sazonais, como a agroindústria, diminuem ou intensificam o consumo.

A Figura 1 ilustra uma curva de carga típica (demanda de energia elétrica do sistema ao longo do dia). A área duplamente hachurada corresponde à chamada hora da ponta, ou do pico de demanda do sistema. É normalmente resultado da superposição das demandas industriais (as indústrias ainda não cessaram completamente suas atividades) com a iluminação pública, comercial e residencial. A energia média demandada ao

longo do dia corresponde à área sob a curva, enquanto que a ponta corresponde à demanda máxima. À relação demanda média (MWMédio) sobre demanda máxima (MW) dá-se o nome de fator de carga do mercado. Representando a demanda média como a altura de um retângulo de área equivalente à energia média demandada ao longo do dia, e assinalando na curva de carga a demanda máxima, o fator de carga (fc) é a relação entre esses dois valores (Figura 2).

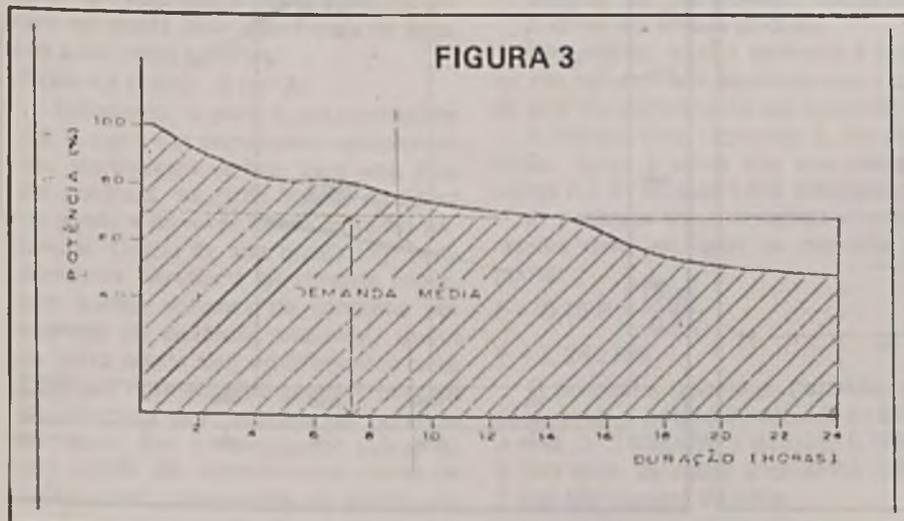
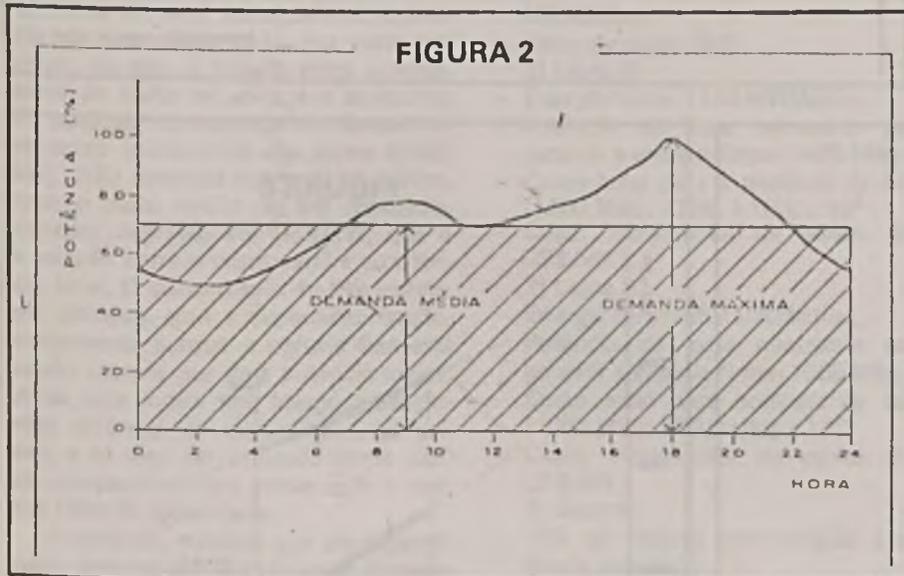
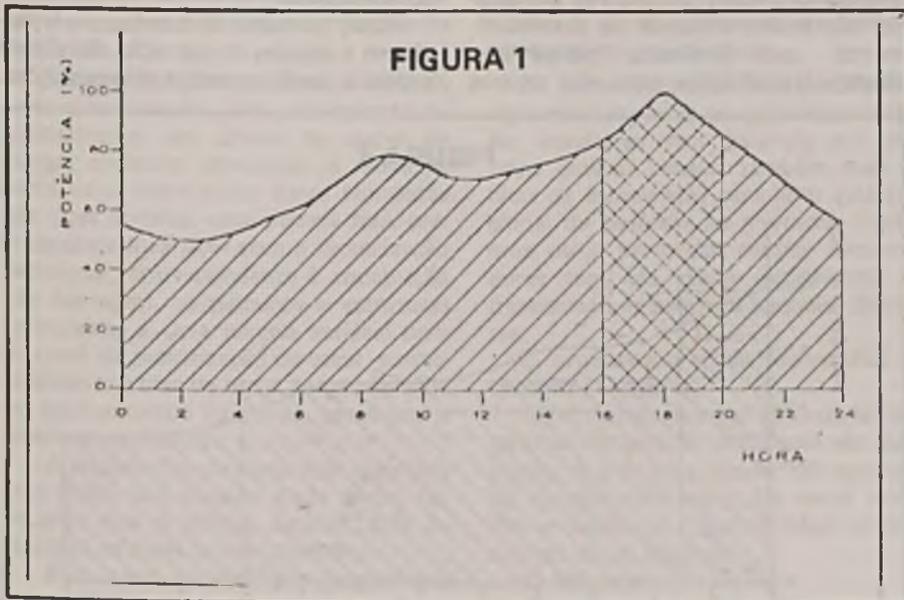
A Figura 3 mostra uma curva de carga em termos de curva de permanência no tempo (às vezes chamada curva monotona ou curva de duração). Trata-se da mesma curva de carga já apresentada, apenas rearrumando-se o consumo, não na ordem cronológica, mas por ordem decrescente de potência, com a duração correspondente. Para fins de raciocínio, esta curva é normalmente aproximada na forma de retângulos em três patamares: um patamar de ponta, um patamar denominado intermediário e um patamar de base. Em um sistema real, estes patamares correspondem à aproximadamente 13% de duração, 75% de duração e 100% de duração (Figura 4).

