PPGEL – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Flávio Mendonça

Índice de Controle de Tensão (ICT) aplicado à operação normal de linhas de transmissão e restabelecimentos após blecautes

Belo Horizonte

2014

PPGEL – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Flávio Mendonça

Índice de Controle de Tensão (ICT) aplicado à operação normal de linhas de transmissão e restabelecimentos após blecautes

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Associação Ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João del-Rei como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos

Linha de Pesquisa: Planejamento e Operação de Sistemas de Potência - POSEP

Orientadora: Profa. Dra. Patrícia Romeiro da Silva Jota – CEFET-MG

Belo Horizonte
2014

PPGEL – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Flávio Mendonça

Índice de Controle de Tensão (ICT) aplicado à operação normal de linhas de transmissão e restabelecimentos após blecautes

Data da aprovação: ____/____/_____

Banca examinadora:

_____

Profa. Dra. Patrícia Romeiro da Silva Jota – Orientadora Cefet/MG

_____

Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira – Membro Cefet/MG

_____

Prof. Dr. Leônidas Chaves de Resende – Membro UFSJ

_____

Prof. Dra. Maria Helena Murta Vale – Membro UFMG

À minha esposa Simone e minha filha Helena pelo apoio incondicional no tempo dedicado à elaboração dessa dissertação.

AGRADECIMENTOS

Escrever uma dissertação de mestrado é uma tarefa muito árdua. São dias e noites escrevendo, revisando, procurando algo para acrescentar no trabalho a fim de buscar a cada dia o desenvolvimento do tema. Para aquelas pessoas que acompanham esse trabalho intenso, árduo e que muitas vezes nem sabem o porquê nos envolvemos num trabalho desse porte vai o meu agradecimento.

A Deus, que me deu o dom de viver.

À minha esposa Simone e minha filha Helena. Foram alguns dias longe de vocês que pareciam durar a eternidade. Muitas noites de trabalho, muitas horas em frente ao computador. Mas esse esforço não foi em vão. Agradeço muito à minha esposa pelo incentivo. Sem ele, eu não teria concluído esse trabalho. Agradeço também pela sua compreensão e apoio naqueles momentos mais difíceis. Lembra-se da lista de exercícios da professora Úrsula com a Helena com três meses e com ataques de cólica? Você foi uma heroína...

Aos meus pais, João e Terezinha, que mesmo morando no interior de Minas Gerais, sempre me apoiaram bastante. Agradeço a vocês pela compreensão da quantidade de finais de semana que não pude estar presente devido aos meus afazeres enquanto eu estava trabalhando na Cemig em escala de trabalho e depois quando me transferi para a Copel para trabalhar no estado do Paraná.

Aos meus irmãos, Gustavo, Cláudia e Juliana com sua família que me apoiaram sempre.

Aos colegas do mestrado, especialmente ao William Douglas, que sempre estiveram juntos nos momentos difíceis do cumprimento de créditos obrigatórios.

Ao corpo docente do Cefet/MG, incluindo aqui a secretária Rose, pelo apoio naqueles momentos mais difíceis das disciplinas e também nos processos burocráticos necessários para o bom andamento do curso.

À professora Patrícia, minha orientadora, pelo empenho e ajuda na construção desse trabalho. Se não fosse o seu apoio e a sua motivação, eu também não teria concluído esse trabalho. Agradeço muito pela sua disponibilidade em me atender nos intervalos de suas aulas.

À Companhia Energética de Minas Gerais, CEMIG, especialmente ao engenheiro eletricista Henrique Siqueira de Castro, que foi meu chefe superior durante o período do mestrado enquanto eu estava trabalhando na empresa. O seu apoio foi fundamental tanto nas trocas de horários para que eu pudesse frequentar as aulas quanto no fornecimento dos dados de todos os barramentos do sistema Cemig sem os quais eu não teria realizado o meu trabalho.

E, por fim, a todos aqueles que por um lapso de memória não mencionei, mas que me apoiaram muito durante toda a minha pesquisa.

RESUMO

O controle de tensão é responsabilidade tanto do ONS (Operador Nacional do Sistema), operador do sistema de geração e transmissão do Brasil quanto das empresas transmissoras de energia do país. Apesar do controle estar centralizado no ONS as empresas têm seu dever de verificar se esse controle está sendo bem feito. Para isso, as empresas precisam de ferramentas adequadas para essa verificação. Esse trabalho visa desenvolver uma ferramenta gráfica para auxiliar os operadores do sistema elétrico nessa difícil missão. O controle de tensão de um sistema tão grande e tão complexo como o Sistema Interligado Nacional (SIN) é desgastante e exige um grau de concentração muito grande de todos os operadores. Uma ferramenta gráfica ajudaria muito na identificação de qual o melhor ponto de atuação para um controle de tensão efetivo e com um menor número de manobras. A ferramenta gráfica desenvolvida também ajudaria os operadores no restabelecimento de sistemas no tocante ao controle de tensão do mesmo. Uma alta tensão no processo de restabelecimento pode levar ao desarme de todas as linhas já religadas causando assim um desgaste mental e físico muito grande em todos os operadores. Verifica-se que, com o desenvolvimento do índice ICT, os operadores terão uma ajuda muito grande tanto no estado normal de operação quando todos (ou quase todos) os barramentos estiverem energizados, ou quando estiverem num processo de restabelecimento de cargas desligadas por blecaute.

