

ESTUDOS DE EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Análise Técnico-econômica das Alternativas Relatório R1

*Estudo para definição do reforço estrutural
à Região de Itapaci - Goiás*



Empresa de Pesquisa Energética





ESTUDO PARA DEFINIÇÃO DO REFORÇO ESTRUTURAL À REGIÃO DE ITAPACI

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministro

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário-Executivo

José Antônio Corrêa Coimbra

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**

Altino Ventura Filho

**Diretor do Departamento de Planejamento
Energético**

Gilberto Hollauer

RELATÓRIO R1



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Paulo César Vaz Esmeraldo

Equipe Técnica

Edna Maria Almeida de Araújo
Armando Leite Fernandes
Maxwell Cury Júnior
Alexandre de Melo Silva

URL: <http://www.epe.gov.br>

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-029/2010-r1

Data: 11 de junho de 2010

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

 Empresa de Pesquisa Energética	<i>Contrato/Aditivo</i>	<i>Data de assinatura do contrato/Aditivo</i>
<i>Área de Estudo</i> ESTUDOS PARA LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>Estudo</i> Estudo para definição do reforço estrutural à região de Itapaci		
<i>Macro-atividade</i>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	11.06.2010	Emissão original

Estudo para definição do reforço estrutural à região de Itapaci

GRUPO DE ESTUDOS DE TRANSMISSÃO – SUDESTE/CENTRO-OESTE

PARTICIPANTES

PARTICIPANTE	EMPRESA
Alexandre de Melo Silva	EPE-STE
Armando Leite Fernandes	EPE-STE
Edna Maria de Almeida Araújo	EPE-STE
Maxwell Cury Júnior	EPE-STE
Arnaldo Dias Junior	FURNAS
Renata Keli Soares Silva	CELG
Marly Aparecida Queiroz	CELG

Sumário

1	<i>INTRODUÇÃO / OBJETIVO</i>	1
2	<i>CARACTERIZAÇÃO DA REGIÃO</i>	4
3	<i>DADOS, CRITÉRIOS E PREMISSAS</i>	6
3.1	Período analisado	6
3.2	Mercado	6
3.3	Configuração	7
3.4	Cenários de Intercâmbio	7
3.5	Plano de Geração	7
3.6	Compensação de potência reativa existente	8
3.7	Limites de carregamento	8
3.8	Limites de tensão	8
3.9	Análise Econômica	8
3.10	Análise de desempenho	9
4	<i>DIAGNÓSTICO</i>	10
5	<i>DESCRIÇÃO DE ALTERNATIVAS</i>	12
5.1	Alternativa 1 – Barro Alto –Itapaci 138 kV	12
5.2	Alternativa 2 – Barro Alto –Itapaci 230 kV – LT2	13
5.3	Alternativa 3 – Niquelândia –Itapaci 230 kV	14
5.4	Alternativa 4 – Águas Lindas –Itapaci 230 kV	15
6	<i>DESEMPENHO TÉCNICO DAS ALTERNATIVAS</i>	16
6.1	Alternativa 1 – Barro Alto –Itapaci 138 kV	16
6.2	Alternativa 2 – Barro Alto –Itapaci 230 kV – LT2	16
6.3	Alternativa 3 – Niquelândia –Itapaci 230 kV	17
6.4	Alternativa 4 – Águas Lindas –Itapaci 230 kV	18
7	<i>ANÁLISE ECONÔMICA</i>	19
7.1	Custo de investimento	19
7.2	Custo de perdas	20
7.3	Custo Global	20
7.4	Análise de Sensibilidade dos custos	20
8	<i>ANÁLISE TÉCNICA-ECONÔMICA DOS CONDUTORES</i>	23
9	<i>ANÁLISE TÉCNICA DOS TRANSFORMADORES</i>	26
10	<i>ANÁLISE DE CURTO- CIRCUITO</i>	29
11	<i>CONCLUSÕES</i>	30
12	<i>RECOMENDAÇÕES</i>	31
13	<i>REFERÊNCIAS</i>	32

Definição do reforço estrutural à região de Itapaci

1 INTRODUÇÃO / OBJETIVO

Neste relatório será analisada a região de Itapaci (que significa Pedra Bonita em Tupi), situada na região do Vale do São Patrício, parte norte do Estado de Goiás, distante aproximadamente 240 km da capital, Goiânia.

O mapa da Figura 1 a seguir mostra a localização geográfica da cidade de Itapaci e da área considerada de interesse para as análises elétricas a serem desenvolvidas neste relatório.



Figura 1 Cidade de Itapaci e área de interesse do trabalho

Essas análises se justificam tendo em vista a fragilidade da rede de transmissão 230 kV que alimenta a CELG D nessa região, onde o critério N-1 não é atendido. Esta característica resulta de uma rede em 230 kV radial, constituída de linha de transmissão em circuitos simples, o que inviabiliza o suporte a contingências simples com consequente corte de carga.

Com o aumento da demanda contratada do consumidor Votorantim Metais Níquel para 100 MW (em 2004), associada a integração da Mineração Maracá (32 MW) à Rede Básica através da LT 230 kV Itapaci - Maracá, na emergência da LT 230 kV Serra da Mesa/Niquelândia, verificou-se acentuado afundamento de tensão na região de Niquelândia, Barro Alto e Itapaci, além de

carregamentos acima do nominal na LT 230 kV Brasília Sul/Barro Alto e nos transformadores da Subestação(SE) Brasília Sul 345/230 kV. Por essas razões, para atender ao critério n-1, foi recomendado a instalação de um Sistema Especial de Proteção, sensibilizado por tensão e corte de carga, que atuasse durante a contingência, preservando assim as cargas essenciais destes consumidores.

Tem-se a previsão de expansão para 2011 de uma nova planta metalúrgica localizada em Barro Alto, denominado Projeto Barro Alto, com uma carga de 210 MW. Com a entrada em operação desse projeto, a situação se agrava, já que se prevê, também, sobrecarga no sistema na emergência da LT 230 kV Niquelândia - Barro Alto.

Face ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para esta região tornou-se necessária uma alternativa de expansão da transmissão para atendimento a Barro Alto, que garantisse o suprimento aos consumidores com níveis adequados de qualidade e continuidade. Os estudos desenvolvidos por EPE , CELG D e Furnas [1][2], recomendaram a duplicação da LT 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia – Barro Alto e adição de mais um banco de capacitor de 27,7 MVar na SE Barro Alto 230 kV, com entrada em operação prevista para 2011. Esta solução propiciará o atendimento ao Projeto Barro Alto e melhorará o suprimento à região, porém, o suprimento radial à SE Itapaci ainda não será eliminado, como pode ser visto na Figura 2.



Figura 2 Sistema de transmissão para atendimento à Itapaci

A falta de confiabilidade da rede de 230 kV que supre a SE Itapaci compromete o suprimento aos consumidores da CELG D, aos consumidores da Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP) e ao consumidor livre Maracá. O impacto das contingências atinge cerca de 53 mil unidades consumidoras, com corte de aproximadamente 30 MW considerando as usinas térmicas a biomassa da região (cerca de 60 MW) em 2012. No período de entressafra, no entanto, o corte seria praticamente do total da carga (90 MW).

Neste sentido, o objetivo do presente estudo é a definição de um reforço de transmissão para a região de Itapaci, de forma que o critério n-1 seja atendido, garantindo o mínimo custo global e o suprimento adequado à região.

2 CARACTERIZAÇÃO DA REGIÃO

A SE Itapaci, integrante da rede básica, é suprida através da LT 230 kV Barro Alto (FURNAS) – Itapaci, construída em circuito simples, e dispõe de duas transformações 230/69 kV – 50 MVA para atendimento aos municípios vizinhos como Serra do Ouro, Rialma e Rubiataba e uma transformação 69/34,5 kV – 12,5 MVA para atendimento a São Luis do Norte e à cidade de Itapaci.

Dos municípios conectados ao sistema de 69 kV da SE Itapaci, Serra do Ouro é o mais distante. Trata-se de um município que é atendido através de uma LT 69 kV de 67,5 km. A partir da SE Serra do Ouro outras localidades são supridas no sistema de 69 kV como Santa Terezinha e Mozarlândia, além da Mineração Serra Grande, a maior carga individual deste subsistema, e também o frigorífico BERTIN, no município de Mozarlândia.

Para melhor ilustrar, a Figura 3 apresenta o sistema de transmissão da região.

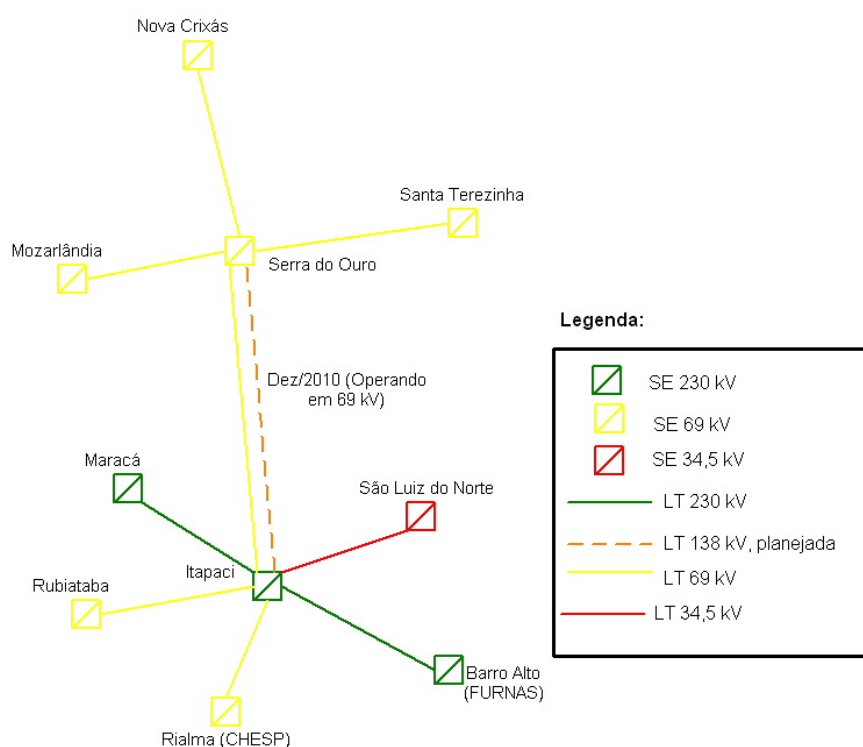


Figura 3 Esquemático do sistema de transmissão da região de Itapaci

As principais atividades da região são a mineração, irrigação e pecuária cujos potenciais de crescimentos estarão limitados a esta única linha (Itapaci – Serra do Ouro) que apesar de ser construída com cabo 397,5 MCM, encontra-se esgotada, não comportando atender as solicitações de carga, acarretando problemas de tensão e elevadas perdas elétricas.

Outro problema é o caráter dispersivo das cargas nos municípios que estão mais distantes ainda em relação a Itapaci e que o sistema em 34,5 kV tem baixa qualidade de fornecimento quanto aos níveis de tensão principalmente, este é o caso do município de Nova Crixás que em 2009 passou de 34,5 kV para 69 kV através de uma conexão com a SE Serra do Ouro.

Assim, para suporte ao crescimento futuro das cargas em Serra do Ouro e melhoria dos níveis de tensão nos municípios mais distantes está sendo construída a LT Itapaci – Serra do Ouro 138 kV, que operará inicialmente em 69 kV. A implantação do setor de 138 kV na SE Itapaci está prevista para o ciclo 2013 – 2014.

Apesar desses reforços, a perda da LT 230 kV Barro Alto - Itapaci, leva ao corte de cargas supridas através da SE Itapaci.

3 DADOS, CRITÉRIOS E PREMISSAS.

Os critérios e procedimentos deste trabalho estão de acordo com aqueles utilizados pelos estudos de planejamento desenvolvidos pela EPE, em consonância com o documento de Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Transmissão [3] e os Procedimentos de Rede do ONS [4].

3.1 Período analisado

Os estudos de fluxo de potência foram realizados para o período de 2013 a 2019. A escolha do ano inicial corresponde ao prazo mínimo para entrada em operação dos reforços esperados e o horizonte representa o último ano do Plano Decenal – ciclo 2010-2019 [5]. Os casos desenvolvidos para a análise do desempenho das alternativas referem-se aos anos 2013, 2014, 2015 e 2019.

3.2 Mercado

Foram utilizados no estudo, os casos de carga pesada, para se obter as condições regionais mais críticas dentre os valores utilizados para compor o Plano Decenal. A Figura 4 ilustra a carga prevista nas subestações envolvidas e o total da região para os anos analisados.

