

XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**USINA A CÉLULA DE COMBUSTÍVEL - UMA PROPOSTA PARA ANÁLISE
DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE SUA IMPLANTAÇÃO**

ALEXANDRE GOMES AMENDOLA
MAURO CESAR DA ROCHA

CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRÁS

Palavras-chave: viabilidade econômica, geração distribuída, custos evitados

Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000

USINA A CÉLULA DE COMBUSTÍVEL - UMA PROPOSTA PARA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE SUA IMPLANTAÇÃO

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	3
2. METODOLOGIA PROPOSTA	3
2.1. Conceituação do Problema	3
2.2 Os Custos Evitados	4
3. ALGUNS RESULTADOS OBTIDOS	4
3.1 Custos Marginais dos Sistemas Supridores da Distribuição	4
3.1.1 Exemplo de Aplicação Para a CEEE	4
3.1.1.1 Custos Marginais das SE's de Distribuição	6
3.1.1.2 Custos nos Sistemas a Montante provocados pelo acréscimo de 1 kW adicional demandado pela Distribuição – CEEE	6
3.1.2 Exemplo de Aplicação Para a CEMIG	7
3.1.2.1 Custos Marginais das SE's de Distribuição	7
4 - ESTIMATIVA DE CUSTOS PARA AS USINAS A CÉLULA DE COMBUSTÍVEL	8
5. CONCLUSÕES	9
ANEXO I – O CASO CEEE	10
ANEXO II – O CASO CEMIG	12

1. INTRODUÇÃO

Quando se instala uma geração distribuída em sistemas de Distribuição, os demais segmentos acima do ponto de “injeção” percebem esta instalação como uma redução de carga, aliviando toda a demanda solicitada por este sistema. A implantação da geração distribuída se justifica quando o seu custo de implantação for menor ou igual ao custo evitado no ponto de instalação, ambos anualizados e expressos em R\$/kW ou R\$/MWh. Tal avaliação pode ser corretamente traduzida com o auxílio dos custos marginais de longo prazo.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia que permita realizar, de forma expedita, uma análise da viabilidade econômica da implantação de usinas a célula de combustível.

Ao final, o trabalho apresenta aplicações práticas para 2 importantes Concessionárias brasileiras.

2. METODOLOGIA PROPOSTA

2.1. Conceituação do Problema

Da mesma forma que as ações de DSM e de redução de perdas elétricas, o efeito da instalação de uma geração distribuída em áreas atendidas por sistemas de distribuição é "percebido" pelos segmentos do sistema elétrico, localizados à montante do ponto de instalação, como redução de carga.

Em decorrência, esta instalação adia investimentos e despesas anteriormente programados na expansão desses segmentos. Os ganhos deste adiamento são os custos evitados, que são numericamente igual ao custo de fornecer uma unidade adicional de carga no ponto da instalação. À medida que se caminha ao longo do sistema elétrico, desde a geração até os consumidores finais de baixa tensão, estes custos vão crescendo, pela sucessiva incorporação de novos segmentos. Uma boa medida para avaliar esses custos evitados são os custos marginais de longo prazo, admitidos iguais aos custos incrementais médios de capacidade e de energia, que são calculados com base nos planos de expansão (capacidade) e de operação (energia) dos sistemas à montante (*).

A viabilidade econômica da geração distribuída se justifica quando o seu custo for menor ou igual ao custo evitado no ponto de instalação, ambos anualizados e expressos em R\$/kW ou R\$/MWh.

Embora tenha caráter implícito de solução localizada, o que remete à necessidade de informações mais detalhadas, a geração distribuída, abordada no presente trabalho, se direcionou para um enfoque propositadamente médio para toda a área de concessão, visando apenas proporcionar uma ordem de grandeza desta viabilidade.

É claro que, para as áreas onde a situação técnico-operacional dos segmentos à montante for mais crítica, com os níveis de qualidade de serviço violados, certamente a geração distribuída será mais viável. Os custos marginais de um acréscimo de carga nestas áreas (= custo evitado) poderão ter valores extremamente elevados, pois os programas de expansão destes segmentos, além de incorporarem o atendimento do crescimento do mercado, deverão também considerar a necessidade da recuperação da qualidade do serviço. É onde se justifica prioritariamente a instalação da geração distribuída. O contrário ocorrerá para as áreas supridas através de sistemas "folgados".

