



GRUPO IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GPL

**Pequenas Centrais Hidrelétricas e a Expansão da Transmissão do Estado do Mato Grosso
Análise Técnico-Econômica**

**Jurema B. Ludwig * ⁽¹⁾ Daniela Souza ⁽¹⁾ Fernando Hevelton Oliveira ⁽¹⁾
Antônio Roberto Coimbra ⁽²⁾ Eduardo Campos Penna ⁽²⁾ Felipe Alves Sobrinho ⁽²⁾
Maria Shiraishi ⁽³⁾ David Sigismondi ⁽³⁾**

⁽¹⁾ **EPE**

⁽²⁾ **ELETRONORTE**

⁽³⁾ **CEMAT-CELTINS**

RESUMO

O estado do Mato Grosso foi celeiro da agropecuária no país durante anos seguidos, época em que se destacou de modo expressivo na produção de arroz, soja e rebanho bovino. Nessa condição, o estado era importador de energia elétrica e apontava a necessidade de construção de linhas de transmissão de alta tensão para suprimento de energia oriunda da região sudeste.

O perfil de estado importador de energia elétrica começou a mudar para exportador com a entrada em operação de novas usinas – UHEs Jauru e Guaporé e a UTE Cuiabá. Com a perspectiva de exportação do excedente de energia elétrica gerada no estado e a indicação de novos cenários de expansão da oferta de energia a partir de aproveitamentos hidráulicos, resultou a recomendação de implantação de uma linha de transmissão de 500 kV entre os municípios de Cuiabá (MT) e Itumbiara (GO).

Novos estudos de inventários, estudos de viabilidade e projetos básicos estão sendo realizados no estado, com a indicação de grandes projetos hidrelétricos de longa maturação, bem como projetos de médio e pequeno portes, com tempo de maturação mais curto.

Nesse contexto, este trabalho apresenta as análises técnico-econômicas, realizadas no âmbito da EPE, que definiram a melhor alternativa de expansão para o estado do Mato Grosso, com o objetivo de escoar a oferta de energia, bem como solucionar os problemas existentes no tronco 230kV Coxipó-Sinop, submetido a constantes interrupções, com severos cortes de carga, pelo fato de não atender ao critério de planejamento “N-1”.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Transmissão, Pequenas Centrais Hidrelétricas.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema de transmissão do norte do estado do Mato Grosso, devido a sua característica radial, alto índice cerâmico e baixa confiabilidade, apresenta altos níveis de falhas, acarretando graves cortes de carga.

A CEMAT convive há muito tempo com problemas de suprimento a esta região, que é atendida através do circuito único Coxipó-Nobres-Sinop com tapes em Nova Mutum, Lucas do Rio Verde e Sorriso. Os problemas enfrentados com as emergências, nesse trecho, provocam constantes cortes de carga e levam a empresa ao descumprimento das metas de continuidade do serviço junto à ANEEL. Além disso, as manobras realizadas para o controle de

tensão provocam variações bruscas de sua magnitude, afetando processos de produção de consumidores da região, alguns deles com requisitos bastante sofisticados.

No período de 2004 a 2005, a ocorrência de vendavais e atos de vandalismo provocou quedas de torres, interrompendo o suprimento à região norte e afetando os índices de qualidade. A Figura mostra os índices de qualidade DIPC e FIPC medidos pelo ONS de julho de 2000 a dezembro de 2005, onde está destacada a grande diferença entre os índices médios do SIN e os observados na região.

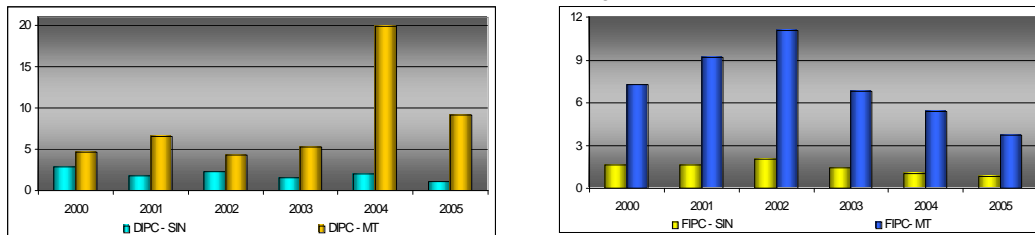


Figura 1.1 Duração (horas x ano) e Frequência (vezes x ano) das interrupções

A perspectiva de crescente aumento de oferta de geração de energia elétrica na região resulta em uma necessidade constante de reavaliação dos sistemas de transmissão indicados nos estudos de planejamento elétrico, de modo a torná-los adequados à dinâmica dos requisitos da expansão do sistema eletroenergético, da sociedade, do estado e do país.

O estado do Mato Grosso apresenta uma parcela expressiva de expansão da oferta a partir de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), caracterizadas por possuírem potências instaladas de até 30 MW e terem reservatórios de área não superior a 3 km². A atratividade dessas usinas fundamenta-se, principalmente, nas suas características de menor impacto ambiental, menor volume de investimentos, prazos de maturação mais curtos, tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente e dispensa de licitação para obtenção da concessão.