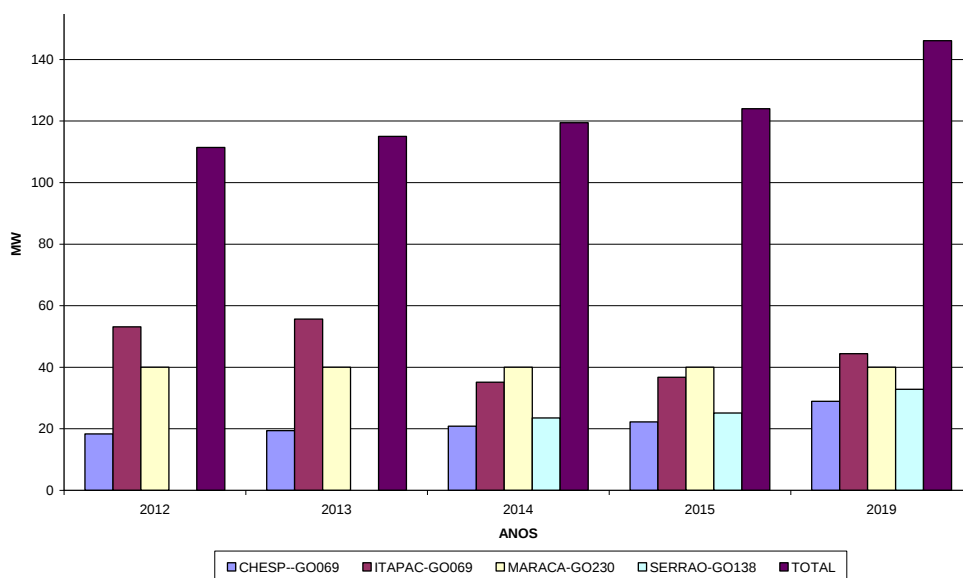


Figura 4 Carga pesada (MW) Plano Decenal – região suprida pela SE Itapaci

3.3 Configuração

Foi considerada a configuração dos casos do Plano Decenal – ciclo 2010-2019 [5]. Do plano de obras previsto para esse período, destaca-se a segunda LT 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia – Barro Alto.

3.4 Cenários de Intercâmbio

Para verificação dos níveis de carregamento e detecção de subtensões foram simulados intercâmbios elevados na interligação Norte-Sul, de 3700 a 3900 MW como pode ser visto na Tabela 1. Vale lembrar que o valor do intercâmbio Norte-Sul, na chegada das subestações Serra da Mesa e Serra da Mesa 2, é aproximadamente 4100 MW.

Tabela 1 Tabela de Intercâmbio (MW)

Fluxo	N. Exportador		N. Importador	
	2013	2019	2013	2019
Norte para Sudeste + Nordeste para o Sudeste	2834.	1844.	-4646.	-4454.
Norte para Sul	3960.	3751.	-3444.	-3259.
Sul para Norte	-2926.	-2579.	3795.	3722.
Fluxo nas Subestações Serra da Mesa 1 e 2	5676.	4908.	-3651.	-3285.

3.5 Plano de Geração

A análise de desempenho elétrico da região Norte de Goiás depende fortemente do despacho considerado para as usinas hidrelétricas do rio Tocantins. O despacho destas usinas foi de 40 % da capacidade instalada no cenário Norte Importador e 95 % no Norte Exportador. As gerações consideradas no estudo são aquelas presentes na Tabela 2. Visando representar o período de entressafra das usinas térmicas a biomassa, o despacho destas foi considerado nulo em ambos cenários.

Tabela 2 Geração Elétrica das UHEs da região (MW)

Usinas	Norte Exportador				Norte Importador			
	2013	2014	2015	2019	2013	2014	2015	2019
Lajeado	860	860	855	850	360	360	360	360
Serra da Mesa	1211	1211	1228	1228	517	517	517	517
Peixe Angical	429	429	450	450	200	199	199	199
Cana Brava	441	428	442	442	186	186	186	186
São Salvador	220	220	228	231	97	97	97	97
Maranhão Baixo	0	0	0	125	0	0	0	60
Buriti Queimado	0	0	0	140	0	0	0	70

3.6 Compensação de potência reativa existente

O compensador estático do consumidor Anglo American foi representado como um capacitor, de porte suficiente para se obter fator de potência unitário na barra. A compensação de potência reativa, considerada na área de interesse, soma 123 Mvar de capacitores distribuídos conforme Tabela 2Tabela 3. No anexo 1, encontra-se a tabela com a compensação reativa considerada em todo o estado de Goiás.

Tabela 3 Bancos de Capacitores da Região

Subestação	Mvar
BARRO ALTO-GO230	55,4
GOIANÉSIA-GO069	3,6
ITAPACI-GO069	13,8
BARRO ALTO-GO069	8,4
ANGLO AMERICAN-GO34	42

3.7 Limites de carregamento

Os limites de carregamento das linhas de distribuição existentes, para condição normal de operação e em situações de emergência, foram informados pelas empresas detentoras das concessões das respectivas instalações. Para as linhas da Rede Básica, foram respeitados os valores dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

3.8 Limites de tensão

Conforme recomendado nos Procedimentos de Rede (Módulos 3 e 23), os limites da faixa aceitável de tensão em condição normal são de 0,95 pu (mínima) e 1,05 pu (máxima) para o 230 kV. Em emergência, é aceito 0,90 pu para barras de 230 kV sem carga.

3.9 Análise Econômica

Para comparação das alternativas de reforço, utilizou-se os custos modulares de Referência Eletrobrás, jun/2004 [7], taxa de retorno de 11% e custo marginal de expansão (custo de perdas) de R\$ 113/MWh.

As perdas foram calculadas utilizando-se os casos do Plano Decenal – ciclo 2010-2019, patamares de carga pesada, média e leve respeitando os seguintes tempos de permanência:

Carga pesada = 3 horas, Carga média = 12 horas e Carga Leve = 9 horas

Intercâmbio Norte-Sul = 50%, Sul-Norte = 50%

Nas análises de sensibilidade e na definição da potência dos transformadores, foram feitas comparações com o banco de preços mais atualizado da ANEEL (2010).

3.10 Análise de desempenho

Para definição dos reforços, buscou-se o atendimento do critério N-1 na Rede Básica da região de interesse, exceto nas transformações de 230/69 kV. Entende-se que a identificação da necessidade de ampliação dessas transformações de fronteira deverá ser estudada pela CELG-D, tendo em vista que existe uma rede de distribuição em 69 kV e 34.5 kV interligando algumas subestações.

4 DIAGNÓSTICO

4.1.1 Análise em condição normal

A SE Itapaci é a principal fonte de energia elétrica de sete subestações da CELG-D e de um consumidor livre (Maracá). A LT Barro Alto – Itapaci 230 kV é único elo da SE Itapaci com uma subestação de rede básica. Portanto, o nível de tensão obtido nesta subestação é influenciado diretamente pelo perfil de tensão da SE Barro Alto.

No cenário Norte Exportador, não foram verificados valores críticos de tensão nas SE Barro Alto e Itapaci, visto que as usinas hidrelétricas Serra da Mesa, Peixe Angical, Cana Brava e São Salvador junto com o compensador estático (-22/33 Mvar) instalado na SE Barro Alto e os capacitores considerados, fornecem o suporte de reativo necessário à região.

No cenário Norte Importador, a LT Águas Lindas – Barro Alto 230 kV possui um elevado carregamento de potência, pelo fato das usinas do rio Tocantins (citadas no parágrafo anterior) estarem com despacho reduzido. Os valores de tensão nas SEs Barro Alto e Itapaci atendem os níveis normais de operação, mas o nível de tensão na barra denominada Chespi (CELG-D) ficou em torno de 0.95 pu, já considerados os bancos de capacitores instalados em Itapaci (13.6 Mvar).

4.1.2 Análise de contingências

A contingência da LT Barro Alto – Itapaci não atende ao critério n-1, provocando corte de carga local. A região possui 70 MW de consumidores cativos e 40 MW de um consumidor livre em 2012 (Figura 4), ratificando assim, a necessidade de reforços na transmissão que atende a SE Itapaci.

A sobrecarga nos transformadores de 230/69 kV de Barro Alto acontece na contingência de um dos dois transformadores a partir de 2016, atingindo 60 MVA. A CELG-D está revendo o montante de carga em Barro Alto com o objetivo de definir a data provável desta sobrecarga. Na saída do futuro transformador 230/69 kV de Niquelândia, a LT Uruaçu – Niquelândia 34.5 kV, que normalmente opera em aberto é fechada, possibilitando assim o atendimento de parte da carga, que é 13.5 MW em 2019.

A transformação de Itapaci 230/69 kV tem capacidade 2 x 50 MVA em condição normal e 75 MVA em emergência. Considerou-se que a carga alimentada pelo 69 kV de Itapaci (já descontada a carga representada na barra Serra do Ouro), excedente a 75 MVA, será remanejada para o seu

pátio de 138 kV. Isso ocorre a partir de 2019. Essa premissa foi utilizada na definição da potência dos transformadores 230/138 kV recomendados em Itapaci.

5.2 Alternativa 2 – Barro Alto – Itapaci 230 kV – LT2

A alternativa 2 é semelhante à alternativa 1, apenas alterando o nível de tensão para 230 kV. Nesse caso, a linha tem configuração de 1 condutor por fase de 636 MCM. Além disso, foi necessária a implantação de um banco de capacitor de 30 Mvar em Itapaci, para garantir um perfil de tensão semelhante ao da alternativa 1. A Figura 6 mostra o croqui do sistema proposto.

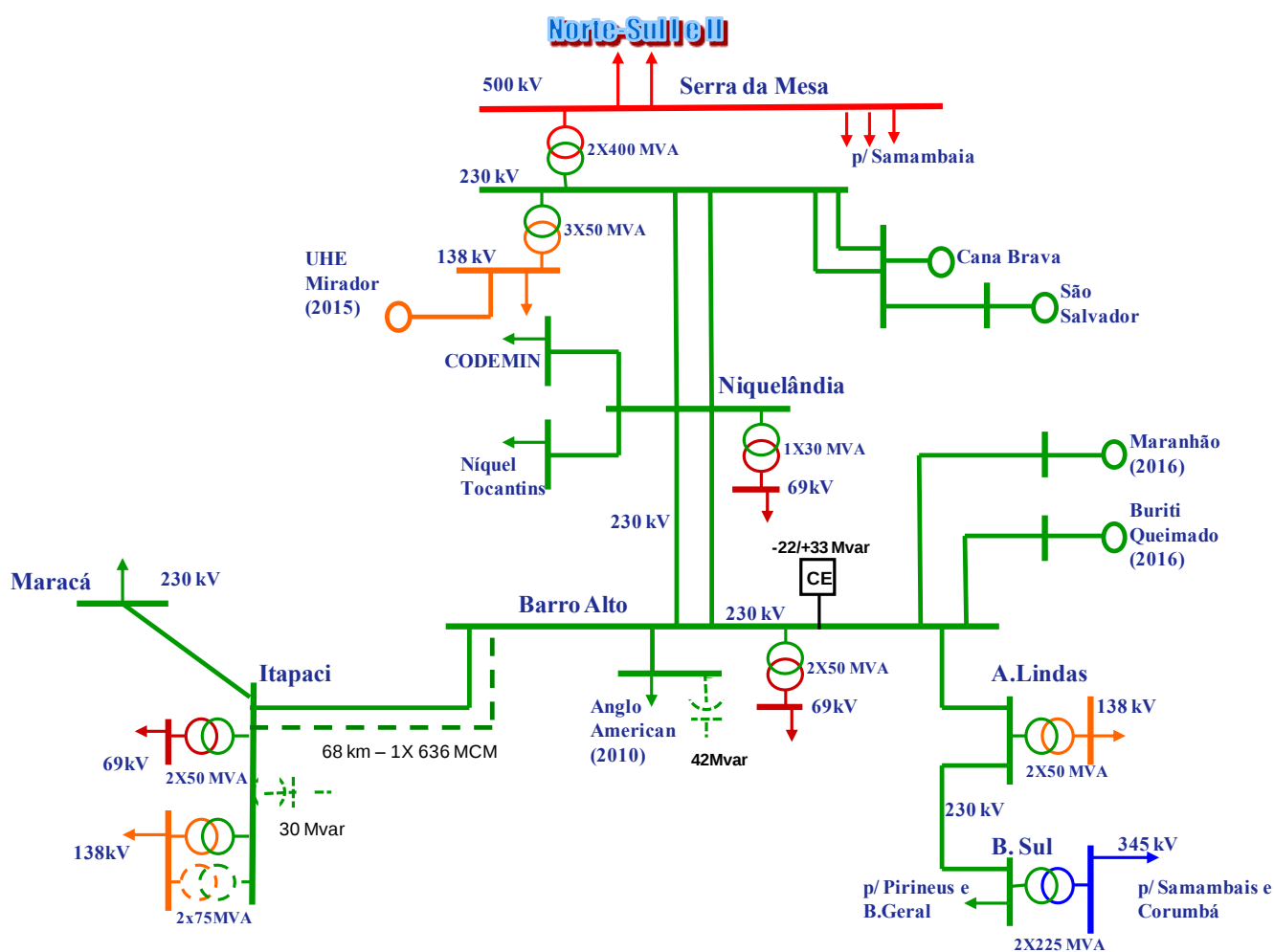


Figura 6 Alternativa 2 – Barro Alto – Itapaci 230 kV

5.3 Alternativa 3 – Niquelândia – Itapaci 230 kV

Na alternativa 3 o reforço a Itapaci foi feito por Niquelândia, através de uma linha de 230 kV de com aproximadamente 140 km e configuração de 1 x 636 MCM. Nesse caso, também foi necessária a implantação de um banco de capacitor de 30 Mvar em Itapaci, como pode ser visto pelo croqui da Figura 7.

