

SECÇÃO 3 — CONJUGAÇÃO DAS CENTRAIS TÉRMICAS E HÍDRICAS NA SATISFAÇÃO DAS NECESSIDADES DE ENERGIA ELÉCTRICA

REPARTIÇÃO DAS POTÊNCIAS TÉRMICAS

1 — PROPÓSITO E HIPÓTESES DE BASE

Partindo da evolução dos consumos permanentes e das hipóteses A e B de desenvolvimento em energia do sistema hidroeléctrico apresentadas na nota IC.4⁽¹⁾, esta comunicação tenta delinear uma boa repartição da potência térmica necessária por centrais nucleares, centrais térmicas convencionais e centrais de ponta.

Adopta-se o menor custo de produção, como critério de repartição, escolhendo-se sempre o tipo de central que conduz à menor esperança matemática do custo marginal da energia com alteração do equipamento. O sistema foi suposto em expansão contínua necessitando de potências sempre crescentes dos diferentes tipos considerados. Assim, em cada ano, apenas há que analisar qual o tipo de central mais adequado para satisfazer as necessidades do sistema até ao momento de entrada da central seguinte, sendo essa a central mais conveniente para o sistema. Esta hipótese carece da verificação de que, antes do termo da vida económica da central escolhida, as necessidades daquele tipo de potência não sofrem redução. Graças à expansão contínua do sistema e à irreversibilidade na evolução de hídrico a térmico, não se verificam contracções dignas de nota, sendo válido este critério de selecção.

Embora tenham sido seguidas as hipóteses A e B da nota IC.4 de evolução em energia do sistema hidroeléctrico, foram adoptadas diferentes hipóteses de sobreequipamento em potência. Relativamente aos consumos não permanentes, foi escolhida uma evolução diferente, supondo que o seu crescimento acompanhará o crescimento do sistema hídrico.

Para evitar uma análise dos custos de produção dos diferentes tipos de centrais térmicas, que a extensão desta comunicação não permitia, fez-se o estudo da evolução das potências com esperança matemática de utilização marginal constante, fazendo-se a repartição pelos diferentes tipos de centrais a partir daí.

2 — SISTEMA HIDROELÉCTRICO

A evolução do sistema hidroeléctrico foi considerada como um dado do problema. Contudo, foram adoptadas duas hipóteses de evolução em energia (hipóteses A e B da nota IC.4) e duas sub-hipóteses de evolução em potência.

Sendo o custo marginal da potência hídrica, no nosso país, da ordem de grandeza de ESC 1500\$00/kW, parece haver grande interesse em explorar ao máximo esta via em vez de centrais térmicas de ponta, de custo provavelmente não inferior a ESC 3000\$00/kW. Além dos maiores prazos de amortização consentidos pela solução hídrica, devemos ter ainda presente que as centrais térmicas de ponta exigem combustíveis caros. Por outro lado, o sobreequipamento hídrico pode permitir um mais completo aproveitamento das afluências dos períodos húmidos, podendo então proporcionar poupança de combustível das centrais de base. O interesse do sobreequipamento hídrico é, contudo, atenuado pelos encargos de transporte e, sobretudo, pela necessidade de água para o preenchimento da ponta do diagrama.

Não se possuindo elementos suficientes para uma boa delimitação, foram consideradas duas variantes, *a* e *b*, sendo

$$PH = fs \frac{M}{\theta} \quad (2.1)$$

onde

PH = potência hidroeléctrica disponível útil (MW)

M = energia média afluente ao sistema (MWh/ano)

θ = factor de carga do diagrama (h/ano)

fs = factor de sobreequipamento

⁽¹⁾ Grémio Nacional dos Industriais de Electricidade — *Dados Básicos para os Estudos Relativos ao Colóquio.*

QUADRO I

REPARTIÇÃO E UTILIZAÇÃO MARGINAL DAS POTÊNCIAS TÉRMICAS

Hipótese			A								B							
Sub-hipótese					a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
Ano			1965	1970	1975	1980	1985	1970	1975	1980	1985	1970	1975	1980	1985	1970	1975	1985
1	Consumos permanentes CP	TWh/a	4,2	7,3	11,6	17,5	25,0	7,3	11,6	17,5	25,0	7,3	11,6	17,5	25,0	7,3	11,6	25,0
2		MW	800	1400	2200	3300	4750	1400	2200	3300	4750	1400	2200	3300	4750	1400	2200	4750
3	Energia afluyente média M	TWh/a	6,2	7,9	10,1	12,3	13,3	7,0	8,4	9,7	11,0	7,0	8,4	9,7	11,0	7,0	8,4	11,0
4	Valor mínimo da potência térmica de apoio (ano 95 %) $PT_1 = (CP - 0,7M)/8760$	MW	0	202	517	1015	1791	274	653	1224	1975	274	653	1224	1975	274	653	1975
5		%	0	14,43	23,50	30,75	37,70	19,57	29,68	37,09	41,57	19,57	29,68	37,09	41,57	19,57	29,68	41,57
6	Procura de consumos não permanentes $CNP \approx 0,2M$	TWh/a	1	1,44	1,84	2,24	2,64	1,44	1,68	1,92	2,24	1,44	1,68	1,92	2,24	1,44	1,68	2,24
7		MW	125	180	230	280	330	180	210	240	280	180	210	240	280	180	210	280
8	Consumos totais $CT = CP + CNP$	TWh/a	5,2	8,74	13,44	19,74	27,64	8,74	13,28	19,42	27,24	8,74	13,28	19,42	27,24	8,74	13,28	27,24
9		MW	925	1580	2430	3580	5080	1580	2410	3540	5030	1580	2410	3540	5030	1580	2410	5030
10	Factor de carga dos CT θ	h/ano	5622	5532	5531	5514	5441	5532	5510	5486	5416	5532	5510	5486	5416	5532	5510	5416
11	Grau de aproveitamento $\beta_l = CT/M$		0,839	1,108	1,331	1,605	2,078	1,249	1,581	2,002	2,476	1,249	1,581	2,002	2,476	1,249	1,581	2,476
12	Potência hidroelétrica útil $a) PH \leq 1,2 M/\theta$ $b) PH \leq 1,5 M/\theta$	MW	925	1580	2191	2430	2677	3346	2933	3667	1518	1580	1829	2287	2122	2652	2437	3047
13		%	100	100	90,2	100	74,8	93,5	57,7	72,2	96,1	100	75,9	94,9	59,9	74,9	48,4	60,6
14	Mínima potência térmica $PT_2 = P - PH$	MW	0	0	239	0	903	234	2147	1413	62	0	581	123	1418	888	2593	1983
15		%	0	0	9,8	0	25,2	6,5	42,3	27,8	3,9	0	24,1	5,1	40,1	25,1	51,6	39,4
16	Energia térmica fatal	Se $PT_2 < PT_1$ $0,25 \cdot 8760 PT_2$	0	0	0,52	0	1,98	0,51	3,92	3,09	0,14	0	1,27	0,27	3,11	1,94	4,33	4,33
17		Diagrama	0	0	0,13	0	0,99	≈ 0	4,69	1,65	≈ 0	0	0,66	≈ 0	2,72	0,97	6,81	3,81
18		Valor adoptado	0	0	0,52	0	1,98	0,51	4,69	3,09	0,14	0	1,27	0,27	3,11	1,94	6,81	4,33
19	Potência térmica	Total instalada $1,2 (PT_1 \text{ ou } PT_2)$	MW	0	242	620	1218	2576	2149	329	784	1702	1469	3112	2380	1702	1469	3112
20		Convenc. + nuclear	$\beta_e = (CP - ETF)/M$ $P(\beta) = 0,15\beta_e$	0,68	0,92	1,10	1,15	1,26	1,38	1,53	1,65	1,02	1,04	1,23	1,35	1,48	1,60	1,65
21				0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,65	0,70	0,70	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,65
22				—	202	517	1015	1781	1791	274	653	1225	1224	1674	2060	1225	1224	2060
23		Nuclear	$\beta_{et} = (CT - ETF)/M$	0,84	1,11	1,28	1,33	1,44	1,56	1,73	1,85	1,07	1,25	1,43	1,55	1,68	1,80	1,86
24				0,84	0,84	0,84	0,84	1,00	1,00	0,85	1,00	0,84	0,84	0,85	1,00	0,85	1,00	0,85
25				—	240	566	566	903	850	1781	1636	327	327	581	557	1225	1110	1691
26				0,89	0,89	0,89	0,89	0,97	1,09	0,97	1,09	0,89	0,89	0,97	1,09	0,89	1,00	0,97
27				—	195	508	508	879	723	1539	1500	287	287	581	471	1048	1010	1490
28				0,95	0,95	0,95	0,95	1,09	1,18	1,09	1,09	0,95	0,95	1,09	1,18	1,09	1,18	1,09
29				—	141	439	439	655	597	1206	1413	239	239	435	384	871	910	1289
30				1,02	1,02	1,02	1,02	1,21	1,29	1,21	1,21	1,02	1,02	1,21	1,29	1,21	1,21	1,21
31				—	77,6	359	359	431	442	1053	1296	183	183	281	279	694	871	1088
32				—	—	—	—	1,40	1,40	1,40	1,40	—	—	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
33				—	0	0	0	75	234	668	911	0	0	38	192	413	591	770