Um fator relevante é a falta de informações precisas sobre a expansão da oferta a partir da implantação de PCHs, que pode implicar um planejamento da expansão limitado a uma visão de curto prazo, sendo realizado de forma incremental e eliminando a possibilidade de poder incorporar um enfoque econômico propiciado por uma visão de longo prazo.

As análises de planejamento têm, face às incertezas, que se tornar mais cuidadosas, abrangentes e estratégicas, de modo a cobrir um amplo espectro de possibilidades, objetivando minimizar perdas e maximizar os ganhos na escolha da melhor alternativa de expansão.

2.0 - DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

Topologia da Rede:

Regime permanente → A base de dados utilizada nos estudos para as análises de regime permanente foi a do Plano Decenal da Transmissão - Período 2006/2015 - EPE/MME, com os ajustes e implementações que caracterizaram os planos de obras para cada uma das alternativas analisadas. Convém lembrar que a obra mais relevante para este sistema, a Interligação Acre-Rondonia-Mato Grosso, foi considerada com data de entrada em operação no ano de 2008.

Regime dinâmico → Devido ao grande montante de PCHs previsto nas SEs Maggi e Juba, optou-se por modelá-las operando integradas ao sistema elétrico considerando dados típicos de usinas e modelos *built-in* do programa ANATEM (CEPEL) para os reguladores de tensão e velocidade.

Mercado: As projeções de mercado para os patamares de cargas pesada e leve foram aquelas informadas e implantadas pelas empresas nos casos bases do Plano Decenal da Transmissão - Período 2006/2015 – EPE/MME. A previsão de carga para o estado do Mato grosso foi atualizada pela CEMAT com os devidos ajustes do fator de potência, e é ilustrada na

Figura .

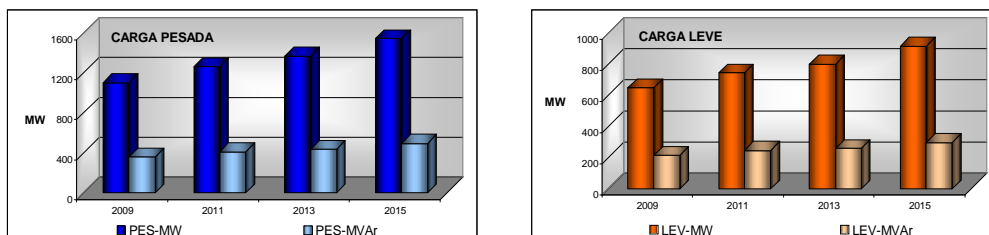


Figura 3.1 Projeções de Mercado

Geração: As usinas existentes na região são mostradas na Figura a seguir.

PCHS	POTÊNCIA (MW)
PCH Antônio Brennand	20
PCH Baruito	18
PCH Braço Norte I	5,4
PCH Braço Norte II	9,6
PCH Braço Norte III	14
PCH Buriti	10
PCH Cascas II e III	15,5
PCH Indiavaí	28
PCH Juína	5
PCH Novo Xavantina	5,5
PCH Ombreiras	26
PCH Primavera	8,1
PCH Salto Corgão	26
PCH Santa Lúcia	10

UTES	POTÊNCIA (MW)
UTE Barralcool	12
UTE Nova Olímpia	10
UTE Cuiabá	480

UHES	POTÊNCIA (MW)
UHE Guaporé	120
UHE Itiquira	156
UHE Jauru	110
UHE Juba	84
UHE Manso	208
UHE Ponte de Pedra	176

Figura 3.2 Usinas existentes

Estimativa de Expansão da Oferta: O plano de geração considerado como referência para o estado do Mato Grosso é apresentado na Figura 3.3. Essa estimativa foi obtida a partir de consultas dos agentes à CEMAT e ELETRONORTE e de pesquisa realizada no site da ANEEL.