Para os efeitos dos cálculos desenvolvidos neste trabalho, limitou-se, em princípio, que a instalação ocorra no barramento de baixa tensão das subestações distribuidoras, conforme Figura 1, a seguir.

Com isso, seriam "evitados" (deslocados) os custos da expansão dos segmentos desde as subestações distribuidoras até a geração, conforme esquema abaixo. É claro que, em tese, a geração distribuída possa ser instalada em qualquer ponto das redes de distribuição, como, por exemplo, em alimentadores específicos. Conforme mencionado, quanto mais se caminha em direção aos consumidores BT, mais se viabiliza este tipo de geração em termos de R\$/kW ou R\$/MWh. No entanto, tem que se verificar a sua praticidade técnica.

GERAÇÃO

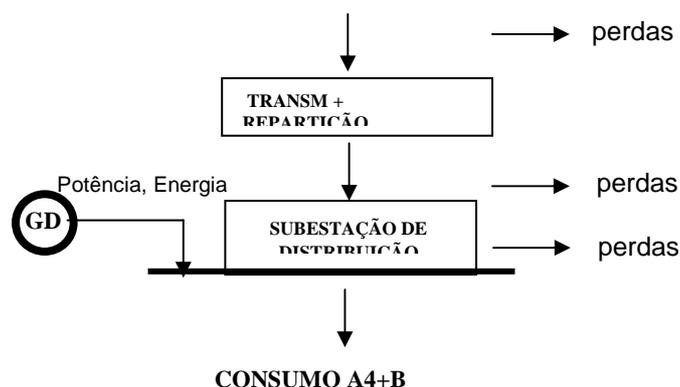


Figura 1 - Localização da Geração Distribuída

2.2. Os Custos Evitados

Desta forma, a potência gerada localmente para suprir parte (ou totalmente) o crescimento da demanda máxima atendida pelas SE's distribuidoras, adiará investimentos a serem feitos, não só, nos segmentos à montante, como também, nas próprias SE's, (ampliações e/ou novas SE's). Os ganhos deste adiamento equivalem ao custo marginal de capacidade (em R\$/kW) até o ponto de instalação da usina, custo que é calculado com base nos custos marginais de cada nível e na responsabilidade do kW evitado na Distribuição sobre as demandas máximas das cargas "vistas" por cada segmento.

Para a avaliação do impacto da redução da demanda máxima ao nível da Distribuição nos custos de capacidade de todos os segmentos à montante, é necessário então que se verifique a responsabilidade desta redução nas demandas máximas de cada segmento e a sua participação no fluxo de potência passante em cada segmento à montante. Para isso, são necessários conhecer-se as curvas de carga nas SE's distribuidoras e em cada um dos segmentos considerados e os fluxos de potência interníveis, que são estabelecidos através de estudos de load-flow.

No presente trabalho, considerou-se que as demandas máximas fossem coincidentes, inclusive a da carga evitada na Distribuição, pois, em quase todos os segmentos, o período da demanda máxima é sempre ditado pela carga da Distribuição. Em casos específicos localizados, no entanto, podem ocorrer diversidades entre os períodos dessas demandas máximas.

A responsabilidade para o estabelecimento do custo marginal de capacidade do kW evitado na Distribuição resultou, então, apenas da avaliação dos fluxos interníveis.

A energia gerada localmente evitará a produção de energia pelas usinas dos segmentos à montante. Assim, sem considerar a melhoria de eficiência pela redução das perdas (em potência e em energia) nos sistemas de transmissão desses segmentos, o custo evitado de energia será numericamente igual ao custo marginal de energia dos sistemas supridores e expresso em R\$/MWh/ ano. Para as redes de transmissão, repartição e distribuição não se calculam custos marginais de energia.

