



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/03
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

INTEGRAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO DA REGIÃO CENTRAL DA BAHIA

Marcelo Willian Henriques Szrajbman
EPE

Priscilla de Castro Guarini
EPE

Renato de Noronha Fernandes
EPE

RESUMO

Esse trabalho mostra os resultados do “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”, que apresenta como recomendações principais duas novas subestações 500/230 kV e uma nova rota 500 kV interligando as subestações Gilbués II, Gentio do Ouro II, Ourolândia e Morro do Chapéu II, além de linhas de transmissão em 230 kV que reforçarão o atendimento do estado.

O artigo permitirá obter uma visão global da expansão do sistema elétrico do estado da Bahia com foco na integração das usinas eólicas da região.

PALAVRAS-CHAVE

Transmissão de Energia, Subestações, Potencial Eólico, Leilões de Energia, Planejamento da Expansão

1.0 - INTRODUÇÃO

O crescimento do aproveitamento do potencial de energia eólica, com significativa predominância na região do Nordeste brasileiro, torna necessário o adequado dimensionamento da Rede Básica dessa região a fim de permitir o escoamento da energia das usinas já licitadas e de prover folga ao sistema elétrico de transmissão para conexão de futuros empreendimentos de geração.

Os Leilões de Energia de Reserva - LER 2013 e de Energia Nova A-5 2013 (a), A-3 2013 e A-5 2013 (b), por exemplo, foram responsáveis pela contratação de 7.145,7 MW em potência instalada para o SIN, dentre os quais 4.503,3 MW estão localizados na região Nordeste. Destaca-se que, de acordo com as portarias ministeriais que regem os processos destes leilões, os empreendedores que se consagraram vencedores desses certames deverão realizar a entrega da energia contratada a partir de: 1º de setembro de 2015 para os vencedores no leilão LER 2013; 1º de janeiro de 2016 para os vencedores do leilão A-3 2013; 1º de janeiro de 2018 para os vencedores do leilão A-5 2013 (a); e 1º de maio de 2018 para os vencedores do leilão A-5 2013 (b). Por sua vez, o Leilão A-3 de 2014 foi responsável pela contratação de 503 MW em potência instalada na região Nordeste com data de entrada em operação dos empreendimentos definida para 1º de janeiro de 2017.

Do total de 1.818,4 MW de geração contratada no estado da Bahia por meio dos leilões de energia de 2013, aproximadamente 1.651,6 MW correspondem a empreendimentos de geração eólica. Percebe-se, portanto, que houve um crescimento expressivo na contratação de parques eólicos na Bahia em 2013 e que a tendência é que este aumento de geração eólica continue nos próximos anos devido ao alto potencial ainda não explorado no estado.

Sobre essa questão, cabe destacar que o Governo do Estado da Bahia tomou uma iniciativa importante frente à

perspectiva de existência de um elevado potencial eólico no estado. Com auxílio do Órgão Ambiental do estado, foi realizado um levantamento da quantidade e da localização de empreendimentos eólicos com licenças prévias emitidas ou em análise. O resultado desse levantamento apontou um potencial eólico de aproximadamente 9.000 MW. (vide Figura 1).

