



**GRUPO VII
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GLP)**

**ESTUDO DE LOCALIZAÇÃO DE USINAS TÉRMICAS NA REGIÃO DO VALE DO PARAÍBA
CONSIDERANDO TARIFA DE TRANSPORTE.**

Arnaldo Hirose *

Francisco Vaccari

Mário Ossamu Yorinori

CESP

RESUMO

Considerando a possibilidade de instalação de Usinas Térmicas no Estado de São Paulo, decorrente da implantação de gasoduto proveniente da Bolívia, foram avaliadas alternativas técnico-econômicas do sistema de transmissão para integração de uma UTE na região do Vale do Paraíba

Em função da nova modelagem institucional do Setor Elétrico Brasileiro, com a rede de transmissão de livre acesso a qualquer consumidor, e tarifas de transporte tendendo para a metodologia nodal, será levada em consideração também nas alternativas de integração desta UTE a influência das tarifas de transporte para a decisão final sobre a sua melhor localização.

PALAVRAS CHAVE

Tarifas de transporte, Metodologia nodal, Pedágio, Rede de transmissão, Usina Termoelétrica (UTE).

1.0 - INTRODUÇÃO

Estudos prospectivos apontam déficit de energia no sistema interligado Sul/Sudeste brasileiro a curto e médio prazos, devido principalmente ao atraso na entrada em operação das grandes obras de geração de energia elétrica, em função da escassez de recursos financeiros.

Uma das alternativas para se eliminar ou amenizar este déficit é representada através da implantação de usinas termoelétricas com o aproveitamento do

gasoduto proveniente da Bolívia.

Análises efetuadas pela CESP apontaram dentro do Estado de São Paulo, a região do Vale do Paraíba como excelente local para a implantação de usinas termoelétricas.

De acordo com as características da região, adotou-se como premissa a instalação de uma UTE com três unidades geradoras de 250 MW tendo como possibilidade de implantação as localidades de Santa Branca, Pindamonhangaba, São José do Barreiro e Caçapava. Pelo porte desta UTE deverá ser conectada ao sistema de EAT da CESP ou FURNAS. Estas localidades foram escolhidas previamente por apresentarem melhores condições do ponto de vista de proximidade do gasoduto, facilidade de alimentação de água para o ciclo térmico e disponibilidade de área para implantação da UTE.

O sistema supridor da CESP à região é representado por duas linhas de transmissão em 440 kV, circuito simples, que partem das subestações Bom Jardim e Santo Ângelo em direção à subestação de Taubaté, a qual se apresenta como principal polo supridor da região, servindo também para escoamento da energia excedente para o Estado do Rio de Janeiro.

Deve-se ressaltar que a LT Santo Ângelo – Taubaté encontra-se operando na tensão de 500 kV, sendo que, com a complementação do sistema de FURNAS na região, a mesma deverá retornar à operação em 440 kV pela CESP.

Por parte de FURNAS, o sistema de transmissão em EAT que atravessa a região é composta pela LT 500 kV Taubaté - Cachoeira Paulista - Adrianópolis em circuito simples.

Desta forma, serão avaliadas para o ano 2001, alternativas de integração da UTE nas localidades de Santa Branca, Pindamonhangaba, São José do Barreiro e Caçapava ao sistema de 440 kV e 500 kV existentes.

A análise técnica deverá avaliar também os benefícios decorrentes da melhoria do perfil de tensão, conseqüente da injeção de reativos pela UTE, considerando a existência de uma nova fonte de suprimento nesta região elétrica.

Serão considerados na análise econômica, os custos de investimentos, custo das perdas na transmissão e tarifa de transporte calculada pela metodologia atual (Portaria 459/97) e a metodologia proposta (nodal).

Ao final da análise técnica-econômica deverá ser definida a melhor alternativa de localização da UTE, bem como o sistema de transmissão para conexão à rede existente.