Dessa forma, o custo anual evitado pela instalação de uma usina a célula de combustível nas subestações distribuidoras, será dado pela seguinte fórmula:

$$CEVC = CMCG + CMT + CMSE \quad [R\$/kW] \quad (1)$$

$$CEVE = CMEG \quad [R\$/MWh] \quad (2)$$

onde:

CEVC - custo evitado de capacidade

CEVE - custo evitado de energia

CMCG - custo marginal de capacidade de geração, em [R\$/kW]

CMT - custo marginal de capacidade de transmissão, em [R\$/kW]

CMSE - custo marginal de capacidade das SE's distribuidoras, em [R\$/kW]

CMEG - custo marginal de energia da geração, em [R\$/MWh]

Para exprimir em conjunto CEVC e CEVE através de um valor anual, vem :

$$\text{CEV [em R\$/MWh]} = \text{CEVC} \times 1000 / (\text{FC} \times 8760) + \text{CEVE} \quad (3)$$

ou:

$$\text{CEV [em R\$/kW]} = \text{CEVE} \times \text{FC} \times 8760 / 1000 + \text{CEVC} \quad (4)$$

3. ALGUNS RESULTADOS OBTIDOS

3.1 Custos Marginais dos Sistemas Supridores da Distribuição

Os cálculos foram desenvolvidos (em estimativa preliminar) para a CEMIG e para a CEEE (antes do desmembramento) . Tomou-se por base informações disponíveis na ELETROBRÁS sobre os fluxos interníveis, conforme estabelecidos pelos Estudos de Custos Marginais das Redes de Repartição e Transmissão, trabalho desenvolvido em 1998.

Foram, ainda, assumidos os custos marginais dos níveis, médios para as respectivas Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, para a CEMIG e CEEE, respectivamente, .

3.1.1 Exemplo de Aplicação Para a CEEE

Para a CEEE, os custos marginais em R\$/kW-ano utilizados para os níveis foram os seguintes:

$$\begin{aligned} A1 &= 32 \\ A2 &= 48,3 \\ A3 &= 28,35 \end{aligned}$$

Para o nível A1, foram assumidos os custos marginais dos níveis, médios para a região SUL .

Considerando os fluxos interníveis estabelecidos pelos estudos citados em , foram obtidos os seguintes valores para os custos marginais da demanda da Distribuição, passando pelos segmentos de Transmissão e Repartição .

$$\text{CEEE} = 57,30 \text{ R\$/kW-ano}$$

Exprimindo estes valores em R\$/MWh, vem:

$$\text{CEEE} = 10,06$$

Para a geração, foi adotado o valor de 40 R\$/MWh, incorporando os custos marginais de capacidade e de energia. Dessa forma, considerando esta hipótese de fornecimento, resulta:

$$CEEE = 40 + 10,06 \approx 50 \text{ R\$/MWh} \quad ++$$

Caso se imagine o suprimento adicional por termelétrica a gás tipo Uruguaiana (30R\$/MWh), suprindo diretamente os sistemas dessas empresas, sem comprar de Furnas e nem da Eletrosul, vem:

$$CEEE = 30 + 10,06 \approx 40 \text{ R\$/MWh}$$

3.1.1.1 Custos Marginais das SE's de Distribuição

Com base nos programas de expansão para as SE's de Distribuição da CEEE, foram calculados os respectivos custos médios incrementais de longo prazo (CIMLP), de acordo com a fórmula:

$$\text{CIMLP} = \frac{\sum_{t=1}^H \frac{I(t)}{(1+a)^t}}{\sum_{t=1}^H \frac{\Delta M(t)}{(1+a)^t}} \quad (5)$$

obtendo-se: CEEE = 79 R\$/kW ou 16,37 R\$/MWh

onde $I(t)$ e $\Delta M(t)$ são, respectivamente, o investimento e o acréscimo da carga (em kW e MWh) no ano t . H é o período do plano de expansão considerado.