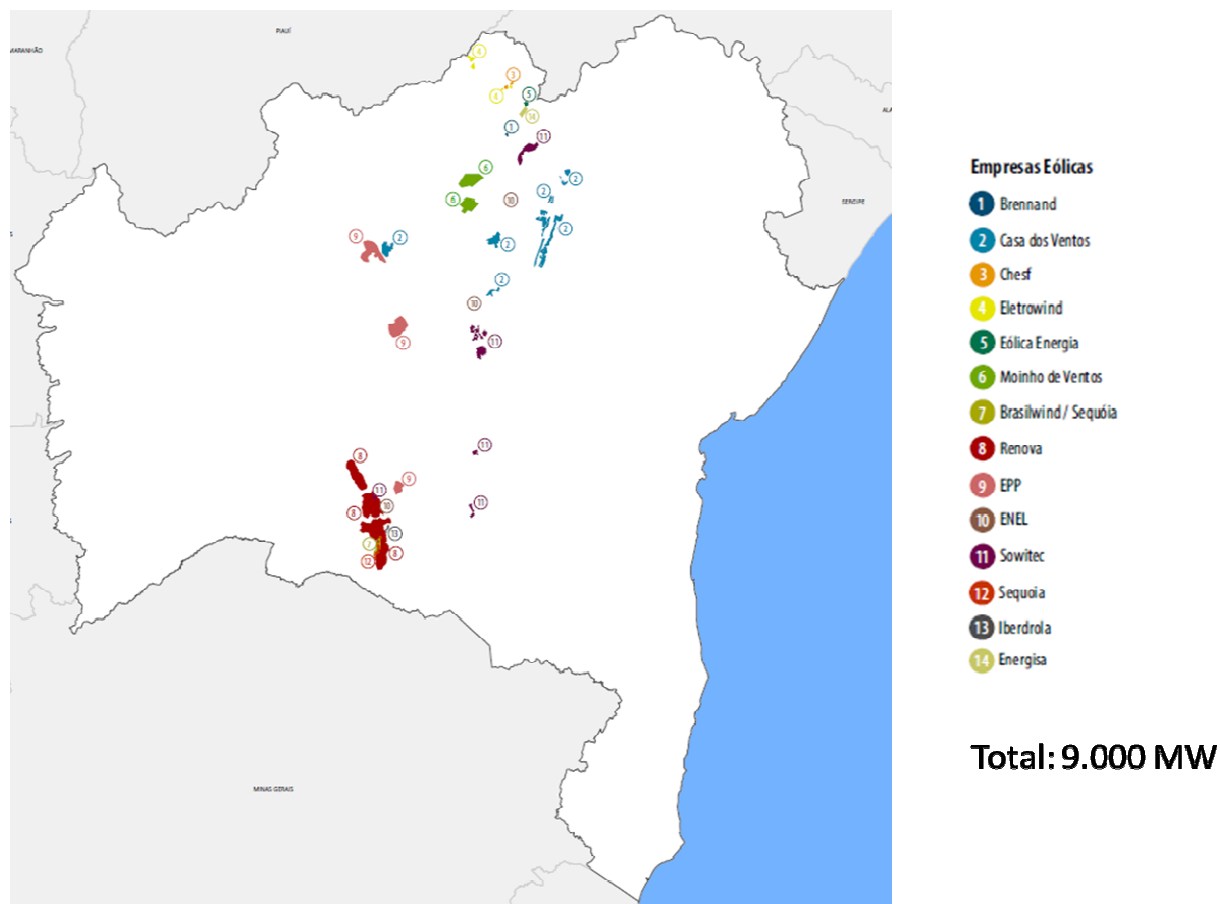


FIGURA 1 – Potencial Eólico da Bahia, conforme documento do Órgão Ambiental da Bahia

Essas informações serviram de subsídio ao “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”, realizado pela EPE, o qual definiu a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica, visando o adequado escoamento dos futuros parques de geração eólica da região. Foram estudadas oito alternativas de expansão da Rede Básica da região central da Bahia, contemplando novas linhas de transmissão em 500 kV e 230 kV.

2.0 - DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

2.1 Critérios Básicos

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001”, Ref. (2), além das premissas que são destacadas a seguir:

- a. Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa.
- b. Atender ao critério “N-1” para elementos da Rede Básica.

2.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2021, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e dados de mercado.

2.3 Limites Operativos

2.3.1. Tensão

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
230 kV	242 kV (1,05 PU)	218 kV (0,95 PU)
500 kV	550 kV (1,10 PU)	475 kV (0,95 PU)

2.3.2. Carregamento

Os limites dos equipamentos de Rede Básica estão de acordo com o CPST. Os transformadores novos consideraram limite de emergência de 120%.

2.3.3. Fator de Potência

O fator de potência a ser respeitado na Rede Básica de Fronteira foi de 0,95.

2.4 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL” de Junho de 2013, Ref. (3) e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2032. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2018 com taxa de retorno de 8% ao ano. Para o cálculo de perdas elétricas simulou-se os patamares de carga pesada e leve. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 108,00 R\$/MWh..

