



# VI SBQEE

21 a 24 de agosto de 2005  
Belém – Pará – Brasil



Código: BEL 11 7614  
Tópico: Modelagem e Simulações

## AVALIAÇÃO TÉCNICA DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETRONORTE

JOSÉ M. MACHADO  
UFPA

GHENDY C. JUNIOR  
UFPA

MARCUS V. A. NUNES  
UFPA

JUCILENO S. SILVA  
UFPA

J. N. GARCEZ  
UFPA

A. J. B. CARVALHO  
UFPA

W. CHARONE JUNIOR  
ELETRONORTE

### RESUMO

Curto-circuitos em sistemas de transmissão de alta tensão compostos por linhas longas produzem afundamentos de tensão em pontos próximos e remotos ao local de defeito. A intensidade e perfil do afundamento dependem do meio de propagação, isto é, da constituição da rede elétrica. Para o sistema elétrico avaliado (área Pará da Eletronorte) o trabalho analisa como características: a configuração topológica, potência de curto-circuito, tipo de aterramento, conexão de transformadores, localização e tipo de equipamentos de compensação.

### PALAVRAS-CHAVE

Afundamentos de Tensão, Qualidade de Energia Elétrica, Transmissão de Energia Elétrica, Análise e Simulação de Curtos-circuitos, Confiabilidade de Sistemas Elétricos.

### 1.0 INTRODUÇÃO

Afundamentos de tensão são considerados atualmente como um sério problema de qualidade da energia elétrica (QEE) e um dos que mais tem trazido prejuízo para os consumidores finais [1]. Eles são predominantemente originados de curtos-circuitos em linhas de transmissão e de distribuição de energia.

Neste trabalho são analisadas as características relevantes do sistema de transmissão da

Eletronorte e como sua composição influi na amplitude e propagação dos afundamentos de

tensão. A compreensão de como a propagação afundamentos é influenciada pela configuração topológica, potência de curto-circuito, forma de aterramento, conexão de transformadores, localização e tipo de equipamentos de compensação reativa, permite decidir as melhores formas de mitigação do fenômeno, seja com soluções estruturais ou com modificações na configuração do sistema elétrico.

O sistema elétrico analisado, mostrado na Figura 1, é o da Área Pará, que faz parte do Sistema Interligado Nacional – SIN. É um sistema pronto, isto é, foi planejado em uma época em que as exigências de regulamentação e a preocupação com a qualidade de energia elétrica dos consumidores finais não tinham a importância conferida atualmente.



Figura 1 – Sistema Eletronorte – Área Pará

O trabalho tomou como base os resultados de simulações estáticas de afundamentos de tensão, obtidas em programa de análise de faltas e de apreciação da qualidade de tensão realizadas para o projeto “Avaliação Técnica-Econômica dos Impactos das Variações de Tensão de Curta Duração no Sistema de Transmissão da Eletronorte”, executado pela Universidade Federal do Pará para a concessionária.

## 2.0 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ANALISADO

O sistema utilizado nas simulações está apresentado no diagrama unifilar simplificado da Figura 2. A fim de flexibilizar os estudos, ele foi dividido em três áreas geo-elétricas:

Área Nordeste (NE) – da UHE Tucuruí para o nordeste do estado; contém o complexo metalúrgico de Barcarena, e os pontos de conexão com a região Metropolitana de Belém e o nordeste do Pará;

Área Sudeste (SE) – da UHE Tucuruí para o sudeste do Pará; inclui a região minerossiderúrgica de ferro e cobre até as subestações Imperatriz e Açailândia do sistema Maranhão/Tocantins do SIN;

Área Oeste (O) – da UHE Tucuruí até o extremo oeste do Pará.

Este sistema possui duas fontes de geração forte: a UHE Tucuruí, e as interligações com a Chesf e com Furnas representadas nas barras de Açailândia e Imperatriz. A transmissão, composta por linhas de 500 kV e 230 kV, é topologicamente radial, com circuitos paralelos formando *loops*

básicos, com exceção de dois circuitos singelos em 230 kV. O sistema, nos níveis de 500 kV e 230 kV, é solidamente aterrado e tem fator de faltas a terra,  $c_k < 1,39$  [2]. Os transformadores de três enrolamentos têm conexão Yaterrado/ $\Delta$ /Yaterrado e os de dois enrolamentos a conexão  $\Delta$  /Yaterrado. São usados compensadores síncronos e/ou bancos de capacitores para controle de tensão em algumas barras, e alguns circuitos de 500 kV são compensados com capacitores série para aumentar a capacidade de transmissão.