A energia elétrica, embora possa ser estocada na sua forma primária — sob a forma de energia potencial, na água armazenada nos reservatórios de um sistema hidrelétrico, ou sob a forma de combustível em sistemas termelétricos —, não pode ser armazenada, devendo ser produzida no instante em que é solicitada.

O fato da demanda de energia elétrica variar com o tempo e de não se poder estocar eletricidade obriga os sistemas de geração a se aparelharem para atender às necessidades de energia, assim

TABELA 1

| Potência (MW) | | | Custo (US\$ x 10 ⁷) | | | |
|---------------|------|-------|---------------------------------|-------|--------|---------------------|
| A | B | Total | A | B | Total | Diferença acumulada |
| 2240 | 1000 | 3240 | 2289,6 | 648,3 | 2937,9 | — |
| 2064 | 1176 | 3240 | 2177,7 | 685,4 | 2863,1 | 74,8 |
| 1630 | 1610 | 3240 | 1901,6 | 777,0 | 2678,6 | 259,3 |
| 1400 | 1840 | 3240 | 1755,4 | 825,5 | 2580,9 | 357,0 |



como de demanda máxima de potência. Em outras palavras, o sistema elétrico deve ser capaz de fornecer as quantidades de energia solicitadas pelos consumidores na hora em que esta solicitação ocorre.

Desta forma, o sistema elétrico deve possuir uma capacidade instalada de potência superior àquela que seria necessária se a produção e consumo de energia se dessem de forma invariável ao longo do intervalo de tempo considerado.

Exemplificando: se a quantidade de energia demandada pela curva de carga apresentada na Figura 2, fosse invariável ao longo do dia, seria representada pelo retângulo de área equivalente àquela sob a curva. Para gerar esta quantidade de energia seria necessária apenas uma potência equivalente à altura do retângulo, enquanto que para atender-se a mesma energia, mas da forma que o consumidor a solicita, deveria instalar no sistema uma potência equivalente à altura máxima da curva de carga.

A quantidade de energia que uma usina hidrelétrica é capaz de gerar, em um determinado período de tempo, é limitada pela quantidade de água (vazões afluentes e estoque de reservatórios) disponível neste período. Entretanto, a potência máxima que a usina pode fornecer depende não diretamente das vazões, mas, sim, da capacidade instalada (MW) na usina¹. É conveniente lembrar que uma mesma quantidade de energia pode ser gerada em um intervalo de tempo menor, desde que gerada a uma potência maior.

A relação entre a quantidade de energia que uma usina pode gerar em um determinado intervalo (MW Médios) e a sua capacidade instalada (MW) dá-se o nome de fator de capacidade da usina. É a contrapartida, do lado da geração, do fator de carga do mercado. Assim, o fator de capacidade de uma usina indica a sua capacidade de modular a geração e, por conseguinte, indica como ela pode ser alocada na curva de carga.

Tomando como referência a Figura 4 anterior, em que a demanda foi dividida em três patamares, pode-se dizer que usinas que contribuem com sua energia para atender a curva de carga gerando até 13% do tempo são denominadas usinas exclusivamente de ponta; acima de 13% do tempo e até cerca de 75% do tempo, usinas intermediárias; e acima de 75% do tempo, usinas de base²⁻

Especialização de hidrelétricas

Em decorrência do exposto nasce aqui um conceito de usinas especializadas — ou seja, usinas projetadas para operar em partes determinadas da curva de carga. Este conceito tem origem, principalmente, em razões de ordem econômica.