2.0 - ALTERNATIVA ANALISADAS

2.1 Alternativa 1

Considera a construção de uma LT 440 kV, cd , 4x636 MCM , com aproximadamente 3 km de extensão, da UTE Santa Branca até um ponto de seccionamento da LT 440 kV existente Santo Ângelo-Taubaté da CESP, operando atualmente na tensão de 500 kV.

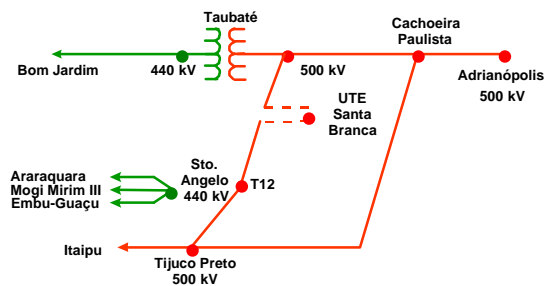


Fig. 2.1 ALTERNATIVA 1

2.2 Alternativa 2

Considera a construção de uma LT 500 kV, cd , 3x954MCM, com aproximadamente 7 km de extensão, interligando a UTE Pindamonhangaba até um ponto de seccionamento da LT 500 kV existente Taubaté-Cachoeira Paulista de FURNAS.

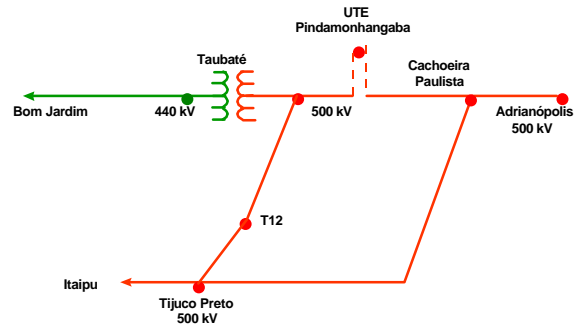


Fig. 2.2 ALTERNATIVA 2

2.3 Alternativa 3

Considera a construção de uma LT 500 kV, cd , 3x954 MCM , com aproximadamente 6 km de extensão, da UTE São José do Barreiro até um ponto de seccionamento da LT 500 kV existente Cachoeira Paulista-Adrianópolis de FURNAS.

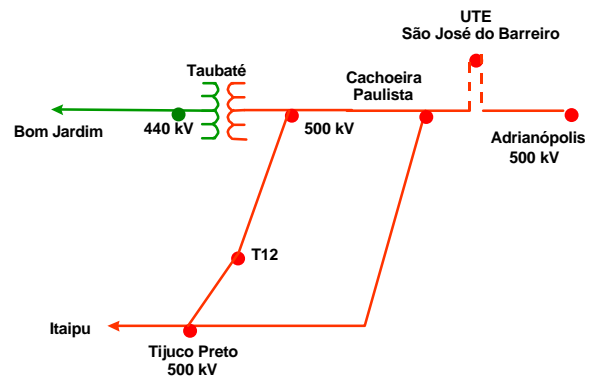


Fig. 2.3 ALTERNATIVA 3

2.4 Alternativa 4

Considera a construção de uma LT 440 kV, cd , 4x636 MCM , com aproximadamente 0,5 km de extensão, da UTE Caçapava até um ponto de seccionamento da LT 440 kV existente Bom Jardim-Taubaté da CESP.

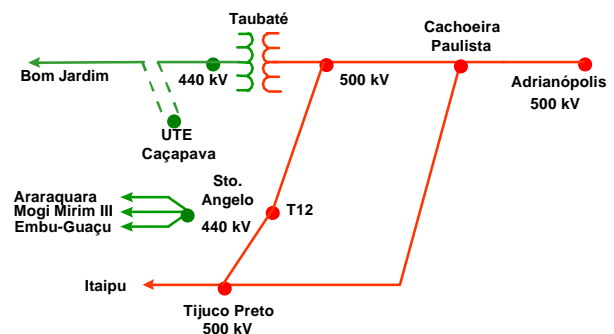


Fig. 2.4 ALTERNATIVA 4

3.0 – ANÁLISE TÉCNICA

As quatro alternativas analisadas apresentaram bom desempenho técnico, com carregamento em linhas de transmissão e transformadores, bem como níveis de tensão dentro dos critérios atualmente utilizados pelo GCPS.