2.5 Cenários de Intercâmbio e Geração

Foram simulados três cenários de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste/Sudeste, de forma a analisar as situações mais críticas para o atendimento à região, a saber:

- Nordeste Máximo Exportador (predominantemente eólico): Este cenário apresenta elevado carregamento das linhas de transmissão da região central da Bahia e perfil de tensão reduzido, principalmente no patamar de Carga Leve. Neste cenário, respeitou-se o limite de exportação máxima da região Nordeste (6200 MW), geração mínima das usinas hidráulicas do rio São Francisco (1300 m³/s) e geração eólica em 100% da capacidade instalada.
- Nordeste Máximo Importador: Este cenário apresenta elevado carregamento das linhas de transmissão da região central da Bahia e tensões reduzidas, principalmente no patamar de Carga Pesada. Neste cenário, respeitou-se o limite de importação máxima da região Nordeste (9200 MW), geração mínima das usinas hidráulicas do rio São Francisco (1300 m³/s) e geração eólica em torno de 20% da capacidade instalada, no patamar de carga pesada, e 10% no patamar de carga leve.
- Nordeste Permanência: Este cenário apresenta baixo carregamento das linhas de transmissão da região central da Bahia e perfil de tensão elevado, principalmente no patamar de carga Leve. Neste cenário, o intercâmbio Norte/Nordeste/Sudeste é reduzido e é verificado se o controle de tensão do sistema proposto está adequado.

2.6 Potencial Eólico Considerado

Além das usinas contratadas nos leilões de energia, considerou-se no ano horizonte, um potencial eólico de 9000 MW na Bahia. Foi considerado, ainda, um escalonamento da entrada em operação desse montante, sendo 30% (2700 MW) em 2018 e 60% (5400 MW) em 2021. É importante notar que neste estudo, não foi avaliada a implantação de 100% (9000 MW) do potencial eólico da Bahia devido à impossibilidade de conexão de todos os empreendimentos de forma simultânea sem que sejam realizadas expansões nas interligações regionais.

Para dimensionamento dos sistemas de transmissão, foi considerado o despacho de 100% da capacidade de geração das usinas eólicas alocadas na região Nordeste.

A partir do mapa eólico apresentado pela Figura 1, estimou-se a distribuição do potencial conforme apresenta a Figura 2. Vale ressaltar que essa distribuição foi adotada como premissa para se avaliar e dimensionar o sistema elétrico proposto, não sendo ela fixa, mas dependente dos resultados dos futuros leilões de energia e também dos empreendimentos que optarem pelo ambiente livre de contratação.