Anualizando-se CIMLP através de um fator = 15% (remuneração + depreciação + despesas de operação e manutenção), resulta:

$$CEEE = 11,83 \text{ R\$/kW ou } 2,45 \text{ R\$/MWh}$$

3.1.1.2 Custos nos Sistemas a Montante provocados pelo acréscimo de 1 kW adicional demandado pela Distribuição - CEEE

Assim, os custos marginais em R\$/MWh dos segmentos à montante do ponto de instalação da usina serão:

Hipótese I

$$CEEE = 2,45 + 50 = 52,45 \approx 52,5$$

Hipótese II

$$CEEE = 2,45 + 40 = 42,45 \approx 42,5$$

3.1.2 Exemplo de Aplicação Para a CEMIG

Os custos marginais em R\$/kW-ano utilizados para os níveis foram os seguintes:

CEMIG:

A0 = 51,0
A1 = 84,2
A2 = 41,7
A3 = 35,5

Para os níveis A0 e A1, foram assumidos os custos marginais dos níveis, médios para a região SUDESTE/CENTRO-OESTE .

Considerando os fluxos interníveis estabelecidos pelos estudos citados em , foram obtidos os seguintes valores para os custos marginais da demanda da Distribuição, passando pelos segmentos de Transmissão e Repartição .

CEMIG = 101,98 R\$/kW-ano

Estas diferenças entre os resultados obtidos na CEEE e CEMIG se explicam basicamente pela existência do sistema em nível A0 na CEMIG e pela discrepância entre os valores do nível A1, considerados para as duas empresas como médias das respectivas regiões.

Expressando estes valores em R\$/MWh, vem:

CEMIG = 17,77

Para a geração, foi adotado o valor de 40 R\$/MWh, incorporando os custos marginais de capacidade e de energia.

Dessa forma, considerando esta hipótese de fornecimento, resulta:

CEMIG = 40 + 17,77 = 57,77 ≈ 58 R\$/MWh

Caso se imagine o suprimento adicional por termelétrica a gás tipo Uruguaiana (30R\$/MWh), suprimindo diretamente os sistemas dessas empresas, sem comprar de Furnas e nem da Eletrosul, vem:

CEMIG = 30 + 17,77 ≈ 48 R\$/MWh

3.1.2.1 Custos Marginais das SE's de Distribuição

Da mesma forma, com base nos programas de expansão para as SE's de Distribuição da CEMIG, foram calculados os respectivos custos médios incrementais de longo prazo (CIMLP), de acordo com a expressão (5) . Obteve-se, assim,

CEMIG = 200 R\$/kW ou 41,6 R\$/MWh

Anualizando-se CIMLP através de um fator = 15% (remuneração+ depreciação+despesas de operação e manutenção), resulta:

CEMIG = 30,04 R\$/kW ou 6,23 R\$/MWh

3.1.2.2 Custos nos Sistemas a Montante provocados pelo acréscimo de 1 kW adicional demandado pela Distribuição

Assim, os custos marginais em R\$/MWh dos segmentos à montante do ponto de instalação da usina serão:

Hipótese I

$$\text{CEMIG} = 6,23 + 58 = 64,23 \approx 64,2$$

Hipótese II

$$\text{CEMIG} = 6,23 + 48 = 54,23 \approx 54,2$$

4 - ESTIMATIVA DE CUSTOS PARA AS USINAS A CÉLULA DE COMBUSTÍVEL

As primeiras avaliações sobre os custos dessas usinas resultaram em valores que podem variar entre 120 R\$/kW e 1800 R\$/kW (adotou-se, 1US\$ = R\$ 1,20, devendo este valor ser revisto), com vida útil entre 10 e 15 anos e já incorporando os custos anuais de combustível, atualizados.

Considerando a taxa de atualização de 10% e três hipóteses de vida útil (10, 13 e 15 anos), fator de capacidade de 70% e fator de carga de 55%, os valores anualizados em R\$/MWh estão apresentados na Figura 2, a seguir, em função das faixas dos custos das usinas citados no parágrafo anterior.