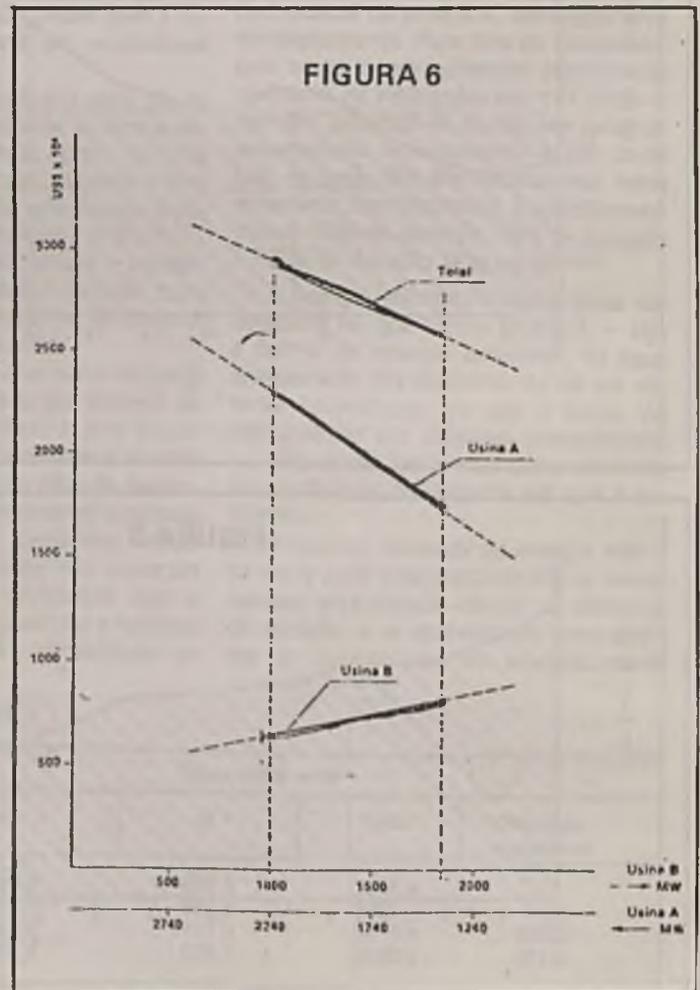
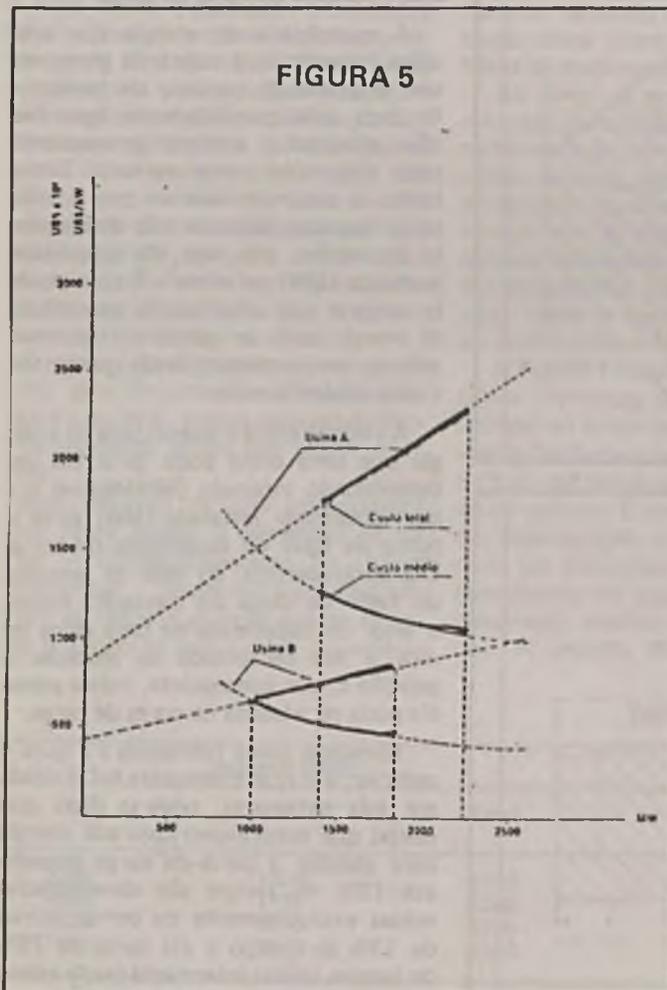
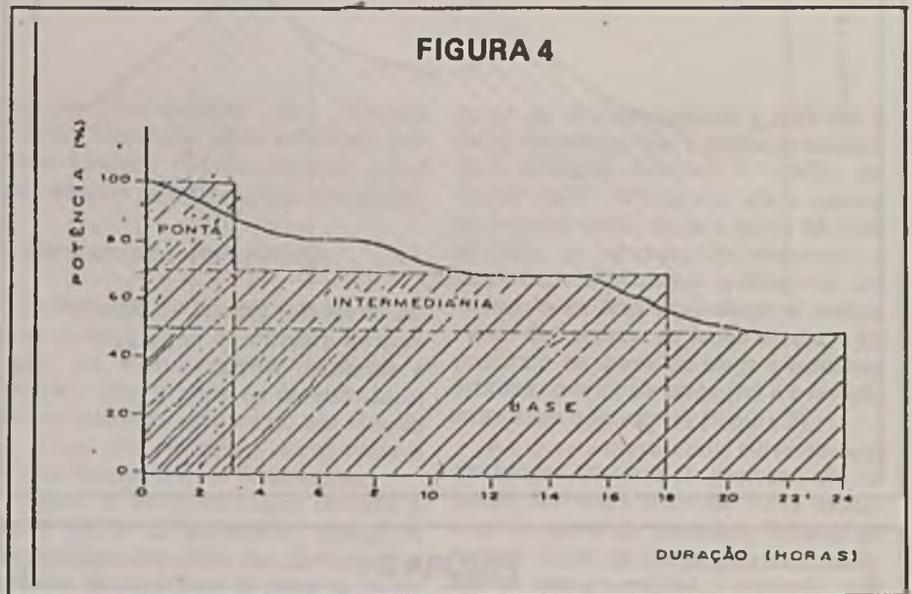
Em sistemas termelétricos, esta especialização é clássica e bastante conhecida: usinas de custo de investimento alto e custos de operações e combustível menores, operam em regime de base (por exemplo, usinas nucleares e termelétricas a carvão); a faixa intermediária é normalmente coberta por usinas a óleo pesado; e, finalmente, aquelas de baixo custo de investimento e alto custo de combustível operam na ponta (têrmicas a diesel e turbinas a gás).

Nos sistemas hidrelétricos, esta especialização, embora exista e possa levar a economias de capital de grande magnitude, não é tão evidente, principalmente

quando o sistema encontra-se em estado não muito avançado de desenvolvimento, com potências hidrelétricas abundantes, situados perto dos centros

consumidores.

Aqui, os custos de combustíveis inexistem e aqueles de operação não são de ordem a levar a grandes diferenças.



A diferença resumê-se aos custos de capital na usina e custos da transmissão associada.

Para entendermos melhor como se dá esta diferenciação, com conseqüente especialização das usinas na curva de carga, podemos conceituar o custo de uma usina hidrelétrica como composto de duas parcelas: uma parcela fixa, praticamente invariável com a motorização adicional, correspondente à construção da barragem, vertedouros e estruturas principais; e uma parcela variável com o nível de motorização da usina, correspondente à casa de força, tomada d'água e equipamentos (turbinas, geradores e serviços auxiliares).