Palavras-chave: linhas de transmissão de energia elétrica; qualidade no fornecimento de energia; controle de tensão.

ABSTRACT

The voltage control is the responsibility of both the ONS (National Operator System), operator of the generation and transmission system in Brazil as the transmission companies in the country. Although the control being centralized at ONS business has its duty to verify that this control is being done well. To do this, companies need adequate tools for such verification. This work aims to develop a graphical tool to assist operators of the electrical system in this difficult mission. The control of such a large and complex system such as the National Interconnected System (SIN) tension is exhausting and requires a very high degree of concentration of all operators. A graphical tool would help a lot in identifying how best point of action for effective voltage control and fewer maneuvers. The graphical tool developed also help operators in restoring systems relating to the control of the same strain. A high voltage in the resettlement process can lead to tripping of all lines have reconnected thus causing a very great mental and physical wear on all operators. It appears that, with the development of the ICT index, operators will have a very big help both in normal operation when all (or almost all) buses are energized, or when a load off restoration by blackout process.

Keywords: transmission lines of electric power; quality of energy supply; voltage control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema elétrico de Minas Gerais (rede básica) 17
Figura 2 - Tempo de conexão de geradores ao sistema interligado [9] 23
Figura 3 - Malha Leste de Minas Gerais no software Anarede (R) 30
Figura 4 - Estado de Minas Gerais com a divisão por malhas e suas principais subestações 38
Figura 5 - Principais subestações das malhas Leste e Metropolitana 39
Figura 6 - Primeiro gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Leste 40
Figura 7 - Segundo gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Leste 41
Figura 8 - Terceiro gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Leste 42
Figura 9 - Quarto gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Leste 43
Figura 10 – ICT do barramento de 500kV da SE Mesquita no dia 29/06 45
Figura 11 - ICT do barramento de 500kV da SE Mesquita no dia 30/06 45
Figura 12 - ICT do barramento de 230kV da SE Ipatinga 1 no dia 24/06 47
Figura 13 - ICT do barramento de 230kV da SE Ipatinga 1 no dia 26/06 47
Figura 14 - ICT do barramento de 230kV da SE Ipatinga 1 no dia 27/06 48
Figura 15 - ICT do barramento de 230kV da SE João Monlevade 2 no dia 29/06 49
Figura 16 - ICT do barramento de 230kV da SE João Monlevade 2 no dia 30/06 49
Figura 18 - ICT do barramento de 230kV da SE Itabira 2 no dia 30/06 50
Figura 17 - ICT do barramento de 230kV da SE Itabira 2 no dia 29/06 51
Figura 19 - ICT do barramento de 230kV da SE Sabará 3 no dia 24/06 52
Figura 20 - ICT do barramento de 230kV da SE Sabará 3 no dia 25/06 53
Figura 21 - ICT do barramento de 230kV da SE Taquaril no dia 28/06 54
Figura 22 - ICT do barramento de 230kV da SE Taquaril no dia 29/06 55
Figura 23 - ICT do barramento de 230kV da UHE Aimorés no dia 23/06 57
Figura 24 - ICT do barramento de 230kV da UHE Aimorés no dia 28/06 57
Figura 25 - ICT do barramento de 230kV da UHE Porto Estrela no dia 29/06 59
Figura 26 - ICT do barramento de 230kV da UHE Porto Estrela no dia 27/06 59
Figura 27 - ICT do barramento de 161kV da SE Ipatinga 1 no dia 24/06 61
Figura 28 - ICT do barramento de 161kV da SE Ipatinga 1 no dia 29/06 62
Figura 29 - Malha de 345kV do estado de Minas Gerais 62
Figura 30 - Primeiro gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Norte 63
Figura 31 - Segundo gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Norte 64
Figura 32 - ICT do barramento de 345kV da SE Montes Claros 2 no dia 24/06 66