O sistema elétrico da Região Metropolitana de Belém, indicado no diagrama unifilar como RMB-G e RMB-U não foi apresentado na Figura 2, embora tenha sido considerado nas simulações, a fim de se avaliar os efeitos das faltas, que ali ocorrem, no sistema da Eletronorte.

## 3.0 METODOLOGIA UTILIZADA NOS ESTUDOS

Nos estudos foi empregada a metodologia tradicional de quatro etapas:

- Fluxo de Potência – para obtenção do estado de operação do sistema elétrico.
- Análise de Faltas – para cálculo de todas as tensões de barra do sistema elétrico, após a aplicação de curtos-circuitos deslizantes;
- Avaliação da Qualidade de Tensão – para determinar áreas de vulnerabilidade e o número esperado de ocorrências de afundamentos de tensão;

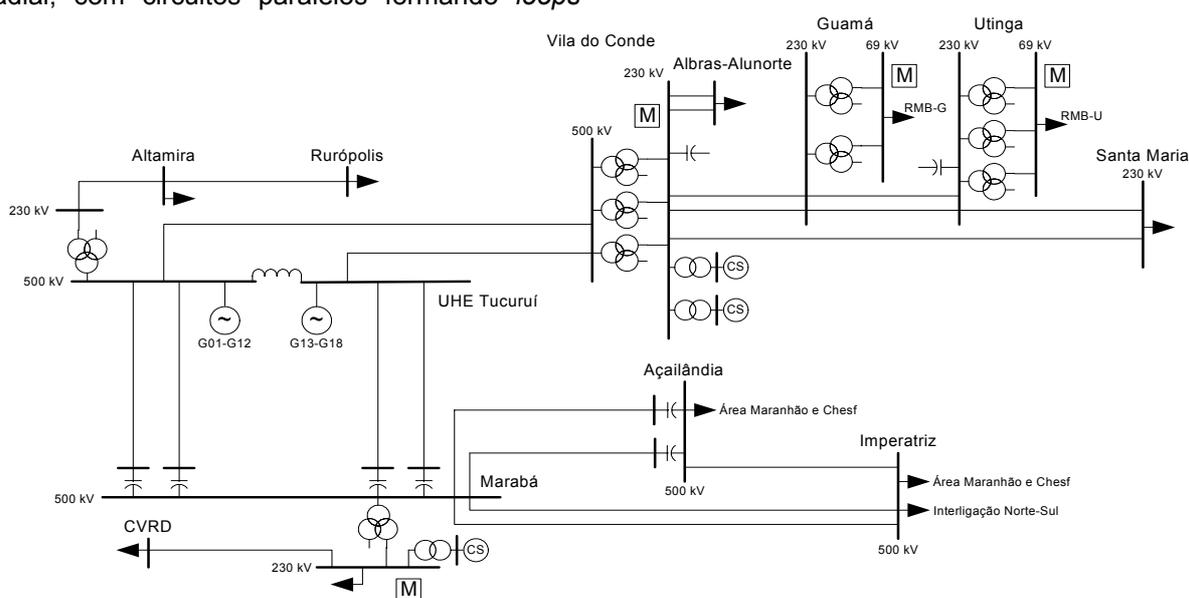


Figura 2 – Diagrama Unifilar do Sistema Eletronorte – Área Pará

- **Compilação e Apresentação de Dados** – organização da análise dos dados resultantes das etapas 1, 2 e 3, por amplitude, áreas de vulnerabilidade (AVs) e frequência anual de afundamentos.

Para as simulações foram utilizados três programas computacionais desenvolvidos pelo CEPEL: Anarede, Anafas e Anaquali.

