



GAT-011

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO IV
GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

UMA ABORDAGEM AC/DC PARA DETERMINAÇÃO DE PONTOS CRÍTICOS E ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DE UMA REDE DE TRANSMISSÃO, BASEADA EM COLAPSO DE TENSÃO E HEURÍSTICAS MATEMÁTICAS.

Jurandir de Almeida Cavalcanti

Marcelo J. A. Maia

CHESF

RESUMO

O objetivo deste trabalho é apresentar uma abordagem metodológica que contempla aspectos associados a colapso de tensão e algoritmos de expansão tipo Mínimo Esforço - MESF e Mínimo Corte de Carga - MMCC, para determinação de pontos críticos de uma rede de transmissão e, posterior, seleção de reforços para expansão da mesma. Portanto, a abordagem contempla aspectos associados a algoritmos de expansão no domínio fluxo de potência AC e DC, considerando também a influência do modelo de carga e cenários de geração. Tal metodologia foi validada com aplicações na rede de transmissão do sistema Nordeste.

PALAVRAS CHAVE

Metodologia AC/DC. Colapso de tensão. Heurísticas matemáticas. Estabilidade de tensão.

1.0 METODOLOGIA "AC" PARA EXPANSÃO DE REDE DE TRANSMISSÃO

Entende-se como margem de estabilidade de tensão o estoque de reativo das barras de uma rede elétrica, considerando como tensão operativa o mínimo valor aceitável, segundo critério de planejamento da expansão da transmissão do CTET/CCPE¹, vide ilustração na FIGURA 1.

¹ CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos.
CTET – Comitê Técnico para Expansão da Transmissão.

A determinação dos pontos críticos da rede de transmissão é feita a partir do traçado das curvas $Q \times V$ (obtenção da margem de estabilidade de tensão) para as diversas barras da rede por nível de tensão. Os barramentos com margens inferiores a, por exemplo, 10 MVar para a tensão de 69 kV, 50 MVar para 230 kV, 200 MVar para 500 kV, devem ser identificados e relacionados à parte.

Como rede mínima para uma operação elétrica, considera-se aquela que apresenta margens de estabilidade de tensão próximas dos patamares críticos definidos anteriormente.

Se o sistema não apresentar ponto de operação viável, isto é, margem de estabilidade de tensão positiva – déficit de reativo –, deve-se utilizar um algoritmo de fluxo de potência ótimo, com aplicação de critério de mínima alocação de reativo, para determinação de tais barras e a quantidade do reativo necessário para manter a tensão em níveis mínimos.

Para as situações anteriores, deve-se propor alternativas de ampliação da rede de transmissão, tais como novas linhas de transmissão, transformadores, aplicação de compensadores estáticos ou síncronos, capacitores série, bancos de capacitores fixos, etc.

Se a expansão for muito complexa, isto é, inúmeras são as possibilidades de solução do problema – utilizar o algoritmo DC para formulação das alternativas. Caso contrário, deve-se visualizar sem a utilização de heurísticas matemáticas, alternativas baseadas nas concentrações de carga/geração – bolotários –, experiência do planejador, etc.

Essa última opção é a mais aderente à proposta metodológica desse item, isto é, só existe vantagem de aplicação dessa filosofia para problemas de baixa complexidade.

A robustez de uma rede elétrica é definida como sendo a máxima carga incremental que a mesma pode atender para atingir os níveis mínimos de tensão aceitos, vide ilustração na FIGURA 2. Para tal, se faz necessário traçar as curvas $V \times P$ das barras na redondeza da regiões críticas identificada na referida rede.

Após a proposição das alternativas referenciadas anteriormente, deve-se avaliar a robustez da rede com o objetivo de quantificar a autonomia das mesmas. Esse aspecto é um indicador muito importante para diferenciação técnica das alternativas. Ou seja, a comparação econômica só deve ser feita, quando as alternativas se apresentarem com robustez semelhantes.

Essa metodologia apresenta um alto grau de precisão na comparação técnica das alternativas selecionadas para expansão da rede. Entretanto, tem como ponto negativo a não garantia de otimalidade na seleção das obras na formação das alternativas, isto é, foram comparadas as melhores alternativas? Para entender melhor essa afirmativa, apresenta-se no item metodologia de expansão DC o algoritmo da Busca Tabu.