Expectativa da Expansão da Oferta de Energia para o Mato Grosso														
Subestação		MW	Previsão	Proprietário	Subestação		MW	Previsão	Proprietário	Subestação		MW	Previsão	Proprietário
PCH	Sacre 2	30	set-06	Heber Participações	PCH	Jubinha 2	16	set-07	Brennand Energia	PCH	Eng. José Gelásio	23,7	ago-07	Hidropower Energia S/A
PCH	Bocaiuva	30	jan-07	DM Construtora	PCH	Jubinha 3	4	mar-08	Brennand Energia	PCH	Rondonópolis	26,6	out-07	Tupan Energia Elétrica
PCH	Telegráfica	30	mar-08	Linear Partic e Incorp. Ltda	PCH	Terra Santa	26,9	mai-08	Várzea do Juba Energia Ltda	PCH	Água Prata	13,3	dez-08	Usina Elétrica do Prata Ltda
PCH	Rondon	13,1	mar-08	Linear Partic e Incorp. Ltda	PCH	Salto Maciel	23	jul-08	J.Malucelli Energética	PCH	Europa	4,5	dez-08	Geraoeste
PCH	Parecis	15,4	mar-08	Linear Partic e Incorp. Ltda	PCH	Paiaçuás	23	jul-08	J.Malucelli Energética	PCH	Água Branca	10	dez-08	Usina Elétrica do Prata Ltda
PCH	Sapezal	16	mar-08	Linear Partic e Incorp. Ltda	PCH	Sepotuba	13,5	jul-08	J.Malucelli Energética	PCH	Água Clara	4	dez-08	Usina Elétrica do Prata Ltda
PCH	Cidezal	17,1	mar-08	Maggi Energia Ltda	PCH	Pantpeana	29,7	ago-08	Brennand Energia	PCH	Água Brava	13	dez-08	Usina Elétrica do Prata Ltda
PCH	Sacre 1	30	dez-09	Brasil Central Engª	PCH	Juba 4	7,4	set-08	Brennand Energia	PCH	Sen. Jonas Pinheiro	5,9	jan-07	Caeté Empreendimentos
PCH	Sacre 3	16,8	dez-09	Brasil Central Engª	PCH	Tapirapuã	14,9	dez-09	Brennand Energia	PCH	Sete Quedas	18	dez-07	Linear Partic e Incorp. Ltda
PCH	Sacre 4	24,4	dez-09	Brasil Central Engª	PCH	Corredeira (Velha 1)	16,2	dez-09	Domani Distrib. Veículos	PCH	Europa	4,5	set-07	Linear Partic e Incorp. Ltda
PCH	Sacre 5	25,6	dez-09	Brasil Central Engª	PCH	Velha 2	17,8	dez-09	Domani Distrib. Veículos	PCH	Zé Fernando	29,1	dez-07	Geraoeste
PCH	Ilha Comprida	18,7	dez-09	Maggi Energia Ltda	PCH	Nova Guaporé	13	dez-09	Brennand Energia	PCH	São Tadeu I	18	set-07	São Tadeu Energética
PCH	Segredo	21,1	dez-09	Maggi Energia Ltda	UHE	Dardanelos	261	jun-11	LICITAÇÃO	PCH	Rancho Queimado I	5	dez-07	IRCEL - Irmãos Rodrigues Ltda
PCH	Divisa	9,5	dez-09	Maggi Energia Ltda	PCH	São João	26	dez-10	Brennand Energia	PCH	Mestre	2	dez-07	Germat
PCH	Jesuita	22,3	dez-09	Maggi Energia Ltda	PCH	Figueirópolis	22	dez-07	Engecon	PCH	Sta Cecilia	3,5	dez-07	Germat
UHE	Cachoeirão	64	dez-11	LICITAÇÃO	PCH	Salto	19	ago-07	Brascan Energética S/A	PCH	Cabeça de Boi	21,28	fev-08	Berlin
UHE	Juruena	46	dez-11	LICITAÇÃO	PCH	Alto Guaporé	10	dez-09	Sergio Adib	PCH	Salto Apicás	29,82	nov-08	Berlin
PCH	Juara	12		Agro Estrela de Fogo	PCH	Garganta da Jararaca	29,3	out-06	Rio do Sangue Energia S/A	PCH	Fazenda	11	nov-09	Berlin
PCH	Paranatinga II	29	dez-06	Paranatinga Energia	PCH	Matrinchã	30	dez-09	Zarwal	PCH	Braço Norte 4	14	jun-07	Novo Mundo Energética S/A
PCH	Paranatinga I	22,3	dez-07	Paranatinga Energia	PCH	Bacuri	20	dez-09	Idec	PCH	Salto Curua	30	jul-07	Curua Energia
PCH	Alto Taguari	14	jan-09		PCH	Lagoa Rasa	2,1		Geração Energia Lagoa Rasa	PCH	Salto Buriti	10	jul-07	Buriti Energia
PCH	Portal I	18	jan-09		PCH	Buritizal 1	3		Geração Energia Lagoa Rasa	PCH	Salto Tres de Maio	15	dez-07	Eltan
PCH	Canoa Quebrada	28	dez-06	Amper Energia S/A	PCH	Buritizal 2	4,9		Geração Energia Lagoa Rasa	PCH	Nhandu	13	dez-08	Us. Elet do Nhandu
PCH	ARS	6,7	dez-07	Flessak Energia	PCH	Buritizal 3	1,9		Geração Energia Lagoa Rasa	PCH	Rochedo	9	dez-08	Us. Elet do Nhandu
PCH	Ilha Pequena	11	dez-09											

Figura 3.3 Expansão da Oferta de Energia

Cenários: Foram considerados dois cenários hidrológicos para o sistema do Mato Grosso:

Cenários:	UHES:	PCHs:
Alto	90%	100%
Baixo	50%	**

** Valores determinados pela área energética da ELETRONORTE

Parâmetros para a Análise Econômica: Os critérios definidos no documento do CCPE "Critérios e Procedimentos do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – Volume II", de novembro de 2002, foram adotados na comparação econômica das alternativas de transmissão e na avaliação dos custos de perdas.

Para orçamento das alternativas de transmissão foram empregados os custos constantes no documento "Referência de Custos de LTs e SEs de AT e EAT" da ELETROBRÁS, de junho de 2004 e revisado em dezembro de 2004.