Com o propósito de limitar a abrangência dos estudos estáticos, os seguintes critérios e premissas foram adotados:

*Para o ANAFAS:*

- Execução com tensões pré-falta iguais a  $1 \angle 0^\circ$  pu. Esta decisão está condicionada aos resultados de estudos de fluxo de potência que apresentaram tensões superiores a 1 pu;
- Os defasamentos (valor em graus entre enrolamentos) dos transformadores Yaterrado/ $\Delta$ /Yaterrado e  $\Delta$ /Yaterrado, não foram considerados porque não são importantes para os afundamentos experimentados, mas sim as variações entre as tensões pré e de falta. Em amplitude e ângulo de fase [3];
- Impedância de falta nula. Esta é mais significativa para sistemas de baixa tensão e seu efeito é reduzir a severidade do afundamento de tensão[4];

*Para o ANAQUALI:*

- As simulações foram executadas para quatro tipos de curtos-circuitos: FT, FF, FFT e FFF.
- Intervalo de deslizamento de 4%, ou 25 segmentos por linha de transmissão. Esta escolha produz suficiente precisão para o cálculo de áreas de vulnerabilidade.
- O limiar escolhido para detecção de afundamentos de tensão foi de 0,90 pu da nominal. Este valor é o limite superior definido em normas como a IEEE Std. 1159-1995 e no Módulo 2 – Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS;
- As taxas de falhas utilizadas nas simulações foram obtidas de [5] e estão mostradas na Tabela 1.

Tabela 1 - Taxas de Falhas de Linhas de Transmissão por Tipo de Falta

| Tensão (kV) | Falhas/100 km/ano | Falhas/Tipo de Defeito (%) |    |     |     |
|-------------|-------------------|----------------------------|----|-----|-----|
|             |                   | FT                         | FF | FFT | FFF |
| 500         | 1                 | 92                         | 3  | 0   | 5   |

|     |    |    |    |    |   |
|-----|----|----|----|----|---|
| 230 | 2  | 92 | 3  | 0  | 5 |
| 69  | 12 | 58 | 11 | 25 | 6 |

## 4.0 SIMULAÇÕES

### 4.1 Análise de resultados por áreas ge-elétricas

As barras monitoradas, isto é, as que foram selecionadas como as que melhor refletem a distribuição e o comportamento dos afundamentos produzidos na sua e em outras áreas, estão indicadas na Figura 2 com um "M". A Tabela 2 apresenta o comprimento total de linhas de transmissão exposto a curtos-circuitos.

Tabela 2 – Comprimento de Linhas de Transmissão da Eletronorte e da RMB (em km)

| Tensão | Área |       |       |      |     |
|--------|------|-------|-------|------|-----|
|        | NE   | RMB-G | RMB-U | SE   | O   |
| 500 kV | 662  | -     | -     | 1652 | -   |
| 230 kV | 400  | -     | -     | 180  | 648 |
| 69 kV  | -    | 30    | 276   | -    | -   |

#### 4.1.1 Área Nordeste

Faltas internas:

Faltas trifásicas e monofásicas aplicadas em qualquer ponto das linhas de 500 kV e 230 kV produzem afundamentos severos nas três barras monitoradas da área. A posição da fonte de geração e a configuração radial das linhas concorrem para isso. A configuração em *loop* a partir da SE Vila do Conde 230 kV é mais benéfica para a confiabilidade, distribuição do carregamento dos circuitos e para a própria regulação de tensão, do que para a mitigação dos afundamentos da área.

Os afundamentos decorrentes de faltas no sistema elétrico da concessionária são mais expressivos nos pontos de conexão com a Eletronorte, sobretudo para as faltas que ocorrem em linhas que derivam diretamente dessas barras. A natureza radial do sistema da RMB reduz a profundidade dos afundamentos nas barras, à medida que as faltas se distanciam desses dois pontos.

A Figura 3 apresenta o perfil da tensão fase-neutro para a barra Vila do Conde 230 kV, para curtos-circuitos monofásicos (à esquerda) e para curtos-circuitos trifásicos (à direita), em três diferentes linhas de transmissão da área.

Faltas externas:

Todas as faltas trifásicas que ocorrem nas linhas de 500 kV situadas na área sudeste afetam as

barras monitoradas com afundamentos significativos. Apenas em pontos eletricamente mais próximos de Imperatriz e Açailândia é que os afundamentos tornam-se menos profundos. Para faltas monofásicas, os afundamentos são mais superficiais, chegando a desaparecerem a partir da subestação de Marabá em direção a Imperatriz e Açailândia.