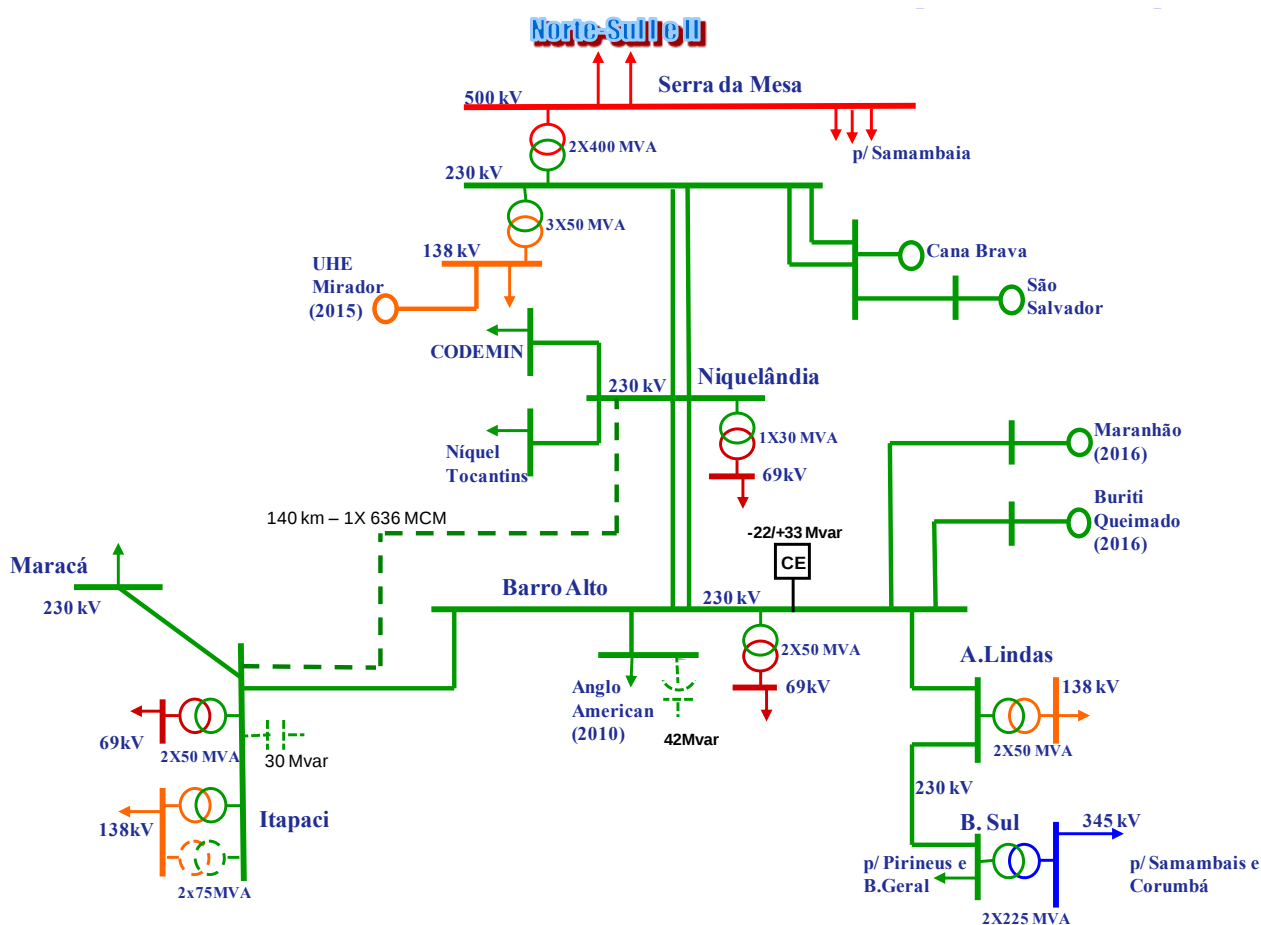
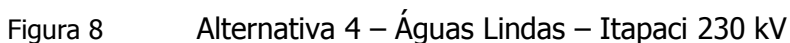


Figura 7 Alternativa 3 – Niquelândia – Itapaci 230 kV

Na alternativa 4 foi considerada uma fonte mais distante, Águas Lindas, que dista cerca de 180 km de Itapaci. O cabo considerado foi o 636 MCM e não foi necessária a implantação de capacitores, como mostrado no croqui da Figura 8.



6 DESEMPENHO TÉCNICO DAS ALTERNATIVAS

6.1 Alternativa 1 – Barro Alto –Itapaci 138 kV

O Desempenho em condição normal é satisfatório e os resultados de tensão e fluxo estão nas tabelas do anexo 2.

As contingências que mais influenciam o nível de tensão da região atendida pela SE Itapaci foram:

1. LT Brasília Sul – Águas Lindas 230 kV.
2. LT Barro Alto – Itapaci 230 kV.

Em 2012, no cenário Norte Importador, a contingência 1 provocou uma queda de cerca de 8 % na tensão da SE Águas Lindas e Itapaci e uma diminuição de 7,5 % na tensão das SEs Barro Alto. A principal razão deste afundamento de tensão foi a mudança de fluxo de potência nas linhas de transmissão que abastecem a SE Barro Alto. O fluxo de potência no tronco de transmissão oriundo da SE Serra Mesa aumentou em 87 %, visto que a SE Barro Alto foi abastecida pelas LT Águas Lindas – Barro Alto 230 kV e Niquelândia – Barro Alto 230 kV, C1 e C2.

Em 2012, ocorreu um elevado aumento na potência passante da LT Barro Alto – Itapaci 138 kV (cerca 400 %) na contingência 2, o que provocou afundamento de tensão nas SE Barro Alto e Itapaci. Para mitigar este afundamento de tensão foram previstos dois bancos de capacitores de 30 Mvar a partir de 2013. A análise elétrica da contingência 2 foi semelhante em ambos cenários de intercâmbio estudados.

O sistema da região possui desempenho frente às contingência 1 e 2 semelhante em todo o horizonte de estudo. Os diagramas do sistema com a alternativa 1 e os resultados dos fluxos relativos às contingências 1 e 2 estão no anexo 2 para o cenário Norte Importador no ano de 2012.

A variação de tensão devido às contingências 1 e 2 foi solucionada com a instalação dos bancos de capacitores no primeiro ano da análise.

6.2 Alternativa 2 – Barro Alto –Itapaci 230 kV – LT2

A principal diferença entre as alternativa 1 e 2 foi o nível de tensão utilizado para reforçar a região da SE Itapaci. A nova linha de transmissão em 230 kV de 67,8 Km melhorou o perfil da tensão nas

SEs Barro Alto e Itapaci, diminuindo a necessidade de compensação reativa manobrável. Assim esta alternativa necessitou de apenas um banco de capacitores de 30 Mvar a partir de 2012 para manter o mesmo nível de tensão obtido na alternativa 1.

O sistema da região possui desempenho frente às contingência 1 e 2 semelhante em todo o horizonte de estudo. Os diagramas do sistema com a alternativa 2 e os resultados dos fluxos relativos às contingências 1 e 2 estão no anexo 2 para o cenário Norte Importador no ano de 2012.

Similarmente à alternativa 1, não houve necessidade de um escalonamento das obras de reforço.

6.3 Alternativa 3 – Niquelândia –Itapaci 230 kV

A LT Niquelândia – Itapaci 230 kV (140 Km de extensão) diminui a geração de potência reativa das UHEs São Salvador, Cana Brava e Serra da Mesa no cenário Norte Exportador. Em 2012 a diminuição é de 25 Mvar (anexo 2). Os circuitos 1 e 2 da LT Niquelândia – Barro Alto 230 kV sofreram uma diminuição significativa no fluxo de potência em ambos cenários estudados, pois a LT Niquelândia – Itapaci 230 kV possibilitou um caminho elétrico menor para o fluxo de potência advindo da SE Serra de Mesa, em ambos cenários estudados.

A contingência 1 deixou de ser relevante na análise do perfil de tensão da região, mesmo no cenário Norte Importador. Já que o aumento de fluxo de potência nos circuitos das LT Niquelândia – Barro Alto 230 kV obtido nas alternativas 1 e 2 para esta contingência, passa a ser redirecionado para a LT Niquelândia – Itapaci 230 kV. Esta característica está demonstrada no anexo 2. A contingência 2 ocasionou subtensões nas Itapaci em ambos cenários de intercâmbio estudados, por isso foi proposto um banco de capacitores de 30 Mvar para esta subestação em 2013.

O sistema da região possui desempenho frente às contingência 1 e 2 semelhante em todo o horizonte de estudo. Os diagramas do sistema com a alternativa 3 e os resultados dos fluxos relativos às contingências 1 e 2 estão no anexo 2 para o cenário Norte Importador no ano de 2012.

Pelas mesmas razões expostas anteriormente, não houve necessidade de um escalonamento das obras de reforço.

6.4 Alternativa 4 – Águas Lindas –Itapaci 230 kV

A alternativa 4 propõe um reforço da rede de transmissão que começa próximo à região de Brasília e termina no norte do estado de Goiás. No entanto, com este reforço proposto (LT Águas Lindas – Itapaci 230 kV de 184 Km) a LT Águas Lindas – Barro Alto 230 kV possui baixo carregamento no cenário Norte Exportador (anexo 2).

As contingências 1 e 2 deixam de ser relevantes na análise do perfil de tensão da região para ambos cenários de intercâmbio. Na contingência 1 no cenário Norte Exportador, as alternativas anteriores proporcionaram um aumento do fluxo de potência nas linhas de transmissão entre as SEs Serra da Mesa e Barro Alto. Já na alternativa 4, o fluxo nestas linhas diminuiu, uma vez que o reforço implementado diminuiu o caminho elétrico entre as SE Itapaci e Brasília Sul (importante fonte de potência elétrica do estado de Goiás), como pode visto no anexo 2.

O sistema da região possui desempenho frente às contingência 1 e 2 semelhante em todo o horizonte de estudo. Os diagramas do sistema com a alternativa 4 e os resultados dos fluxos relativos às contingências 1 e 2 estão no anexo 2 para o cenário Norte Importador no ano de 2012.

7 ANÁLISE ECONÔMICA

7.1 Custo de investimento

Os investimentos em instalações e equipamentos foram baseados nos custos Eletrobrás 2004 [7] e estão detalhados para cada uma das alternativas, nas tabelas 1 a 4 do anexo 3.

A Figura 9 mostra o resultado da comparação dos investimentos totais. Ressalta-se que a alternativa de 138 kV não apresentou os menores investimentos, como era de se esperar, devido à necessidade de implantação de um pátio novo nesse nível de tensão, enquanto que os pátios de 230 são existentes.

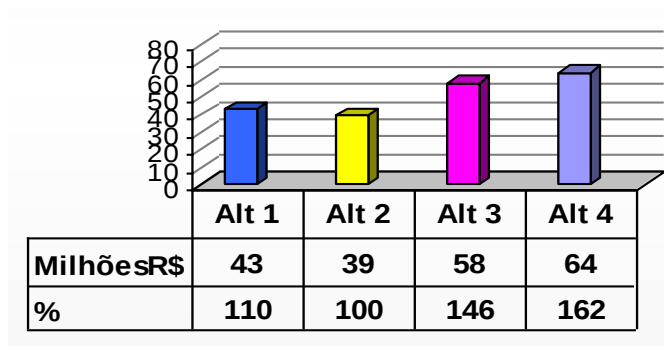


Figura 9 Investimento total (horizonte 30 anos)

Na sequência, a metodologia de análise econômica calcula os valores anuais dos investimentos, truncados no horizonte do estudo (2019) e referenciados no ano inicial das análises (2013). A comparação das alternativas apresenta a mesma ordem de mérito, conforme Figura 10, a seguir.

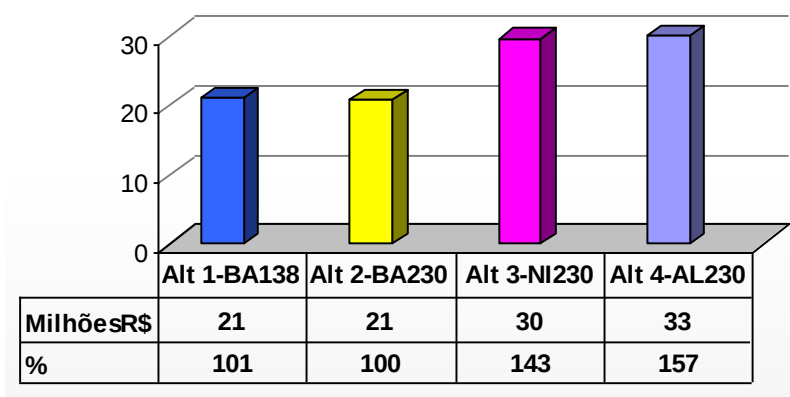


Figura 10 Investimento – Valores truncados em 2019

7.2 Custo de perdas

A alternativa que apresentou menores perdas foi a 3, e para valoração dos diferenciais de perdas foi utilizado custo de R\$ 113,00 por MWh e taxa de 11% a.a. Os resultados da contabilização para o horizonte do estudo são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 Valor Presente Truncado das Perdas

Alternativa	2013 VP (milhão R\$)	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7
Alt 1-BA138	6,2	1,5	1,5	1,4	1,4	0,7	0,7	0,7
Alt 2-BA230	4,2	0,9	0,9	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5
Alt 3-NI230	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alt 4-AL230	3,5	0,7	0,7	0,8	0,8	0,5	0,5	0,5

7.3 Custo Global

Finalmente na comparação dos custos globais (custos de investimentos + custos de perdas) as vantagens da alternativa 2 com relação a investimentos, são ampliadas com a consideração das perdas, consagrando-a como a alternativa recomendada para reforço à região.