A alternativa recomendada deve ser a de menor custo global, considerando investimentos e perdas elétricas, independentemente do ônus de cada agente envolvido. Devido às incertezas intrínsecas das análises, são consideradas empatadas as alternativas que apresentam custos totais próximos, da ordem de 5%. Dentro dessa faixa, a decisão quanto à alternativa a ser implantada poderá ser justificada por uma análise de benefícios técnicos e econômicos, considerando aspectos como robustez, flexibilidade, suportabilidade a diferentes cenários, aspectos de operação e manutenção, etc.

3.0 - DESENVOLVIMENTO DAS ANÁLISES

4.1 Concepção das Alternativas

Sistema CEMAT:

Inicialmente, as simulações foram realizadas no sentido de tentar viabilizar o escoamento da potência das novas usinas pelo sistema de 138 kV da CEMAT, porém as análises de diagnóstico da rede existente mostraram que a malha da região oeste do estado não comporta este aumento de fluxo, apontando a superação de vários equipamentos.

Em função dos problemas encontrados no sistema de 138 kV em condições normais de operação e emergências, foi traçada a estratégia de desacoplar as alternativas visualizadas de expansão do sistema Mato Grosso (Rede Básica) daquelas referentes ao sistema da CEMAT.

SEs Coletoras:

Os estudos de integração de PCHs são normalmente analisados de modo isolado e sem levar em conta os outros aproveitamentos na mesma região. Essas análises são realizadas sob a ótica restrita da própria PCH e pode levar a uma distorção na expansão otimizada, pois, conforme a data de entrada em operação dos outros empreendimentos, o empreendedor pode encontrar uma condição desfavorável para realizar a integração que havia inicialmente visualizado. Isso pode ocorrer tanto para o empreendedor como para o agente responsável pelos reforços necessários para acomodar outras PCHs no mesmo ponto de conexão. O conceito de SE Coletora está vinculado à conexão de um conjunto de usinas localizadas em uma mesma área geográfica, permitindo a expansão da Rede Básica de forma mais racional, econômica e flexível. Na determinação do local recomendado para a instalação de uma SE Coletora, deve-se levar em conta a economia global para a expansão da rede de transmissão, buscando uma atratividade para os investimentos e garantindo o padrão de desempenho do sistema.

As subestações de Juína, Maggi e Juba foram os locais analisados como possíveis SEs coletoras, visando o atendimento local e o escoamento do excedente de geração para o sudeste, em função também do crescimento da carga da região, que apresenta índices de crescimento da ordem de 15%, de acordo com o PDEE 2005/2016. Esse crescimento reflete não só a implantação do Programa Luz do Campo, mas também o grande desenvolvimento do agronegócio no estado, que é um dos maiores produtores de grãos e de algodão do país.

A Figura 4-1 mostra o mapa com a localização das diversas usinas previstas para o estado do Mato Grosso, as áreas de restrições ambientais identificadas na região e os corredores das linhas de transmissão previstas. Essas restrições ambientais identificadas, que dificultam, ou mesmo impedem, a implantação dos corredores das linhas de transmissão, são do tipo Terra Indígena, Floresta Nacional, Área de Proteção Ambiental e Áreas de Muito Alta Importância para Conservação da Biodiversidade.

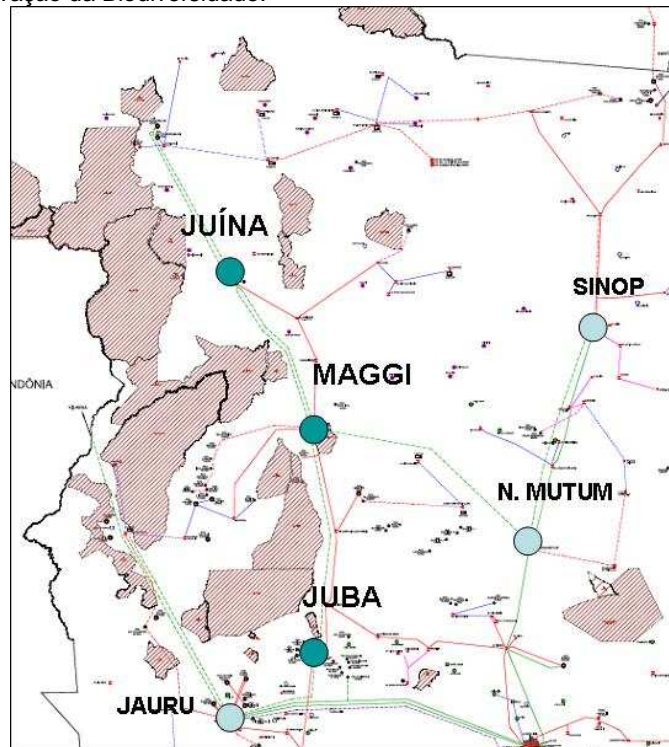


Figura 4.1 Localização das SEs coletoras, restrições ambientais e corredores previstos

A escolha da SE Coletora de Maggi baseou-se em características importantes, tais como:

- Concentra, em um raio de influência de cerca de 300 km, um montante de geração hidráulica em PCHs e médios AHEs de aproximadamente 480 MW;
- Está próxima das cidades de Brasnorte, Campos Novos do Parecis, Sapezal e São José do Rio Claro, região que apresenta um crescimento de mercado anual da ordem de 15%.