2.0 METODOLOGIA “DC” PARA EXPANSÃO DE REDE DE TRANSMISSÃO

Os principais passos associados a aplicação de algoritmos DC para expansão de redes de transmissão estão explicitados a seguir:

Primeiro passo: cálculo das violações da rede no ano horizonte. Por violação se entende o somatório de todos os carregamentos de rede que excedem as capacidades de seus elementos, tipo transformadores ou linhas de transmissão;

Segundo passo: relacionar, em ordem decrescente, as melhores obras candidatas, utilizando o critério de Mínimo Esforço-MESF (medido pela divisão entre as aberturas angulares entre dois pontos quaisquer da rede, e a reatância do circuito a eles conectado).

Obras candidatas são todas as ligações de rede existentes, acrescidas das novas ligações visualizadas pelo analista;

Terceiro passo: reordenação das obras pelo índice de sensibilidade benefício/custo. O benefício está

associado a redução da violação observada na rede após a implementação da obra (referido em custos anuais), dividido pelo custo de investimento das obras acrescidas dos custos das perdas do sistema, analisados;

Quarto passo: adição da primeira obra que representa a melhor alternativa na ordenação feita a partir do índice de sensibilidade benefício/custo;

Quinto passo: repete-se o ciclo do primeiro ao quarto passo até um critério de parada do algoritmo, baseado em aspectos econômicos [1].

Sexto passo : Utilizando os conceitos de intensificação e diversificação do método Busca Tabu, vide FIGURA 3, procede-se a busca do mínimo global. Esta filosofia permite a otimização e geração de alternativas diferentes.

Sétimo passo: faz-se a alocação da obra no tempo utilizando o conceito backward, isto é, as obras do ano horizonte são antecipadas para atendimento ao mercado nos anos intermediários – evolução das alternativas.

3.0 UMA APLICAÇÃO NA REDE NORDESTE

No estudo da referência [1] foi utilizada a metodologia DC para expansão da rede de transmissão da área leste do sistema Nordeste. Neste trabalho será apresentada uma aplicação da metodologia AC, também na região Nordeste, áreas oeste e norte.

A situação utilizada para validar a metodologia AC proposta nesse documento, foi o planejamento do atendimento as cargas do estados do Piauí e Ceará, no eixo em 230 kV entre as subestações de Teresina e Fortaleza [2].

3.1 Introdução

Os sistemas elétricos das áreas norte (estado do Ceará) e oeste (estado do Piauí) da região Nordeste, atualmente, estão interligados através de uma linha de 500 kV e uma de 230 kV, conectando as subestações de Teresina e Fortaleza.

Os estudos de planejamento anteriores consideraram a presença de uma usina térmica de 250 MW na região de Pecém no Ceará, com previsão de entrada em operação no ano 2000 e que, atualmente, está programada para 2002. Este adiamento ocasionará mudanças no atendimento às cargas das áreas referenciadas.

Outro aspecto que afetará as condições de atendimento às cargas do eixo Teresina-Fortaleza, é a recomendação feita pelo estudo da referência [3] - de operar o elo em 230 kV aberto entre as subestações de Piripiri e Sobral, após o comissionamento da interligação Sudeste-Nordeste² e Norte-Sul II³, atualmente previstas para entrarem em operação em dezembro de 2002.

Tais interligações irão proporcionar a importação pela região Nordeste de grandes blocos de energia das regiões Norte e Sudeste do Brasil. A abertura do elo de 230 kV foi necessária para evitar colapso de tensão generalizado nos sistemas elétricos dos estados do Piauí e Ceará, quando de contingências na malha de 500 kV entre as subestações de Teresina e Fortaleza.

Nessas condições, o suprimento às cargas de Sobral e Cauípe será bastante deteriorado, caracterizando a necessidade de reforços no sistema de forma a propiciar um atendimento adequado a essas cargas.

Um outro aspecto importante é que a COELCE, empresa distribuidora de energia do estado de Ceará, tem manifestado que o seu sistema de subtransmissão do regional de Sobral vem apresentando grandes oscilações de tensão, o que está provocando a saída de consumidores.

O estudo da referência [4], feito pelo ONS – agente Operador Nacional do Sistema – faz citações de que as condições de atendimento aos estados supracitados, em regime permanente, serão satisfatórias no horizonte abril de 2002. Já a emergência de linhas de transmissão mais severa é a perda do suprimento à subestação de Sobral, que provocará corte de carga de até 76 MW em Sobral.