A parcela fixa do custo está associada à energia que a usina pode gerar, enquanto que a parcela variável está associada ao nível de motorização.

É o custo variável que determina a competitividade de instalar-se potência adicional em uma usina, isto é, a decisão de supermotorizá-la. Ao custo variável, ou seja, à relação entre o acréscimo de custo na usina e o acréscimo de potência correspondente, denomina-se custo incremental de ponta (US\$/kW). Não devemos confundir-lo, porém, com o custo médio do kW instalado, também expresso em US\$/kW, que é a relação entre o custo total e a potência total. O custo médio do kW instalado do decresce com a supermotorização, do exatamente porque a parcela fixa está sendo rateada por uma potência maior. Aliás, este índice tem levado a conclusões errôneas de motorização de usinas, e só deve ser utilizado como índice comparativo para usinas com o mesmo fator de capacidade.

A potência máxima que um determinado desnível em um rio pode fornecer varia na razão direta do produto da altura da queda pela quantidade de água que passa pelas turbinas:

$$P (W) = k H (m) \cdot Q (m^3/s)$$

Entretanto, o porte e, em conseqüência, o custo das estruturas e equipamentos, via de regra, variam para uma mesma potência, na razão inversa da altura de queda e na razão direta da vazão turbinada. Usinas de alta queda têm equipamentos baratos e geralmente requerem baixos volumes de concreto por unidade de potência adicional; usinas de baixa queda têm equipamentos caros e exigem normalmente grandes volumes de concreto por unidade de potência adicional. Em conseqüência, usinas de alta queda são normalmente usinas de baixo custo incremental de ponta, en-

quanto que em usinas de quedas média e baixa o custo incremental de ponta é normalmente mais elevado.

O custo de transmissão associado à usina também pode ter peso importante. Ao instalar-se mais potência em uma usina deve-se instalar também mais linhas de transmissão para levar este adicional de potência ao mercado. Assim, uma usina perto dos centros consumidores tem um custo incremental de transmissão inferior ao daquelas distantes.

O problema a seguir exemplifica os conceitos expostos.

Suponhamos que se vá projetar um sistema de geração composto de duas usinas, A e B, para atender um mercado de energia com curva de carga semelhante àquela da Figura 3, cujas características são as seguintes:

- 1) Mercado
 - Requisitos de energia: 1790 MWMédios;
 - Fator de carga: 65%;
- 2) Usina A
 - Energia firme: 1140 MWMédios;
 - Potência de base necessária para garantir a energia firme: 1400 MW;
 - Custo total para a potência de base (1400 MW): 1755,4 US\$ x 10⁶;
 - Custo incremental de ponta: 636 US\$/kW;
- 3) Usina B
 - Energia firme: 650 MWMédios;
 - Potência de base necessária para garantir a energia firme: 1000 MW;
 - Custo total para potência de base (1000 MW): 648,3 US\$ x 10⁶;
 - Custo incremental de ponta: 211 US\$/kW;
- 4) Sistema
 - 15% de reserva com relação à potência instalada;
 - Sistema de transmissão: custo desprezível em ambos os casos.

Pergunta-se: qual a potência a instalar nas usinas A e B, de modo que o custo total de atendimento seja mínimo?

A energia total requerida é, por definição, igual à soma das energias das usinas A e B, ou seja, 1790 MWMédios.

A potência total requerida menos a reserva deve ser igual ao requisito de ponta:

$$P - 0,15 P = \frac{1790}{0,85}$$

$$P = 3,240 \text{ MW}$$

O problema resume-se, portanto, em determinar a potência instalada da usina A ($PA \geq 1400 \text{ MW}$) e da usina B ($PB \geq 1000 \text{ MW}$), de modo a ter-se $PA + PB = 3240 \text{ MW}$ e custo mínimo.

O custo total das usinas A e B pode ser escrito como³:

$$CA (PA) = 1755,4 + 636 (PA - 1400) \times 10^{-3} \text{ US\$} \times 10^6$$

$$CB (PB) = 648,3 + 211 (PB - 1000) \times 10^{-3} \text{ US\$} \times 10^6$$

O problema proposto pode ser facilmente resolvido, principalmente quando de dimensões maiores, por técnicas de programação linear. Não sendo este o espírito do artigo, e em benefício da compreensão, apresentamos a solução pelo método exaustivo, analisando as combinações possíveis.

A Tabela 1 apresenta os custos totais de atendimento para quatro diferentes combinações de potência instalada nas usinas A e B.

Verifica-se que a solução mais econômica é a de instalar-se a maior potência possível na usina B e a menor potência possível na usina A, ou seja, $PA = 1400 \text{ MW}$ e $PB = 1840 \text{ MW}$.

A solução mais comumente encontrada — as duas usinas com mesmo fator de capacidade atendendo o mercado e garantindo a reserva — é a de $PA = V.O$ de fator de capacidade. Neste exemplo, esta solução é 282,2 milhões de dólares (11%) mais cara que a solução econômica.

As Figuras 5 e 6 ilustram a solução.

A Figura 5 mostra, em função da potência, o custo total das usinas (US\$ x 10⁶) e o custo médio do kW instalado (US\$/kW). O custo incremental da ponta é dado pela declividade da reta de custo total — por conseguinte, constante. O custo médio do kW instalado é decrescente com a potência e seu valor tende assintoticamente para o custo incremental de ponta.

A Figura 6 é uma ilustração da Tabela 1, compondo todas as soluções possíveis e os custos correspondentes.

Os dados energéticos e de custo das usinas A e B correspondem aos dados de duas usinas no Sul do Brasil. Para fins de simplificação não foram considerados os custos de transmissão, o que, no caso, penalizaria ainda mais a usina A.