Figura 33 - ICT do barramento de 345kV da SE Montes Claros 2 no dia 29/06 67
Figura 34 - ICT do barramento de 345kV da SE Três Marias no dia 27/06 68
Figura 35 - ICT do barramento de 230kV da SE Irapé no dia 24/06 69
Figura 36 - ICT do barramento de 230kV da SE Araçuaí 2 no dia 24/06 70
Figura 37 - ICT do barramento de 230kV da SE Irapé no dia 29/06 71
Figura 38 - ICT do barramento de 230kV da SE Araçuaí 2 no dia 29/06 72
Figura 39 - ICT do barramento de 138kV da SE Montes Claros 2 no dia 25/06 73
Figura 40 - ICT do barramento de 138kV da SE Montes Claros 2 no dia 26/06 74
Figura 41 - ICT do barramento de 138kV da UHE Queimado no dia 23/06 75
Figura 42 - ICT do barramento de 138kV da UHE Queimado no dia 29/06 75
Figura 43 - ICT do barramento de 138kV da SE Várzea da Palma 1 no dia 26/06 77
Figura 44 - ICT do barramento de 138kV da SE Várzea da Palma 1 no dia 29/06 78
Figura 45 - Gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Metropolitano 79
Figura 46 - ICT do barramento de 138kV da SE Barreiro 1 no dia 25/06 80
Figura 47 - ICT do barramento de 138kV da SE Barreiro 1 no dia 29/06 81
Figura 48 - ICT do barramento de 138kV da SE Taquaril no dia 27/06 83
Figura 49 - ICT do barramento de 138kV da SE Taquaril no dia 26/06 84
Figura 50 - ICT do barramento de 138kV da SE Neves 1 no dia 23/06 86
Figura 51 - ICT do barramento de 138kV da SE Neves 1 no dia 24/06 87
Figura 52 - ICT do barramento de 138kV da SE Vespasiano 2 no dia 25/06 88
Figura 53 - ICT do barramento de 138kV da SE Vespasiano 2 no dia 26/06 89
Figura 54 - Gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Triângulo 90
Figura 55 - ICT do barramento de 138kV da UHE Amador Aguiar 1 no dia 30/06 92
Figura 56 - ICT do barramento de 138kV da UHE Amador Aguiar 1 no dia 25/06 92
Figura 57 - ICT do barramento de 138kV da UHE Amador Aguiar 2 no dia 30/06 94
Figura 58 - ICT do barramento de 138kV da UHE Emborcação no dia 29/06 95
Figura 59 - ICT do barramento de 138kV da UHE Emborcação no dia 30/06 96
Figura 60 - ICT do barramento de 138kV da UHE Igarapava no dia 28/06 98
Figura 61 - ICT do barramento de 138kV da UHE Igarapava no dia 29/06 99
Figura 62 - ICT do barramento de 138kV da UHE Jaguara no dia 26/06 101
Figura 63 - ICT do barramento de 138kV da UHE Jaguara no dia 29/06 102
Figura 64 - ICT do barramento de 138kV da UHE Miranda no dia 28/06 103
Figura 65 - ICT do barramento de 138kV da UHE Miranda no dia 30/06 104
Figura 66 - Comparativo carga x tensão da malha Leste e barramento de 138kV de Araçuaí 2 106
Figura 67 - Comparativo carga x tensão da malha Metropolitana e barramento de 138kV de Taquaril 106

Figura 68 - Comparativo carga x tensão da malha Norte e barramento de 138kV de Montes Claros 2..... 107
Figura 69 - Comparativo carga x tensão da malha Oeste e barramento de 138kV de São Gonçalo do Pará.... 107
Figura 70 - Comparativo carga x tensão da malha Mantiqueira e barramento de 138kV de Juiz de Fora 1 ... 108
Figura 71 - Comparativo carga x tensão da malha Sul e barramento de 138kV da Usina Funil..... 108
Figura 72 - Comparativo carga x tensão da malha Triângulo e barramento de 138kV da Usina Igarapava.... 109
Figura 73 - Fluxograma do processo atual de restabelecimento..... 112
Figura 74 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento normal..... 113
Figura 75 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento normal..... 113
Figura 76 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento normal..... 114
Figura 77 - Fluxograma do processo de restabelecimento proposto..... 116
Figura 78 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento proposto..... 117
Figura 79 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento proposto..... 117
Figura 80 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento proposto..... 118