As simulações para a determinação do limite máximo de geração que a transmissão pode suportar para UTE's conectadas ao sistema de EAT na região mostraram os seguintes resultados:

Tab. 3.1 LIMITE MÁXIMO DE GERAÇÃO – CONDIÇÃO NORMAL DE OPERAÇÃO

Alternativa	Condição Normal	Fator Limitante
1	1400 MW	LT 500 kV S.Branca-Taubaté
2	1900 MW	TR 440/500 kV Taubaté
3	1900 MW	TR 500/345 kV Adria – nópolis
4	1900 MW	TR 440/230 kV Taubaté

Tab. 3.2 LIMITE MÁXIMO DE GERAÇÃO – CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA

Alternativa	Condição Emergência	Fator Limitante
1	750 MW	LT 500 kV S.Branca-Taubaté
2	2460 MW	LT 500 kV Pindamonhangaba – Taubaté
3	2460 MW	LT 500 kV Barreiro – Cachoeira Paulista.
4	1800 MW	TR 440/230 kV Taubaté

Comparando-se os casos com e sem a usina termoeletrica observou-se para a condição normal de operação ganho nos níveis de tensão em torno de 2 % a 4 % no sistema da região, com reflexo nos síncronos da região que apresentaram diminuição de 660 MVar a 800 MVar, com conseqüente redução de 106 MW a 140 MW nas perdas no sistema, dependendo da alternativa.

As tabelas abaixo mostram os ganhos nos níveis de tensão (%), carregamento em síncronos (MVar) e perdas na transmissão (MW) :

Tab. 3.3 GANHOS NOS NÍVEIS DE TENSÃO (%)

Níveis de Tensão (%)					
S/E	S/ UTE	C/ UTE			
		Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
B.Jardim 440 Kv	96.7	98.9	99.1	99.1	100.9
Taubaté 440 kV	95.4	98.8	99.3	98.9	102.9
Taubaté 500 kV	101.7	105.6	106.0	105.5	107.3
B.Jardim 440 kV	96.7	98.9	99.1	99.1	100.9
Taubaté 440 kV	95.4	98.8	99.3	98.9	102.9
Taubaté 500 kV	101.7	105.6	106.0	105.5	107.3

Tab. 3.4 CARREGAMENTO EM SÍNCRONOS (MVar)

Carregamento em Síncronos (MVar)					
Síncrono	S/ UTE	C/ UTE			
		Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
E. Guaçu	113	73	72	68	48
S.Ângelo	118	74	73	70	50
Grajaú	132	20	2	-1	-23
T.Preto	115	16	21	12	-19
Ibiuna	419	51	46	123	30

Tab. 3.5 PERDAS DIFERENCIAIS NA TRANSMISSÃO (MW)

Perdas diferenciais na Transmissão (MW)					
Estado	S/ UTE	C/ UTE			
		Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
S.Paulo	40,1	34,6	11,8	23,3	----
R.Janeiro	81,5	14,7	18,7	----	20,6
Outros	38,8	4,8	3,1	0,3	----
Total	139,8	33,5	13,0	3,0	0,0

4.0 - ANÁLISE ECONÔMICA

4.1 Custo de implantação

Para efeito de composição dos custos das alternativas foram utilizados os valores modulares fornecidos pela Eletrobrás (Base 12/96, com US\$ 1,00 = R\$ 1,04).

O conceito de modulação, aplicado ao custeio de subestações, consiste no fracionamento de uma instalação fisicamente integrada em parcelas estanques, para fins de detalhamento físico e elaboração orçamentária. Sob este enfoque, uma subestação pode ser desmembrada em módulos correlacionados com aspectos construtivos e operacionais específicos. Esses módulos são detalhados e quantificados com base nos elementos que os integram que são os bens e serviços.