Em função destes aspectos, constata-se a necessidade de rever as condições de atendimento às cargas localizadas no eixo em 230 kV entre as subestações de Teresina e Fortaleza.

3.2 Objetivo

O objetivo deste análise é apresentar alternativas para suprimento às cargas do eixo de 230 kV entre Teresina e Fortaleza, com horizonte de dez anos, considerando a

² A interligação Sudeste-Nordeste interligará na tensão de 500 kV as subestações de Serra de Mesa e Gov. Mangabeira dos sistemas de Furnas e da Chesf, respectivamente.

³ A interligação Norte-Sul II será um segundo circuito que interligará na tensão de 500 kV as subestações de Serra de Mesa e Imperatriz dos sistemas de Furnas e da Eletronorte, respectivamente.

influência de um parque térmico na região de Pecém – futuro terminal portuário de Fortaleza – e a importação pela região Nordeste de grandes blocos de energia das regiões Norte e Sudeste do Brasil.

3.3 Conclusão

As obras relacionadas na TABELA 1 são necessárias em 2002 e 2007, para atendimento ao mercado de eixo em 230 kV Teresina-Fortaleza e representam a alternativa técnica e econômica mais atrativa.

3.4 Análise

Nas análises apresentadas a seguir serão destacados aspectos associados a condições de atendimento, perdas e robustez das alternativas – maior mercado incremental que as alternativas estudadas podem atender, observando o critério de tensão mínima. O caso base de referência desse estudo foi o ano 2004, condição de carga pesada.

Nos estudos da referência [3] foi demonstrada a necessidade de abertura do elo em 230 kV Teresina-Fortaleza, no trecho entre Piripiri e Sobral, lado de Sobral. Após o comissionamento da interligação Sudeste-Nordeste e Norte-Sul II, atualmente previstas para entrarem em operação em dezembro de 2002.

Tais interligações irão proporcionar a importação pela região Nordeste de grandes blocos de energia das regiões Norte e Sudeste do Brasil. A abertura referida foi necessária para evitar colapso de tensão generalizado nos sistemas elétricos dos estados do Piauí e Ceará, quando de contingências na malha de 500 kV entre as subestações de Teresina e Fortaleza.

Nessas condições, o suprimento as cargas de Sobral – da ordem de 197.2 MW – e Cauípe – da ordem de 80.1 MW – será bastante deteriorado em regime permanente, apresentando um déficit de 80 MVAR para manter no barramento de 230 kV de Sobral a tensão mínima de 0.95 pu.

Outro aspecto importante é que o ponto de operação viável ocorrerá na tensão de 0.78 pu, um valor bastante desconfortável numa fase de planejamento e observa-se um carregamento da linha em 230 kV Fortaleza-Cauípe da ordem de 265 MVA, para um limite de 221 MVA. As perdas dessa alternativa na área norte da CHESF atingem valores da ordem de 59 MW.

O atendimento as cargas de Piripiri – da ordem de 77.5 MW – nesta situação se apresenta de modo bastante distinto, apesar de ter uma margem de regulação pequena, da ordem de 27 MVAR. Apesar

dessa pequena margem de regulação de tensão, a sensibilidade dV/dQ é pequena. Isto proporciona um atendimento a uma carga incremental da área oeste da CHESF da ordem de 23.4 %.

3.4.1 Implantação de um autotransformador em Sobral

Para melhorar as condições de regulação de tensão referenciada anteriormente, sugere-se nessa alternativa a implantação de um autotransformador de 500/230/13.8 kV – 600 MVar em Sobral. As perdas dessa alternativa na área norte da região Nordeste são de 37 MW, proporcionando uma redução de 22 MW em relação ao caso base.

Essa alternativa proporciona condições de atendimento bem melhores, apresentando uma margem para regulação de tensão de 135 MVar para atingir a tensão de 0.95 pu no barramento de Cauípe. Enquanto que a margem de regulação de Sobral passa de um déficit de 80 MVar para um superávit de 190 MVar, vide FIGURA 1.

Considerando o aspecto de robustez da alternativa, pode-se dizer que é possível atender a um crescimento linear da carga da área norte da região Nordeste da ordem de 22 %, para consumir as margens de regulação do sistema nessa região e atingir no barramento de Cauípe 230 kV a tensão de 0.95 pu, vide FIGURA 2. Para atender o mercado previsto para o ano horizonte se faz necessário implantar um BC de 50 MVar em Sobral, no nível de tensão de 230 kV ou 69 kV.