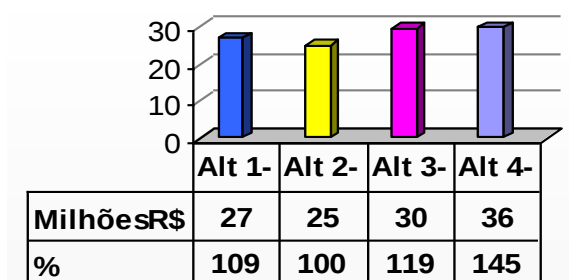


Figura 11 Custo Global – Valores truncados em 2019

7.4 Análise de Sensibilidade dos custos

Ano de truncamento:

Fazendo uma sensibilidade do impacto econômico das perdas, caso fosse considerado um horizonte de 30 anos, foram obtidos valores mostrados a seguir.

Tabela 5 Valor Presente das Perdas em 30 anos

Alternativa	2013
	VP (milhão R\$)
Alt 1-BA138	9,3
Alt 2-BA230	6,4
Alt 3-NI230	0,0
Alt 4-AL230	5,9

A comparação dos custos globais, mostra a vantagem da alternativa 2 é ampliada em aproximadamente 6 %, em relação à metodologia de truncamento (horizonte de 2019). O gráfico a seguir mostra os resultados para um horizonte de 30 anos.

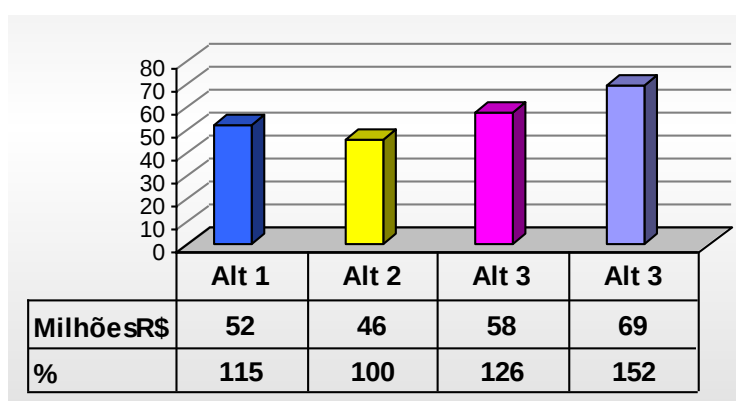


Figura 12 Custo Global – Valores truncados em 2030

Custos base ANEEL:

Para as alternativas mais promissoras, alternativa 1 em 138kV e alternativa 2 em 230 kV, foi feita uma análise de sensibilidade com relação aos custos da ANEEL jan/2010. Observou-se que em relação à Eletrobrás, os custos dos equipamentos de 138 kV da ANEEL apresentaram aumentos de cerca de 20%. Os custos de linhas, no entanto, caíram nessa mesma proporção. Já para o sistema de 230, os custos da ANEEL foram mais reduzidos nos equipamentos e mais elevados para linhas. O resultado final da comparação não altera as conclusões, consolidando a alternativa 2 em 230 kV como a de mínimo custo global, conforme gráficos da Figura 13 a seguir.

Investimento ANEEL (truncado em 2019)

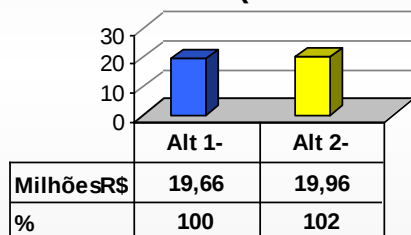
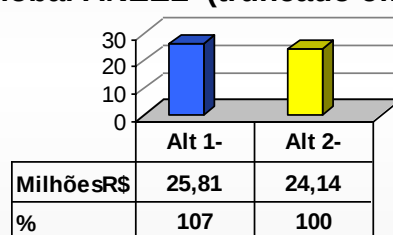


Figura 13

Custo Global ANEEL (truncado em 2019)



Custo Global ANEEL – Valores truncados em 2019

8 ANÁLISE TÉCNICA-ECONÔMICA DOS CONDUTORES

Uma análise preliminar de condutor ótimo foi feita para definir a bitola do cabo da linha de transmissão recomendada no estudo. A análise consistiu de calcular a potência aparente média passante nos C1 e C2 da LT Barro Alto – Itapaci de 2013 a 2042 (30 anos) a partir da permanência de cada patamar de carga e da potência nesse circuito e da expansão do mercado a uma taxa de crescimento de aproximadamente 5 % a.a a partir de 2019.

Tabela 6 Evolução do carregamento na LT Barro Alto – Itapaci 230kV (MVA)

MVA							
2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
99,6	102,9	106,5	110,4	114,5	118,9	122,9	127,0
2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
131,4	135,9	140,7	145,8	151,1	156,6	162,5	168,6
2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
175,0	181,8	188,8	196,3	204,1	212,3	220,9	230,0
2037	2038	2039	2040	2041	2042		
239,5	249,4	259,9	270,9	282,5	294,6		

A partir dos valores de potência aparente listados acima (Tabela 6) foram calculadas as perdas ôhmicas para cinco condutores diferentes no circuito 2 (proposto neste relatório) e no circuito 1 (1 x 636 MCM) respeitando a seguinte proporcionalidade da potência aparente:

1. 1 x 477.0 MCM – 49,5 % no C2 e 50,5 % no C1
2. 1 x 556.5 MCM – 49,7 % no C2 e 50,3 % no C1
3. 1 x 6050. MCM – 49,8 % no C2 e 50,2 % no C1
4. 1 x 636.0 MCM – 50,0 % no C2 e 50,0 % no C1
5. 1 x 715.5 MCM – 50,1 % no C2 e 49,9 % no C1
6. 1 x 795.0 MCM – 50,2 % no C2 e 49,8 % no C1

O resultado deste cálculo de perdas em MW foi multiplicado por 8760 horas (número de horas em 1 ano) e por 113 R\$/MWh (custo marginal de expansão). Utilizando 11 % para taxa de retorno e os custos de perdas anuais, foi possível calcular o valor presente referente às perdas. O valor presente considera como ano inicial o ano de 2013. Assim somando o custo de investimento de cada condutor com o custo das perdas, foi possível montar a Tabela 7.

Tabela 7 Análise técnica-econômica do cabo do C2 da LT Barro Alto – Itapaci 230 kV

Cabo Condutor (CAA)			VP (10 ³ R\$)				
Nº Cabo/ Fase	Área		Código	Perdas	Investimento	Perdas + Inv.	%
	(AWG /MCM)	(mm ²)					
1	477	241,65	HAWK	14.763,50	15.870,62	30.634,12	100,0
1	556.5	282,59	DOVE	13.588,94	16.497,10	30.086,04	98,2
1	605.0	306,58	DUCK	13.021,62	16.669,99	29.691,61	96,9
1	636.0	321,84	GROSBEAK	12.573,18	17.141,20	29.714,38	97,0
1	715.5	361,93	STARLING	11.997,80	17.777,84	29.775,64	97,2
1	795.0	402,56	DRAKE	11.468,26	18.460,58	29.928,84	97,7

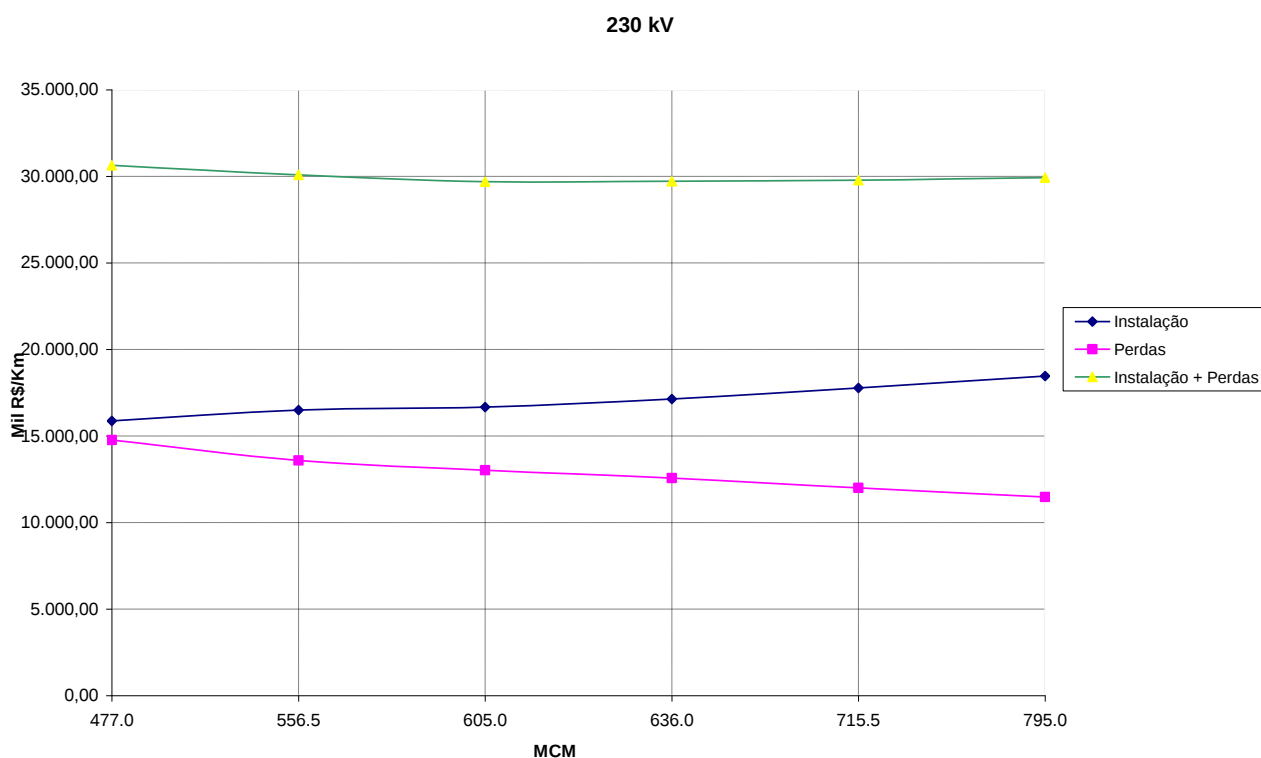


Figura 14 Análise Preliminar Condutor Econômico

O condutor mais econômico é o cabo de 1x605 MCM (96,9 %), mas vale ressaltar:

- Não foram consideradas perdas por efeito corona (que diminuem com o aumento do diâmetro do cabo) e o cálculo das perdas por efeito joule foi aproximado.

- O condutor do circuito 1 da LT Barro Alto – Itapaci 230 kV é o 636 MCM. Logo não seria interessante construir o circuito 2 desta linha de transmissão com um cabo de menor capacidade e carregamento, caso do cabo de 1x605 MCM (capacidade de transmissão 5 % menor do que o cabo de 1x636 MCM na tensão de 230 kV).
- O cabo 636 MCM, além de ser o padrão usado na região, não provoca desequilíbrio de fluxo, produz menores perdas e seu custo é apenas 0,1 % superior ao do condutor 605 MCM.

Assim o cabo recomendado para o circuito 2 da LT Barro Alto – Itapaci 230 kV foi o 1 x 636 MCM que atende ao carregamento estimado para a região até 2039. (Capacidade de curta duração é 340 MVA. A carga pesada atingirá 335 MVA em 2039).

Vale ressaltar que reforços na rede de distribuição ocorrerão até 2040, assim como a entrada em operação de usinas hidrelétricas na região (Buriti Queimado) e PCH's (Mutum, Rialcema) que hoje estão em fase de inventário.

9 ANÁLISE TÉCNICA DOS TRANSFORMADORES

A fim de dimensionar a potência dos transformadores 230/138 kV da SE Itapaci, a carga representada no barramento de 69 kV da SE Itapaci que excede 75 MVA foi representada no barramento de 138 kV desta subestação. Por isso a análise feita baseia-se neste excedente de carga e, na carga representada na barra Serra do Ouro 138 kV (conectada a SE Itapaci por uma linha de transmissão em 138 kV). A Tabela 8 mostra, portanto, a carga a ser alimentada pelos transformadores 230/138 kV da SE Itapaci até 2042. Foram consideradas unidades de autotransformadores trifásicos com LTC e terciário.

Tabela 8 Evolução do carregamento dos Transformadores

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MVA	23,5	25,1	26,8	28,7	30,7	32,8	37,5
Ano	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
MVA	41,2	45,3	49,9	54,9	60,3	66,4	73,0
Ano	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
MVA	80,3	88,3	97,2	106,9	117,6	129,3	142,3
Ano	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
MVA	156,5	172,2	189,4	208,3	229,1	252,1	277,3
Ano	2041	2042					
MVA	305,0	335,5					

Ao aumentar a potência dos autotransformadores, espera-se que o valor do MVA adquirido, em reais, seja menor. Os valores R\$/MVA dos autotransformadores na base de custo da Eletrobrás 2004 e na base de custos da Aneel estão apresentados nas Tabela 9 e Tabela 10.