Nenhum afundamento de tensão foi registrado nas barras monitoradas para faltas trifásicas e monofásicas ocorridas em linhas de 230 kV fora da área nordeste.

#### Áreas de vulnerabilidade:

As três barras monitoradas têm áreas de vulnerabilidade muito semelhantes, pois estão eletricamente muito próximas.

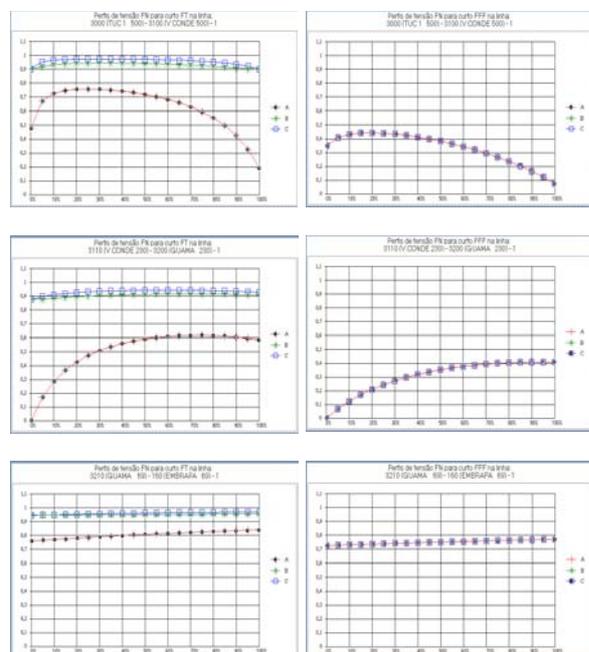


Figura 3 – Perfil de Tensão na barra Vila do Conde 230 kV

Os defeitos que envolvem mais de uma fase contribuem igualmente para os afundamentos nas três barras e em maior proporção que os defeitos monofásicos. Isto ocorre porque aqueles são mais severos do que estes e, portanto, produzem afundamentos com tensões residuais mais baixas.

O número de faltas originadas no nível de 500 kV é maior do que as dos níveis de 230 kV e 69 kV (RMB). Contribui para isso a maior extensão das linhas de 500 kV relativa aos outros níveis e à maior severidade de afundamentos decorrentes de faltas neste nível.

As áreas geo-elétricas nordeste e sudeste predominam na composição das áreas de vulnerabilidade das três barras monitoradas. Esse predomínio resulta da grande extensão de linhas de 500 kV e 230 kV e da posição relativa das barras monitoradas. De outro modo, as faltas no nível de 69 kV (RMB) provocam muito menos afundamentos nas barras sob análise, pois estão a jusante delas. Estas considerações estão apresentadas na Tabela 3 na forma de participação percentual nas AVs desagregadas por tipo de falta, nível de tensão e área geo-elétrica.

#### Expectativa Anual de Afundamentos de Tensão:

A expectativa de afundamentos para as três barras monitoradas, em função do tipo de defeito, é dominada pelas faltas monofásicas, cuja média é quatro vezes maior do que a média da falta fase-fase-terra, a segunda em expectativa de afundamentos na área, conforme mostra a Tabela 4.

Tabela 3 – Composição das AVs para barras monitoradas da área Nordeste (em %)

| Vila do Conde 230 kV               |        |       |        | Guamá 69 kV |       |        |        | Utinga 69 kV |        |        |       |
|------------------------------------|--------|-------|--------|-------------|-------|--------|--------|--------------|--------|--------|-------|
| Desagregação por tipo de Falta     |        |       |        |             |       |        |        |              |        |        |       |
| FFF                                | FFT    | FF    | FT     | FFF         | FFT   | FF     | FT     | FFF          | FFT    | FF     | FT    |
| 27,9                               | 27,9   | 27,9  | 16,3   | 26,6        | 27,0  | 27,0   | 19,4   | 27,6         | 27,6   | 27,6   | 17,2  |
| Desagregação por Nível de Tensão   |        |       |        |             |       |        |        |              |        |        |       |
| 500 kV                             | 230 kV | 69 kV | 500 kV | 230 kV      | 69 kV | 500 kV | 230 kV | 69 kV        | 500 kV | 230 kV | 69 kV |
| 78,3                               | 15,4   | 6,3   | 76,8   | 14,6        | 8,6   | 74,6   | 14,7   | 10,7         | 74,6   | 14,7   | 10,7  |
| Desagregação por Área Geo-Elétrica |        |       |        |             |       |        |        |              |        |        |       |
| NE                                 | RMB-G  | RMB-U | SE     | NE          | RMB-G | RMB-U  | SE     | NE           | RMB-G  | RMB-U  | SE    |
| 59,0                               | 0,8    | 3,6   | 36,6   | 57,3        | 0,8   | 5,8    | 36,1   | 56,4         | 0,8    | 7,9    | 34,9  |