(¹) Supõe-se que há sempre uma capacidade instalada capaz de gerar a energia média no período.

(²) Abstraem-se, para este raciocínio, a geração mínima obrigatória por razões de vazão mínima defluente, a regulação de tensão, etc.

(³) A experiência indica que o custo variável de uma usina hidrelétrica é bem representado por uma função linear da potência instalada, pelo menos dentro de uma faixa de motorização compatível com os limites físicos normais da casa de força.

TABELA 2

| Fator de capacidade (F _k) | Função | Custo de instalação (US\$/W) |
|---------------------------------------|---------------|------------------------------|
| 70% | Base | 1490 |
| 50% | intermediária | 1150 |
| 30% | semiponta | 810 |
| 15% | ponta | 555 |

Evolução

A evolução do uso da energia elétrica no Brasil, como de resto em todos os países do mundo, iniciou-se pela implantação de pequenas usinas hidrelétricas, quase sempre voltadas ao atendimento de uma determinada localidade.

A construção de hidrelétricas para o atendimento de um grupo de localidades vizinhas entre si, associando o atendimento a pequenas indústrias, já constituiu uma primeira evolução.

Em tais situações era comum e normal que o equipamento de hidrogeração instalado fosse dimensionado com folga bastante, eis que a concentração de cargas no sistema praticamente se resumia às horas em que se somavam iluminação pública e iluminação residencial. O uso de eletrodomésticos era incipiente ou nulo e as cargas industriais pouco expressivas, desligando-se a partir das 17 ou 18 horas; a iluminação comercial também era incipiente ou não existia.

A potência instalada chegava ao dobro da demanda máxima, a qual, por sua vez, era de 5 a 6 vezes maior que a demanda mínima e aproximadamente o triplo da demanda média. O fator de carga do sistema era baixo, cerca de 30%, e o fator de capacidade das usinas de apenas 20%.

Foi uma época de proliferação das companhias municipais de eletricidade, muitas das quais possuíam apenas uma pequena usina geradora para atender às necessidades de eletricidade de seus consumidores.

O surgimento de pequenas e médias cargas industriais, dos eletrodomésticos e da iluminação comercial fez com que mudasse o aspecto das curvas de carga, tornando menos distantes a demanda média da demanda máxima, determinando o achatamento da curva de carga.

A interligação entre usinas e entre centros de carga, constituindo um novo passo, veio possibilitar uma melhor utilização das instalações geradoras existentes, eis que as curvas de carga de diferentes localidades não eram absolutamente iguais e, conseqüentemente, as

demandas máximas não eram totalmente coincidentes, aliviando assim as necessidades de potência instalada. Exemplo típico ocorreu no Estado de São Paulo em 1927, quando constituiu-se a CPFL, a partir da compra de diversas pequenas usinas. Só a interligação desses pequenos sistemas permitiu à CPFL atender, com o mesmo parque gerador, o mercado então existente e seu crescimento durante cerca de 10 anos, quando iniciou, então, a construção de novas e maiores usinas geradoras (Usina Americana e Usina Avanhandava).

A evolução esboçada acima, sendo absolutamente normal, encontra paralelos em outras regiões do país e em outros países, variando a época segundo os respectivos graus de desenvolvimento. Entre nós, as décadas de 40 e 50 carac-

terizam-se pelo início das interligações entre sistemas elétricos e pela entrada do Poder Público no setor elétrico.

A solução adotada foi a criação de companhias apoiadas pelos governos estaduais e federal — basicamente visando ao atendimento de um Estado ou região, caso da CEMIG e da CHESF, ou para a exploração de um aproveitamento hidrelétrico de grande porte, como os casos de FURNAS (Usina de Furnas) e CELUSA (Urubupungá).

É também da mesma época, entre nós, o início efetivo de utilização dos dados hidrológicos, como vazões naturais, vazões mínimas, médias e máximas, e vazões regularizadas, para efeito de dimensionamento de usinas hidrelétricas. Os conceitos de energia firme, energia secundária, carga mínima, ponta de carga, tornaram-se de uso normal para fins de dimensionamento de instalações geradoras.

Obras de maior porte começaram a ser projetadas e constituídas e as empresas proprietárias, obviamente, passaram a se preocupar em implantar instalações dimensionadas adequadamente aos requisitos presentes e futuros de seus respectivos mercados.

TABELA 3

| USINA | Energia firme (MWano) | Potência (MW) | F _k (%) |
|-----------------------------------|-----------------------|---------------|--------------------|
| Estreito | 444 | 1104 | 40 |
| V. Grande | 202 | 400 | 51 |
| P. Colômbia | 179 | 320 | 56 |
| Marimbondo | 671 | 1440 | 47 |
| Itumbiara | 928 | 2100 | 44 |
| A. Vermelha | 672 | 1380 | 49 |
| I. Solteira | 1550 | 3230 | 48 |
| Jupia | 860 | 1411 | 61 |
| Xavantes | 171 | 414 | 41 |
| Capivara | 338 | 640 | 53 |
| Foz do Areia (1ª Etapa — 4 unid.) | 552 | 1668 | 33 |
| S. Santiago (1ª Etapa — 4 unid.) | 823 | 1332 | 62 |
| S. Osório | 563 | 1050 | 54 |
| Itauba | 169 | 500 | 34 |
| B. Esperança | 121 | 232 | 52 |
| Moxotó — Paulo Afonso IV | 2023 | 4424 | 46 |
| Sobradinho | 437 | 1050 | 42 |

TABELA 4

| Empresas | Região Sudeste — Fator de carga (%) | | | | |
|-------------|-------------------------------------|------|------|------|------|
| | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 |
| LIGHT RJ | 62,9 | 63,8 | 65,1 | 64,6 | 67,5 |
| ELETROPAULO | 65,5 | 66,3 | 66,6 | 65,7 | 65,4 |
| CESP | 66,4 | 63,3 | 63,0 | 58,7 | 59,8 |
| CEMIG | 71,1 | 71,4 | 69,4 | 71,5 | 70,4 |
| CERJ | 57,7 | 59,3 | 57,9 | 57,8 | 61,9 |
| ESCELSA | 65,0 | 61,6 | 63,7 | 71,6 | 70,0 |
| CPFL | 59,0 | 58,2 | 61,8 | 61,4 | 61,1 |

Obs.: Inclui o intercâmbio.