Na variante *a*, $f_s = 1,2$ e na variante *b*, $f_s = 1,5$. Sendo θ aproximadamente igual a 5500 h/ano e a potência hídrica instalada cerca de 1,2 vezes e a potência hidroeléctrica útil, (2.1) conduz a utilizações efectivas da potência instalada à volta de 3500 h/ano na variante *a* e 2800 h/ano na variante *b*.

3 — CONSUMOS A SATISFAZER

3.1 — CONSUMOS PERMANENTES

Adoptam-se os valores propostos na nota IC.4, reproduzidos nas linhas 1 e 2 do quadro I.

3.2 — CONSUMOS NÃO PERMANENTES

Seguiu-se uma hipótese diferente da indicada na nota IC.4, consistindo em supor os consumos não permanentes acompanhando o crescimento do sistema hidroprodutor mas mantendo a procura de molde a não ultrapassar 20 % da energia afluenta do ano médio. Estes 20 % não resultam de nenhum estudo quantitativo, mas traduzem o desejo de evitar durações médias de fornecimento demasiado baixas, permitindo oferecer preços convidativos.

Os consumos não permanentes são supostos satisfeitos enquanto houver água ou energia nuclear disponível. Deste modo, a duração média do fornecimento depende da importância dos consumos totais em relação à energia hídrica e nuclear disponível; a capacidade de regularização do sistema, assim, quase só tem influência na maior ou menor concentração dos fornecimentos.

Como na nota IC.4, a contribuição dos consumos não permanentes para a ponta do diagrama total de carga foi considerada equivalente a uma potência de utilização igual a 8000 h/ano (ver linhas 6 e 7 do Quadro I).

Parece conveniente notar a dificuldade em satisfazer os consumos não permanentes só com sobras hídricas antes da entrada da primeira central nuclear. Este facto poderá aconselhar a satisfazer uma pequena fracção dos consumos não permanentes com centrais convencionais ou, se este custo for considerado inaceitável, a adiar a aceitação de novos consumidores deste tipo até à integração da primeira central nuclear.

3.3 — CONSUMOS TOTAIS

A partir das linhas do quadro I relativas aos consumos permanentes e não permanentes, por simples adição, foram obtidas as linhas respeitantes à procura total de energia que o sistema terá de satisfazer.

4 — POTÊNCIAS TÉRMICAS

4.1 — ANÁLISE QUANTITATIVA

Separadamente, em cada ano considerado e para cada sub-hipótese de cálculo, Aa, Ab, Ba e Bb, determinaram-se as potências térmicas necessárias para garantia em energia e em potência.

A potência térmica a instalar foi considerada aproximadamente igual a 1,2 vezes a potência térmica que satisfaz simultaneamente a garantia de energia e potência. Apesar da maior indisponibilidade dos equipamentos térmicos relativamente aos equipamentos hídricos, explica-se a adopção do mesmo factor 1,2 por se admitir que a reserva girante estará desigualmente distribuída, concentrada nas centrais hídricas na medida em que a rede de interligação e transporte o permitir. Relativamente a todo o equipamento térmico, por simplificação, adopta-se também o mesmo factor comum 1,2, apesar

de tudo actualmente indicar uma menor indisponibilidade das centrais nucleares relativamente às convencionais e de a economia de exploração exigir que as centrais nucleares, por apresentarem custos variáveis mais baixos, tenham a menor fracção da reserva girante necessária ao sub-sistema térmico.

4.1.1 — POTÊNCIA TÉRMICA IMPOSTA POR RAZÕES DE ENERGIA

A potência térmica necessária para a garantia da energia foi calculada supondo que a produção hídrica permanente é igual a 70 % da energia afluenta média, valor sensivelmente igual ao indicado na nota IC.4 como produção do sistema hídrico no ano 95 %.

Havendo que satisfazer com este grau de garantia apenas os consumos permanentes, CP , a potência térmica necessária será:

$$PT_1 = \frac{CP - 0,7 M}{8760} \quad (4.1)$$

onde PT_1 será expresso em MW se CP e M estiverem em MWh/ano.

Esta expressão (4.1) ignora eventuais dificuldades de entrada na base do diagrama, o que é admissível se não houver excessivos aproveitamentos a fio de água ou se estiverem convenientemente compensados por instalações de bombagem.

Atendendo a que excessivos fios de água obrigam a um sobreequipamento térmico de apoio, sobreequipamento especialmente indesejável na primeira fase de transição dum sistema de produção predominantemente hídrica para um sistema de produção predominantemente térmica, enquanto a potência térmica a instalar não é imposta por considerações de ponta, supomos que o próximo desenvolvimento do sistema dará preferência às centrais de albufeira relativamente às de fio de água ou, então, que compensará a introdução destas com sistemas de bombagem intersazonal que possam, mais tarde, ser aproveitadas como sistemas de bombagem diária.

A favor desta hipótese devemos notar que as albufeiras de regularização interanual perdem interesse quando a potência térmica começa a ser fixada pela garantia da ponta. Assim, dando alguma preferência aos aproveitamentos de albufeira relativamente aos fios de água, não só podemos reduzir a potência térmica de apoio necessária, como podemos continuar ulteriormente a aproveitar para a regularização anual, as fracções de regularização interanual das albufeiras, (desde que se elimine a construção daquelas que não permitem esta dupla função) à medida que o desenvolvimento do sistema hidroprodutor, pela introdução dos aproveitamentos a fio de água, exigir o recurso a maior capacidade estival. Esta capacidade, além de poder continuar a poupar potência térmica de apoio, dimensionada pela energia necessária durante o verão, pode proporcionar a concentração das produções térmicas nas centrais de custo variáveis mais baixos, o que, atendendo às diferenças existentes entre os custos da caloría fóssil e nuclear, constituirá uma fonte de receita que não é de desprezar.

Não devemos deixar de acrescentar que com esta estratégia de prioridade para as albufeiras, se acelera o combate às cheias nos cursos inferiores dos nossos rios.