Na avaliação por nível de tensão, os pontos de conexão entre Eletronorte e a concessionária de distribuição estão mais sujeitos a afundamentos ao longo do ano porque são mais suscetíveis à faltas no nível de 69 kV do sistema da concessionária.

Os dados de taxas de falhas utilizados para estes cálculos foram aplicados, no Anaquali, por nível de tensão das linhas de transmissão, conforme a Tabela 1.

Tabela 4 – Exposição Anual de Afundamentos para barras monitoradas da área Nordeste (em %)

| Vila do Conde 230 kV               |        |       |        | Guamá 69 kV |       |        |        | Utinga 69 kV |        |        |       |
|------------------------------------|--------|-------|--------|-------------|-------|--------|--------|--------------|--------|--------|-------|
| Desagregação por tipo de Falta     |        |       |        |             |       |        |        |              |        |        |       |
| FFF                                | FFT    | FF    | FT     | FFF         | FFT   | FF     | FT     | FFF          | FFT    | FF     | FT    |
| 8,4                                | 17,1   | 10,2  | 64,3   | 6,7         | 16,3  | 8,9    | 65,6   | 6,7          | 16,3   | 8,9    | 68,1  |
| Desagregação por Nível de Tensão   |        |       |        |             |       |        |        |              |        |        |       |
| 500 kV                             | 230 kV | 69 kV | 500 kV | 230 kV      | 69 kV | 500 kV | 230 kV | 69 kV        | 500 kV | 230 kV | 69 kV |
| 37,5                               | 22,8   | 39,7  | 35,1   | 17,0        | 47,9  | 23,6   | 14,7   | 61,7         | 23,6   | 14,7   | 61,7  |
| Desagregação por Área Geo-Elétrica |        |       |        |             |       |        |        |              |        |        |       |
| NE                                 | RMB-G  | RMB-U | SE     | NE          | RMB-G | RMB-U  | SE     | NE           | RMB-G  | RMB-U  | SE    |
| 68,4                               | 5,1    | 18,5  | 8,0    | 54,1        | 5,7   | 28,3   | 11,9   | 44,8         | 4,8    | 45,5   | 4,9   |

#### 4.1.2 Área Sudeste

##### Faltas internas:

Na barra monitorada da área sudeste, os afundamentos trifásicos decorrentes de faltas em linhas de 500 kV são severos de Tucuruí até Imperatriz e Açailândia, agravando-se conforme se aproximam da SE Marabá. As faltas monofásicas comportam-se semelhantemente, porém são mais suaves nos trechos centrais das linhas que partem de Marabá nos dois sentidos.

Os afundamentos originados na linha de 230 kV entre Marabá e CVRD, são drásticos para faltas trifásicas e monofásicas próximas a barra Marabá 230 kV. A partir desta subestação os afundamentos vão suavizando até a subestação CVRD. Estas constatações são mais facilmente percebidas na Figura 4, a qual mostra o perfil de tensão da barra Marabá 230 kV para faltas em uma linha de 500 kV e outra de 230 kV da área sudeste e para uma linha de 230 kV da área nordeste.