A pior emergência para essa alternativa é a perda da circuito em 500 kV Sobral-Fortaleza. Nessa situação o carregamento da linha em 230 kV Sobral-Cauípe é de 246 MVA, para um limite permitido de 221 MVA. Para tal se faz necessário recapacitar essa linha para atingir uma capacidade da ordem de 250 MVA.

Tal custo será usada na comparação econômica como algo em torno de 40 % do valor de implantação de uma linha nova, com igual quilometragem e mesmo cabo.

3.4.2 Implantação de um compensador estático em Sobral

Nessa alternativa foi utilizado um compensador estático em Sobral com nominal de 115 MVar, valor esse escolhido para proporcionar a mesma tensão em regime permanente nesse barramento, que aquela obtida na alternativa anterior.

Nessa alternativa para atingir a tensão de 1.015 pu, como a margem do caso base para uma tensão de

0.95 pu era negativa de 80 MVar, o compensador já se apresenta gerando 110 MVar em regime.

Outro aspecto importante a ser observado é o carregamento do circuito em 230 kV Fortaleza-Cauípe, que atingiu valores da ordem de 300 MVA, para um limite de 221 MVA. As perdas dessa alternativa na área norte da CHESF são de 65 MW, que representa um acréscimo em relação ao caso base de 6 MW, devido a modelagem de carga, corrente constante para a parte ativa.

Nessa alternativa só é possível atender a um crescimento linear da carga da área Norte da região Nordeste da ordem de 9.5 %, para consumir as margens de regulação do sistema nessa região e atingir no barramento de Sobral 230 kV a tensão de 0.95 pu, vide FIGURA 2.

Nessa alternativa, também, terá que ser recapitado o trecho em 230 kV Fortaleza-Cauípe, pois nessa situação o limite do mesmo será superado. A filosofia de tal custeamento será idêntica àquela sugerida na alternativa do autotransformador.

Essa alternativa não apresenta a mesma confiabilidade de atendimento ao mercado da Sobral e Cauípe, que a anterior, pois o sistema não suporta contingência simples de circuitos, por se tratar de um ramal radial com ligação singela. Para tal teria que ser duplicado todo o trecho em 230 kV entre as subestações de Fortaleza, Cauípe e Sobral; cujo custo será computado nessa alternativa. Com esses reforços as perdas dessa alternativa são reduzidas para 52 MW.

3.4.3 Duplicação dos circuitos do trecho Fortaleza-Cauípe-Sobral

Para restabelecermos a mesma tensão no barramento de 230 kV de Sobral obtido nas alternativas anteriores, se faz necessário nessa alternativa, além da duplicação dos circuitos em 230 kV Fortaleza-Cauípe e Cauípe-Sobral e instalação de um banco de capacitores de 50 MVar no barramento de 230 kV de Sobral.

Nessa situação as condições de atendimento são satisfatórias, porém a margem para regulação de tensão é de apenas 45 MVar para atingir a tensão de 0.95 pu no barramento de Sobral, vide FIGURA 1. As perdas dessa alternativa na área norte da região Nordeste são de 52 MW, que representam em relação ao caso base uma redução de 7 MW.

Nessa alternativa só é possível atender a um crescimento linear da carga da área norte da CHESF da ordem de 12 %, para consumir as margens de regulação do sistema nessa região e atingir no barramento de Sobral 230 kV a tensão de 0.95 pu, vide FIGURA 2.

Considerando a emergência do circuito em 230 kV Fortaleza-Cauípe, observa-se um carregamento no circuito remanescente da ordem de 286 MVA, que supera o limite permitido de 221 MVA. A solução seria recapacitar o circuito existente para 300 MVA e implantar um novo com tal capacidade. Tal aspecto será considerado nos custos no processo de avaliação econômica.

A outra emergência, do circuito em 230 kV Cauípe-Sobral, não apresenta problema de limite de

carregamento no circuito remanescente. A violação de tensão observada, pode ser eliminada através da mudança do ponto de operação do compensador estático de Fortaleza, em regime permanente.