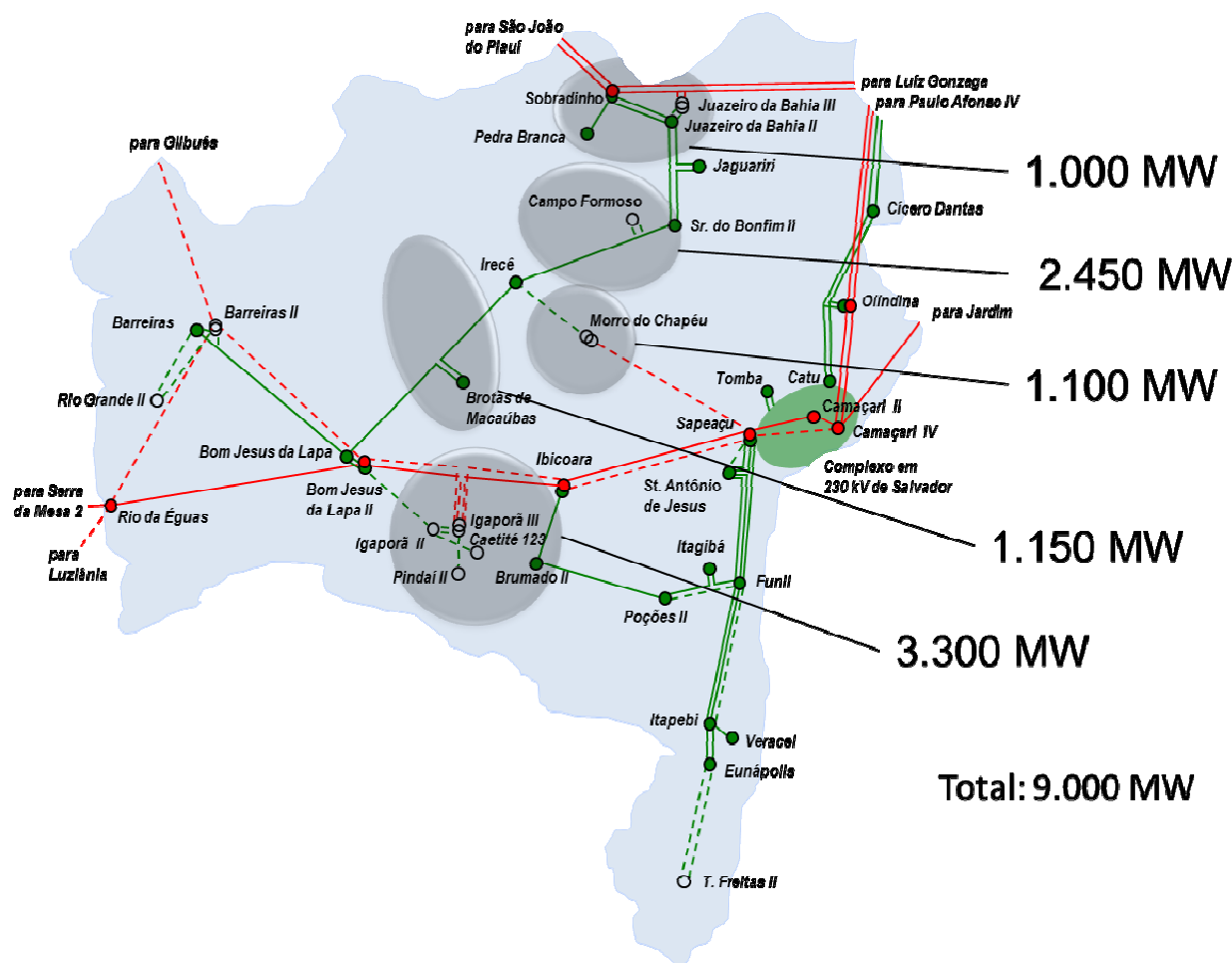


FIGURA 2 – Potencial Eólico da Bahia por Regiões

2.7 Alocação de Novas Subestações

Conforme mapeado na Figura 1 e contabilizado na Figura 2, além dos polos de Igaporã e Sobradinho/Juazeiro, verificam-se outros três grandes núcleos com potencial eólico elevado, na região central da Bahia, que são:

- Região no entorno do município de Morro do Chapéu.
- Região que abrange os municípios de Gentio do Ouro, Xique-Xique, Itaguaçu da Bahia e Brotas de Macaúbas.
- Região que abrange os municípios de Sento Sé, Campo Formoso, Umburanas, Ourorândia, Várzea Nova e Jacobina.

De acordo com essa distribuição geográfica e devido aos elevados montantes de geração envolvidos, considerou-se a implantação de duas novas subestações 500/230 kV na região. A primeira foi alocada no município de Gentio do Ouro e a segunda no município de Ourorândia. (Vide Figura 3).