Há, no entanto, que notar que para graus de aproveitamento muito elevados, isto é, para valores de CP/M próximos de 1,5, a potência térmica de apoio indicada por (4.1), pode não ter entrada na cava do diagrama, mesmo com reduzidos fios de água, havendo então que recorrer à bombagem ou a sobreequipamento térmico. Todavia, nessa altura, a potência térmica necessária é imposta por considerações de ponta, deixando (4.1) de ter interesse para a fixação da potência necessária.

Fixada a potência hídrica disponível útil, PH , e conhecida a ponta do diagrama de cargas, P , a potência térmica disponível útil terá de ser maior ou igual a

$$PT_2 = P - PH \quad (4.2)$$

Atendendo à necessidade de reservas, a potência térmica instalada foi suposta não inferior a $1,2 PT_2$. Este factor, $1,2$, parece admissível, pois a reserva girante encontrar-se-á concentrada nas centrais hídricas na medida em que o sistema de interligação e transporte o permitir. (O sistema inglês, quase exclusivamente térmico e com centrais de idade muito diferente, apresenta agora o factor $1,16$).

4.2 — ANÁLISE QUALITATIVA

4.2.1 — CRITÉRIO DE ESCOLHA

Entre as diferentes soluções tecnicamente possíveis existem diferenças económicas, geralmente caracterizadas pelos custos de produção independentes de energia produzida — custos fixos — e pelos custos de produção variáveis, muitas vezes considerados proporcionais à energia produzida. Qualquer central com custos fixos e proporcionais simultaneamente superiores a outra central tecnicamente idêntica é eliminada economicamente. Assim, apenas há que escolher entre centrais em que os maiores custos fixos podem ser compensados por menores custos variáveis e vice-versa.

Admitindo-se que durante a vida económica dos empreendimentos em causa, a evolução do sistema se dá de forma que não provoque redução do interesse dos diferentes tipos, a selecção de cada central pode basear-se apenas na análise do período compreendido entre a integração de duas centrais consecutivas.

Apesar disto, o problema da distribuição temporal dos encargos de primeiro investimento continua por resolver. Assim, para tornar esta dificuldade, em vez de se apresentar um método de cálculo e uma série de valores justificando os custos de produção de cada tipo de central, prefere-se indicar as utilizações, delimitando o domínio de aplicação económico de cada tipo de central; só estes valores são determinantes e podem corresponder a inúmeras hipóteses de custo de primeiro investimento, taxas de actualização, custos de exploração e de combustível, rendimentos, etc.

Em períodos húmidos, as centrais térmicas são empurradas para a ponta do diagrama, sendo a utilização, u^d , resultante para cada central, função da flexibilidade de marcha e da posição relativa no diagrama.

Em períodos secos, algumas centrais serão chamadas à função de apoio em energia, sendo colocadas na base do diagrama, com a utilização u^a .

Embora a posição de cada central térmica no diagrama dependa da abundância ou escassez de água, a posição relativa das diferentes centrais térmicas mantém-se inalterável: as centrais de custos variáveis mais elevados são repelidas para a ponta pelas de custos variáveis mais baixos e nenhuma central será chamada ao serviço de apoio em energia, enquanto não estiverem nessa função todas as que apresentarem custos variáveis inferiores.

Sendo p a probabilidade de ser necessário o apoio duma central, a esperança matemática da sua utilização será

$$u = u^d (1 - p) + u^a p \quad (4.3)$$

Pelas razões expostas em 4.1.1 podemos supor $u^a = 1$, pelo menos durante a primeira fase de transição do sistema electroprodutor de predominantemente hídrico a predominantemente térmico e, em

especial, para as centrais de custos variáveis mais baixos. Efectivamente, a entrada na base do diagrama das centrais de custos variáveis mais elevados, não depende só dos fios de água existentes, mas também da potência instalada com custos variáveis inferiores. No entanto, admitindo que a manutenção das centrais térmicas de apoio é concentrada nos períodos húmidos enquanto a das centrais hídricas é concentrada nos períodos secos, supor $u^a = 1$ parece ser admissível durante todo o período em análise, mesmo para as centrais convencionais, tanto mais que o recurso ao seu apoio em energia só será solicitado nos anos mais secos.

Supondo as diferentes potências térmicas $P_1, P_2, P_3, \dots, P_i, \dots, P_n$, ordenadas segundo custos variáveis crescentes, u_i^d depende da sua flexibilidade de carga da central e da relação

$$\alpha_i = \frac{PH + \sum_{j=1}^i P_j}{P} \quad (4.4)$$

onde P é o valor da ponta do diagrama. Atendendo que para valores de α_i elevados, isto é, para pequenas fracções térmicas da ponta, a utilização das centrais de base depende principalmente da sua flexibilidade, foi admitido que as centrais nucleares e convencionais, quando solicitadas ao serviço de ponta, conduziam a $u^d = 0,25$. Se a comparticipação é dispensada, o que sucede enquanto

$$PH + \sum_{j=1}^i P_j \geq P$$

$$u_i^d = 0$$

À medida que a comparticipação térmica na ponta se torna importante, a aproximação $u^d = 0,25$ pode começar a não ser válida. Como tal facto só se verifica no último lustro do período em análise, pareceu-nos agora desnecessário libertar-nos desta aproximação, limitando-nos a corrigir o valor da energia associada à comparticipação térmica na ponta. Assim, sempre que o valor da energia térmica necessária ao preenchimento da ponta, expeditamente medido em curvas de concentração anual, exceda a energia produzida pelas centrais térmicas convencionais e nucleares supostas com $u^d = 0,25$, é o valor obtido pelas curvas de concentração que é considerado. Deste modo, enquanto a linha 16 do quadro I indica a energia que resultaria da comparticipação das centrais térmicas de base na garantia da ponta supondo $u^d = 0,25$, a linha 17 apresenta a energia térmica calculada expeditamente pela curva de concentração. A linha 18 apresenta o valor adoptado, isto é, o maior dos valores das linhas 16 e 17.

O valor p_i da expressão (4.3), traduzindo a probabilidade de ser necessário o apoio da central i , depende do valor das afluências relativamente aos consumos e, ainda, da potência instalada com custos variáveis mais baixos. Pode ser calculado pelo valor de p que verifica a seguinte expressão

$$EH(p) + \sum_{j=1}^i (u_j^d - u_j^a) P_j = CP - ETF \quad (4.5)$$

onde $EH(p)$ é a energia afluente colocável com a regularização existente com a probabilidade p de não ser excedida, u_j^a e u_j^d são a utilização da potência térmica P_j quando em serviço de apoio em energia e de complemento da potência, CP são os consumos permanentes e ETF a energia resultante do funcionamento das centrais térmicas em simples complemento de potência.

Se, como acima dissemos, admitirmos que os consumos não permanentes são satisfeitos enquanto houver energia nuclear disponível, o que parece razoável, pois os custos atribuídos às produções

para estes consumos são superiores aos custos variáveis das centrais nucleares, sempre que se trate duma central deste tipo devemos acrescentar no segundo membro de (4.5) os consumos não permanentes, isto é, em vez de CP devemos ter $CT = CP + CNP$. O cálculo exacto de ETF é

$$ETF = \sum_{i=1}^n P_i u_i^d \quad (4.6)$$

sendo u_i^d função de α_i . No entanto, como se adoptou a simplificação de supor para as centrais nucleares e convencionais $u^d = 0,25$, apenas se calcula expeditamente ETF quando o diagrama exige um valor superior.