O conceito de energia firme, particularmente, passou a ser fundamental como ponto de partida para o dimensionamento de usinas geradoras, adotando-se como firme aquilo que se sabia garantido na pior das hipóteses, ou seja, na pior seca conhecida.

A implantação de reservatórios em cascata veio trazer os benefícios de controle e regulação de vazões e, estando as usinas interligadas eletricamente, passou-se a otimizar naturalmente o conjunto, transferindo cargas de uma para outra, ou para outras, através do racional aproveitamento das disponibilidades hídricas.

Na década de 60 houve a padronização da frequência em todo o país, permitindo o início da ampla interligação dos sistemas; nasce a primeira supridora de caráter regional — FURNAS Centrais Elétricas S.A. — enquanto no Estado de São Paulo são fusionadas as diversas companhias estaduais então existentes, CHERP, USELPA e CELUSA, dando origem à CESP.

Datam também da década de 60 os trabalhos da CANAMBRA, que se originaram da intenção da CEMIG, em 1962, de executar um levantamento dos recursos hidrelétricos do Estado de Minas Gerais. Esse levantamento foi ampliado para toda a região Sudeste e parte da região Centro-Oeste, passando a contar com o patrocínio conjunto dos governos estaduais e federal, bem como do Banco Mundial. Os trabalhos foram iniciados em 1963 e concluídos em 1966, sendo, na seqüência, executado estudo semelhante para a região Sul, parte esta concluída em 1969.

Na década de 70 foi decidida a construção de Itaipu — que, através de seus troncos de transmissão, ligados tanto à região Sudeste quanto à região Sul, interliga os dois sistemas regionais.

Simultaneamente, foi criado o GCOI, para coordenar a operação do sistema interligado assim formado. Na região Norte, foi decidida a construção da usina de Tucuruí e da interligação Norte-Nordeste, daí surgindo outro grande sistema interligado.

Futuramente, com a utilização de parte do potencial hidrelétrico da bacia Amazônica para suprir a região Sudeste, interligando os sistemas Norte e Sudeste, haverá a formação de um único grande sistema interligado brasileiro; dada a grande extensão da Amazônia, permanecerão isolados ainda por vários anos alguns sistemas locais, hoje supridos a partir de derivados do petróleo, mas que, no futuro, poderão contar também com energia de origem hidráulica.

Critérios atuais de motorização

Os critérios atuais para dimensionamento da potência instalável em aproveitamentos hidroelétricos têm sido baseados nos critérios estabelecidos à época da CANAMBRA. É um enfoque tradicional, coerente com o critério de atendimento ao binômio energia-ponta, que considera apenas a produção de energia e da potência máxima.

Este critério implicitamente pressupõe uma suficiente flexibilidade operativa das usinas, para que toda área da curva de carga seja coberta, desde que os

requisitos de energia e de demanda máxima sejam atendidos.

A capacidade de produção de energia da usina, denominada energia firme, baseia-se na produção média de energia, para uma operação integrada, durante o período crítico do sistema — ou seja, o ciclo mais seco de anos verificado no registro histórico de aflúências.

A energia (E) deve ser colocada junto ao mercado, sendo transportada por um sistema de transmissão e sofrendo perdas. O mesmo acontece com a potência (P), havendo apenas a diferença no coeficiente de perdas, uma vez que para o suprimento da ponta os circuitos operarão mais carregados. Adicionalmente, há necessidade de reserva de ponta que, no caso dos estudos na CANAMBRA, foi estimada em 10% da ponta máxima.

A relação entre a energia e a potência fornecidas nos barramentos dos mercados deve ser idêntica à das necessidades deste, que é expressa pelo fator de carga (fc). Ou seja:

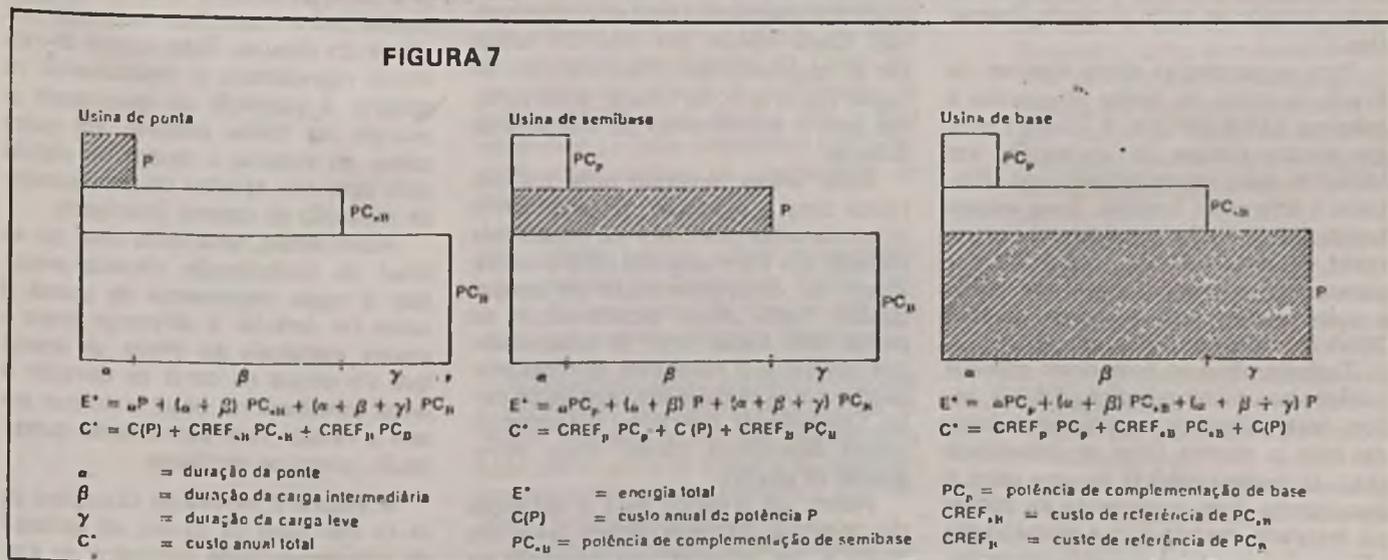
$$fc = \frac{E (1 - P_e)}{P (1 - P_p) (1 - R)}$$