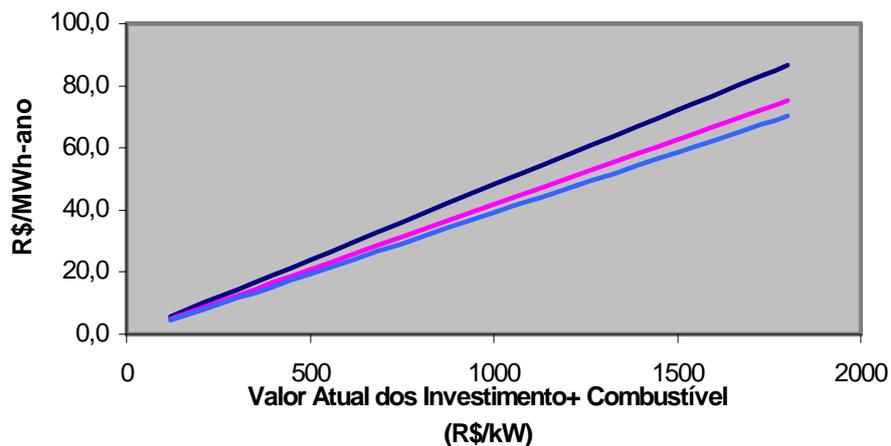


Figura 2 - Valores Anualizados da Tarifa Para Vidas Úteis (10, 13 e 15 anos)

5. CONCLUSÕES

Levando em conta os resultados dos itens 3 e 4, e considerando as hipóteses das diversas vidas úteis, as usinas a células de combustível são viabilizadas para a CEMIG e CEEE se os valores atuais dos seus custos forem, no máximo, iguais aos valores constantes da Figura 3, a seguir :

VIABILIDADE DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA
Limites do VALOR ATUAL do

Investim.+Combust.

Custos Marginais	T = 10 anos	T = 13 anos	T = 15 anos
CEMIG Hipótese I: 54,2 R\$/MWh	1 100 R\$ / kW	1 300 R\$ / kW	1 375 R\$ / kW
Hipótese II: 64,2 R\$/MWh	1 325 R\$ / kW	1 525 R\$ /kW	1 625 R\$ / kW
CEEE - Sul Hipótese I: 42,5 R\$/MWh	875 R\$ / kW	1 000 R\$ / kW	1 075 R\$ / kW
Hipótese II: 52,5 R\$/MWh	1 075 R\$ / kW	1 250 R\$ / kW	1 325 R\$ / kW

Figura 3 - Valores Anualizados da Tarifa Para Vidas Úteis (10, 13 e 15 anos)

Apenas como referência geral admitindo uma vida útil de 15 anos para as usinas e custos marginais dos sistemas (da geração até as SE's Distribuidoras) de 43 R\$/MWh - ano, a viabilidade ficará comprovada para custo do investimento da usina (acrescido dos valores atualizados dos custos anuais de combustível) até 1 100 R\$/kW.

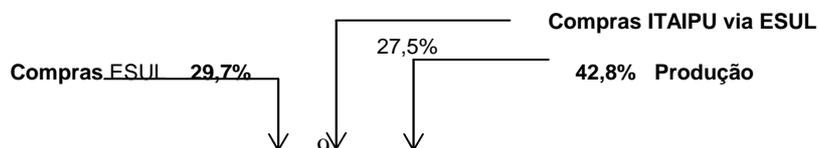
Como, na prática, o apelo à utilização de geração local será maior nas áreas com problemas de suprimento e, por isso, com custos marginais maiores, a viabilidade ficará garantida mesmo para valores acima de 1100 R\$/kW. Admitindo, por hipótese, um valor limite de 65 R\$/MWh -ano para os custos marginais dos sistemas, o valor para a usina seria de 1 650 R\$/kW, para 15 anos de vida útil.