Conhecida a curva $EH(p)$, é fácil determinar as potências de esperança matemática de utilização maior ou igual a um valor u_1 . Efectivamente, CP e CNP são dados (ver linhas 1, 2, 6, 7 do quadro I) e ETF encontra-se calculada (linha 18 do quadro I). Assim, por exemplo, a potência nuclear de utilização maior ou igual a 0,8 será, no caso de apenas ser necessária para apoio em energia

$$PN_1(0,8) = \frac{CT - ETF - EH(0,8)}{u^a}$$

e, no caso de ser indispensável a sua contribuição para a ponta,

$$PN_2(0,8) = \frac{CT - ETF - EH(p)}{u^a - u^d}$$

onde p é dado por

$$0,8 = u^d(1 - p) + pu^a$$

isto é, $p = 0,735$, uma vez que, em primeira aproximação, $u^a = 1$ e $u^d = 0,25$.

Antes de iniciarmos a determinação das potências de diferentes utilizações marginais, convém fazer algumas considerações sobre $EH(p)$. Na realidade, $EH(p)$, além de estar estreitamente relacionada com as características hidro-climáticas do País, depende da composição do sistema, em especial, das albufeiras existentes e capazes de transferir afluências de períodos húmidos para períodos secos. $EH(p)$ depende ainda do critério seguido na exploração do sistema hídrico. A curva a da fig. 1 corresponde à função $EH(p)$ que resultaria da exploração do sistema com uma perfeita regularização anual. Pressupõe, portanto, a existência de albufeiras suficientes para transferirem para o verão as afluências em excesso no inverno, o que aumenta com o grau de aproveitamento do sistema, sendo necessária a capacidade de cerca de 30 % das afluências de ano médio para $\beta = 0,9$ e cerca de 40 % para $\beta = 1,5$.

A curva b da fig. 1 representa a função $EH(p)$ supondo apenas a existência de regularização mensal.

A curva c corresponde a uma capacidade de regularização de 20 % da afluência anual média ao sistema. A curva c' supõe, além desta capacidade de regularização anual de 20 %, uma capacidade interanual capaz de garantir uma produção hídrica permanente igual a 0,7 M , isto é, uma capacidade interanual entre 25 e 30 % da afluência média anual, conforme o grau de garantia desejado.

Pelo menos de forma implícita, qualquer programa de equipamento pressupõe a adopção de um critério de exploração, existindo uma ligação estreita entre os dois. Assim, se o critério de exploração, é o da minimização das despesas compatível com um certo risco de não satisfação dos consumos, este risco condiciona o aproveitamento das reservas interanuais ou estivais e, portanto, a utilização das diferentes centrais existentes. Como a escolha destas centrais, quando do seu planeamento, deve ter em conta esta utilização, o critério de exploração condiciona o programa de equipamento.

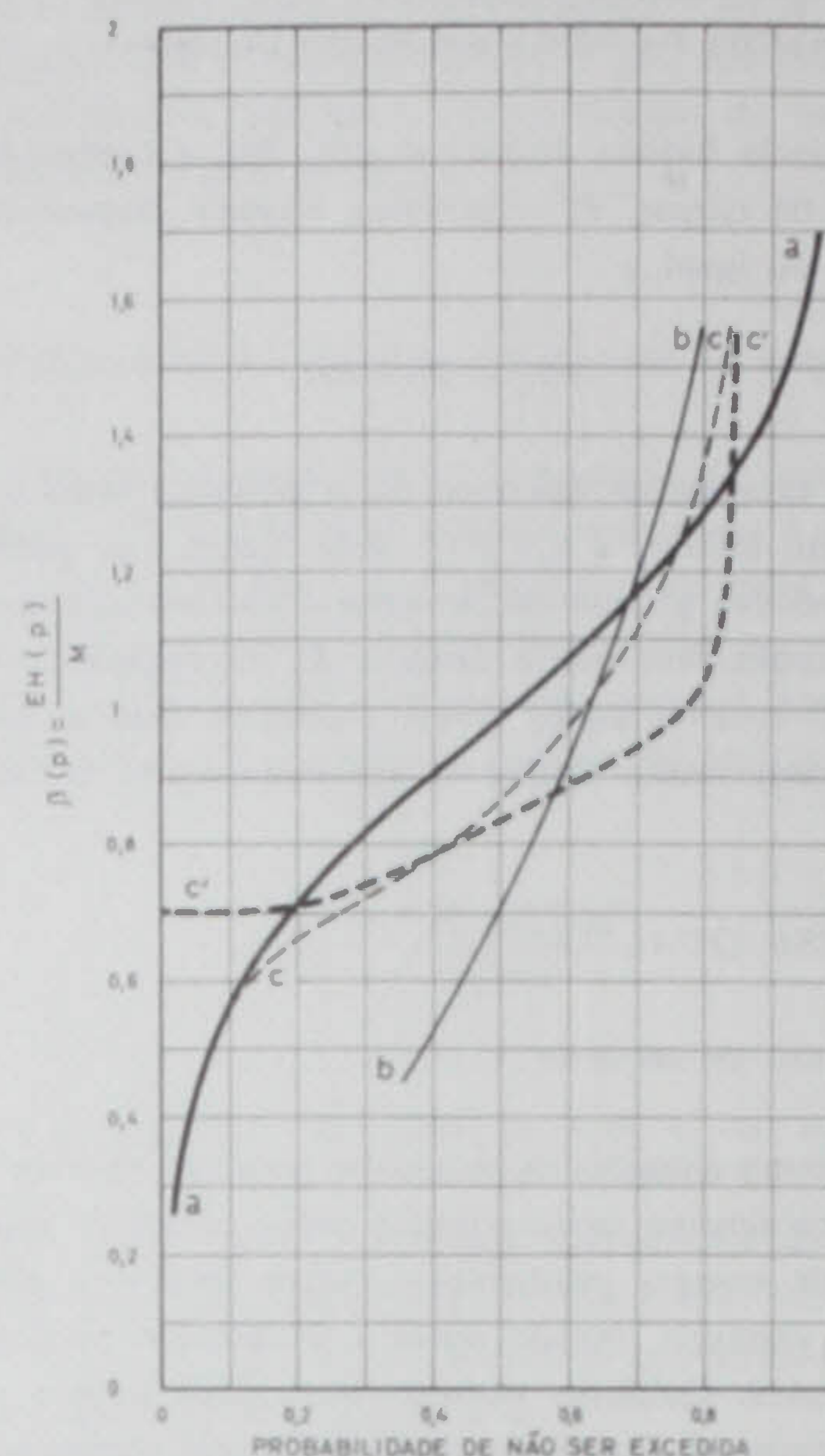


Fig. 1 — Produtividade do sistema hídrico em função da probabilidade de não ser excedida (a — Boa regularização anual; b — Só com regularização mensal; c — Com capacidade de regularização anual limitada a 0,2 M ; c' — idem, mais capacidade interanual suficiente para a garantia de $\beta = 0,7 M$)

Por outro lado, a exploração do sistema depende também do equipamento existente. Assim, quando o sistema é ainda quase só hídrico e o parque térmico muito homogêneo, a minimização das despesas de exploração implica a minimização da produção de energia térmica, o que corresponde à maximização da produção hídrica. Então, enquanto existirem reservas, a produção térmica apenas se justifica para reduzir o risco de não satisfação dos consumos.

À medida que o parque térmico se torna importante e com diferentes custos variáveis, é interessante tentar concentrar as produções térmicas nas centrais de custos variáveis mais baixos, provocando o funcionamento destas ainda com reservas hídricas importantes, na esperança de evitar recorrer ulteriormente às centrais de custos variáveis mais elevados. Neste caso, o arranque das centrais de apoio de menores custos variáveis pode não depender do risco de não satisfação dos consumos e o desperdício de água que este método de exploração acarreta é compensado pelas poupanças conseguidas no combustível.