O módulo geral é o de implantação onde são considerados todos os itens de infra-estrutura do empreendimento. Neste módulo, de acordo com o nível de tensão da subestação, estão englobados itens como terrenos, cercas e similares, terraplanagem, drenagem, grama, embritamento, pavimentação, iluminação do pátio, sistema de abastecimento d'água, sistema de esgoto, malha de terra, canaletas principais, edificações, serviços auxiliares, canteiro e acampamento, proteção contra incêndio, ventilação e ar condicionado, comunicação interna e ar comprimido, acesso e área industrial.

Os módulos de manobra compreendem o conjunto de equipamentos, materiais e serviços de uma entrada de linha, conexão de transformador e interligação de barras.

Nestes módulos não são considerados os itens comuns de implantação da subestação (infra-estrutura), pois os mesmos já foram cotejados no módulo geral.

Esta metodologia considera os custos médios praticados no setor elétrico brasileiro e é utilizada em estudos de planejamento para estimativa de investimentos visando comparação entre alternativas, não estando considerados aspectos particulares de cada projeto.

Desta forma, os custos apresentados representam valor estimado para o investimento associado à implantação das alternativas, servindo para efeito comparativo das mesmas.

Ressalta-se que nos custos de investimento foram considerados os transformadores elevadores da usina com os respectivos bays.

Os custos de implantação obtidos foram:

Tab. 4.1.1 CUSTO DE IMPLANTAÇÃO

Alternativa	Custo de Implantação (US\$ x 10 ³)	%
1	40600,17	103,3
2	41145,07	104,7
3	40845,27	103,9
4	39305,42	100,0

Considerando-se vida útil de 25 anos para os equipamentos, obteve-se os seguintes custos anuais para taxa de atualização de 12% :

Tab. 4.1.2 CUSTO DE IMPLANTAÇÃO/ANO

Alternativa	Custo de Implantação (US\$ x 10 ³) / ano	%
1	4472,92	103,3
2	4532,95	104,7
3	4499,92	103,9
4	4330,28	100,0

4.2 Custo das Perdas

Utilizando-se valores de custo marginal de ponta nulo e custo marginal de energia igual a US\$ 38,00 / MW hora e Fator de Carga de 0,76 obteve-se o valor de US\$ 209,71 x 10³ / MW ano para o custo das perdas. Com os valores das perdas determinadas nos estudos de fluxo de potência, carga pesada, e critérios do GCPS, obteve-se o seguinte custo:

Tab. 4.2.1 CUSTO DIFERENCIAL DAS PERDAS

Alternativa	Custo diferencial das perdas (US\$ x 10 ³) / ano
1	7025,28
2	2726,23
3	629,13
4	-----

5.0 – TARIFAS DE TRANSPORTE

A indústria da energia elétrica do Brasil vem passando por um processo de reestruturação com o objetivo de promover a competição na produção.

Para se ter um modelo competitivo nesta área parte-se da premissa de que agentes privados decidem investir em geração e competem por contratos de venda de energia a empresas de distribuição e grandes consumidores.

A decisão sobre o tipo e capacidade da usina depende de vários fatores tais como custos de investimento e combustível, disponibilidade da usina, ciclo de operação e fator de utilização, porém o local para a construção desta usina depende do custo de transporte

da energia gerada até o consumidor. Construir sistemas de transmissão independentes para o par geração-carga não é economicamente viável, portanto torna-se necessário desenvolver regras que permitam o uso compartilhado do sistema de transmissão por concessionárias e outros agentes.

Considerou-se neste trabalho, os contratos entre a geradora e consumidores apresentado na tabela a seguir:

Tab. 5.1 CONSUMIDORES CONTRATADOS

Consumidor (zonas)	MW Contratado	Rota
Mesquita(MG-L)	250	Rede Básica
Alegrete (RS-O)	250	Rede Básica
São José (RJ-N)	250	Rede Básica

5.1 Portaria Atual (459/97)

Atualmente as tarifas de transmissão estão baseadas na portaria 459/97 do DNAEE, hoje à cargo da ANEEL, com a região Sul-Sudeste dividida em 30 zonas e tarifas de transmissão definidas em R\$ /kW mês entre o par zona de geração e zona de carga. Para a conversão em dólar, utilizou-se US\$ 1,00 = R\$ 1,74.