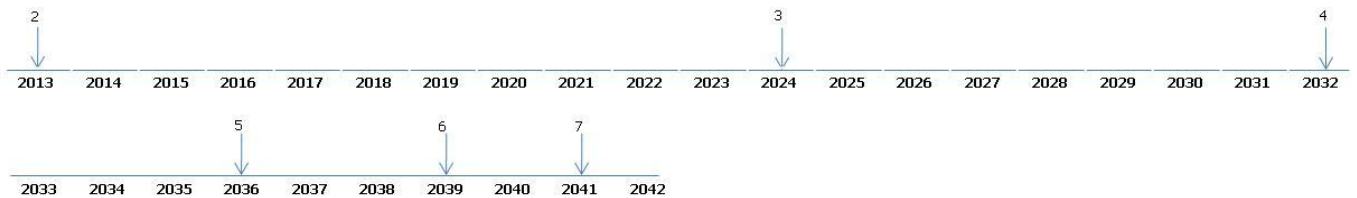
Tabela 9 Valores de R\$/MVA dos Autotransformadores - Eletrobrás 2004

MVA	Milhares R\$	Milhares R\$/MVA
50	1790,36	35,81
75	2681,36	35,75
83	2833,02	34,13
100	3135,56	31,36

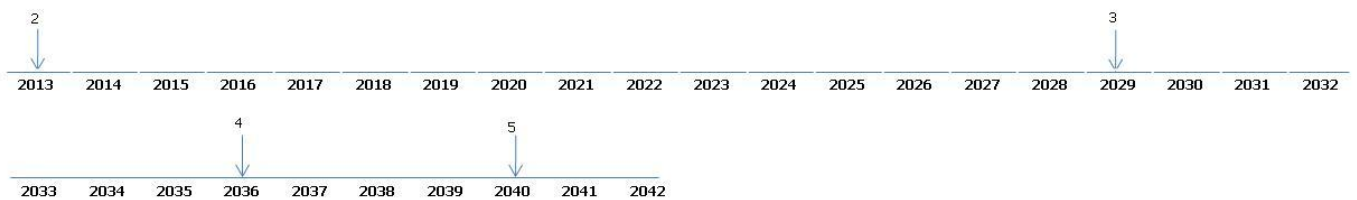
Tabela 10 Valores de R\$/MVA dos autotransformadores – Aneel 2010

MVA	Milhares R\$	Milhares R\$/MVA
50	2391,55	47,83
75	3184,11	42,45
83	3382,22	40,75
100	3746,44	37,46

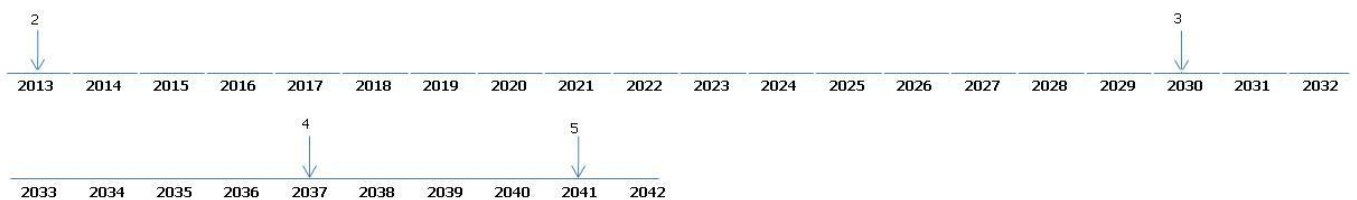
Como pode ser visto os custos da Eletrobrás 2004 não representam o ganho de escala entre os módulos de 50 MVA e 75 MVA. Por isso optou-se por utilizar os custos mais atualizados da Aneel para a definição da nova transformação da SE Itapaci. Os escalonamentos estudados para cada opção de potência dos autotransformadores estão mostrados abaixo na Figura 15.



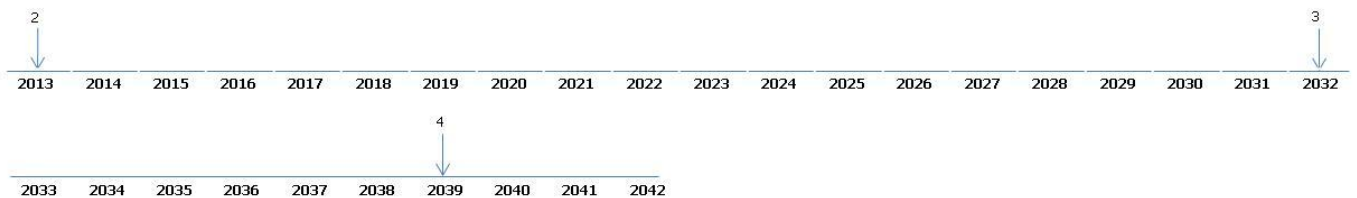
(a) Módulos de 50 MVA



(b) Módulos de 75 MVA



(c) Módulos de 83 MVA



(d) Módulos de 100 MVA

Figura 15 Número de unidades da Transformação 230/138 kV da SE Itapaci

Na definição dos investimentos necessários para cada ano do estudo, utilizou-se 20 % para a capacidade de sobrecarga, os custos de módulos gerais, custos de conexões e os custos dos autotransformadores. A partir destes valores, calculou-se o valor presente (2013) de cada opção estudada, mostrados na Tabela 11.

Tabela 11 Valor Presente dos autotransformadores (milhares de R\$)

MVA	VP(Milhões R\$)	%
<i>50</i>	15,03	1,17
<i>75</i>	14,86	0,00
<i>83</i>	15,05	1,33
<i>100</i>	15,12	1,76

Os módulos de transformação serão de 75 MVA, pois fornece a melhor combinação custo e número de unidades no final do horizonte. Além de evitar um carregamento muito baixo nos anos iniciais.

10 ANÁLISE DE CURTO- CIRCUITO

As obras propostas neste estudo provocarão um pequeno aumento nos níveis de curto-circuito das subestações da região em estudo, como pode ser visto nas Tabela 12 e Tabela 13.

Tabela 12 Nível de Curto-Circuito – 2019 – Sem as obras propostas

		TRIFÁSICO			MONOFÁSICO		
Subestação	kV	kA	Graus	X/R	kA	Graus	X/R
Itapaci	230	2,80	-82,57	7,67	2,77	-83,38	8,62
Barro Alto	230	6,68	-84,97	11,36	6,54	-82,90	8,03

Tabela 13 Nível de Curto-Circuito – 2019 – Com as obras propostas

		TRIFÁSICO			MONOFÁSICO		
Subestação	kV	kA	Graus	X/R	kA	Graus	X/R
Itapaci	230	3,86	-83,01	8,15	3,68	-83,09	8,25
Barro Alto	230	6,71	-85,03	11,5	6,67	-83,16	8,33

11 CONCLUSÕES

A análise de mínimo custo global leva a indicação da alternativa 2 como a solução mais recomendada para reforço a região de Itapaci em 2013, independentemente dos custos de referência e do horizonte de truncamento adotados. O croqui do sistema e o plano de obras associado são mostrados a seguir:

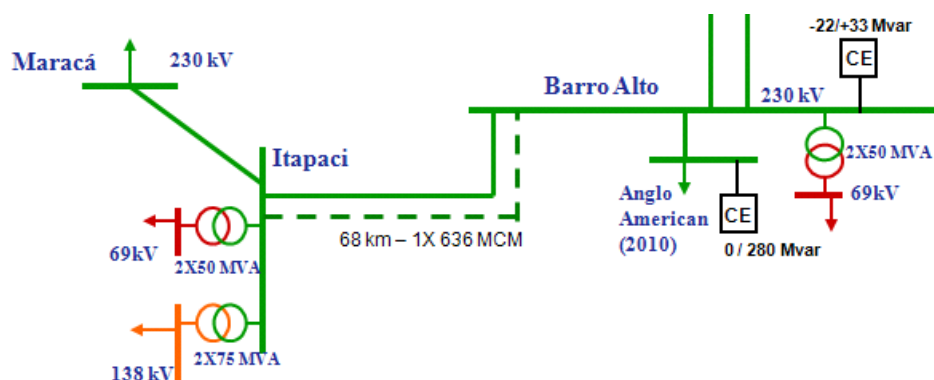


Tabela 14 Plano de Obras - Alternativa recomendada

Obras Alternativa 2			kV	Quantidade	MVA
Linhas de Transmissão					
<i>LT Itapaci</i>	<i>Barro Alto</i>	1x636 MCM	230	67,8	247/309
Subestações					
<i>SE Itapaci</i>	EL	BD	230	1	
	CT	BPT	138	2	
	IB	BPT	138	1	
	CT	BD	230	2	
	Trafo Trifásico		230/138	2	75
<i>SE Barro Alto</i>	EL	BD	230	1	

12 RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se a elaboração dos relatórios R2, R3 e R4 de forma a possibilitar a implantação em 2013 das obras detalhadas nas fichas PET mostradas a seguir.

FICHA PET

Sistema Interligado da Região Sudeste/Centro-Oeste

EMPREENDIMENTO

ESTADO: GO

Reforço Estrutural ao Sistema de Transmissão da Região de Itapaci (Goiás)

DATA DE NECESSIDADE: JAN/2013

PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço estrutural para atendimento ao critério N-1.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS:	(R\$ x 1000)
----------------------------------	--------------

SE Barro Alto

1 Vão de Entrada de Linha 230 kV ,BD	3.297,40
--------------------------------------	----------

SE Itapaci

5% Módulo Geral Grande 230 KV BD/BPT	384,30
--------------------------------------	--------

1 Interligação de Barramento 138 kV, BPT	913,60
--	--------

1 Vão de Entrada de Linha 230 kV ,BD	3.297,40
--------------------------------------	----------

2 Vãos de Conexão de Transformadores 230kV, BD	5.495,40
--	----------

2 Vãos de Conexão de Transformadores 138kV, BPT	2.475,80
---	----------

2 Autotransformadores Trifásico 230/138 kV, 75 MVA, c/ terciário e LTC	5.362,70
--	----------

LT 230 kV Barro Alto – Itapaci, 68 km, Circuito Simples, 1x636MCM	17.141,20
---	-----------

TOTAL DE INVESTIMENTO:	38.367,80
-------------------------------	------------------

SITUAÇÃO ATUAL:

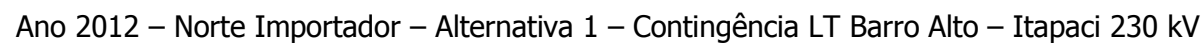
OBSERVAÇÕES: A rede elétrica da região em estudo possui esquema de corte seletivo de carga

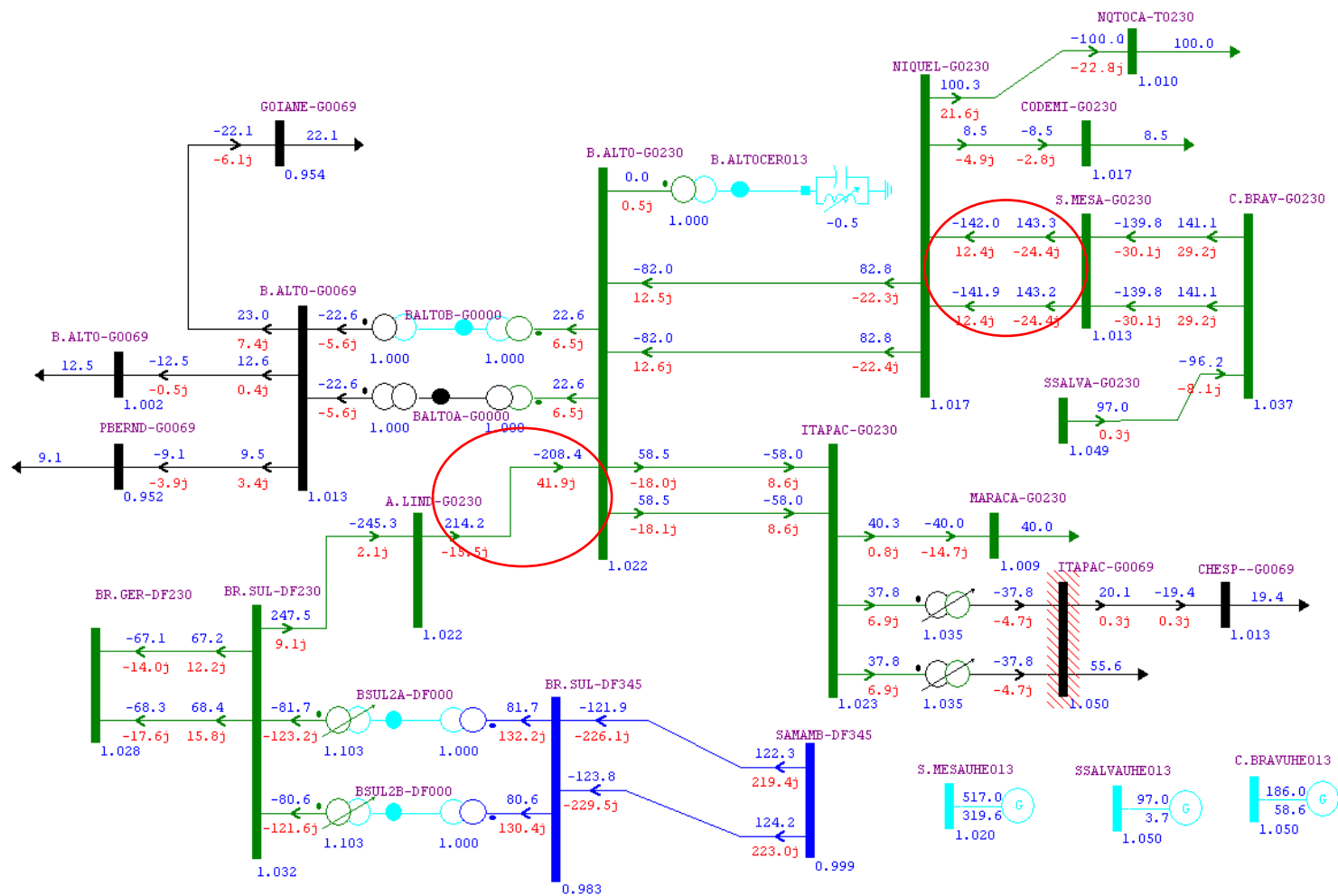
13 REFERÊNCIAS

- [1] Relatório GET SE/CO 002.2008 - "Estudo de Suprimento às Regiões Goiás e Brasília, Período 2010/2016-Volume II - Atendimento à Região de Barro Alto" - Julho / 2008
- [2] Parecer Nº EPE-DEE-RE-112/2008-r0 Data: 29 de julho de 2008 - Análise técnico-econômica das alternativas - Relatórios R1 - "Estudo de Suprimento às Regiões Goiás e Brasília – Período 2010/2016 - Volume II – Atendimento à Região de Barro Alto"
- [3] CCPE/CTET-Critérios e Procedimentos para Planejamento da Expansão da Transmissão, nov/2002.
- [4] Procedimentos de Rede, ONS, módulos 3 e 23, submódulos 3.8 e 23.3, tabelas 2 e 3.
- [5] Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica - 2008-2017.
- [6] Consolidação de Obras de Rede Básica – Período 2010-2012 – MME-EPE-ONS – Dez/2009
- [7] Referências de Custos LTs e SEs AT e EAT - Eletrobrás, jun/2004 revisão de dez/2004.
- [8] Custos ANEEL jan/2010