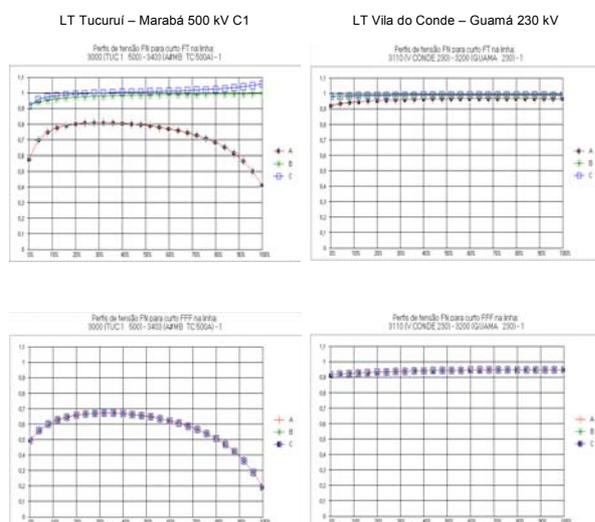


Figura 4 – Perfil de Tensão na barra Marabá 500 kV

#### Faltas externas:

As faltas trifásicas e monofásicas que implicam em afundamentos significativos na barra Marabá 230 kV, ocorrem até a metade das linhas de transmissão Tucuruí – Vila do Conde 500 kV. A partir daí, não se verificou mais afundamento significativo.

Também não foram registrados afundamentos para faltas trifásicas e monofásicas em linhas de transmissão de 230 kV e 69 kV externas à área sudeste.

Tabela 5 – Composição das AVs para a barra monitorada da área Sudeste (em %)

| Marabá 230 kV                   |      |      |      |
|---------------------------------|------|------|------|
| Desagregação por tipo de Faltas |      |      |      |
| FFF                             | FFT  | FF   | FT   |
| 26,2                            | 26,2 | 26,2 | 21,4 |

| Desagregação por Nível de Tensão |        |       |
|----------------------------------|--------|-------|
| 500 kV                           | 230 kV | 69 kV |
| 92,1                             | 7,9    | 0,0   |

| Desagregação por Área Geo-Elétrica |       |       |      |
|------------------------------------|-------|-------|------|
| NE                                 | RMB-G | RMB-U | SE   |
| 43,5                               | 0     | 0     | 56,5 |

#### Áreas de vulnerabilidade:

A Tabela 5 mostra as áreas de vulnerabilidade para a barra monitorada. Aqui também as faltas monofásicas têm menor participação nos afundamentos que as outras faltas envolvendo mais de uma fase. A contribuição do 230 kV é significativamente menor que a do 500 kV, em função do menor comprimento exposto.

Na participação por áreas geo-elétricas, a área nordeste contribui, exclusivamente, com faltas no 500 kV, entre Tucuruí e Vila do Conde, e a área sudeste com faltas nas suas linhas de 500 kV e 230 kV.

#### Expectativa anual de afundamentos de tensão:

Os afundamentos esperados, na barra monitorada Marabá 230 kV, são mais prováveis a partir de faltas monofásicas que ocorrem nas linhas de 500 kV da área sudeste, por causa da taxa de falha para curtos-circuitos fase-terra e da contribuição do nível de 500 kV da área sudeste serem maiores, conforme se pode verificar na Tabela 6.

Tabela 6 - Exposição Anual de Afundamentos para a barra monitorada da área Sudeste (em %)

| Marabá 230 kV                      |        |       |      |
|------------------------------------|--------|-------|------|
| Desagregação por tipo de Faltas    |        |       |      |
| FFF                                | FFT    | FF    | FT   |
| 5,9                                | 0,0    | 3,6   | 90,5 |
| Desagregação por Nível de Tensão   |        |       |      |
| 500 kV                             | 230 kV | 69 kV |      |
| 83,4                               | 16,6   | 0,0   |      |
| Desagregação por Área Geo-Elétrica |        |       |      |
| NE                                 | RMB-G  | RMB-U | SE   |
| 29,2                               | 0,0    | 0,0   | 70,8 |

## 5.0 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

As análises e efetuadas a partir dos resultados dos estudos estáticos de análise de faltas e de avaliação da qualidade de tensão, permitem ressaltar como certas características do sistema elétrico analisado influenciam os afundamentos de tensão:

- A configuração topológica do sistema de transmissão da Eletronorte, dominada por linhas radiais que partem da principal fonte de curtos-circuitos, a UHE Tucuruí, em

direção a várias áreas, é a principal delas. Os principais corredores de 500 kV e 230 kV formam loops básicos, que quando sujeitos a faltas, chegam a produzir afundamentos mais severos que em circuitos puramente radiais, com amplitude que depende da posição da barra monitorada.