Para os consumidores apresentados anteriormente obteve-se os seguintes custos de transporte :

Tab. 5.1.1 CUSTO DE TRANSPORTE/ANO

Alternativa	Custo de Transporte (US\$ x 10 ³) / ano	%
1	12879,31	272,6
2	4724,14	100,0
3	4724,14	100,0
4	5379,31	113,9

(*) Considerou-se a UTE de Santa Branca na zona SAO (SAO/MG-L = R\$ 2,92/kW mês, SAO/RS-O = R\$ 2,20/kW mês e SAO/RJ-N = R\$ 2,35/kW mês), UTE's Pindamonhangaba e Caçapava na SP-L (SP-L/MG-L = R\$ 1,35/kW mês, SP-L/RS-O = R\$ 0,63/kW mês e SP-L/RJ-N = R\$ 0,76/kW mês) e UTE São José do Barreiro na RJ-N (RJ-N/MG-L = R\$ 1,47/kW mês, RJ-N/RS-O = R\$ 0,76/kW mês e RJ-N/RJ-N = R\$ 0,89/kW mês).

5.2 Metodologia Proposta – Nodal (Preliminar)

A regulamentação definitiva, baseada na metodologia nodal deverá apresentar as seguintes características :

- simplicidade para os investidores (tarifa expressa em R\$/kW mês para cada barra ou zonas)

- deve produzir sinais econômicos para geradores e consumidores
- deve levar em conta o efeito das condições hidrológicas

Calculando-se através desta metodologia, obteve-se os seguintes custos de transporte:

Tab. 5.2.1 CUSTO DE TRANSPORTE PARA GERADORES

Alternativa	Custo de Transporte para geradores (US\$ x 10 ³) / ano	%
1	2462,07	124,9
2	1970,69	100,0
3	2244,83	113,9
4	2193,10	111,3

(*) Considerou-se a UTE Santa Branca com custo nodal de Tijuco Preto 500 kV (R\$ 0,476/kW mês), UTE Caçapava de Taubaté 440 kV (R\$ 0,381/kW mês), UTE Pindamonhangaba de Taubaté 500 kV (R\$ 0,434/kW mês) e UTE São José do Barreiro de Cachoeira Paulista 500 kV (R\$ 0,424/kW mês).

Tab. 5.2.2 CUSTO DE TRANSPORTE PARA CARGA

Consumidor	Custo de Transporte Para carga (US\$ x 10 ³) / ano
Mesquita (MG-L)	2294,83
Alegrete (RS-O)	2394,83
São José (RJ-N)	2456,90
Total	7146,56

(*) Considerou-se o consumidor Mesquita com tarifa de R\$ 1,331/kW mês (Estado de Minas Gerais), Alegrete de R\$ 1,389/kW mês (Estado do Rio Grande do Sul) e São José de R\$ 1,425/kW mês (Estado do Rio de Janeiro).

Ressalta-se que foram utilizados os valores das simulações apresentadas pela ANEEL na minuta da audiência pública 001/1999.

6.0 - CONCLUSÕES

6.1 A implantação de UTE's de 750 MW no Estado de São Paulo, região do Vale do Paraíba, traz benefícios ao sistema elétrico da região, traduzida em ganhos nos níveis de tensão em torno de 2% a 4% e redução de 106 MW a 140 MW nas perdas da transmissão, dependendo da alternativa analisada;

6.2 As quatro alternativas analisadas mostraram

desempenho técnico dentro dos critérios atualmente utilizados no GCPS quando conectadas ao sistema de EAT da região;

6.3 As simulações para a determinação do limite máximo de geração que cada alternativa pode suportar, sem a necessidade de reforços na transmissão, mostraram que as alternativas 2 a 4 possuem maiores folgas na transmissão;