À adopção de um ou outro método corresponde uma dada curva $EH(p)$ ainda que a composição do equipamento hídrico seja bem determinada. Assim, a minimização da produção térmica corresponde à curva $EH(p)$ compatível com o equipamento existente que, em conjunto com o eixo das ordenadas, limita uma menor área até ao grau de aproveitamento considerado.

Os cálculos expeditos de simulação da exploração do sistema que conduziram aos traçados das curvas da fig. 1, parecem mostrar que o valor desta área é pouco sensível ao traçado da curva. Neste caso, enquanto o equipamento térmico apresentar custos variáveis de produção pouco diferenciados, as vantagens a procurar estão principalmente na redução da potência de apoio, destinando parte das albufeiras estivais existentes às reservas interanuais. Mesmo que a energia térmica a produzir seja pouco afectada por esta decisão, pode conseguir-se, pelo menos, poupança no equipamento.

Existindo centrais com custos variáveis de produção diferenciados, importa não só conhecer a energia térmica necessária mas ainda a sua distribuição pelas diferentes centrais. Uma vez que aos menores custos variáveis correspondem as maiores utilizações, entre as possíveis curvas $EH(p)$ delimitando a mesma área, é mais interessante a que menos rapidamente se afasta do eixo das ordenadas, pois a ela corresponde a menor quantidade de energia produzida a custos mais elevados. Conclusão que não se opõe à anterior mostrando o interesse de eliminar totalmente a produção de certas centrais pela constituição de reservas interanuais.

No entanto, desde que a potência térmica necessária seja imposta pela ponta do diagrama e não pela garantia em energia, o interesse das reservas interanuais diminui. Então, para graus de utilização elevados, a escolha de $EH(p)$ deve cair na curva que, para igual produção de energia térmica, mais se afasta do eixo das ordenadas, pois ela corresponde à maior concentração da produção térmica pelas centrais de custos variáveis mais baixos.

Atendendo a que a nota IC.4 prevê a possibilidade de uma produção hídrica permanente igual a $0,7 M$, o dimensionamento do sistema térmico foi inicialmente calculado a partir da curva c' da fig. 1. Porém, para graus de aproveitamento superiores a 1,4, foi usada a linha a , reflectindo não só o facto de a potência térmica ser então fixada por razões de ponta e não de energia, mas possibilitando também uma maior concentração das produções nas centrais térmicas de custos variáveis mais baixos que o sistema nessa altura admite.

4.2.2 — POTÊNCIA TÉRMICA CONVENCIONAL E NUCLEAR

Em 4.1 foi calculada a potência térmica total necessária. Desta, será convencional e nuclear a que apresentar uma esperança matemática de utilização marginal superior a um dado valor u_c .

Fizemos $u_c = 0,15$. No entanto, como as centrais convencionais são destinadas frequentemente a serviço de ponta e possuem pequena flexibilidade de carga, admitimos que u_c possa vir a ser bastante superior. Julgou-se, contudo, inconveniente introduzir uma complicação suplementar no cálculo, fazendo depender u_c da frequência do serviço de ponta. Assim, a potência térmica de utilização maior ou igual a 0,15 é dada pela resolução simultânea de (4.3) e (4.5), isto é, de

$$p = \frac{u_c - u_d}{u_a - u_d}$$

$$PT_3 = \frac{CP - ETF - EH(p)}{u_a - u_d} = \frac{\beta_e - EH(p)}{u_a - u_d}$$

Se $PT_3 < P - PH$, isto é, se o serviço de todas as centrais térmicas é apenas solicitado por questões de energia e não de potência, $u^d = 0$ e p poderá ser considerado igual a 0,15 se, como vimos, se admite que os fios de água não dificultam a entrada no diagrama. Então, se $\beta_e \leq 1,4$, $EH(p) = 0,7 M$ e, se $\beta_e > 1,4$, $EH(p) = 0,65 M$.

Se $PT_3 < P - PH$, isto é, se é indispensável a presença de toda a potência convencional na ponta, continuando a considerar $u_d = 0,25$, p seria negativo, o que implicaria a não existência de centrais de ponta. A verdade é que uma central que tenha uma probabilidade muito pequena de prestar apoio deve ser uma central típica de ponta; então, no cálculo de p , u_d é quase nulo e caímos nos valores numéricos anteriores. No entanto, em (4.5) $u_d = 0,25$.

A linha 21 do quadro I apresenta o valor da razão $\beta(0,15)/M$, válido para cada hipótese de base e ano. Os valores da linha 22 correspondem às potências térmicas com esperança matemática de utilização igual ou superior a 0,15.

4.2.3 — POTÊNCIA TÉRMICA NUCLEAR

Uma vez que se admitiu em 3.2 que os consumos não permanentes deviam ser fornecidos enquanto houvesse energia nuclear disponível, na expressão 4.3, em vez de CP , deve aparecer $CP + CNP$. Por outro lado, como se admite por simplificação que, quer para as centrais nucleares quer para as convencionais e independentemente da posição no diagrama, $u_d = 0,25$, a potência nuclear de esperança matemática de utilização igual ou maior que u_n é dada aproximadamente por

$$p = \frac{u_n - u_d}{u_n - u_a}$$

$$PN(u_n) = \frac{CP + CNP - ETF - EH(p)}{u_a - u_d}$$

Como vimos em 4.1 e pelo menos, até próximo de 1985, parece não haver razão de admitir dificuldades, para a potência nuclear, de entrada na cava do diagrama, pelo que é razoável supor $u_a = 1$. Embora se tenha feito a correcção da energia térmica fatal sempre que o diagrama impõe um valor superior ao que resultaria duma utilização $u^d = 0,25$, é de crer que, nas proximidades de 1985, a expressão 4.5 conduza a valores por defeito, em especial, relativamente às potências de custos variáveis mais baixos. Efectivamente, no último lustro, é possível que, por imposição do diagrama, u_d seja maior que 0,25 para algumas centrais.

O quadro I apresenta os valores das potências nucleares calculados para $u_n = 0,5, 0,6, 0,7, 0,8$ e $0,9$. Estão indicados os valores de p correspondentes quando a presença da central na ponta é indispensável e os respectivos valores da relação

$$\beta_n = \frac{EH(p)}{M}$$

Como anteriormente, foi adoptada a curva c' da fig. 1 para $\beta_e \leq 1,4$ e a curva a para valores de $\beta_e > 1,4$.

As figs. 2, 3, 4 e 5 apresentam graficamente a evolução destas potências nucleares, tendo sido sobreposto o programa de centrais nucleares correspondente supondo que estas se justificam para $u_c \geq 0,5$