4.0 CONCLUSÃO GERAL

A metodologia DC deve ser aplicada para expansões mais complexas e tem a potencialidade de poder contemplar cenários de incertezas de fontes de geração. Enquanto que, a metodologia AC é mais adequada quanto se trata de expansões mais simples e representa um bom algoritmo para a identificação de pontos críticos de um sistema de transmissão, redes mínimas e a sua robustez.

5.0 REFERÊNCIAS

- [1] Análise de Viabilidade Técnico e Econômica das LT em 500 kV Xingó-Angelim, Angelim-C. Grande e transformação 500/230/13.8 kV em Angelim, março/2001.
- [2] Estudo de Suprimento às Cargas do eixo em 230 kV Teresina-Sobral-Fortaleza – NT 02-02-02/2001, março de 2001.
- [3] Definição dos Reforços e da Compensação Reativa para a Operação do Terceiro Circuito Tucuruí-Presidente Dutra e das Interligações Norte-Sul II e Sudeste-Nordeste – CCPE, fevereiro/2001.
- [4] Estudo de Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado – Regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Regiões Norte e Nordeste – Relatório ONS – 3/10/2000 – janeiro de 2001.

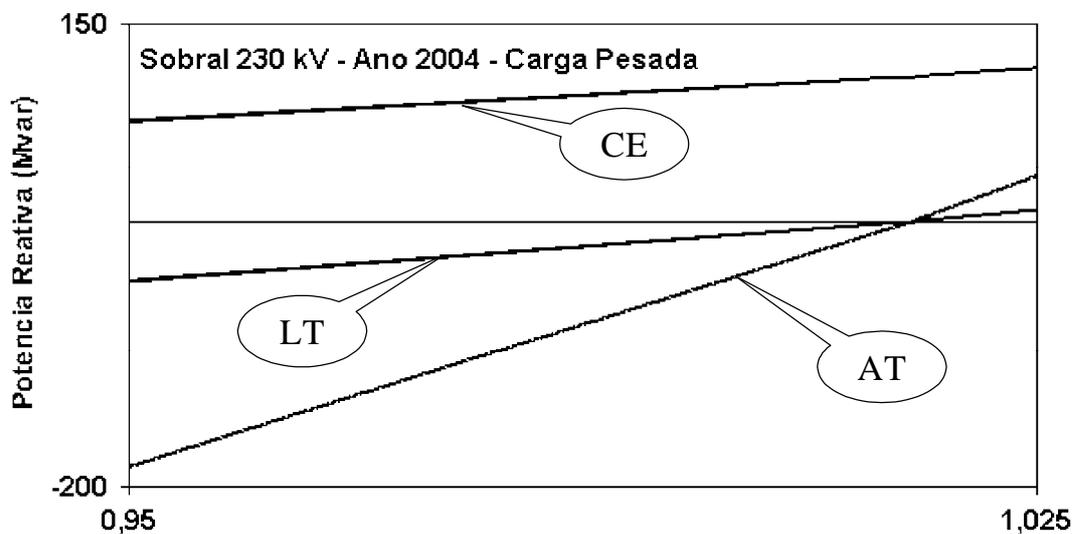


FIGURA 1: Tensão (pu)