6.4 Quanto ao custo de implantação e perdas observou-se vantagem para a alternativa 4:

Tab. 6.4.1 CUSTO DE IMPLANTAÇÃO E PERDAS

Alt	Custo de Implantação	Custo das Perdas	Custo Total	%
1	4472,92	7025,28	11498,20	265,5
2	4532,95	2726,23	7259,18	167,6
3	4499,92	629,13	5129,05	118,4
4	4330,28	-----	4330,28	100,0

(*) Valores em US\$ x 10³ / ano

6.5 Quando se considera também as tarifas de transporte, obteve-se os seguintes custos:

- Portaria Atual (459/97)

Tab. 6.5.1 CUSTO DE IMPLANTAÇÃO, PERDAS E TRANSPORTE - PORTARIA ATUAL

Alt	Custo de Implantação e Perdas	Custo de Transporte	Custo Total	%
1	11498,20	12879,31	24377,51	251,1
2	7259,18	4724,14	11983,32	123,4
3	5129,05	4724,14	9853,19	101,5
4	4330,28	5379,31	9709,59	100,0

(*) Valores em US\$ x 10³ / ano

- Metodologia Proposta – Nodal (Preliminar)

Tab. 6.5.2 CUSTO DE IMPLANTAÇÃO, PERDAS E TRANSPORTE - METODOLOGIA PROPOSTA

Alt	Custo de Implantação e Perdas	Custo de Transporte	Custo Total	%
1	11498,20	9608,63	21106,83	154,4
2	7259,18	9117,25	16376,43	119,8
3	5129,05	9391,39	14520,44	106,2
4	4330,28	9339,66	13669,94	100,0

(*) Valores em US\$ x 10³ / ano

Das tabelas acima, constata-se que ambas as propostas de tarifação de transporte mantiveram a mesma classificação final entre as alternativas analisadas.

Em relação às responsabilidades entre o gerador e a carga, destaca-se que na portaria atual esta parcela

encontra-se à cargo do gerador e a metodologia atual já definindo a priori estas parcelas, conforme pode-se observar na tabela abaixo :

Tab. 6.5.3 CUSTO DE TRANSPORTE PARA GERADORES E CARGA

Alt.	Custo de Transporte Para geradores (US\$ x 10 ³) / ano	Custo de Transporte para carga (US\$ x 10 ³) / ano
1	2462,07	7146,56
2	1970,69	7146,56
3	2244,83	7146,56
4	2193,10	7146,56

Outro ponto a se ressaltar, refere-se aos valores de transporte obtidos, onde na portaria atual a grande diferença notada na alternativa 1 justifica-se pelo fato de que a UTE localizada na Grande São Paulo não é atrativa para venda a outros pontos, devendo ser comercializada no próprio centro de carga. Na metodologia proposta esta sinalização não é notada.

6.6 Em função das conclusões apresentadas, recomenda-se a alternativa 4 para integração de uma UTE de 750 MW na região do Vale do Paraíba, ficando a alternativa 3 como opção, caso haja algum problema na implantação da alternativa 4.

7.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) HIROSE, A., VACCARI, F., Relatório Técnico CESP/003/97, Estudo de localização de térmicas na região do Vale do Paraíba (1997). Brasil
- (2) COOPERS & LYBRAND, Transmission and distribution charge methodology, Working paper B9 (1997). Brasil
- (3) DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA, Portaria 459 de 10/11/1997 (1997). Brasil
- (4) RAMOS, D. S., PEREIRA, E. L. S., FERRAZ, M. V., CIER – Comissão de Integração Elétrica Regional, Fixação de tarifas de transporte de energia em ambiente de competição no setor elétrico : paradigmas a serem observados e metodologia de cálculo (1998). Brasil
- (5) PROJETO RE-SEB, Encargos da transmissão (1998). Brasil
- (6) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resultado da audiência pública 001/1999 (1999). Brasil.