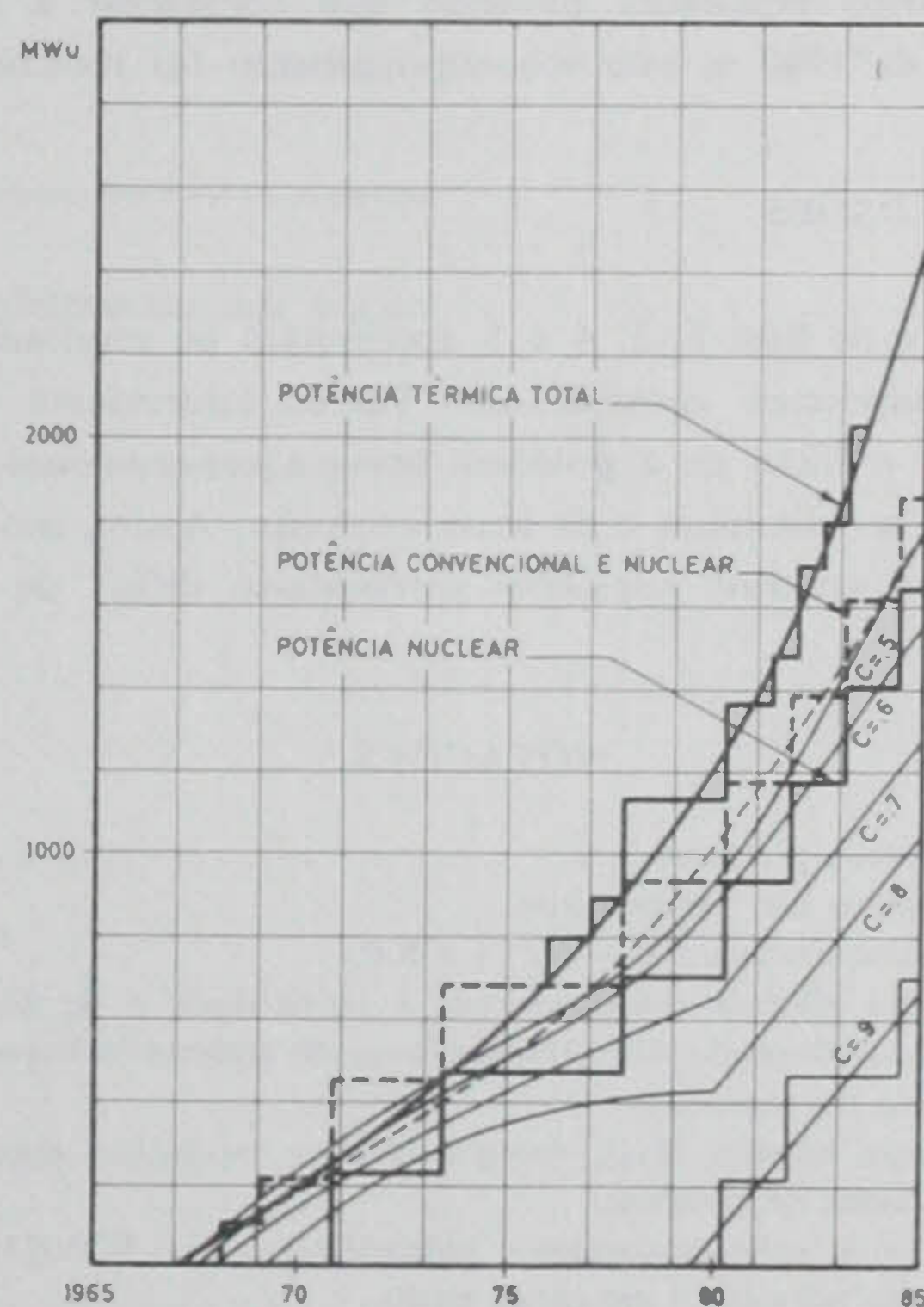


Fig. 2 — Evolução do sistema térmico supondo as hipóteses Aa de expansão dos consumos e do sistema hídrico (c = colocabilidade marginal da potência nuclear)

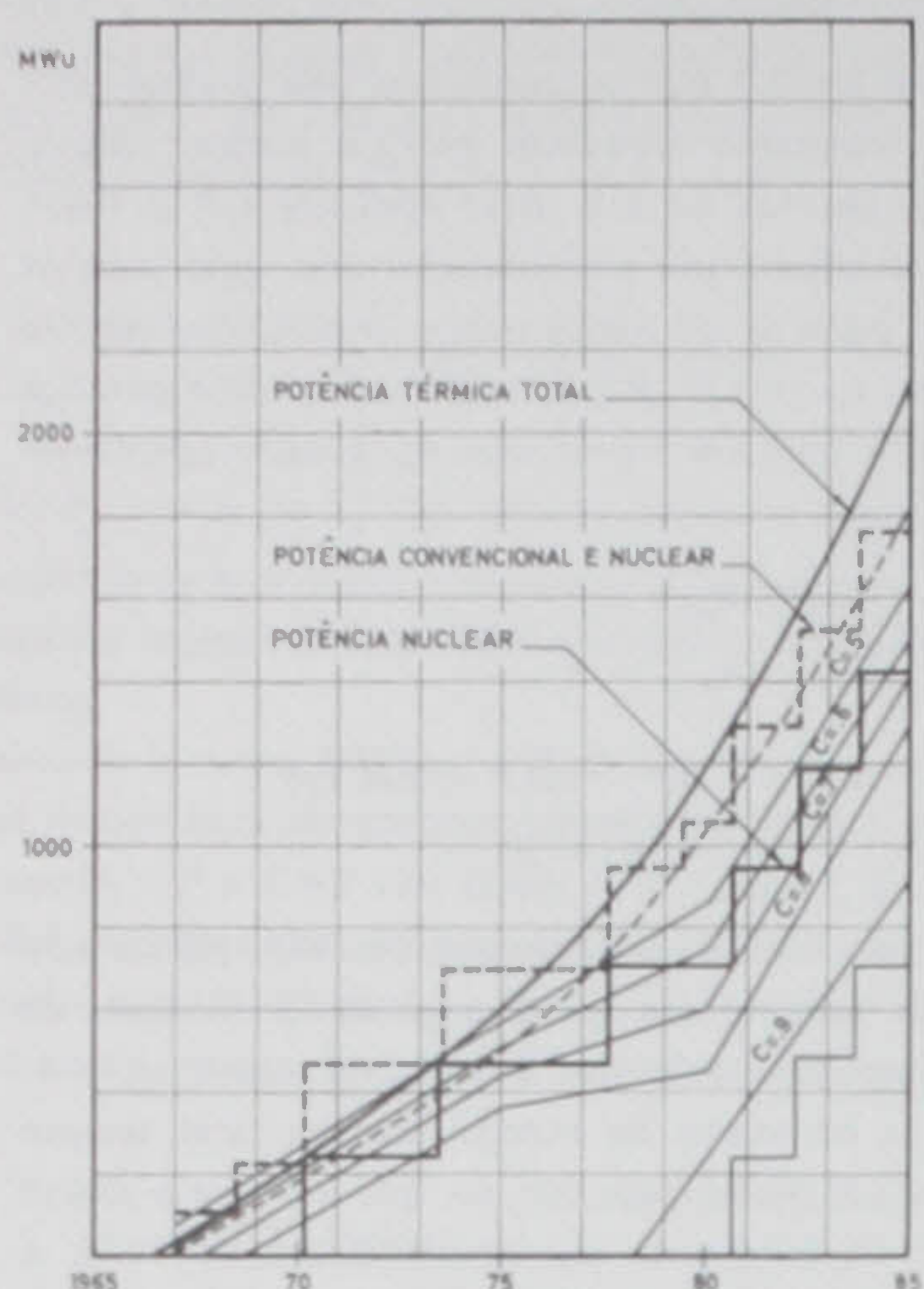


Fig. 3 — Evolução do sistema térmico supondo as hipóteses Ab de expansão dos consumos e do sistema hídrico (c = colocabilidade marginal da potência nuclear)