A escolha da SE Coletora de Juba baseou-se nas características:

- Concentra, em um raio de influência de cerca de 100 km, um montante de geração hidráulica em PCHs de aproximadamente 235 MW;
- Está próxima das cidades de Campos Novos do Parecis, Tangará da Serra e Quatro Marcos, Jauru e Barra do Bugres, região que apresenta um crescimento anual da ordem de 15%.

A escolha da SE Coletora de Juína, por sua vez, baseou-se em:

- Concentrar, em um raio de influência de cerca de 200 km, um montante de geração hidráulica em PCHs e médios AHEs de aproximadamente 287 MW;
- Estar próxima das cidades de Juína, Juara, Castanheira, Brasnorte e Porto dos Gaúchos, região que apresenta um crescimento anual da ordem de 15%;
- Apresentar o menor custo global para a conexão da AHE Dardanelos.

Pré-Seleção das Alternativas:

Como premissa, avaliou-se o comportamento de várias alternativas no ano de 2015, em regime normal de operação, procurando estabelecer configurações de longo prazo tecnicamente equivalentes.

Com base nesses resultados, foi realizada a análise econômica em que se levou em conta apenas o investimento necessário para a implantação de cada configuração, de modo a proceder ao descarte daquelas menos promissoras.

4.0 - Considerações Relevantes - Incertezas

Com o objetivo de reduzir as incertezas quanto à expectativa de expansão da oferta, foi realizada uma reunião com os agentes, quando foram apresentados o diagnóstico do sistema CEMAT, a expectativa da expansão e as alternativas pré-selecionadas, tendo em perspectiva as incertezas citadas. Foi também solicitada aos agentes uma confirmação de seus empreendimentos.

Como resultado, os agentes envolvidos encaminharam à EPE a relação de empreendimentos mostrada na Figura 5.1.

nº	Tipo	Nome	Potência MW	Data de Entrada		Empreendedor	Informação
				Opção 1	Opção 2		
1	PCH	Salto Belo	30	17/7/2006	-	HEBER Participações Ltda	HB
2	PCH	Garganta do Jararaca	29,3	15/8/2006	-	ATIAIA Energia	ATIAIA
3	PCH	Canoa Quebrada	28	30/9/2006	-	ATIAIA Energia	ATIAIA
4	PCH	Paranatingall	29	31/10/2006	-	ATIAIA Energia	ATIAIA
Total - 2006			116,3				
5	PCH	Salto	19	20/9/2007	-	Brascan/SAGESA	Brascan
6	PCH	Telegráfica	30	30/12/2007	-	Juruena Part.Invest. S/A	Maggi/Linear/MCA
7	PCH	Rondon	13	30/12/2007	-	Juruena Part.Invest. S/A	Maggi/Linear/MCA
8	PCH	Parecis	15,4	30/12/2007	-	Juruena Part.Invest. S/A	Maggi/Linear/MCA
9	PCH	Cidezal	17	30/12/2007	-	Juruena Part.Invest. S/A	Maggi/Linear/MCA
10	PCH	Sapezal	16	30/12/2007	-	Maggi Energia S/A	Maggi/Linear/MCA
11	PCH	Figueirópolis	22	30/12/2007	-	Engecon-Ltda	Engecon
Total - 2007			132,4				
12	PCH	Cabeça de Boi	21,28	1/2/2008	-	HEBER Participações Ltda	HB
13	PCH	Terra Santa	27	1/2/2008	1/4/2008	BRENNAND Energia	BRENNAND
14	PCH	Ant.Brennand	8	1/4/2008	1/8/2008	BRENNAND Energia	BRENNAND
15	PCH	Santa Gabriela	24	1/6/2008	1/8/2008	BRENNAND Energia	BRENNAND
16	PCH	Seputuba	13,5	1/7/2008	-	A.J.Malucelli Energia S.A.	A.J.Malucelli
17	PCH	Paiaquás	23	1/7/2008	-	A.J.Malucelli Energia S.A.	A.J.Malucelli
18	PCH	Salto Maciel	17	1/7/2008	-	A.J.Malucelli Energia S.A.	A.J.Malucelli
19	PCH	Pampeana	30	1/8/2008	1/10/2008	BRENNAND Energia	BRENNAND
20	PCH	Salto Apicás	28,92	1/11/2008	-	HEBER Participações Ltda	HB
Total - 2008			192,7				
21	PCH	São João	26	1/1/2009	-	BRENNAND Energia	BRENNAND
22	PCH	Bocaiuva	30	1/1/2009	-	DM Planejamento	DMP
23	PCH	Jubinha 2	15	1/9/2008	1/11/2008	BRENNAND Energia	BRENNAND
24	PCH	Ilha Comprida	18,6	30/3/2009	-	Maggi Energia S/A	Maggi/Linear/MCA
25	PCH	Segredo	21	30/3/2009	-	Maggi Energia S/A	Maggi/Linear/MCA
26	PCH	Jesuíta	22,2	30/3/2009	-	Maggi Energia S/A	Maggi/Linear/MCA
27	PCH	Divisa	9,5	30/3/2009	-	Maggi Energia S/A	Maggi/Linear/MCA
28	PCH	Fazenda	10,68	1/11/2009	-	HEBER Participações Ltda	HB
Total - 2009			152,98				
29	AHE	Cachoerão	64	30/3/2010	-	ENORTE/Linear/Mca/Maggi	Maggi/Linear/MCA
30	AHE	Juruena	46	30/3/2010	-	ENORTE/Linear/Mca/Maggi	Maggi/Linear/MCA
Total - 2010			110				
31	AHE	Dardanelos	261	2011	-	Licitação em setembro de 2006	
Total - 2010			261				
TOTAL GERAL			965,38				