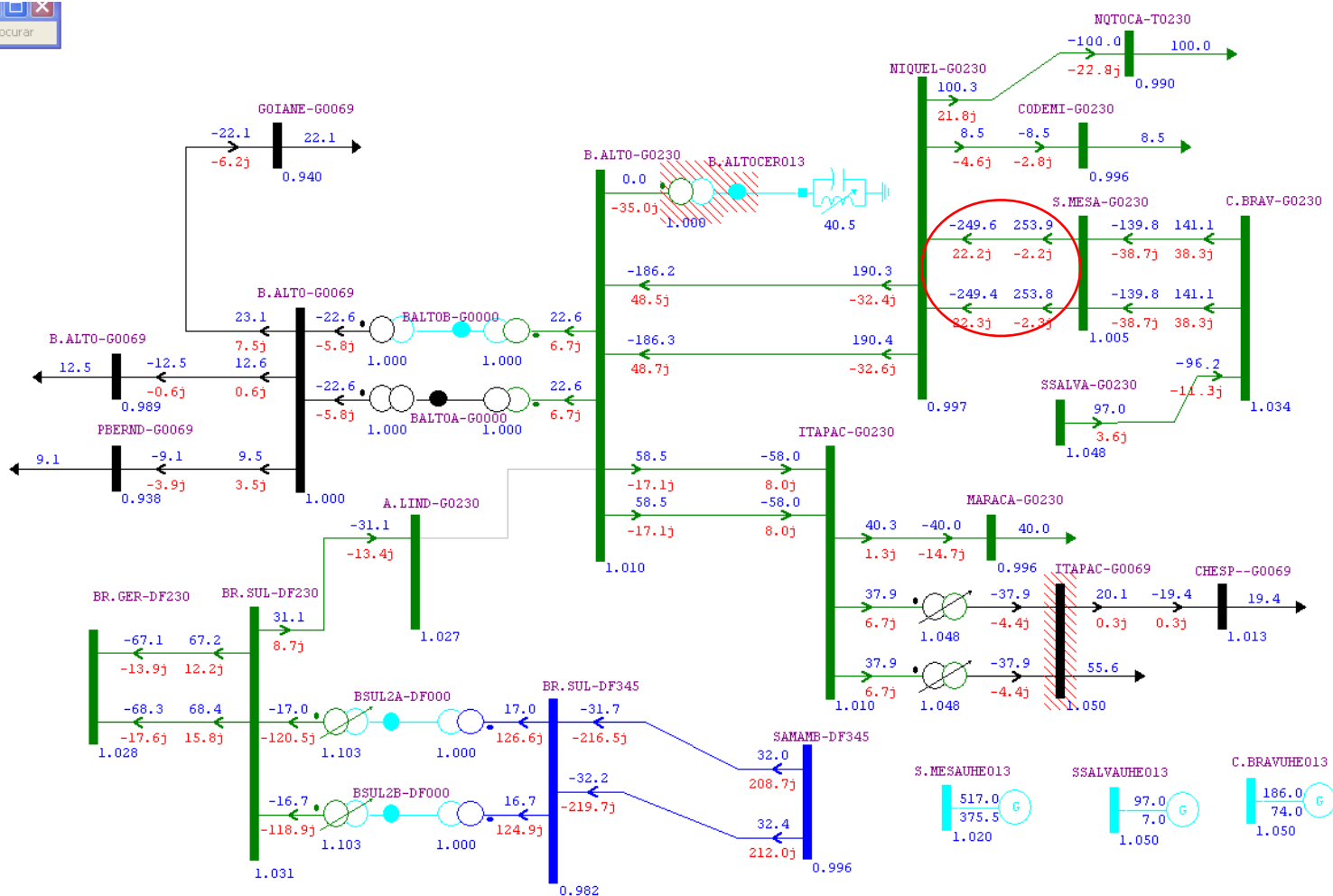
ANEXO 1 - Compensação Reativa Capacitiva

Subestação	Mvar
SAMAMBAIA-DF345	300,0
BANDEIRANTES-GO345	91,5
BARRO ALTO-GO230	55,4
GOIANESIA-GO069	3,6
QUIRINÓPOLIS-GO138	1,8
FIRMINÓPOLIS-GO138	1,8
ITIQUIRA-GO138	3,6
PORANGATU-GO138	6,0
CAMPINAS-GO138	10,8
ATLANTICO-GO138	10,8
GOIÂNIA LESTE-GO013	10,8
ANAPOLIS-GO138	10,8
ITAPACI-GO069	9,9
CATALÃO-GO138	10,8
PAMPLONA-GO138	7,2
ITABERAÍ-GO138	7,2
BOA VISTA-GO138	3,6
TRINDADE-GO138	3,6
CORUMBÁ 1-GO138	3,6
DAIA---GO138	5,4
BARRO ALTO-GO069	8,4
PALMEIRAS-GO069	1,8
SAMAMBAIA---GO138	4,8
REAL-A-GO013	5,4
MEIA PONTE-GO138	5,4
PIRES DO RIO-GO138	5,4
JUNDIAÍ-GO138	5,4
REAL-B-GO013	5,4
GOIA---GO013	5,4
AEROPORTO A-GO013	5,4
AEROPORTO B-GO013	5,4
RIO VERDE-GO138	7,2
PARANAIBA-GO069	9,6
PLANALTO-GO069	15,0
FERROVIÁRIO-GO138	10,8
IPORÁ--GO138	5,1
JUSSARA-GO138	7,2
ACREUNA-GO138	15,4
CRISTALINA-GO138	10,8
SERRA DE.CALDAS-GO138	14,4
PARQUE DAS EMAS-GO138	5,4
ANGLO AMERICAN-GO34	42,0

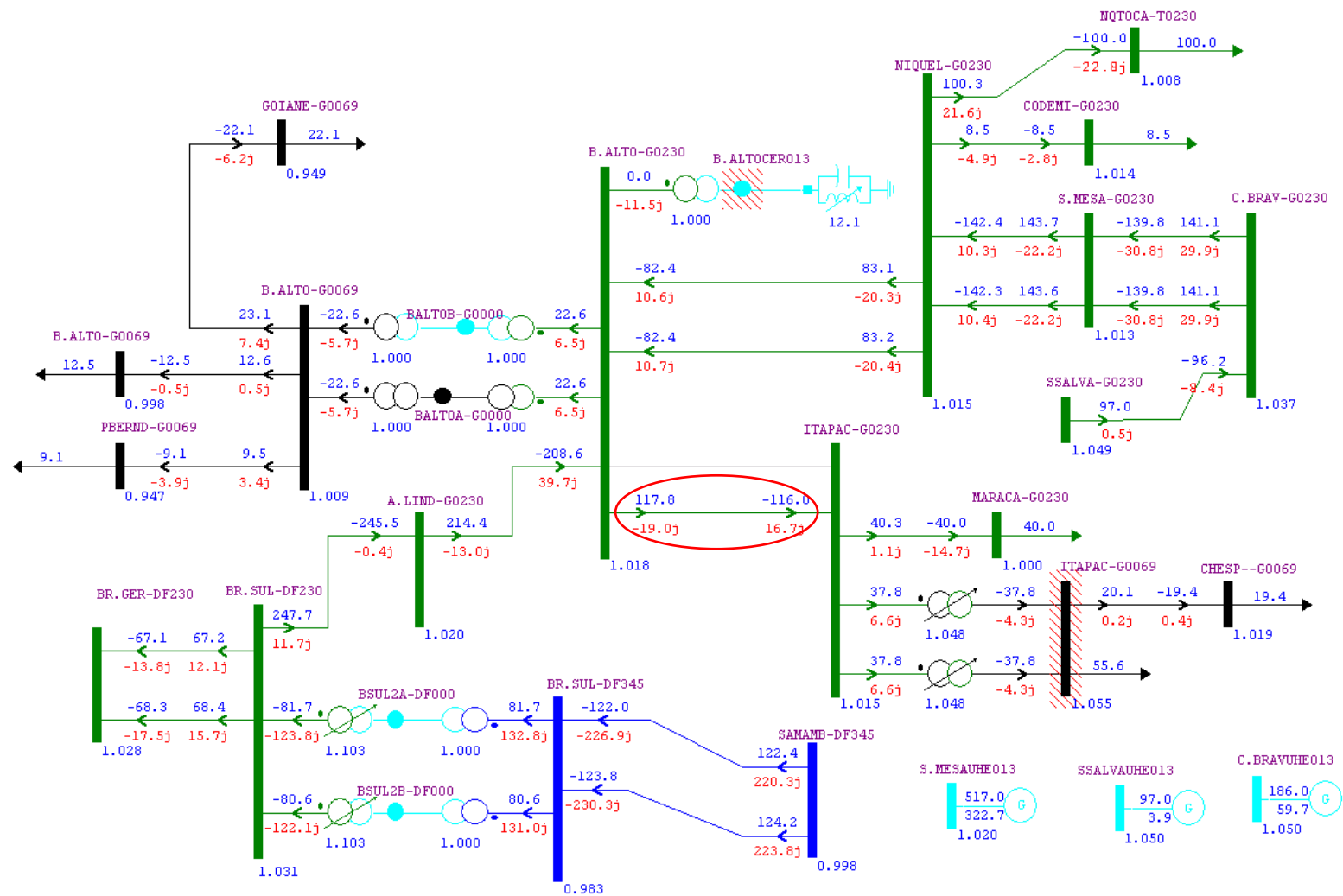




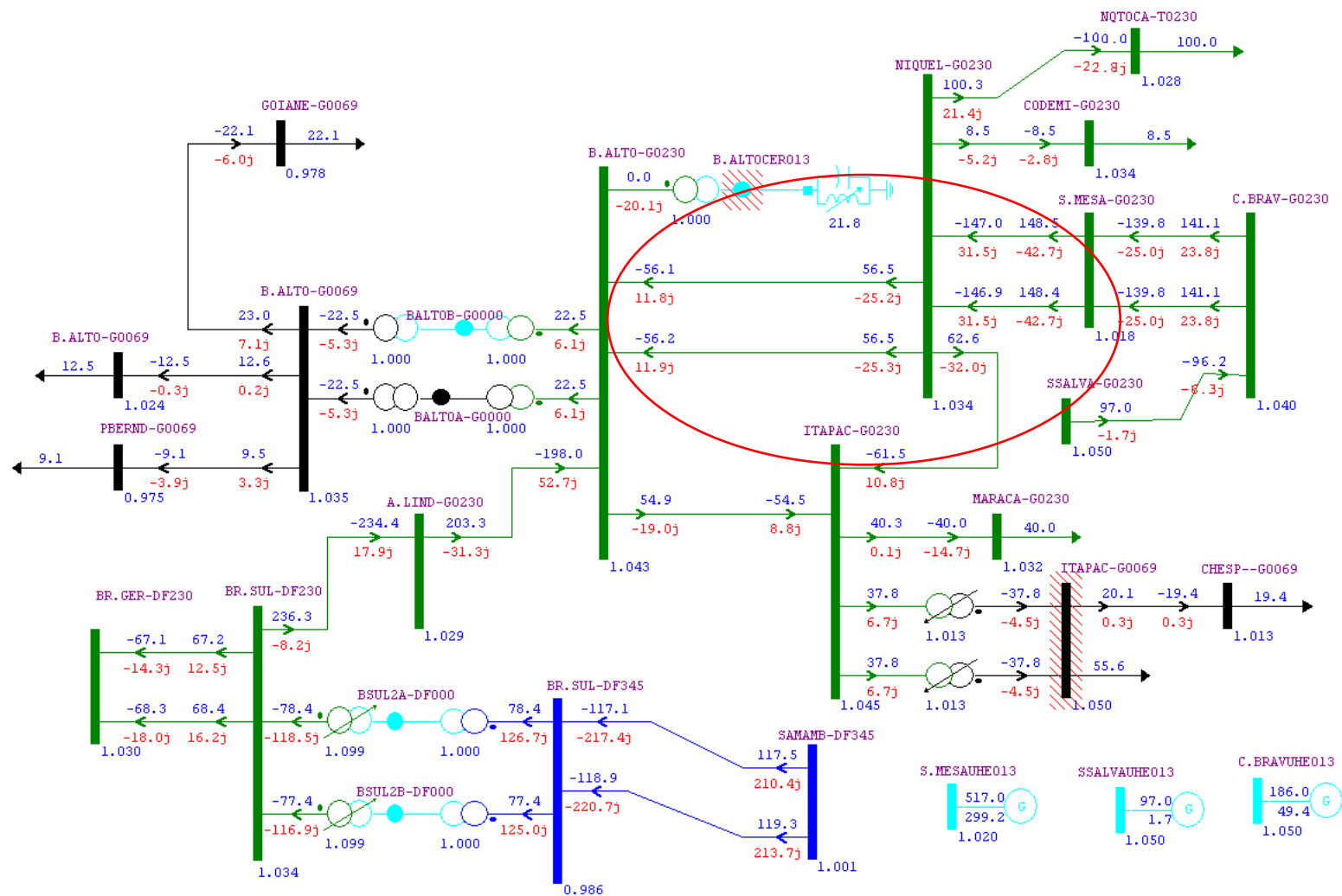
Ano 2012 – Norte Importador – Alternativa 2