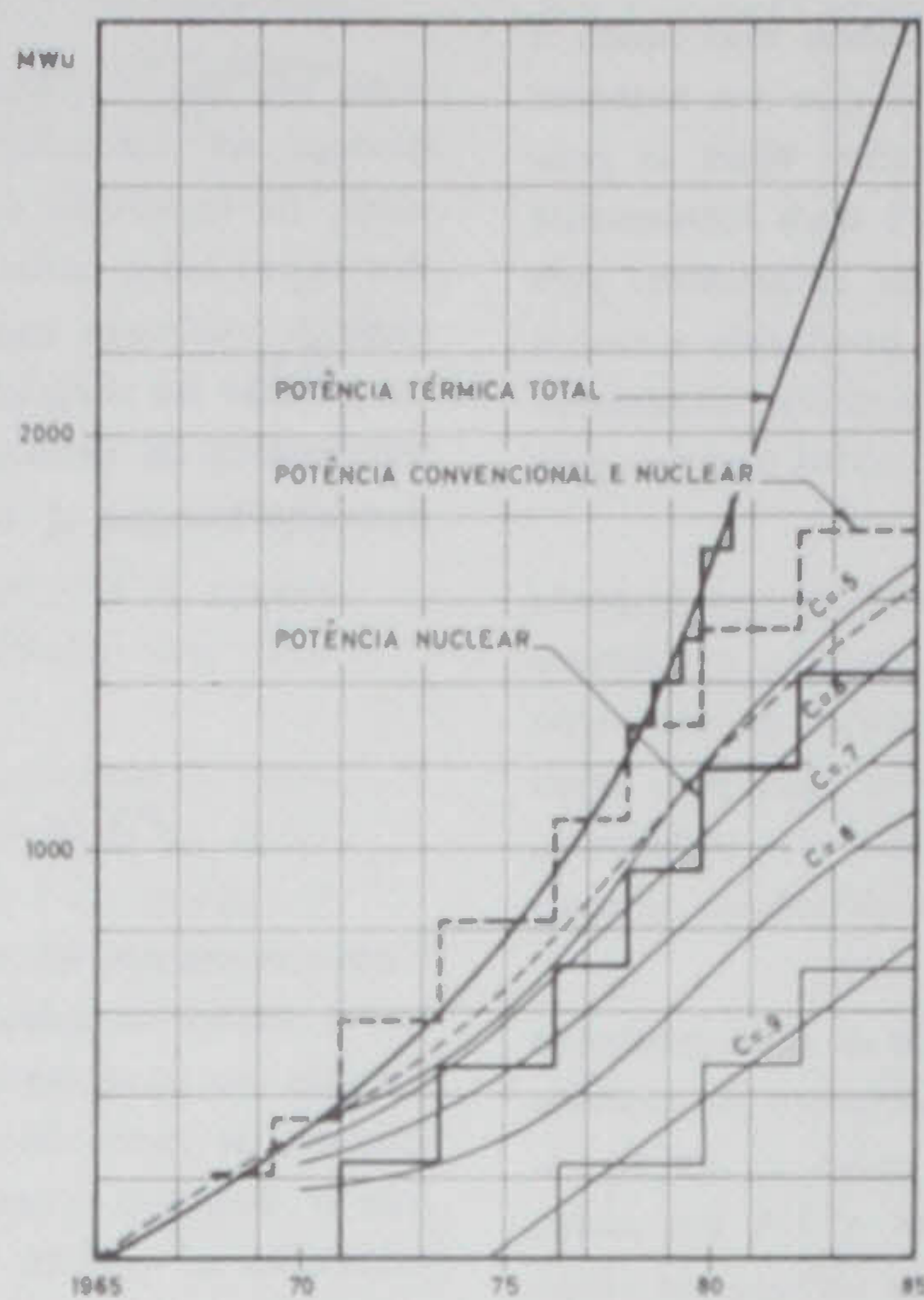


Fig. 4 — Evolução do sistema térmico supondo as hipóteses Ba da expansão dos consumos e do sistema hídrico (c = colocabilidade marginal da potência nuclear)

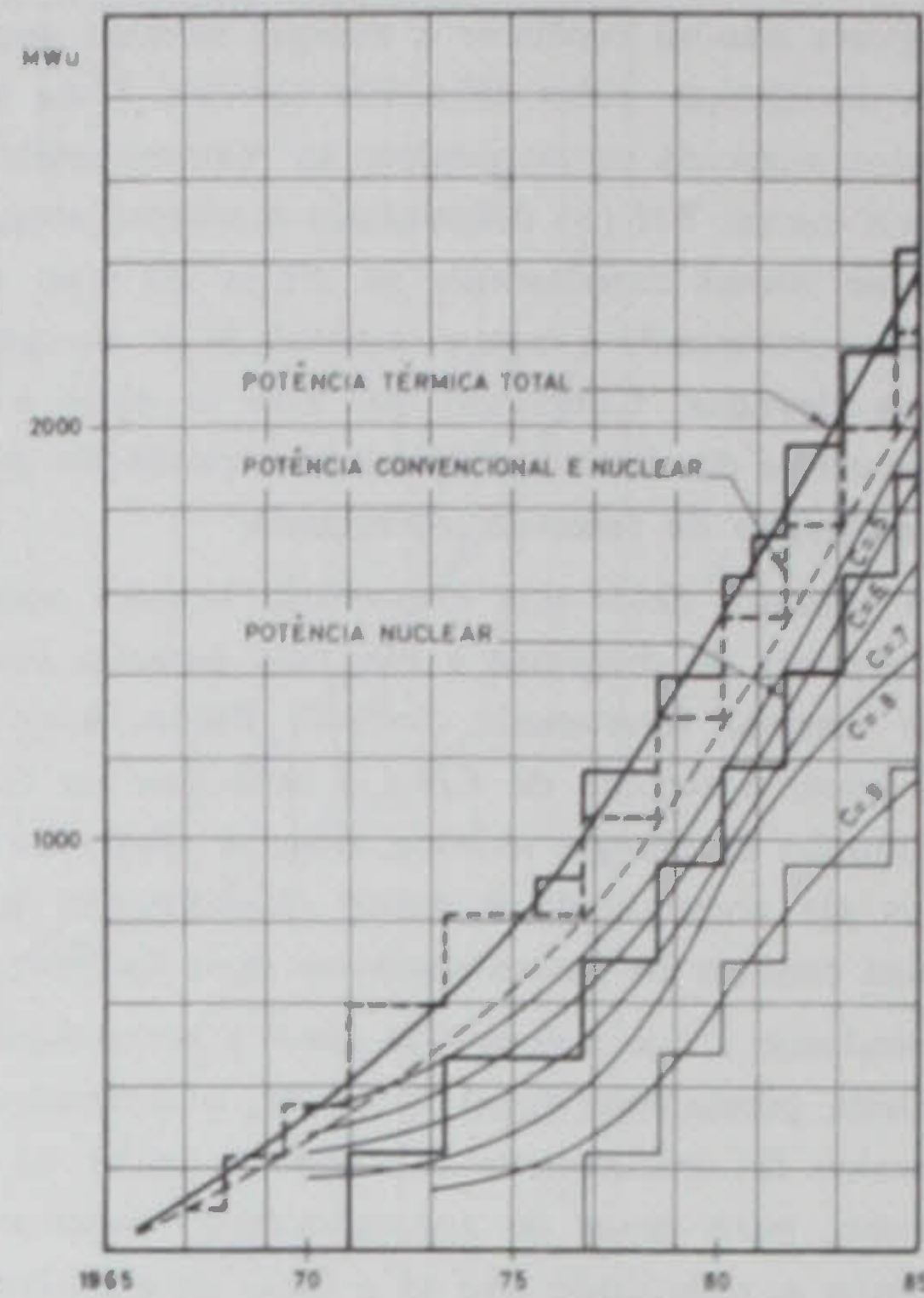


Fig. 5 — Evolução do sistema térmico supondo as hipóteses Bb da expansão dos consumos e do sistema hídrico (c = colocabilidade marginal da potência nuclear)

e que a potência útil é igual à do projecto REP-O da CPIN, isto é, 235 MW. Admitindo que as centrais de $u_c = 0,9$ poderiam ser de urânio natural foi feita a sua separação.