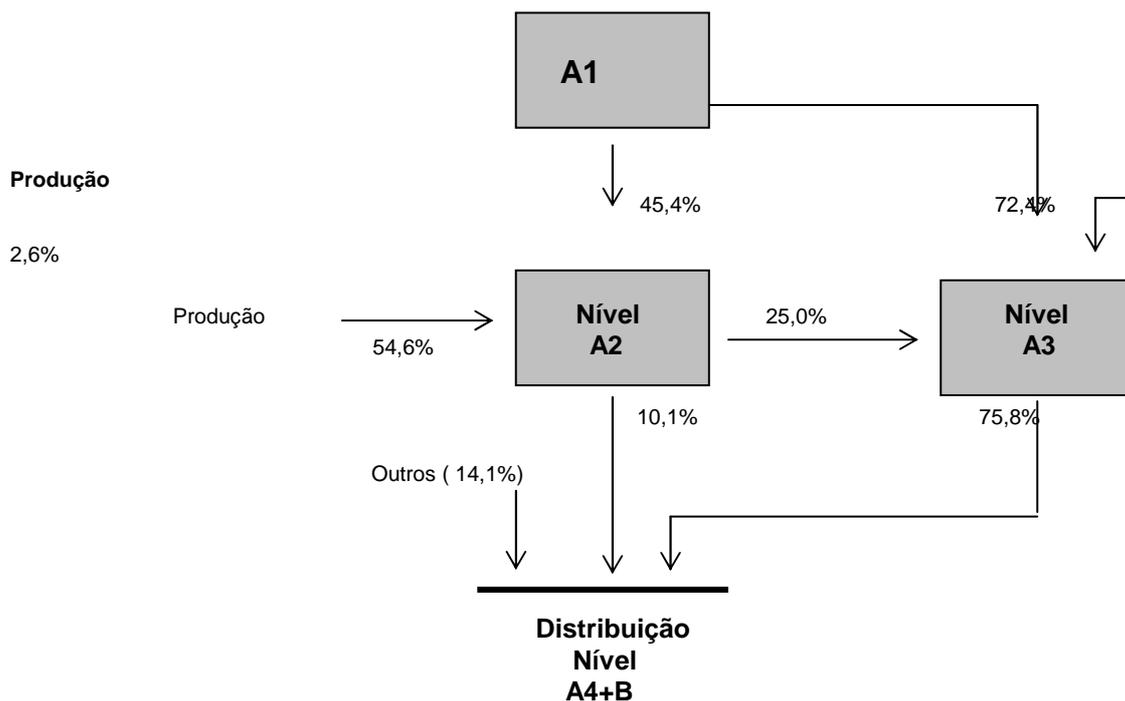
ANEXO I – O CASO CEEE

CUSTOS MARGINAIS DE TRANSMISSÃO+REPARTIÇÃO

CEEE

CUSTO MARGINAL NAS REDES DA CONCESSIONÁRIA (*)





Custos Marginais no Nível:

A1 = 32,0 R\$/kW.ano
A2 = 48,3 R\$/kW.ano
A3 = 28,35 R\$/kW.ano

Custo Marginal nas Redes de Transmissão da CEEE ("visto" pela Distribuição):

CMR' = $0,101 \cdot [48,3 + 0,454 \cdot 32] + 0,758 \cdot [28,35 + 0,724 \cdot 32 + 0,25 \cdot (48,3 + 0,454 \cdot 32)] = 57,30$
R\$/kW.ano

Expressando em R\$/MWh, vem:

CMR (R\$/MWh) * FC * 8760 = CMR' (R\$/kW-ano) * 1000 FC (Fator de Carga Anual) \cong 0,65

CMR = $CMR' \cdot 1000 / (FC \cdot 8760) = 10,06$ R\$/MWh

(*) - TENSÃO \geq 69 kV.

CEEE

CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO (CIMLP) (Programa de Investimentos : 8 anos)

Fator de Carga A4(55%) 0,55
Taxa de Atualização(10%) 0,1

Anos	A4'+B'	Delta Energia (GWh)	Delta Demanda (GW)
1997	4.412	0	0
1998	4.706	293	0,060883354
1999	4.954	248	0,051550436
2000	5.214	260	0,054027812
2001	5.465	250	0,051941469
2002	5.770	306	0,063459112
2003	6.080	309	0,064194479
2004	6.401	322	0,066777709
2005	6.734	332	0,06898983