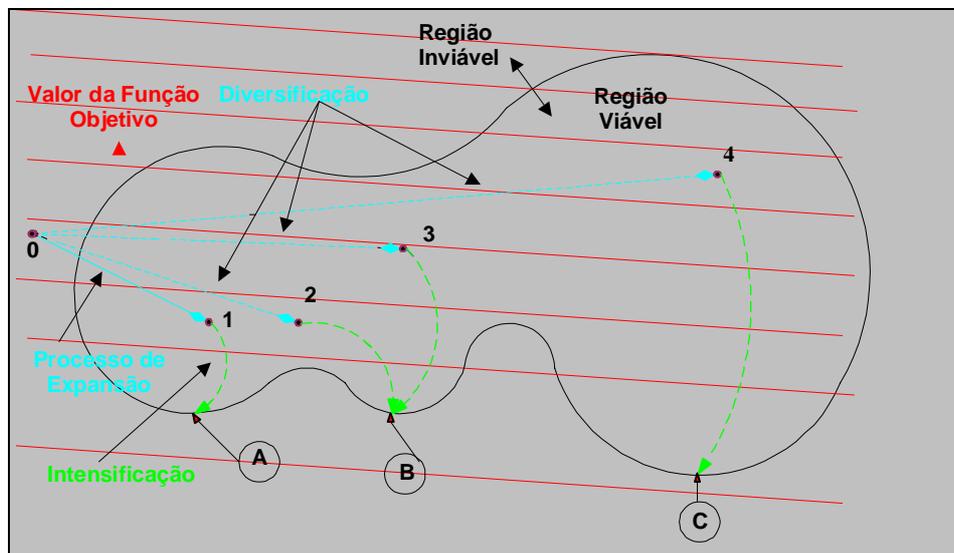
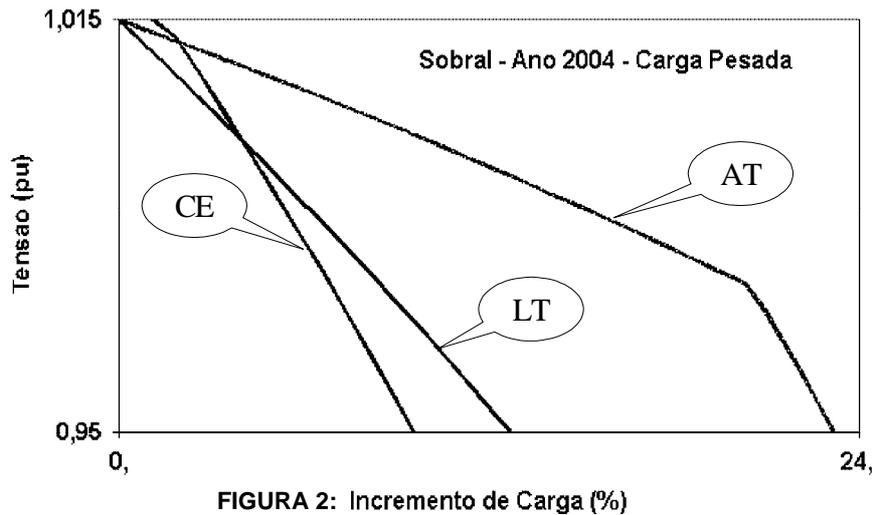


FIGURA 3: Algoritmo da Busca Tabu – os pontos “A” e “B” representam mínimos locais, enquanto que o ponto “C” representa um mínimo Global. O conceito de *intensificação* é ilustrado pelas linhas verdes – otimização das alternativas de expansões 1, 2, 3 e 4, a partir da retirada de obras adicionadas durante a construção das mesmas, transformando-as em candidatas para uma última adição. Enquanto que o processo de *diversificação* está ilustrado pelas linhas azuis quebradas – proibir que algumas obras após retiradas não sejam adicionadas novamente, provocando novas seqüências de obras e gerando alternativas.

TABELA 1: Alternativa do autotransformador de Sobral

| LINHAS DE TRANSMISSÃO | | | | |
|--------------------------------|---------|-----|-----|------|
| ORIGEM | DESTINO | kV | km | ANO |
| Sobral ⁽¹⁾ | Cauípe | 230 | 164 | 2002 |
| Fortaleza II ⁽²⁾ | Cauípe | 230 | 56 | 2002 |
| Links em Sobral ⁽³⁾ | | 230 | 15 | 2002 |

| SUBESTAÇÕES | KV | EQUIPAMENTOS | ANO |
|--------------|--------------|---|------|
| Sobral | 500/230/13.8 | 4 autotransformadores 200 MVA (monofásicos) | 2002 |
| | 500 | 1 conexão de autotrafo | 2002 |
| | 230 | 1 conexão de autotrafo | 2002 |
| Piripiri | 138 | 2 entradas de linha | 2002 |
| | 69 | 1 banco de capacitores de 20 MVar | 2002 |
| Fortaleza II | 230 | 1 banco de capacitores de 10 MVar | 2002 |
| | 230 | 1 entrada de linha | 2002 |
| Cauípe | 230 | 1 entrada de linha | 2002 |
| | | 1 BC 50 MVar ⁽⁴⁾ | 2007 |

⁽¹⁾ Recapacitação do circuito existente para 300 MVA. Esse processo dar-se-á com o circuito desenergizado.

⁽²⁾ Um circuito simples 1x636 MCM/fase, associado ao parque térmico de 250 MW em Pecém.

⁽³⁾ Um circuito duplo com 2 cabos 636 MVM por fase.

⁽⁴⁾ Necessário se o parque térmico de 250 MW em Pecém não for instalado.