SUMÁRIO

I. INTRODUÇÃO 14

II. REFERENCIAL TEÓRICO 20

III. METODOLOGIA DE PESQUISA 27

3.1 ICT – ÍNDICE DE CONTROLE DE TENSÃO 31

IV. CONTROLE DE TENSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO MINEIRO 35

4.1 EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE TENSÃO 36

4.2 DIVISÃO DO SISTEMA ELÉTRICO MINEIRO E AS DIFICULDADES DO CONTROLE DE TENSÃO 37

A. SUBSISTEMA LESTE 39

1) BARRAMENTO DE 500KV DA SUBESTAÇÃO MESQUITA 43

2) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO IPATINGA 1 45

3) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO JOÃO MONLEVADE 2 48

4) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO ITABIRA 2 50

5) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO SABARÁ 3 52

6) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO TAQUARIL 53

7) BARRAMENTO DE 230KV DA USINA DE AIMORÉS 56

8) BARRAMENTO DE 230KV DA USINA DE PORTO ESTRELA 58

9) BARRAMENTO DE 161KV DA SUBESTAÇÃO IPATINGA 1 60

B. SUBSISTEMA NORTE 63

1) BARRAMENTO DE 345KV DA SE MONTES CLAROS 2 65

2) BARRAMENTO DE 345KV DA SE TRÊS MARIAS 67

3) BARRAMENTOS DE 230KV DAS SUBESTAÇÕES DE ARAÇUAÍ 2 E IRAPÉ 69

4) BARRAMENTO DE 138KV DA SE MONTES CLAROS 2 72

5) BARRAMENTO DE 138KV DA USINA DE QUEIMADO 74

6) BARRAMENTO DE 138KV DA SE VÁRZEA DA PALMA 1 76

C. MALHA METROPOLITANA 78

1) BARRAMENTO DE 138KV DA SUBESTAÇÃO BARREIRO 1 79

2) BARRAMENTO DE 138KV DA SUBESTAÇÃO TAQUARIL 82

3) BARRAMENTO DE 138KV DA SUBESTAÇÃO DE NEVES 1 85

4) BARRAMENTO DE 138KV DA SUBESTAÇÃO VESPASIANO 2 87

D. MALHA TRIÂNGULO 89

1) BARRAMENTO DE 138KV DA UHE AMADOR AGUIAR 1 91

2) BARRAMENTO DE 138KV DA UHE AMADOR AGUIAR 2 93
3) BARRAMENTO DE 138KV DA UHE EMBORCAÇÃO 94
4) BARRAMENTO DE 138KV DA USINA DE IGARAPAVA 97
5) BARRAMENTO DE 138KV DA USINA DE JAGUARA 100
6) BARRAMENTO DE 138KV DA USINA DE MIRANDA 102
V. OPORTUNIDADE DE MELHORIA NO CONTROLE DE TENSÃO UTILIZANDO O ICT 105
VI. ANÁLISE DE RESTABELECIMENTO DA MALHA LESTE UTILIZANDO O ICT 110
6.1) ALTERAÇÃO DO PROCEDIMENTO DE RESTABELECIMENTO UTILIZANDO ICT 114
VII. CONCLUSÃO 119
VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 121

I. INTRODUÇÃO

O controle de qualidade do fornecimento de energia elétrica é essencial para que qualquer concessionária de energia se mantenha ativa no mercado. Essas empresas são obrigadas a se adequar a alguns índices de controle que são estipulados pela agência reguladora de energia elétrica, a Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica). Além desses índices obrigatórios, as empresas concessionárias de energia elétrica também criam alguns índices de controle interno para manter a qualidade do fornecimento da energia.

Dependendo da área de atuação da empresa, esses índices mudam. Na área da distribuição de energia, o índice mais importante e mais conhecido é o DEC (Duração Equivalente por Consumidor), mas também há o FEC (Frequência Equivalente por Consumidor), e também alguns índices que punem as empresas com perdas de receita como o DIC (Duração Individual por Consumidor) e o FIC (Frequência Individual por Consumidor). Enfim, para as empresas distribuidoras de energia elétrica, o que mais interessa são o tempo e a quantidade de vezes que o consumidor ficou sem energia.

Na área de geração e transmissão, o tempo e a quantidade de vezes que linhas de transmissão e unidades geradoras ficam desligadas também são muito importantes. As concessionárias de geração e transmissão são punidas financeiramente caso esses índices fiquem superiores a determinados valores estipulados pela Aneel. A qualidade da energia gerada e transmitida também é muito importante. Nessas áreas preocupa-se muito com a tensão e a frequência do sistema geradas e transmitidas. Essas variáveis devem estar dentro de limites aceitáveis e qualquer violação desses limites deve ser seguida de ações imediatas para o retorno à sua faixa normal de operação.

A coordenação e o controle de tensão do sistema elétrico mineiro são realizados por dois centros de operação. A coordenação e controle de tensão na rede básica (linhas de transmissão, subestações e transformadores com tensão de operação superior a 230kV inclusive) são realizados pelos operadores do Centro de Operação do Sistema Regional Sudeste (COSR-SE) localizado na cidade do Rio de Janeiro e controlado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Já o controle de tensão do sistema elétrico fora da rede básica (linhas de transmissão, subestações e transformadores com tensão inferior a 230kV) é realizado pelos operadores do Centro de Operação de Sistema da Cemig Geração e Transmissão.