Anos	Invest. (R\$)	Delta Energia (GWh)	Delta Demanda (GW)	VA1 (R\$)	VA2 (GWh)	VA3 (GW)	CIMLP (R\$/MWh)	CIMLP (R\$/kW)
1998	8.434.190	293	0,060883354	7.667.445	267	0,055348504	28,75	138,53
1999	10.253.150	248	0,051550436	8.473.678	205	0,042603666	34,20	164,79
2000	6.617.600	260	0,054027812	4.971.901	196	0,040591895	31,63	152,39
2001	600.000	250	0,051941469	409.808	171	0,035476723	25,67	123,68
2002	1.200.000	306	0,063459112	745.106	190	0,039403116	21,66	104,34
2003	1.400.000	309	0,064194479	790.264	175	0,03623611	19,17	92,36
2004	2.300.000	322	0,066777709	1.180.264	165	0,034267523	17,72	85,37
2005	1.500.000	332	0,06898983	699.761	155	0,032184265	16,37	78,89

1998 28,75
1999 34,20
2000 31,63
2001 25,67
2002 21,66
2003 19,17
2004 17,72
2005 16,37

Período de 10 anos:

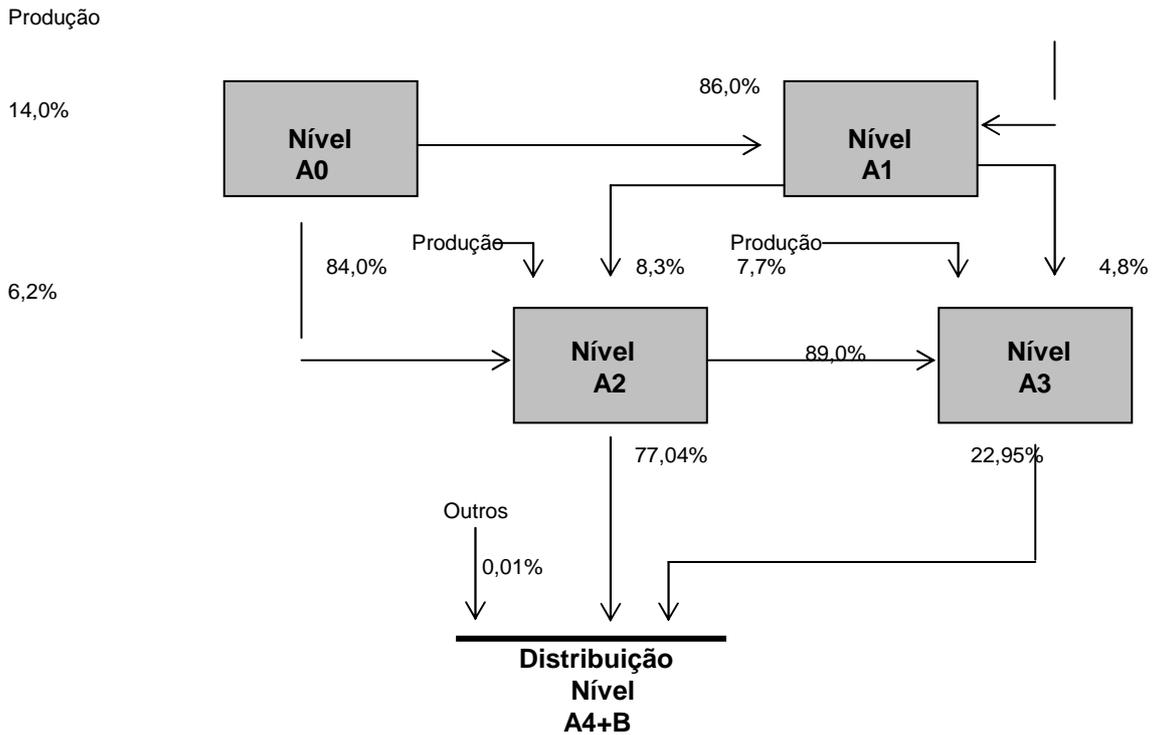
CIMLP (R\$/MWh) 16,37 **Valor Anualizado:** 2,46 R\$/MWh
CIMLP (R\$/kW) 78,89 **Valor Anualizado:** 11,83 R\$/kW