Embora as curvas estejam relativamente mal definidas pelo pequeno número de pontos calculados, tem-se uma ideia razoável da evolução da utilização média de cada central, devido à dimensão das centrais consideradas,

4.2.4 — POTENCIA TÉRMICA DE PONTA

A diferença entre os valores das linhas 19 e 22 do quadro I correspondem às potências de ponta. São bastante sensíveis ao sobreequipamento hídrico praticado, havendo que considerar a sua introdução antes de 1980 se este sobreequipamento for reduzido.

5 — CONCLUSÕES

O quadro I e as figs. 2, 3, 4 e 5 apresentam os resultados obtidos dentro das hipóteses consideradas. Parece interessante chamar a atenção para o facto de a potência térmica convencional necessária à nossa rede ser diminuta e de lenta evolução. Assim, um atraso na introdução de centrais nucleares apresenta-se difícil de

recuperar podendo reflectir-se nos custos de exploração do sistema durante um período bastante longo. Por outro lado, como este estudo parece aconselhar a integração da primeira central nuclear no biénio 1970-71, a alternativa pode pôr-se relativamente aos últimos grupos da térmica do Sul. Na verdade, se estes grupos substituírem o primeiro reactor por impossibilidade prática de realizar uma central nuclear até então (o que implica a resolução prévia de problemas, tais como a escolha do tipo de reactor mais adequado às condições nacionais e da sua localização), não só o aumento do custo de exploração do sistema pode afastar-se do óptimo durante alguns anos, como há que contar com sérias dificuldades nos fornecimentos dos consumos não permanentes devido ao facto de os preços praticados não comportarem a produção de energia a partir de combustíveis fósseis.

Parece também interessante notar que o programa de equipamento nuclear apresenta uma expansão rápida proporcionando a correcção fácil de erros se porventura se vier a verificar ulteriormente que tinha havido um avanço indevido na integração da energia nuclear. A eventualidade de tal ocorrência parece muito remota!

A. LEITE GARCIA

Engenheiro Electrotécnico (U. P.)

NOTAÇÕES

- CP — Consumos permanentes.
CNP — Consumos não permanentes.
CT — Consumos totais $CT = CP + CNP$.
EH(p) — Energia afluyente colocável com a probabilidade p de não ser ultrapassada. Depende das características do sistema hidroprodutor e do critério de exploração.
ETF — Energia térmica fatal, energia térmica produzida apenas por necessidades de potência.
 f_s — Factor de sobreequipamento hidroeléctrico $f_s = \theta \cdot PH/M$.
M — Energia afluyente e colocável média.
P — Ponta anual do diagrama.
 P_i — Potência útil disponível da central i .
PH — Potência hidroeléctrica útil disponível.
PN — Potência nuclear útil disponível.
 PT_i — Potência térmica disponível útil necessária à garantia em energia.

- PT_z — Potência térmica disponível útil necessária à garantia em potência.
 PT_u — Potência térmica convencional e nuclear, disponível útil.
 PTI — Potência térmica total instalada.
 u — Utilização da potência térmica útil.
 u_a — Utilização da potência útil disponível duma central térmica necessária só por razões de potência. É função da forma do diagrama, de α e da flexibilidade da mudança de carga.
 u_d — Utilização da potência útil disponível de uma central térmica necessária só por razões de potência. É função da forma do diagrama, de α e da flexibilidade a mudanças de carga.
 α — Posição duma central térmica no diagrama de cargas quando não é necessário o seu apoio em energia.
 β — Grau de aproveitamento do sistema hidroeléctrico CT/M .
 β_e — Grau de aproveitamento efectivo, $(CT-ETF)/M$ ou $(CP-ETF)/M$.
 $\beta(p)$ — Grau de aproveitamento do sistema em que a duração média marginal da produção hídrica é igual a $\beta(p) = EH(p)/M$.
 θ — Factor de carga do diagrama.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Comitato Nazionale Energia Nucleare — *Studio Preliminare degli Effetti Economici dell'Inserimento in Rete di Centrali Nucleari di Potenza* — Doc. DAEE (63) 32.
- [2] The Central Operating Management (Sweden) — *The C. D. L. Study of the Electric Power Production in Sweden in the 1970's* — Vällingby, 1962.
- [3] Electricity in Scotland — *Report of the Committee on the Generation and Distribution of Electricity in Scotland* — Edinburg 4, Nov. 1962.
- [4] F. IVO GONÇALVES — *Estudo Energético* — CPIN, 1961.
- [5] Repartidor Nacional de Cargas — *Análise da Contribuição de um Aproveitamento para a Cobertura de um Diagrama de Cargas* — Lisboa, 1961.
- [6] A. L. GARCIA — *A Potência Nuclear no Complemento Térmico do Sistema Electro-produtor Português* — Energia Nuclear N.º 1, 1963.
- [7] SVEN LALANDER and J.-E. RYMAN — *Economic comparison between different kinds of hydro and thermal power plants* — Sixth World Power Conference, Melbourne, 1962, Paper 131 V.1/11.
- [8] K. DARIN, V. LARSON, C. E. LIND e outros — *Principles of Power Balance Calculations for Economic Planning and Operation of Integrated Power Systems* — Estocolmo, 1959.
- [9] C. E. LIND, G. LINDSTRÖM and J.-E. RYMAN — *Economics of Nuclear Power and Conventional Thermal Power in a Typical Hydro-electric System* — Geneva, 1958 P/134 Sweden.
- [10] A. OECHSLIN — *Langfristige Investitionsplanung in der Elektrizitätswirtschaft durch Lineare Programmierung* — IBM Seminar Electric Power Production, Blaricum 1962.
- [11] A. A. FERNANDES — *A competitividade da energia nuclear em Portugal: elementos para a sua análise* — Publicação 62.13, CPIN, 1962.
- [12] J. PIRES LOURENÇO — *A utilização em Portugal de Centrais Nucleares na Produção de Energia Elétrica* — Revista de Economia, Março 1962.
- [13] T. ZERBI — *Evoluzione dei costi dell'energia elettro-nucleare e problemi di competitività rispetto dell'energia elettrica* — 1962.
- [14] CARVALHO XEREZ e SÍDÓNIO PAES — *Méthodes d'utilisation annuelle et interannuelle de l'eau des grandes retenues, dans un système interconnecté avec forte incidence de la production hydraulique* — UNIPED, Congrès de Baden-Baden, 1961.
- [15] G. GIMSTEDT — *Functional Interrelation between Conventional and Nuclear Production* — WPC, Madrid, 196.
- [16] J.-E. RYMAN — *Co-operation of Hydro-electric Power, Conventional Thermal Power and Nuclear Power* — Estocolmo, 1958.
- [17] J. LINDQVIST — *Operation of a Hydrothermal Electric System: A multi-grade Decision Process in Power Apparatus and Systems* — April 1962.
- [18] R. N. BRUDENELL and J. H. GILBREATH — *Coordinate Use of Hydro and Steam Generation* — Proceedings of the American Power Conference, 1961.
- [19] R. N. BRUDENELL and J. H. GILBREATH — *Economic Complementary Operation of Hydro Storage and Steam Power in the Integrated TVA System*.
- [20] C. J. BALDWIN — *Results of Long-range Planning by Simulation* — Proceedings of the American Power Conference, Vol. XXIII, 1961.
- [21] FRITZ HEMMER — *Détermination de la puissance à donner aux centrales hydrauliques en tenant compte de leur encadrement dans l'exploitation des réseaux inter-connectés avec d'importantes centrales thermiques (classiques et nucléaires)* — Lausanne, 1958.

Mostre o seu amor pela humanidade oferecendo um pouco
do seu sangue.