Ao analisar o comportamento dos operadores de cada centro de operação de controle percebe-se que eles não têm um comportamento equânime quando o assunto é o controle de tensão dos barramentos. Alguns operadores preferem manter a tensão bem próxima ao seu limite superior a maior parte do tempo visando uma tensão mais elevada no sistema elétrico. Outros preferem mantê-la no ponto central entre os limites máximos e mínimos de tensão permitidos para o horário no qual se encontram com a finalidade de se buscar um melhor ajuste para as variações de carga do sistema elétrico. O objetivo de todos os operadores do sistema elétrico é evitar que haja violação da tensão mantendo a mesma dentro da faixa pré-estabelecida. O único parâmetro existente são esses limites superiores e inferiores de tensão. Não há nenhum outro parâmetro que possa auxiliar os operadores quando o assunto é o controle de tensão do sistema elétrico.

Foi pensando nessa situação que surgiu a motivação para o desenvolvimento desse tema em forma de uma dissertação de mestrado. O objetivo, portanto, é encontrar um parâmetro que possa fazer com que operadores do sistema elétrico tenham uma melhor visão de todos os seus barramentos. Com isso, o operador saberá qual é o melhor momento para a inserção de equipamentos para o controle de tensão e quais serão os equipamentos a serem manobrados para que se atinja a meta desejada com maior efetividade. Isso fará com que um número menor de equipamentos sejam manobrados e a tensão elétrica seja mantida dentro de patamares aceitáveis para que os consumidores tenham uma qualidade maior no fornecimento de energia.

Deve-se procurar, portanto, uma alternativa para que o objetivo dessa dissertação seja alcançado. De posse dessa alternativa, uma análise de sua aplicação deve ser realizada em sistemas reais de potência para a verificação de sua efetividade. Serão utilizados para isso dados reais de tensão elétrica e potência ativa dos barramentos de controle de tensão do sistema interligado nacional e que passam pelo estado de Minas Gerais.

Para que essa análise seja mais efetiva, optou-se pela escolha da região leste do estado mineiro. Essa escolha foi baseada na região do estado com amplo domínio da Cemig Geração e Transmissão. Nessa região, todos os dados de usinas e subestações são de propriedade dessa empresa e dessa forma foi mais fácil a obtenção dos dados reais de tensão e potência necessários para o desenvolvimento do estudo. Com isso, aplicar-se-á a alternativa encontrada para o controle de tensão nesse sistema elétrico e estudar-se-á um melhor aproveitamento dos recursos de controle de tensão nessa malha de transmissão do estado de Minas Gerais.

A região leste do estado de Minas Gerais tem duas fronteiras elétricas muito importantes que são as regiões Norte e Metropolitana. A conexão na região Norte é realizada através de uma linha de 230kV que parte da subestação Araçuaí 2 na região Leste do estado e chega na subestação da usina de Irapé, no Norte do estado. A interligação com as linhas de 230kV da subestação Araçuaí 2 é feita em 138kV partindo da subestação de Governador Valadares 2, passando pelo Vale do Jequitinhonha e chegando na subestação Araçuaí 2. Essa é uma interligação muito importante. Foi depois dessa conexão que o Vale do Jequitinhonha passou a ter uma tensão elétrica com uma qualidade satisfatória. Até antes de esta existir, eram normais tensões da ordem de 0,80 pu nas cidades do Vale do Jequitinhonha. Dessa forma, é interessante estudar também o sistema dessa região do estado visto que esta pode influenciar muito no controle de tensão da região Leste. Na figura 1, pode-se verificar uma figura que mostra o sistema elétrico mineiro onde se podem notar essas interligações que são citadas nesse parágrafo.

Outra interligação interessante é com a região Metropolitana através da transformação da subestação Taquaril. Nessa subestação há três autotransformadores que fazem a principal interligação da região Leste do estado com o Sistema Interligado Nacional. É a partir da subestação Taquaril que se inicia o processo de restabelecimento de cargas da malha Leste quando há um desligamento total dessa. Assim sendo, é crucial o estudo dessa malha de transmissão do sistema elétrico mineiro bem como a análise de restabelecimento da malha Leste. Para restabelecer as cargas da malha Leste há um único corredor que é o que parte da subestação Taquaril. Portanto, para mostrar a efetividade da alternativa proposta, uma análise da malha Metropolitana será realizada e também será estudado um procedimento de restabelecimento de cargas da malha Leste do estado.

O estado de Minas Gerais é um estado muito rico em fontes hidrelétricas de geração de eletricidade. Essas fontes de geração hidrelétrica estão situadas na região mais a oeste do estado, a região do triângulo mineiro. Um estudo dessa região também é importante porque o controle de tensão da malha Leste pode ser afetado inicialmente com o controle de tensão das fontes geradoras de energia elétrica. Dependendo da tensão dos barramentos das principais fontes de geração de energia é necessária ou não a inserção de equipamentos para controle de tensão nas regiões metropolitana e consequentemente na região Leste do estado.