onde P_e e P_p são os coeficientes de perda de energia e ponta, respectivamente, no sistema de transmissão entre a usina e os barramentos do mercado e R, a parcela de reserva de ponta desejada.

Assim sendo, o fator de capacidade da usina (F_k) é deduzido imediatamente:

$$F_k = \frac{E}{P} = (1 - R) fc \frac{1 - P_p}{1 - P_e}$$

FIGURA 7



Nos trabalhos da CANAMBRA, as previsões indicavam que o fator de carga da região Sudeste se estabilizaria em 63% e as perdas na transmissão em EAT foram consideradas como sendo de 8% para a ponta e 6% para a energia. Sendo a reserva de 10%, o fator de capacidade resultante, utilizado nos estudos de inventário, foi de 55%.

Atualmente, o fator de carga da região Sudeste é de 65%. Considerando o mesmo percentual de reserva, 10%, e dado que os fatores de perdas de energia e ponta situam-se em torno de 3% e 5%, respectivamente, teremos com o mesmo critério um fator de capacidade das instalações equivalente a 57%. Nos estudos de inventário que têm sido realizados no Brasil, para se ter uma base uniforme para comparação de custo unitário de potência, tem-se adotado um fator de capacidade de 50%.

Já nos seus estudos de viabilidade, a CANAMBRA considerou a existência de um certo grau de especialização das usinas, uma vez que normalmente a capacidade de ponta é obtida de forma mais econômica nos projetos de alta queda, próximos aos centros de carga. Por outro lado, as usinas distantes, por envolverem perdas e custos de transmissão elevados, ou as usinas de pequena queda, onde o custo unitário de instalação é alto, deveriam ter uma capacidade instalada limitada à necessidade de produção de energia.

Os critérios atuais consideram que a supermotorização de uma usina depende de sua adequação a essa finalidade, o que se traduz, em termos econômicos, por um custo incremental de ponta, na usina, inferior ao custo da ponta alternativa.

Para as condições ainda vigentes no Brasil, o custo da ponta alternativa é próximo a US\$ 300/kW. A Tabela 1 mostra custos típicos de instalação, em US\$/kW, para usinas hidrelétricas adaptadas a diferentes funções. Esses valores foram determinados considerando-se um custo de instalação de US\$ 2000 por capacidade de produção de 1 kW médio e custo incremental de ponta de US\$ 300/kW (preços de 1981, sem JDC).

Todavia, deve-se tomar um especial cuidado ao utilizar o índice US\$/kW, válido para comparar usinas dimensionadas para o mesmo fator de capacidade (F_k). O índice US\$/kW de uma usina é decrescente com o aumento da potência instalada, mesmo com a motorização adicional sendo feita a custos incrementais superiores ao do sistema.

A não aplicação de critérios econômicos adequados tem levado a diferentes fatores de capacidade para as usinas hidrelétricas brasileiras, sendo em alguns casos conflitantes com a adequação da usina à forma de operação na curva de carga. A Tabela 2 lista algumas das principais usinas brasileiras que entraram em operação nos últimos 15 anos, com os respectivos fatores de capacidade considerados em relação à geração média no período crítico do sistema (maio/51-nov/56).

A Tabela 3, por sua vez, apresenta a evolução do fator de carga das principais empresas do Sudeste no período 1976/80, valores estes que se situam em torno e acima de 60%.

Estes fatores de carga são superiores aos fatores de capacidade das dez usinas da região Sudeste citadas como exemplo, sem a contrapartida de usinas dimensionadas para operação de base, indicando a não adequação da motorização deste conjunto de usinas com o mercado por ele atendido, principalmente considerando o sistema operando integrado, e a existência nele de usinas com vocação, por razões econômicas, para operação de base e/ou semibase.

Adequação dos critérios de motorização

O aumento da participação de usinas especializadas, com menor flexibilidade operativa, no parque gerador do sistema elétrico brasileiro limita à validade dos critérios tradicionais, exigindo um enfoque mais adequado a esta nova composição. Casos típicos das referidas usinas são as nucleoeletricas e termelétricas da região Norte que, no futuro, serão voltadas para o atendimento do mercado do Sudeste.

Estas usinas mostram uma vocação típica para a operação de base, sendo dimensionadas com fator de capacidade elevado. Em contrapartida surge a necessidade de complementação do parque gerador com usinas especializadas de ponta, com baixo fator de capacidade, que apresentem condições técnicas adequadas (proximidade aos centros de carga, flexibilidade operativa) e competitividade econômica (baixo custo incremental de ponta).

Assim, os critérios para a definição da potência instalada devem levar em conta a sua vocação para operação na curva de carga do sistema.