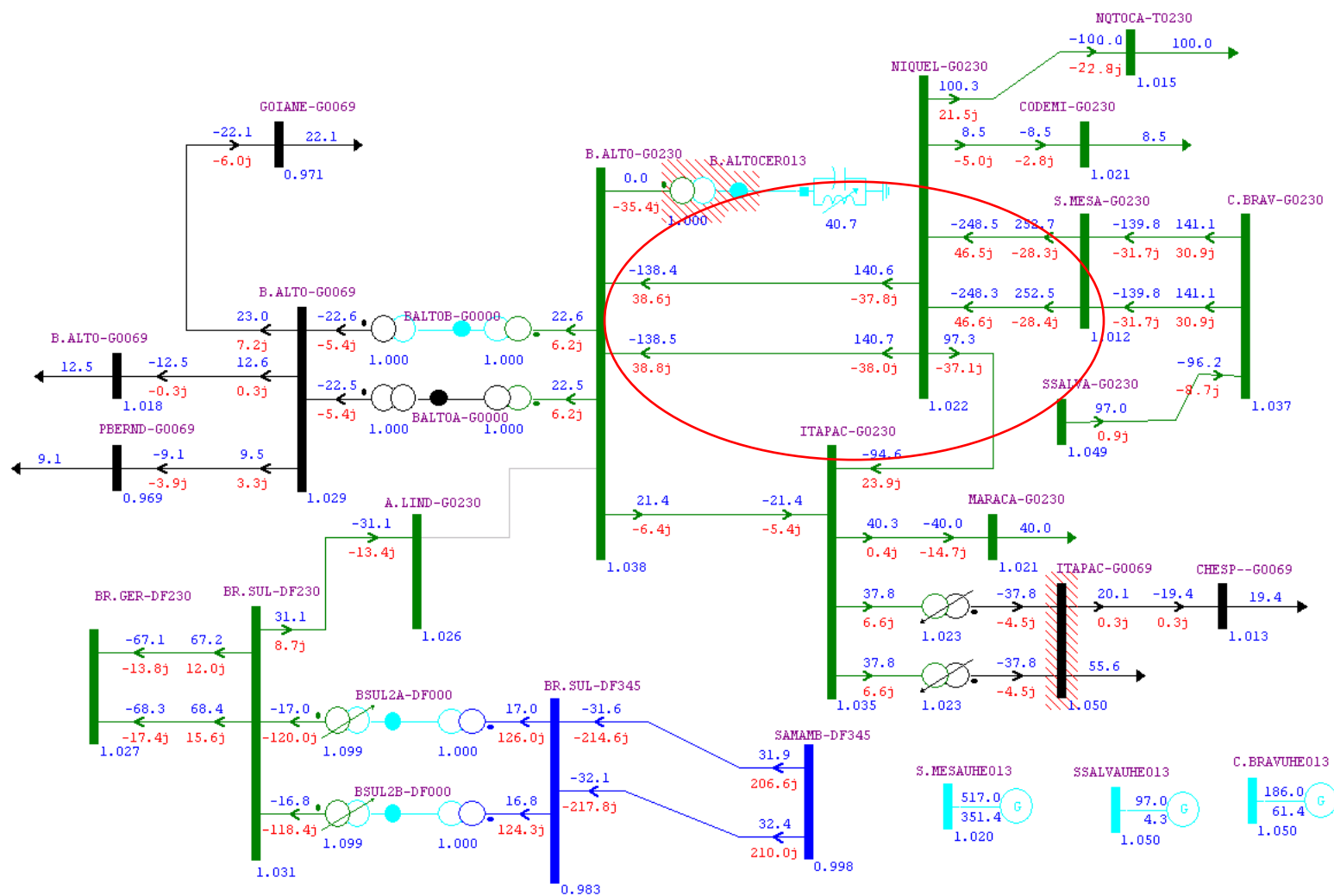
Ano 2012 – Norte Importador – Alternativa 2 – Contingência LT Águas Lindas – Barro Alto230 kV



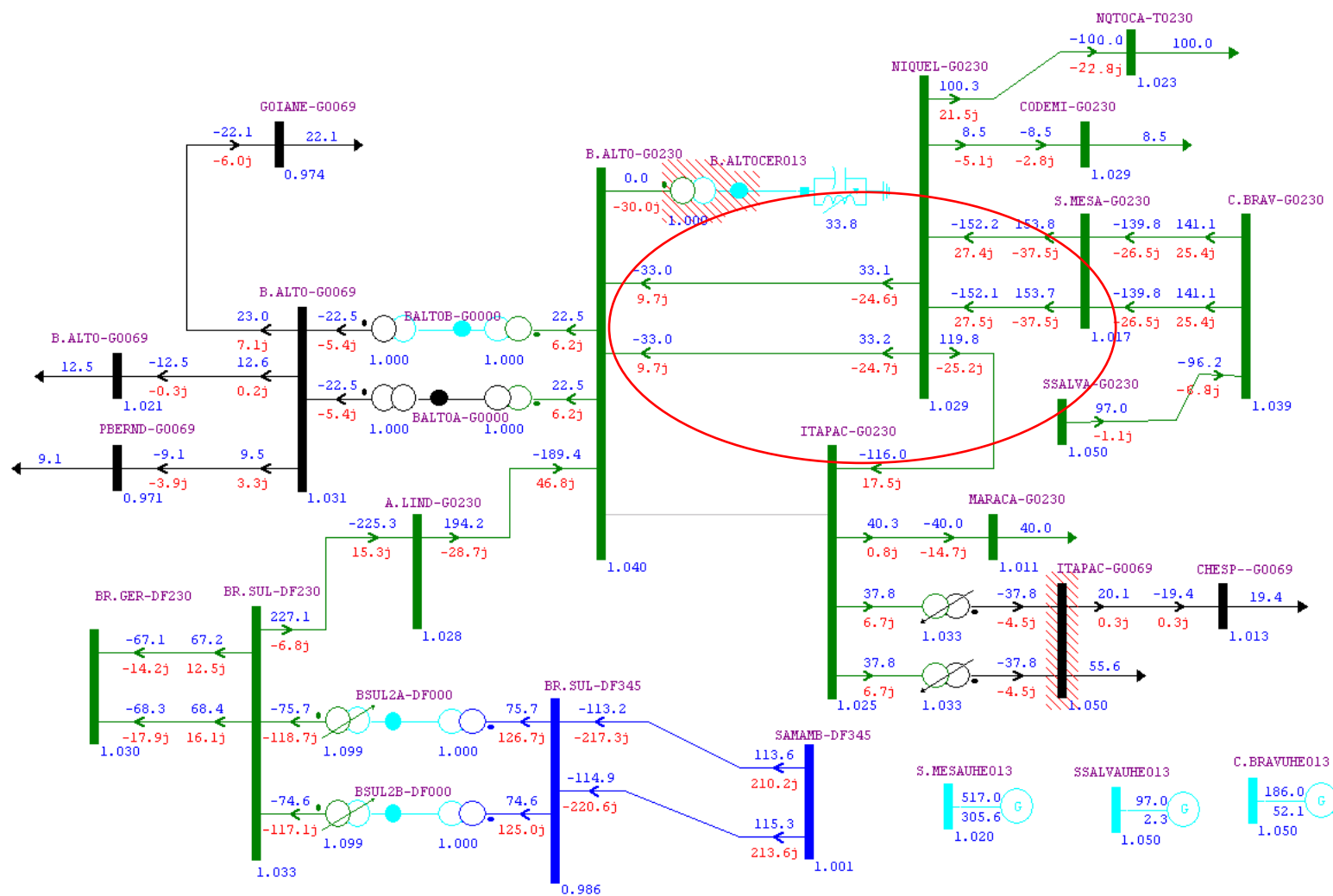
Ano 2012 – Norte Importador – Alternativa 2 – Contingência LT Barro Alto – Itapaci 230 kV



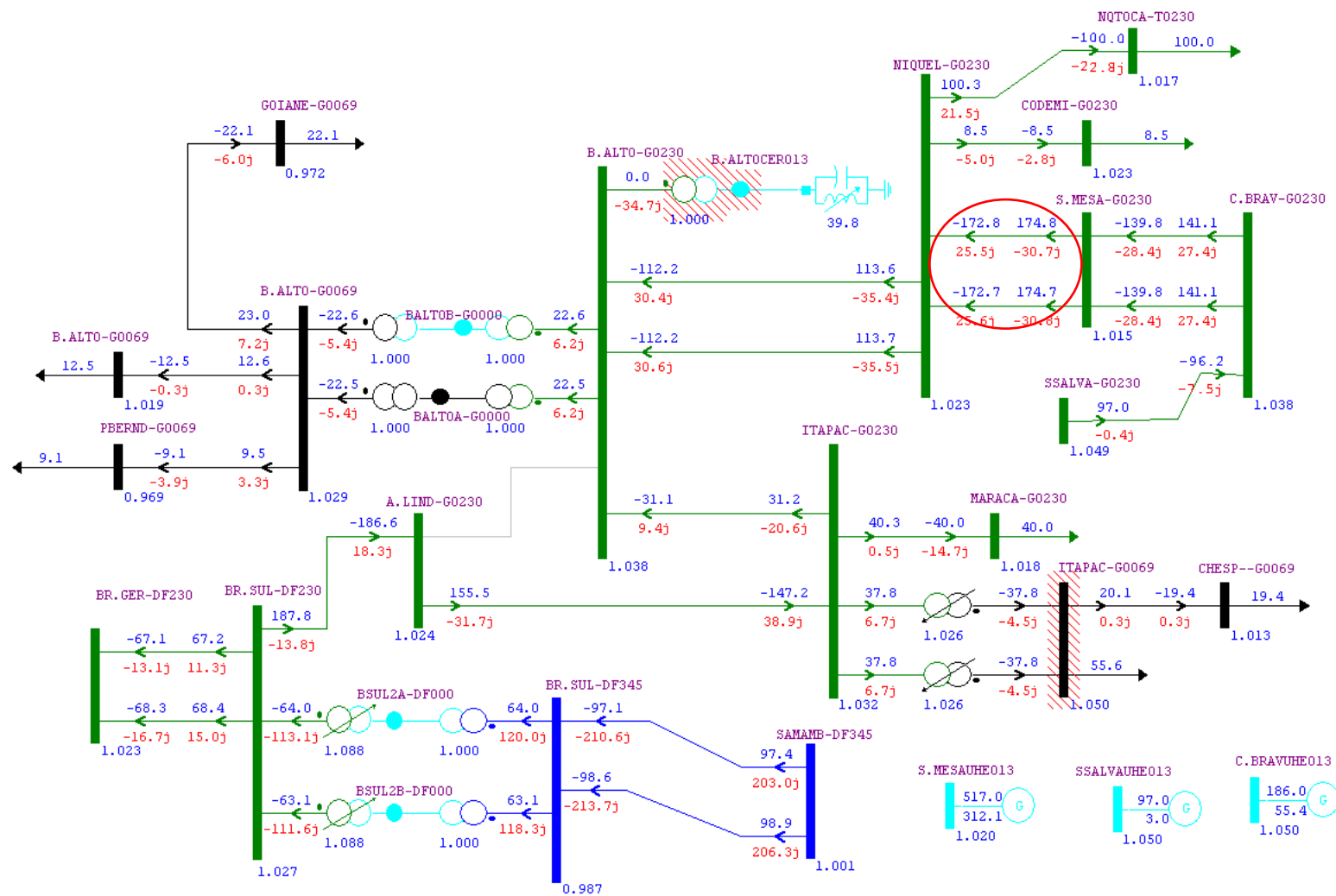
Ano 2012 – Norte Importador – Alternativa 3



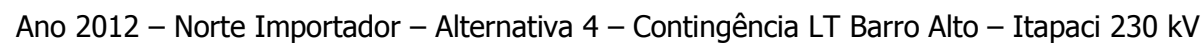
Ano 2012 – Norte Importador – Alternativa 3 – Contingência LT Águas Lindas – Barro Alto230 kV