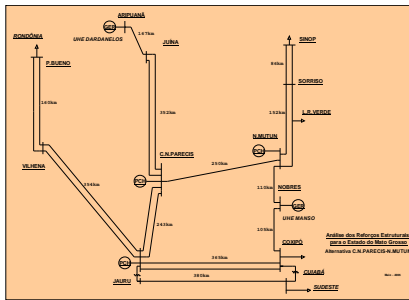
Figura 4-1 Empreendimentos confirmados pelos agentes.

5.0 - ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE

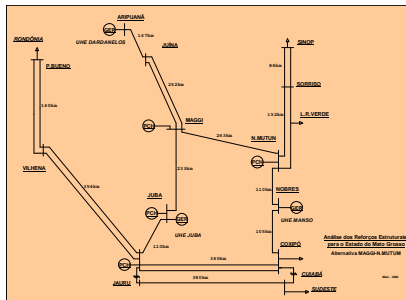
Foram selecionadas seis alternativas para a expansão do sistema do Mato Grosso no período 2009 a 2015, de acordo com a evolução dos montantes de energia proveniente das PCHs.

- Alternativa 1: Campos Novos do Parecis-Nova Mutum em 230 kV;
- Alternativa 2: Maggi-Nova Mutum em 230 kV;
- Alternativa 3: Maggi-Vilhena em 230 kV;
- Alternativa 4: Maggi-Jauru em 230 kV;
- Alternativa 5: Maggi-Comodoro em 230 kV;
- Alternativa 6: CEMAT em 138kV – referência.

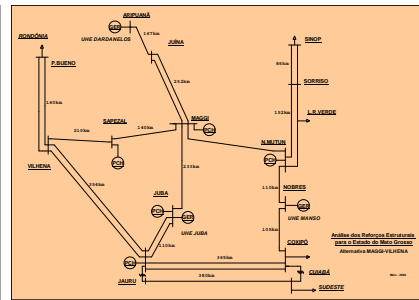
ALTERNATIVA 1



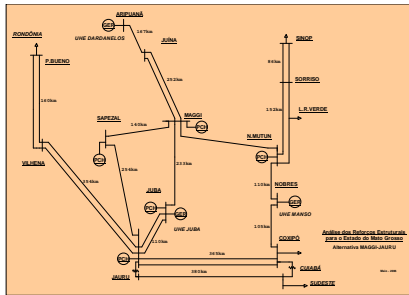
ALTERNATIVA 2



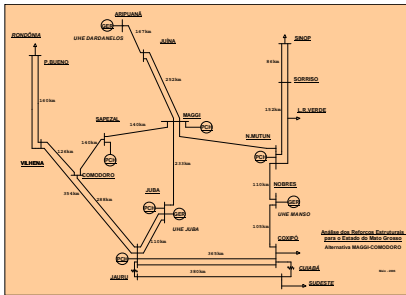
ALTERNATIVA 3



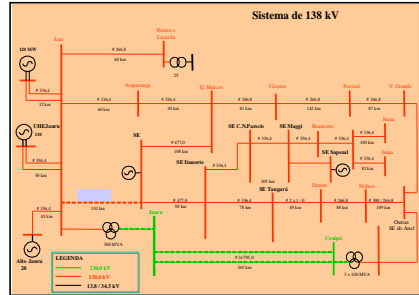
ALTERNATIVA 4



ALTERNATIVA 5



ALTERNATIVA 6



As alternativas foram analisadas nos cenários de geração alto e baixo e nos patamares de cargas pesada e leve, procurando estabelecer configurações tecnicamente equivalentes.

6.0 - ANÁLISE ECONÔMICA

Com base nos resultados de regime permanente, foi realizada a análise econômica, em que se levaram em conta o investimento necessário para a implantação de cada configuração e o diferencial de perdas inerentes a cada uma delas, o que resultou na indicação da melhor alternativa do ponto de vista de solução de mínimo custo. Observa-se, na Tabela 7-1, que a Alternativa 2 é de menor custo global, com uma diferença percentual em relação às outras alternativas da ordem de 18% a 42%.

Custo das Alternativas (x 10 ³ US\$)				
Alternativa	VPL	Δ de perdas	Total	Diferença %
1	307.920,31	484,90	308.405,20	1,18
2	262.264,60	-	262.264,60	1,00
3	313.729,75	29.006,38	342.736,13	1,31
4	317.164,19	38.482,11	355.646,29	1,36
5	306.064,59	27.183,45	333.248,04	1,27
6	310.220,09	62.665,78	372.885,87	1,42

Figura 6-1 Análise Econômica

7.0 - ANÁLISE DE ESTABILIDADE ELETROMECCÂNICA

As análises dinâmicas tiveram como objetivo avaliar a alternativa de menor custo, de modo a verificar a necessidade de reforços adicionais para garantir o desempenho adequado do sistema interligado, diante de impactos como curto-circuito monofásico. O cenário mais crítico corresponde ao período úmido da região, quando se dispõe de toda a potência das novas usinas.