- A potência de curto-circuito, muito alta nas barras das fontes de geração (UHE Tucuruí ou equivalentes da Chesf ou Furnas), reduz-se consideravelmente na direção das barras de interesse onde os afundamentos são monitorados. Contribuem para isso, as grandes extensões de linhas de 500 kV e 230 kV e as sucessivas transformações de níveis de tensão entre as fontes de geração e as barras monitoradas;
- Os compensadores síncronos de Vila do Conde e de Marabá são fontes de potência de curto-circuito localizadas próximo às barras de interesse. Estes contribuem para a redução de afundamentos, tanto mais se a condição de falta não implicar em seus desligamentos;
- A conexão dos transformadores da Eletronorte, em  $Y_{\text{aterrado}}/\Delta/Y_{\text{aterrado}}$ , não proporcionam a filtragem da componente de seqüência zero, portanto, não contribuem para a redução da amplitude do afundamento propagado, para as tensões fase-neutro;
- Os transformadores são componentes que contribuem expressivamente para o aumento dos afundamentos de tensão. Devido a sua alta impedância, a queda de tensão através deles é maior que em outros elementos do sistema. No sistema de transmissão estudado, o número de transformadores em paralelo nos pontos de conexão entre Eletronorte e a RMB, reduz a impedância entre os dois níveis de tensão aproximando os níveis de curto-circuito entre eles. Para as faltas que ocorrem a montante das subestações de conexão, o afundamento produzido na barra de interligação da Eletronorte com a RMB é menor, resultando em melhoria na tensão residual dos consumidores; por outro lado, faltas no sistema de subtransmissão da concessionária aumentam a propagação de afundamentos para o sistema de transmissão da Eletronorte, ampliando a área de vulnerabilidade de outros consumidores fisicamente mais distantes. Todavia, considerando que as taxas de falta do

sistema de subtransmissão são maiores que as da transmissão, as vantagens do paralelismo de transformadores são evidentes;

## 6.0 CONCLUSÕES

Neste trabalho procurou-se avaliar os impactos produzidos por afundamentos de tensão e identificar áreas de vulnerabilidade de pontos estratégicos no sistema de transmissão da Eletronorte. Certamente as simulações, executadas com os programas mencionados, não esgotam de forma nenhuma a investigação do fenômeno de afundamentos de tensão. Entretanto, estudos deste tipo são muito rápidos de serem feitos e permitem identificar com razoável precisão áreas de um sistema elétrico que merecem avaliação mais criteriosa com programas de análise transitória e dinâmica, permitindo considerar outras características, como a duração do afundamento, importantes para a definição mais precisas de soluções mitigadoras.

Finalmente, deve-se considerar que problemas que afetam a qualidade da energia elétrica não são de responsabilidade exclusiva das empresas de transmissão, ainda que eles se originem dentro delas [6]. Quanto maior o compartilhamento das etapas de planejamento da expansão, ampliação ou reforço da rede básica ou secundária das concessionárias, mais aumenta o comprometimento dos agentes do setor elétrico brasileiro com a qualidade do atendimento aos consumidores.

## 7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Quaia & F. Tosato, "A Method for Analytical Voltage Sags Prediction", IEEE Bologna Power Tech Conference, June, 2003.
- [2] P. Heine & M. Lehtonen, "Voltage Sag Distributions Caused by Power System Faults", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, N° 4, November 2003.
- [3] M. H. J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems*, IEEE Press, Piscataway, NJ, U.S.A., chapter 7, 2000.
- [4] J. V. Milanovic, R. Gnativ, K. W. M. Chow, "The Influence of Loading Conditions and Network Topology on Voltage Sags", IEEE, 2000.
- [5] J. G. da Costa, "Avaliação do Impacto Econômico do Afundamento de Tensão na Indústria". Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Fevereiro, 2003.
- [6] A. R. F. Freire, "Influência da Expansão e da Operação dos Sistemas de Transmissão nos Níveis de Qualidade de Energia", XVI SNPTEE, Campinas, São Paulo, Brasil, 2001.