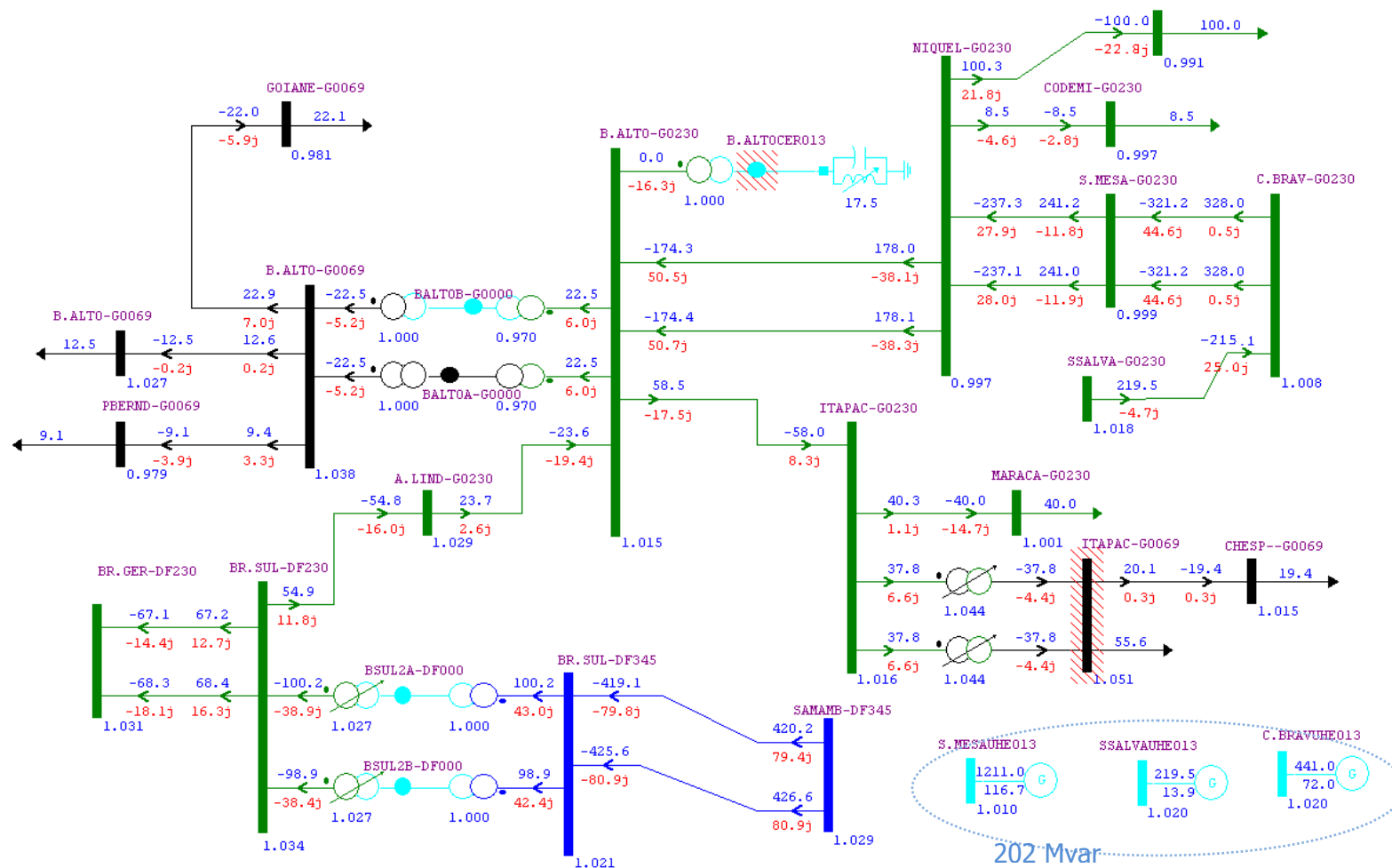


Ano 2012 – Norte Importador – Alternativa 3 – Contingência LT Barro Alto – Itapaci 230 kV

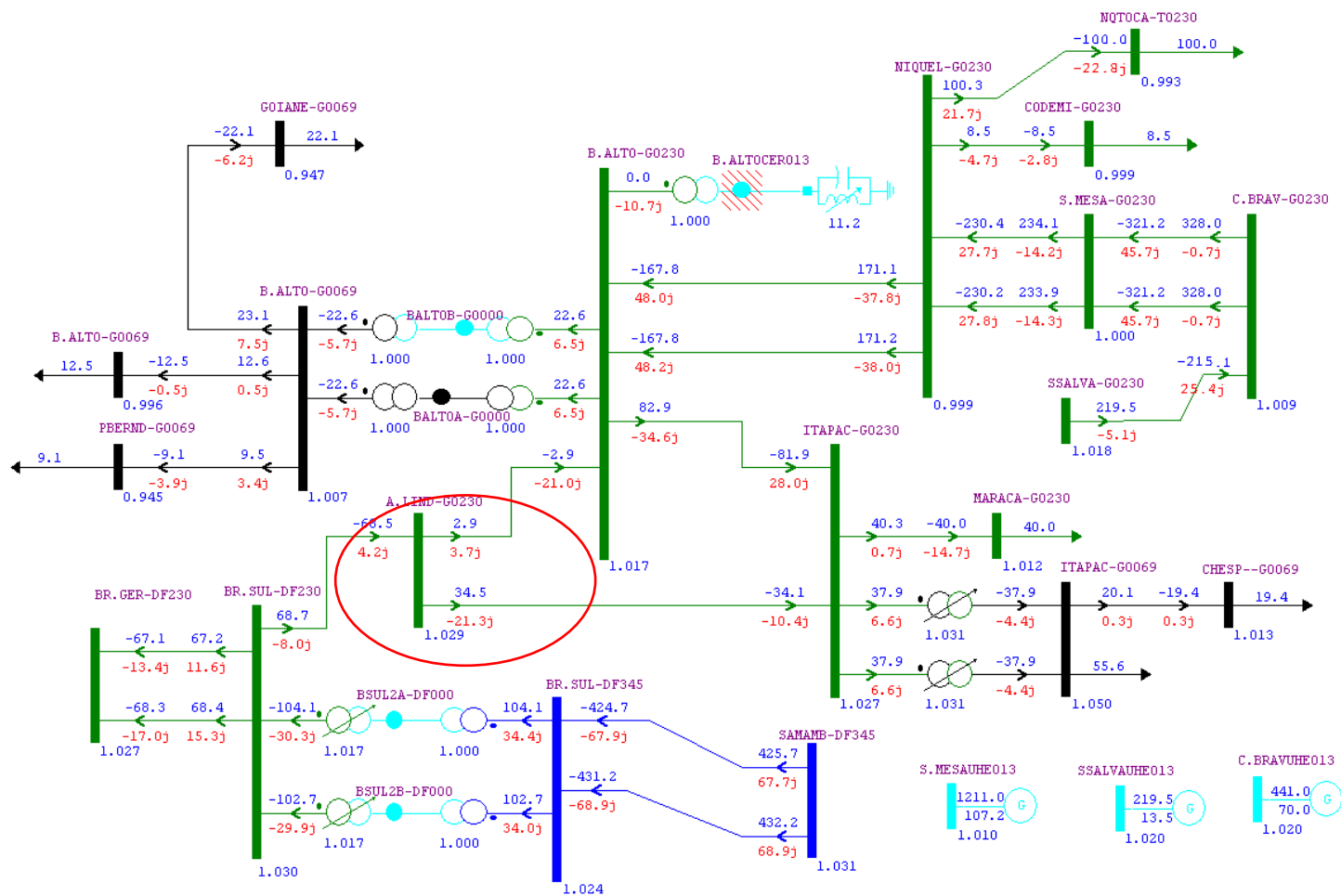


Ano 2012 – Norte Importador – Alternativa 4 – Contingência LT Águas Lindas – Barro Alto230 kV





Ano 2012 – Norte Exportador – Alternativa 2



Ano 2012 – Norte Exportador – Alternativa 4

Anexo 3 – Planilhas detalhadas de custos

Custos detalhados das instalações e equipamentos – referência Eletrobrás 2004

Obras Alternativa 1			kV	Quantidade	MVA	Custo Unitário (milhares R\$)	Ano de Entrada	Custo (milhões R\$)
Linhas de Transmissão								16,3
LT Itapaci	Barro Alto	715.5	138	67,8	146/183	240,1	2013	16,3
Subestações								26,9
SE Itapaci	EL	BPT	138	1		1722,39	2013	1,72
	CT	BPT	138	1		1237,91	2013	1,24
	IB	BPT	138	1		913,56	2013	0,91
	CT	BD	230	1		2747,70	2013	2,75
	Trafo Trifásico		230/138	1	75	2681,36	2013	2,68
	CT	BD	230	1		2747,70	2013	2,75
	BC			1	60	3762,78	2013	3,76
SE Barro Alto	MG	BD	230	5%		11691,54	2013	0,53
	CT	BPT	138	1		1237,91	2013	1,24
	IB	BPT	138	1		913,56	2013	0,91
	EL	BPT	138	1		1722,39	2013	1,72
	CT	BD	230	1		2747,70	2013	2,75
	Trafo Trifásico		230/138	1	150	3906,31	2013	3,91
Total Plano Obras (R\$ milhões)								43,14

Obras Alternativa 2			kV	Quantidade	MVA	Custo Unitário (milhares R\$)	Ano de Entrada	Custo (milhões R\$)
Linhas de Transmissão								17,1
LT Itapaci	Barro Alto	1x636 MCM	230	67,8	247/309	252,8	2013	17,1
Subestações								22,2
SE Itapaci	EL	BD	230	1		3297,41	2013	3,30
	CT	BPT	138	2		1237,91	2013	2,48
	IB	BPT	138	1		913,56	2013	0,91
	CT	BD	230	2		2747,70	2013	5,50
	Trafo Trifásico		230/138	2	75	2681,36	2013	5,36
SE Barro Alto	BC			1	30	1881,39	2013	1,88
	CT	BD	230	1		2747,70	2013	2,75
	EL	BD	230	1		3297,41	2013	3,30
Total Plano de Obras (R\$ milhões)								39,32

Obras Alternativa 3			kV	Quantidade	MVA	Custo Unitário (milhares R\$)	Ano de Entrada	Custo (milhões R\$)
Linhas de Transmissão								35,4
Itapaci	Niquelândia	1x636 MCM	230	140,0	247/309	252,8	2013	35,4
Subestações								22,2
Itapaci	BC			1	30	1881,39	2013	1,88
	CT	BPT	138	2		1237,91	2013	2,48
	IB	BPT	138	1		913,56	2013	0,91
	CT	BD	230	2		2747,70	2013	5,50
	Trafo Trifásico		230/138	2	75	2681,36	2013	5,36
	EL	BD	230	1		3297,41	2013	3,30
	CT	BD	230	1		2747,70	2013	2,75
Niquelândia	EL	BD	230	1		3297,41	2013	3,30
Total Plano de Obras (R\$ milhões)								57,57

Obras Alternativa 4			kV	Quantidade	MVA	Custo Unitário (milhares R\$)	Ano de Entrada	Custo (milhões R\$)
Linhas de Transmissão								46,0
Itapaci	Aguas Lindas	1x636 MCM	230	182,0	247/309	252,8	2013	46,0
Subestações								17,5
Itapaci	CT	BPT	138	2		1237,91	2013	2,48
	IB	BPT	138	1		913,56	2013	0,91
	CT	BD	230	2		2747,70	2013	5,50
	Trafo Trifásico		230/138	2	75	2681,36	2013	5,36
	EL	BD	230	1		3297,41	2013	3,30
Aguas Lindas	EL	BD	230	1		3297,41	2013	3,30
Total Plano de Obras (R\$ milhões)								63,56

Custos detalhados das instalações e equipamentos – sensibilidade custos ANEEL 2010

Obras Alternativa 1			kV	Quantidade	MVA	Custo Unitário (milhares R\$)	Ano de Entrada	Custo (milhões R\$)
Linhas de Transmissão								14,3
LT Itapaci	Barro Alto	715.5	138	67,8	146/183	211,5	2013	14,3
Subestações								26,1
SE Itapaci	EL	BPT	138	1		2160,67	2013	2,16
	CT	BPT	138	1		1496,17	2013	1,50
	IB	BPT	138	1		1156,78	2013	1,16
	CT	BD	230	1		2007,22	2013	2,01
	Trafo Trifásico		230/138	1	75	3271,69	2013	3,27
	CT	BD	230	1		2007,22	2013	2,01
SE Barro Alto	BC			1	60	2222,52	2013	2,22
	MG	BD	230	5%		8541,00	2013	0,38
	CT	BPT	138	1		1496,17	2013	1,50
	IB	BPT	138	1		1156,78	2013	1,16
	EL	BPT	138	1		2160,67	2013	2,16
	CT	BD	230	1		2007,22	2013	2,01
	Trafo Trifásico		230/138	1	150	4538,99	2013	4,54
Total Plano Obras (R\$ milhões)								40,40

Obras Alternativa 2				kV	Quantidade	MVA	Custo Unitário (milhares R\$)	Ano de Entrada	Custo (milhões R\$)
Linhas de Transmissão									17,9
LT Itapaci	Barro Alto	1x636 MCM	230	67,8	247/309	263,8	2013		17,9
Subestações									20,3
SE Itapaci	EL	BD	230	1		2798,69	2013		2,80
	CT	BPT	138	2		1496,17	2013		2,99
	IB	BPT	138	1		1156,78	2013		1,16
	CT	BD	230	2		2007,22	2013		4,01
	Trafo Trifásico		230/138	2	75	3271,69	2013		6,54
SE Barro Alto	BC			1	30	1331,13	2013		1,33
	CT	BD	230	1		1496,17	2013		1,50
	EL	BD	230	1		2798,69	2013		2,80
Total Plano de Obras (R\$ milhões)									38,22