Observou-se que as definições dos reforços necessários eram bastante influenciadas pelo fluxo das LTs Jauru-Vilhena, que correspondem à interligação AC-RO. Assim, de modo a minimizar os reforços para escoamento da UHE Dardanelos e das PCHs previstas, considerou-se o atendimento de parte das cargas de Rondônia pelo sistema do Mato Grosso. Contudo, com a entrada do CHE Madeira, os reforços no sistema do MT, do ponto de vista dinâmico, serão bastante influenciados pela definição do seu sistema de transmissão, bem como pela estratégia de atendimento à região do Acre-Rondônia, devendo ser necessária, nos estudos de detalhamento do complexo, a análise de possíveis reforços adicionais.

As análises abrangeram o ano 2009, configuração com anel aberto e fechado, anterior à entrada do CHE Madeira, o ano 2011, que corresponde ao ano inicial dessas usinas, e o ano 2013, quando já se dispõe de todas as unidades do CHE Madeira em operação.

Na configuração inicial, considerando o anel aberto, a perda da LT Coxipó-Nobres apresenta-se como mais severa, pois provoca o isolamento das regiões norte e noroeste do Mato Grosso. Nessa situação, haverá um excedente de geração que necessita de corte de máquinas nas PCHs em Maggi, conforme a Figura 8-1.

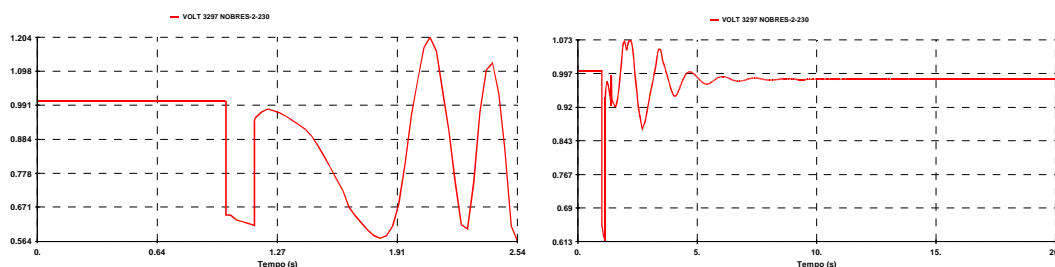


Figura 7-1 Tensões em Nobres 230 kV - Perda LT Coxipó-Nobres - Carga pesada: (a) Sem Corte de Máquina e (b) Corte de Máquina PCHs Maggi de 200 MW.

Na configuração com anel fechado, prevista para 2009, o sistema apresenta-se dinamicamente estável para as contingências que levam à abertura do anel, como se pode observar na Figura 8-2.

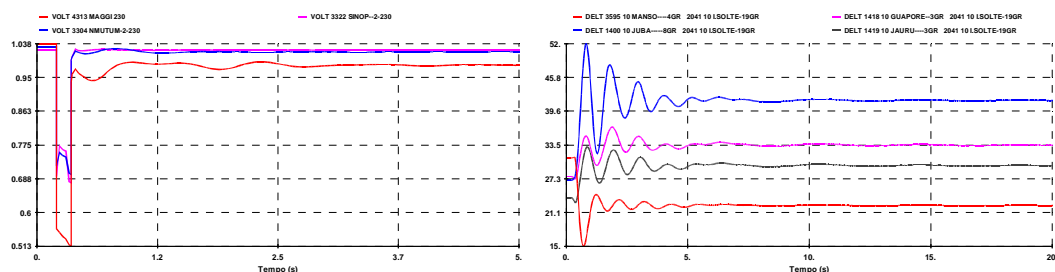


Figura 7-2 Perda LT Maggi-N. Mutum sem necessidade de corte de máquinas de PCHs em Maggi - Carga pesada: (a) Tensões 230 kV das SE Nobres, Sinop e Maggi e (b) Diferença angular entre as máquinas do sistema MT e UHE Ilha Solteira.

Considerando presente a UHE Dardanelos, com o montante de PCHs previsto para 2010, a configuração inicial considerava uma LT 230 kV entre Maggi e N. Mutum (2 x 795 MCM). Contudo, na perda dessa linha, o sistema apresenta-se instável, conforme se observa na Figura 8-3.