ANEXO II – O CASO CEMIG

CUSTOS MARGINAIS DE TRANSMISSÃO+REPARTIÇÃO

CEMIG

CUSTO MARGINAL NAS REDES DA CONCESSIONÁRIA (*)



Custos Marginais no Nível (R\$/kW.ano):

A0 = 51,0
 A1 = 84,2
 A2 = 41,7
 A3 = 35,5

Custo Marginal nas Redes de Transmissão da CEMIG ("visto" pela carga da Distribuição):

$$\begin{aligned}
 \text{CMR}' &= 0,7704 \cdot [41,7 + 0,84 \cdot 51 + 0,077 \cdot (84,2 + 0,86 \cdot 51)] + \\
 & 0,2295 \cdot [35,5 + 0,89 \cdot (41,7 + 0,84 \cdot 51 + 0,077 \cdot (84,2 + 0,86 \cdot 51))] + 0,062 \cdot (84,2 + 0,86 \cdot 51) \\
 & = 101,98 \text{ (R\$/kW.ano)}
 \end{aligned}$$

Expressando em R\$/MWh, vem:

$$\text{CMR (R\$/MWh)} \cdot \text{FC} \cdot 8760 = \text{CMR}' \text{ (R\$/kW-ano)} \cdot 1000 \quad \text{FC (Fator de Carga Anual)} \cong 0,65$$

$$\text{CMR} = \text{CMR}' \cdot 1000 / (\text{FC} \cdot 8760) = 17,77 \text{ R\$/MWh}$$

(*) - TENSÃO ≥ 69 kV.

CEMIG

CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO (CIMLP) (Programa de Investimentos : 10 anos)

Fator de Carga A4(55%) 0,55
Taxa de Atualização(10%) 0,1

Anos	A4'+B' (GWh)	Delta Energia (GWh)	Delta Demanda (GW)
1997	35011	0	0
1998	36196	1185	0,245952677
1999	37428	1232	0,255707763
2000	38955	1527	0,316936488
2001	40268	1313	0,272519718
2002	41497	1229	0,255085098
2003	42994	1497	0,310709838
2004	44538	1544	0,320464923
2005	46096	1558	0,323370693
2006	47708	1612	0,334578663
2007	49377	1669	0,346409298

:trapolados por ajustamento aos dados do período 1998-2003.

Anos	Invest. (R\$)	Delta Energia (GWh)	Delta Demanda (GW)	VA1 (R\$)	VA2 (GWh)	VA3 (GW)	CIMLP (R\$/MWh)	CIMLP (R\$/kW)
1998	38.913.000	1185	0,245952677	35.375.455	1.077	0,223593343	32,84	158,21
1999	68.917.000	1232	0,255707763	56.956.198	1.018	0,211328729	44,06	212,29
2000	80.212.000	1527	0,316936488	60.264.463	1.147	0,238119075	47,06	226,73
2001	63.795.000	1313	0,272519718	43.572.843	897	0,186134634	47,39	228,32
2002	90.893.000	1229	0,255085098	56.437.402	763	0,158387776	51,52	248,25
2003	49.895.000	1497	0,310709838	28.164.427	845	0,175387603	48,85	235,36
2004	73.703.000	1544	0,320464923	37.821.293	792	0,164449177	48,71	234,71
2005	38.035.000	1558	0,323370693	17.743.608	727	0,150854815	46,28	223,00
2006	35.570.000	1612	0,334578663	15.085.152	684	0,141894014	44,20	212,96
2007	14.945.000	1669	0,346409298	5.761.944	643	0,13355578	41,56	200,25

1998 32,84
1999 44,06
2000 47,06
2001 47,39
2002 51,52
2003 48,85
2004 48,71
2005 46,28
2006 44,20
2007 41,56

Período de 10 anos:

CIMLP (R\$/MWh) 41,56 Valor Anualizado: 6,23 R\$/MWh
CIMLP (R\$/kW) 200,25 Valor Anualizado: 30,04 R\$/kW