Caso a alternativa encontrada para um efetivo controle de tensão se mostre eficaz nos estudos realizados nas regiões citadas, o mesmo poderá ser aplicado pelos operadores do sistema elétrico no seu trabalho diário. Com isso, os operadores terão uma ferramenta

eficaz de controle e poderão realizar este de forma precisa e com o menor número de manobras possíveis.

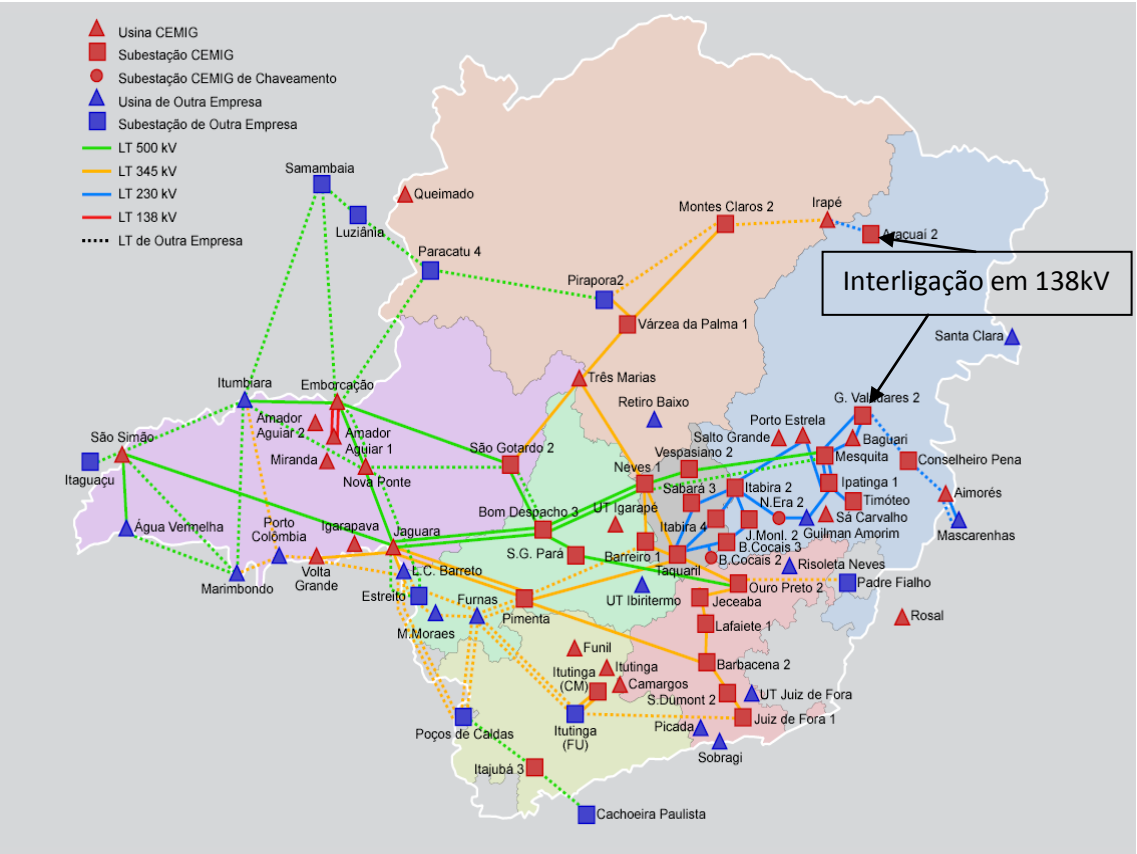

Figura 1 - Sistema elétrico de Minas Gerais (rede básica)

A realidade nacional indica que os operadores dos centros de operação não têm uma ferramenta para que o controle de tensão das linhas de transmissão e dos barramentos do sistema elétrico de potência seja adequado. Os operadores verificam apenas números e, quando há alguma violação, esse número fica numa coloração diferente para indicar ao mesmo que houve violação da tensão de determinado barramento. Se esses operadores tivessem uma tela gráfica com essas visualizações de tendência, o controle de tensão seria mais efetivo.

Quando se viola algum valor de tensão, o operador deve manobrar algum equipamento para que a tensão retorne ao patamar adequado. É nesse momento que a experiência de cada um é importante. Alguns operadores, com apenas uma ou duas manobras resolvem todo o problema. Porém, há operadores que utilizam cinco ou seis manobras para o controle da tensão do sistema. Não há uma uniformidade de

procedimentos. Há operadores que estão constantemente checando os números e percebem qual é a melhor ação e outros que preferem aguardar que a tensão viole os seus limites máximos e mínimos para tomar a ação de controle. Uma ferramenta gráfica seria ideal para uniformizar todos os procedimentos e para que a empresa tivesse um acompanhamento adequado do comportamento de todos os operadores.