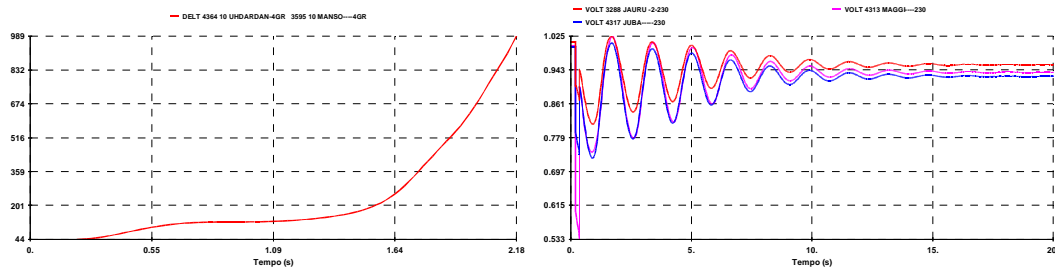


Figura 7-3 Perda LT Maggi-N. Mutum 230 kV com 1 circuito (2 x 785 MCM) entre Maggi e N. Mutum - Carga pesada: (a) Diferença angular entre a UHE Dardanelos e UHE Manso, sem a presença da UTE Cuiabá (b) Tensões em Maggi, Juba e Jauru 230 kV com a presença da UTE Cuiabá.

Nessa contingência, observou-se ainda que a ausência da UTE Cuiabá influenciava significativamente o desempenho dinâmico, devido ao suporte de potência reativa proporcionado pela térmica. Contudo, mesmo com a presença da UTE Cuiabá, o sistema não atende ao requisito de tensão mínima no de 0,8 pu em barramentos próximos a centros de carga.

Desta forma, foi necessário considerar esse trecho com 2 circuitos (2 x 785 MCM) entre Maggi e N. Mutum - Figura 8-4. A contingência mais crítica passa a ser a perda da LT 500 kV Jauru-Cuiabá, em que não se observaram afundamentos de tensões abaixo de 0,8 pu.

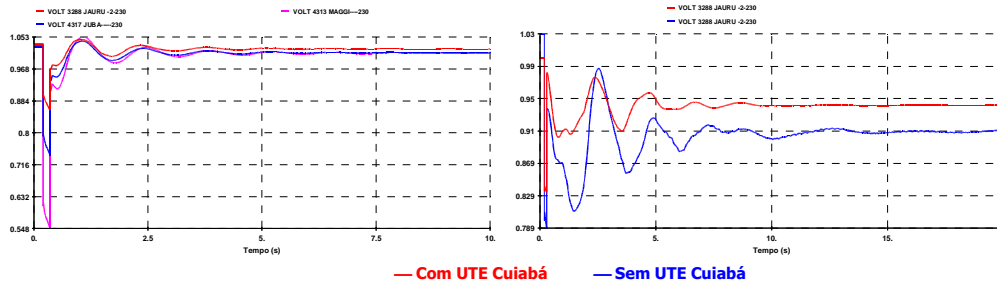


Figura 7-4(a) LT Maggi-N. Mutum 230 kV - Tensões em Maggi, Jauru e Juba 230 kV sem a presença da UTE Cuiabá (b) Perda LT Jauru-Cuiabá 500 kV. Tensão em Jauru 230 kV com e sem a presença da UTE Cuiabá.

8.0 - CONCLUSÕES

- A comparação econômica, quando se analisam os custos dos equipamentos e das instalações, e o diferencial de perdas, apresenta a alternativa 2 como a mais atrativa;
- A alternativa 2 prevê a integração da UHE Dardanelos na nova subestação 230 kV Juína, dos blocos de geração de Juruena e Sapezal na nova subestação 230 kV de Maggi e os blocos de geração de Juba integrados na nova subestação 230 kV de Juba, e, a partir dessas subestações, as novas linhas de transmissão Juína-Maggi, Maggi-N.Mutum, Maggi-Juba e Juba-Jauru;
- Foi considerada a duplicação do trecho Sinop-N.Mutum com o objetivo de atender aos critérios de planejamento.
- A duplicação das LTs Maggi-Juba e Juba-Jauru deverá ocorrer quando a geração da UHE Dardanelos e o bloco de geração de Maggi excederem 570 MW.
- Conforme estudo CCPE/CTET-008/2002 - Estudo da Expansão do Sistema de Transmissão do Estado do Mato Grosso - avaliação de cenários adicionais - foi considerada a inclusão do 2º circuito em 500 kV Cuiabá-Ribeirãozinho-Intermediária-Itumbiara em função da ocorrência de cenários de maior porte de geração na região, que deverá ser objeto de novos estudos para a determinação de sua data de entrada em operação;
- Vale lembrar que a falta de informações precisas sobre a expansão da oferta a partir da implantação de PCHs dificulta as análises de planejamento, principalmente quando o montante é considerável e as autorizações apreciam isoladamente cada uma das delas.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. EPE/DEE-RE-052/ – Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão do Mato Grosso – R1.
- [2] - Estudo da Expansão do Sistema de Transmissão do Estado do Mato Grosso- Avaliação de Cenários Adicionais - CCPE/CTET-008/2002.
- [3] - Estudo de Viabilidade Técnico e Econômico da Interligação Acre-Rondônia-Mato Grosso - Regimes Permanente e Dinâmico - RELATÓRIO FINAL - CCPE/CTET.016/.2004.
- [4] – Critérios e Procedimentos para o Planejamentos da Expansão dos Sistemas de Transmissão – VOLUME 2 – CCPE – 11/2002.
- [5] Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – 2006-2015 - MARÇO DE 2006.