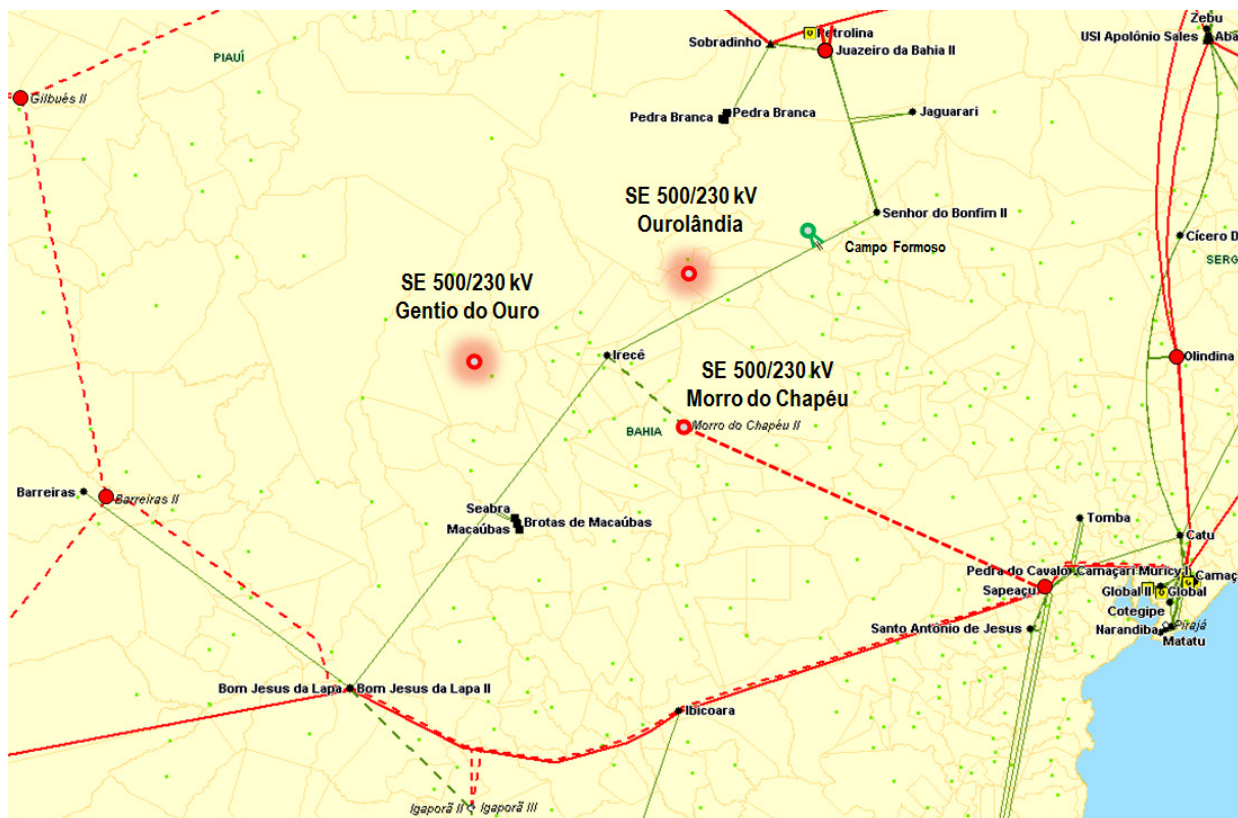


FIGURA 3 – Localização aproximada das SE 500/230 kV Gentio do Ouro II e Orolândia

Esses dois novos pontos de Rede Básica (Gentio do Ouro II e Orolândia) darão condições de conexão a todo o potencial eólico envolvido, sem a necessidade de construção de linhas de transmissão extensas, o que viabilizará a implantação de futuros empreendimentos eólicos e contribuirá para diminuição das perdas elétricas nos sistemas de transmissão que escoam essa energia.

3.0 - DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS VISLUMBRADAS

Todas as oito alternativas vislumbradas apresentam uma nova SE 500/230 kV no município de Orolândia e uma nova SE 500/230 kV no município de Gentio do Ouro. Essas duas novas subestações serão responsáveis pela captação da energia eólica dos parques localizados na região central da Bahia e pela injeção dessa potência no sistema de transmissão planejado em 500 kV. A rede em 230 kV, que é comum a todas as alternativas estudadas, apresenta uma nova LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas e um seccionamento em *loop* da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim no barramento de 230 kV da nova SE Orolândia.

As alternativas 1, 2, 5 e 6 se caracterizam por construir, em 2018, três novas linhas de transmissão no nível de tensão de 500 kV, criando a nova rota SE Barreiras II – SE Gentio do Ouro II – SE Orolândia – SE Morro do Chapéu II. Estas quatro alternativas se diferenciam apenas a partir de 2021. A Alternativa 1 apresenta a expansão do sistema através da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II C1 e a LT 500 kV Orolândia – Juazeiro III C1. Por sua vez, a Alternativa 2 propõe a construção da LT 500 kV Orolândia – Olindina e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV. A Alternativa 5 recomenda a LT 500 kV Orolândia – Juazeiro III C1 e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV. Por fim, a Alternativa 6 apresenta a LT 500 kV Orolândia – Olindina C1 e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV.

As alternativas 3, 4 e 8 se caracterizam por construir, em 2018, três novas linhas de transmissão no nível de tensão de 500 kV, criando a nova rota SE Gilbués II – SE Gentio do Ouro II – SE Orolândia – SE Morro do Chapéu II. Essas três alternativas se diferenciam apenas a partir de 2021. A Alternativa 3 apresenta a expansão do sistema através da LT 500 kV Orolândia – Juazeiro III C1 e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV. A Alternativa 4 propõe a construção da LT 500 kV Orolândia – Olindina C1, e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV. Por fim, a Alternativa 8 apresenta a construção da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II C1 e a LT 500 kV Orolândia – Juazeiro III C1.

A Alternativa 7 propõe a construção, em 2018, de três novas linhas de transmissão em 500 kV, criando a nova rota SE Juazeiro III – SE Orolândia – SE Gentio do Ouro II – SE Morro do Chapéu II. Em 2021, apresenta a

construção da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II C1, além de compensação série em linhas de transmissão de 500 kV.

4.0 - COMPARAÇÃO ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013”, Ref.(3).

Os investimentos previstos ao longo do tempo foram referidos ao ano 2018 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte.