Dentro desse contexto, essa dissertação propõe a criação de um índice de controle de tensão para facilitar a atuação dos operadores do sistema elétrico de potência durante a operação normal desse e durante o restabelecimento de uma certa região após blecautes. Esse índice denominou-se Índice de Controle de Tensão (ICT). Ele pode ser utilizado independente de o operador possuir ou não recursos que o auxiliem no processo de restabelecimento. Portanto, ele não se restringe à operação normal do sistema e pode ser um aliado dos operadores no controle da tensão em qualquer situação, uma das tarefas mais árduas do seu dia-a-dia.

O controle de tensão num processo de restabelecimento de circuitos após uma perturbação total é muito importante. Uma análise detalhada desse procedimento será realizada através da simulação de um procedimento de restabelecimento. Para esse estudo será utilizada a malha de transmissão da região leste do estado de Minas Gerais conforme já citado. Essa é uma região muito importante do estado e também de muita importância para o grupo Cemig, pois, é nessa região que está instalado o maior consumidor concentrado de energia elétrica do grupo, a Usiminas. O diagrama elétrico dessa região será inserido no software Anarede® e será realizada a simulação de um blecaute, bem como seu restabelecimento utilizando esse software. Após essa análise, espera-se que conclusões sejam tiradas de forma a melhorar o processo de restabelecimento com a inserção de geradores no sistema de forma mais rápida. Essa análise também será realizada provando que, com as possíveis alterações de procedimento e com um acompanhamento melhor da tensão sistêmica através do ICT, o operador tenha um controle maior da tensão sistêmica. Assim, esse profissional evitará a operação de proteções que levem novamente o sistema a blecaute, trazendo mais segurança na sua operação.

A próxima seção é uma revisão dos principais referenciais teóricos que abordam esse tema. Depois, a metodologia de pesquisa que foi desenvolvida para a realização do trabalho é apresentada. No capítulo 4, apresentam-se os sistemas elétricos estudados com uma análise do comportamento da tensão em determinados dias de pesquisa. No capítulo 5, apresentam-se as oportunidades de melhoria apontadas pelo trabalho para que o controle de tensão por parte dos operadores do sistema elétrico seja bem realizado. No capítulo 6,

uma análise de um procedimento normal de restabelecimento devido a um desligamento geral do sistema leste do estado de Minas Gerais é realizado. Depois, apresenta-se a conclusão desse trabalho e as possibilidades de próximos trabalhos nessa área de estudo.

II. REFERENCIAL TEÓRICO

O controle de tensão em um sistema elétrico de potência tem como objetivo buscar as condições normais de operação do sistema elétrico. Na relação das tarefas de controle, uma delas é o controle da tensão do sistema. Esse controle deve se inserir dentro do contexto do controle da potência reativa, visando não apenas manter o módulo da tensão dentro de uma faixa recomendada, mas também minimizar o fluxo de reativo pela rede [33]. Para garantir essas condições, alterações periódicas nos comutadores de tapes sob carga dos transformadores, comutação de bancos de capacitores e controle de reativo de geração distribuída podem ser utilizados a fim de minimizar as perdas na rede ou carga e atingir um perfil de tensão adequado sem violações à essas condições normais de operação [25,31]. Já há, inclusive, trabalhos orientados no sentido de se utilizar os bancos de capacitores das indústrias que ficam ociosos em alguns períodos do dia, para auxiliar no controle de tensão do sistema elétrico [33]. Os problemas de otimização do fluxo de potência que inclui tanto a otimização da potência ativa e o controle do lado da demanda na base de custos e reservas de sistema são características gerais comuns do controle normal de tensão do sistema elétrico [6,7,27,28,38].

O objetivo principal do controle de tensão é manter os barramentos de todo o sistema elétrico de potência dentro de sua faixa normal de operação. Para isso é necessário saber, a cada momento, o quanto de carga está sendo consumida e a quantidade de potência reativa disponível no sistema elétrico para que esse controle de tensão seja efetivo. Para se atingir esse objetivo, há várias variáveis a serem verificadas, dentre elas: as posições dos comutadores de tapes sob carga dos transformadores, a condição de operação dos bancos de capacitores/reatores e os níveis de compensação de potência reativa da geração distribuída. Para que essas variáveis sejam otimizadas, divide-se a otimização em três partes: equações de ramo que representam as diferenças de tensão entre dois terminais de cada lado do transformador, as equações de barra que descrevem o balanço de potência em cada nó e finalmente, os limites relevantes de tensão de barra e corrente de ramo. A fim de combinar esses objetivos, um percentual específico da diferença da tensão de barra do seu valor médio é admitido. Se um desvio de tensão de barra for maior do que esse percentual, verifica-se uma elevação muito grande no valor encontrado do índice calculado, a fim de alertar o operador que manobras deverão ser realizadas para corrigir o problema. Esse valor é calculado como o quadrado do desvio de tensão [6,7,27,28,38]. Um exemplo do