A análise completa da curva de carga típica do sistema representa o enfoque mais preciso para a solução do problema. Porém, pode ser um excesso de preciosismo, indicado apenas para sistemas termelétricos, pois as usinas hidrelétricas apresentam sem dúvida um grau de flexibilidade operativa superior ao das térmicas. Assim sendo, a consideração da curva de duração de carga, aproximada por três patamares de potência constante, representa uma aproximação coerente com as demais hipóteses dos estudos de planejamento da expansão do sistema.

A energia produzida por uma usina deve necessariamente se ajustar à curva de carga do sistema. Pelo critério tradicional, a hipótese é que esse ajustamento seja feito na própria usina. Todavia, esse ajustamento pode ser obtido com a incorporação de energia produzida por outras usinas, de forma que a energia do conjunto se amolde à curva de carga do sistema, ou à curva de duração de carga em três patamares, como estamos considerando de forma mais simplificada. Por exemplo, uma usina especializada para ponta produzirá toda sua energia no período de ponta, exigindo, para a adequação à curva de duração de carga, a complementação com usinas de semibase e de base.

O nível de motorização decorre de análise de competitividade econômica, considerando então sua produção ajustada à curva de duração de carga do sistema. O investimento total na usina depende de sua potência instalada e as parcelas de energia necessária ao ajustamento à curva de duração de cargas são valorizadas pelos respectivos custos de referência do sistema. Estes custos de referência representam o investimento necessário à obtenção da quantidade de energia, na forma prevista, em outras usinas do sistema, e devem ser obtidos com base nos estudos de planejamento da expansão do sistema interligado.

Assim sendo, uma usina deve ter seu nível de motorização elevado sempre que o custo incremental de ponta da usina for inferior à diferença entre os custos marginais do bloco de energia que ela ocupa na curva de duração de carga (semibase ou base) e do que passará a ocupar com aumento da motorização (ponta ou semibase).

A Figura 7 mostra os exemplos, para os três tipos de usinas, de aplicação da complementação necessária ao atendimento da curva de carga. O objetivo é

obter, para cada usina, o menor custo-índice C^*/E^* .

Como conclusão, pode ser afirmado que especializar as usinas hidrelétricas, ou seja, dimensioná-las para operar em determinadas partes da curva de carga, conduz a economias de capital de grande magnitude, principalmente quando se considera o sistema operando integrado e o escaçamento dos potenciais hidrelétricos econômicos e próximos aos centros de carga.

A Central Hidrelétrica de Itaipu

JOSÉ COSTA CAVALCANTI

Foi Presidente da ITAIPU Binacional, Ministro das Minas e Energias e Presidente da ELETROBRÁS.

Desde outubro de 1984 a energia de Itaipu está suprindo, em caráter experimental, o mercado de energia elétrica do Brasil e do Paraguai, com suas duas primeiras unidades geradoras.

O programa de suprimento daqueles mercados, já devidamente remunerado, ainda que à base de tarifa provisória, está definido da seguinte forma (demanda contratada), para o período de março/85 a dezembro/85 (10 meses):

- Para o Paraguai, através da ANDE, cerca de 300.000 KW;
- Para o Brasil, através de FURNAS Centrais Elétricas S.A. e ELETROSUL, cerca de 10.259.000 KW.

À medida que novas unidades geradoras entrem progressivamente em funcionamento, até completar, em 1990, as 18 máquinas que estruturam a central de Itaipu, aqueles valores contratados serão devida e gradativamente aumentados.

Em termos de custo de serviço de eletricidade, ainda não estão disponíveis, no momento, todos os dados necessários que servem de base ao cálculo do valor da tarifa no barramento da Usina, tudo conforme preceitua o Tratado de Itaipu (1973) e seu Anexo "C", o qual estabelece as bases financeiras e de prestação dos serviços de eletricidade de Itaipu.

1.1— Idéias básicas sobre o funcionamento da Central de Itaipu, tendo em conta de que se trata de um empreendimento binacional.

É oportuno, agora, pôr em relevo que a exploração da Central Hidrelétrica de Itaipu obedece a normas mutuamente acordadas, entre o Brasil e o Paraguai, através do já citado Tratado e atos diplomáticos complementares.

O conceito básico a ter presente naquele contexto é que as *Altas Partes Contratantes (Governos do Brasil e do*

Paraguai) outorgam à Entidade Binacional denominada ITAIPU, concessão para realizar, durante a vigência do Tratado, o aproveitamento hidrelétrico do trecho do rio Paraná pertencente, em condomínio, aos dois países.

Esse conceito é válido tanto para a fase de construção como para fase de exploração, fases estas que hoje em dia coexistem, devendo, a partir de agora, ir decrescendo, até 1990, a fase de construção e ir crescendo a fase de exploração, a qual a partir de 1990, deverá ser a única existente.

Do exposto, as seguintes ilações devem ser explicitadas:

- 1) os dispêndios que estão sendo feitos para a construção de Itaipu correm por conta da Entidade Binacional, ITAIPU, os quais deverão ser saldados com a receita operacional da própria Entidade, através de recursos oriundos da venda da energia aos compradores indicados pelo Paraguai, no caso a ANDE, e pelo Brasil, FURNAS e ELETROSUL.
- 2) A Central Hidrelétrica de Itaipu não está concluída, devendo isto ocorrer por volta de 1990, o que requer o aporte de recursos financeiros adicionais, através de empréstimos e de financiamento, ainda com a garantia do Governo Brasileiro, como vem acontecendo com os recursos financeiros já utilizados até o presente momento. Em março de 1985, os seguintes resultados tinham sido atingidos na construção da Central de Itaipu:
 - 100% das obras de infra-estrutura necessárias ao projeto;
 - 100% das indenizações relativas à desapropriações das terras e terrenos necessários;
 - 90% dos projetos executivos de engenharia;
 - 95% das obras civis da Central Hidrelétrica;
 - 65% da fabricação e entrega dos equipamentos permanentes da Central;
 - 42% da montagem de tais equipamentos.