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas, foram estimados considerando: patamar de carga pesada e leve; custo de perdas 108,00 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2018.

A Tabela 2 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 2 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R\$ x 1000)

Comparação Econômica (R\$x1000)					
Alternativas	Investimento	Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	1.185.649	61.081	1.246.730	100,0%	1ª
Alternativa 2	1.196.590	98.386	1.294.976	103,9%	5ª
Alternativa 3	1.174.954	119.516	1.294.470	103,8%	4ª
Alternativa 4	1.234.507	61.398	1.295.905	103,9%	6ª
Alternativa 5	1.132.460	139.941	1.272.400	102,1%	3ª
Alternativa 6	1.221.482	75.277	1.296.759	104,0%	7ª
Alternativa 7	1.131.865	218.936	1.350.801	108,3%	8ª
Alternativa 8	1.199.503	53.489	1.252.993	100,5%	2ª

5.0 - ESCOLHA DA ALTERNATIVA RECOMENDADA

As avaliações efetuadas, observando-se o critério de mínimo custo global, apresentam as alternativas 1 e 8 como as duas mais econômicas, com uma diferença percentual de custos globais em torno de 0,5%, caracterizando, portanto, empate técnico.

As alternativas 1 e 8 são bastante semelhantes, pois a única diferença entre elas é a inversão das datas de entrada em operação de duas linhas em 500 kV: Na Alternativa 1, a LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II é recomendada para 2018 e a LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II para 2021, enquanto na Alternativa 8 há uma inversão nas datas de recomendação.

As alternativas 1 e 8 quando comparadas às outras 6, além de apresentarem o menor custo global, possuem a vantagem de implantar uma linha de transmissão em 500 kV a mais, o que propicia um melhor escoamento do fluxo de potência, menores perdas elétricas e maior confiabilidade para o sistema de transmissão. Além disso, estas duas alternativas dispensam a utilização de bancos de capacitores série, utilizados nas alternativas 2 a 7 para otimizar a distribuição dos fluxos de potência e suportar as contingências mais severas.

Na comparação das alternativas 1 e 8, visualiza-se uma vantagem importante uma vantagem importante para a Alternativa 8 devido ao cronograma de implantação das obras recomendadas. A LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, recomendada em 2018 pela Alternativa 8, se mostra mais eficaz do que a LT 500 kV Barreiras – Gentio do Ouro II em cenários nos quais as usinas da região Norte estão no período de alta hidraulicidade e esta região está na condição de exportação elevada de energia para as regiões Nordeste e Sudeste. A avaliação da expansão das interligações Norte/Nordeste/Sudeste ainda está sob avaliação da EPE, contudo, a Alternativa 8, por considerar a implantação da A LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II já em 2018, é a que melhor se adequa às futuras expansões da rede de transmissão que visam o aumento do intercâmbio energético entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste,

Por fim, a Alternativa 8, além de propor obras que possibilitarão o escoamento do potencial eólico na região central da Bahia, ainda possui o benefício adicional de recomendar a implantação de linhas de transmissão 500 kV em uma rota paralela ao sistema de interligação Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste, no estado da Bahia, trazendo maior confiabilidade, melhor perfil de tensão e maior capacidade de transmissão em cenários de elevada

exportação e importação de energia para a região Nordeste.

A Figura 4 a seguir apresenta um diagrama esquemático da Alternativa 8 recomendada.

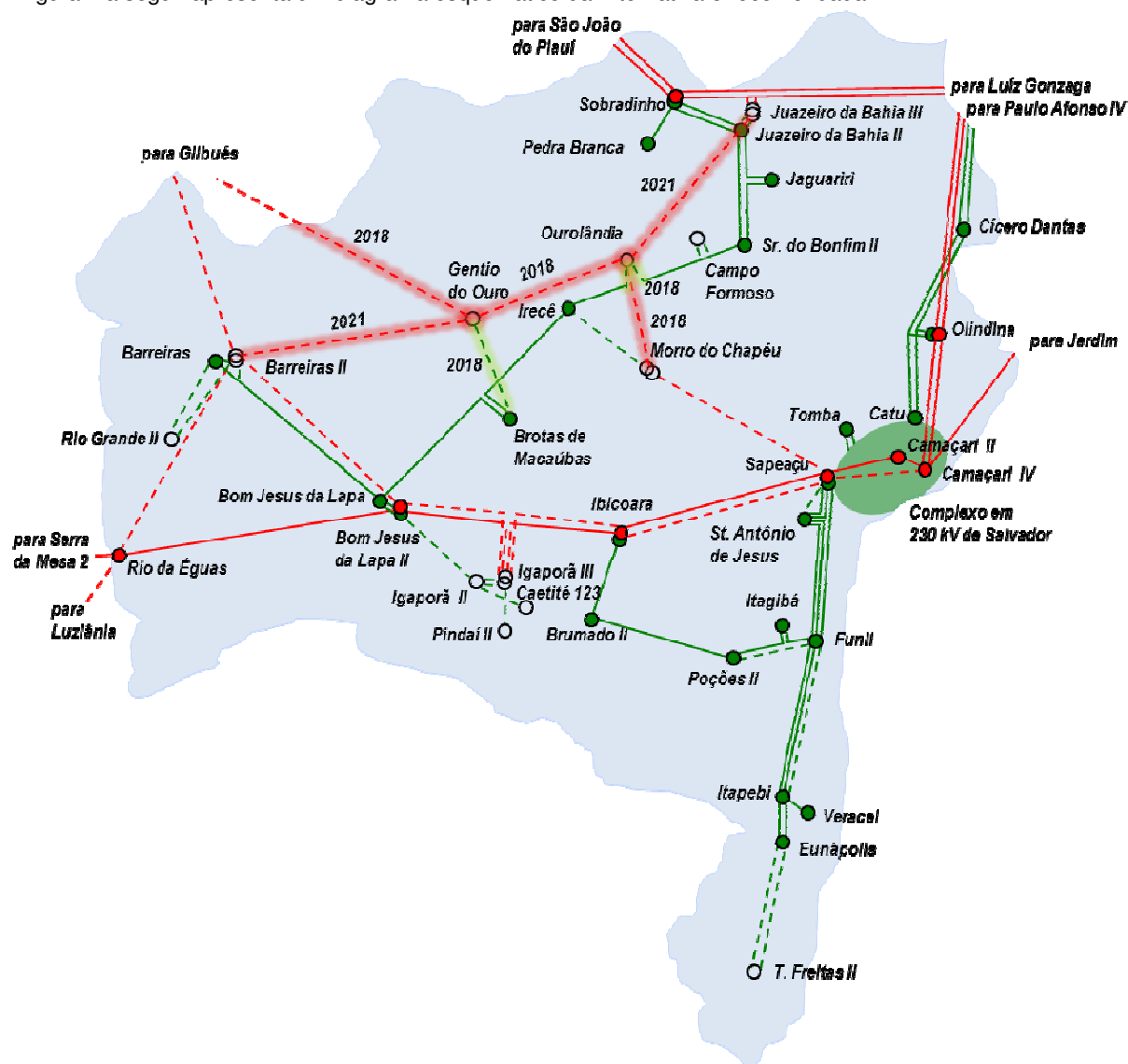


FIGURA 4 – Diagrama Esquemática da Alternativa 8

6.0 - CONCLUSÃO

Foram estudadas oito alternativas de expansão da Rede Básica da região central da Bahia, com novas linhas de transmissão em 500 kV e 230 kV. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para esse estudo.

Todas as alternativas vislumbradas apresentam uma nova SE 500/230 kV no município de Ourorândia e uma nova SE 500/230 kV no município de Gentio do Ouro. Essas duas novas subestações serão responsáveis pela captação da energia eólica dos parques localizados na região central da Bahia e injeção no sistema de transmissão planejado em 500 kV. A rede em 230 kV, que é comum a todas as alternativas estudadas, apresenta uma nova LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas e um seccionamento em *loop* da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim no barramento de 230 kV da nova SE Ourorândia.

A Alternativas 8, recomendada pelo estudo, se caracteriza por construir em 2018 três novas linhas de transmissão em 500 kV, criando a nova rota SE Gilbués II – SE Gentio do Ouro II – SE Ourorândia – SE Morro do Chapéu II. Em 2021, ela apresenta ainda a construção da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II C1 e a LT 500 kV Ourorândia – Juazeiro III C1.

As obras recomendadas são imprescindíveis para que possa ser realizado o escoamento da geração eólica proveniente dos empreendimentos localizados na região central da Bahia.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”, EPE-DEE-RE-160/2013-rev0 – Dezembro de 2013.
- (2) “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - Janeiro/2001
- (3) “Base de Referência de Preços ANEEL” – Junho/2013