exposto pode ser facilmente verificado. Supõe-se que determinado barramento de 230kV tenha uma tensão máxima permitida de 235kV. Se, nesse barramento, a tensão encontrada for de 233kV, sabe-se que esse valor está 3kV acima do valor nominal. Como a diferença entre a tensão nominal e a tensão máxima é de 5kV, a tensão de 3kV acima do valor nominal pode ser considerado como 60% do valor máximo permitido. Elevando-se 0,6 à potência 2, encontra-se um valor de 0,36. Agora, supõe-se que a tensão esteja em 236kV. Isso significa que a tensão encontra-se 6kV acima do valor nominal. Sabe-se que o valor máximo é 5kV acima. Dessa forma, dividindo-se 6kV por 5kV, encontra-se 1,2. Elevando-se 1,2 à potência 2, encontra-se 1,44, um valor muito maior do que aquele obtido quando a tensão encontrava-se dentro da faixa de operação.

A modelagem é realizada de acordo com o exposto a seguir. A subestação é representada como uma barra controlada. Uma representação específica dos bancos de capacitores, cargas e geração distribuída é implementada. Cada qual é representado pelo seu melhor modelo e aplicado para o cálculo da melhor condição para o controle de tensão. As equações das linhas descrevem a relação linear entre as coordenadas cartesianas dos fasores de tensão e corrente, levando em conta tanto a impedância longitudinal quanto a capacitância em derivação do circuito pi equivalente [6,7,27,28,38]. As representações dos transformadores incluem tanto a resistência quanto a reatância série de sua bobina e também o ramo de magnetização (ignorando efeitos de saturação e perdas no ferro), todas referidas ao lado primário. Inclui as relações entre corrente e tensão dos dois lados do transformador ideal levando em conta a posição do tape [2,3,23].

Uma das situações que mais afligem os operadores do sistema elétrico de potência e que devem ser seguidas de ações rápidas e precisas é o desligamento total de um sistema ou subsistema, mais conhecido como blecaute. Esse é um desligamento em cascata de todos os barramentos do sistema elétrico provocado por várias situações. As causas mais comuns são falhas em sistemas de proteção, mas também podem ser citadas: falhas humanas, condições atmosféricas adversas, dentre outras. No momento de um blecaute, dois aspectos devem ser levados em consideração: o sistema responde de forma não desejada frente a alguma ocorrência e o tempo para a recomposição é muito maior do que o previsto nas normas de operação [13,15,30].

Há vários estudos desenvolvidos para se evitar o desligamento total de um subsistema [13,15]. Há sistemas de monitoramento de algumas grandezas elétricas, tais como tensão e corrente em algumas subestações estratégicas. Esse monitoramento é realizado em conjunto com relés principais e de retaguarda. Se o relé de retaguarda detecta

um evento que o relé principal não detectou, o algoritmo atua fazendo diversos cálculos. Se o evento persiste sem a atuação da proteção principal, o algoritmo retira geradores do sistema buscando manter a estabilidade do mesmo [20,34,38].

Nem sempre é possível contar com soluções como a apresentada no parágrafo anterior. Os sistemas são, em geral, muito extensos e com muitas interconexões (sistema malhado). O risco de blecaute nesses sistemas é bastante reduzido, mas ele existe e o cálculo da melhor solução traz uma complexidade muito grande [19]. Com isso o custo computacional e o tempo de processamento são muito grandes. Assim sendo, para grandes sistemas de potência, a tentativa de se evitar um blecaute conforme citado no parágrafo anterior é inviável porque a proteção atua de forma muito rápida. Isso pode levar o sistema ao blecaute antes de qualquer alteração de geração que o método propõe.

Então, não havendo como prevenir um blecaute na maioria das vezes, soluções devem ser encontradas para auxiliar o operador de sistema a restabelecer as cargas desligadas [17,21]. Existem estudos que se baseiam em um método de solução de restabelecimento de blecautes baseado em algoritmo genético e sistemas especialistas [9,30,32]. Os sistemas especialistas dão ao algoritmo genético um grau de confiabilidade muito grande, por exemplo, respostas de frequência a uma repentina entrada de carga, balanço de potência reativa, balanço geração/carga, limites de estabilidade, limites superiores e inferiores de tensão, reserva requerida de MW e MVAr, capacidade de transferência de linhas, etc. Antes do início da aplicação desse algoritmo, deve-se adotar um sistema de códigos dos geradores. Esse esquema deve conter todos os geradores do sistema e todas as soluções factíveis. O grande problema é que o esforço computacional para processar todas as informações necessárias. Isso gera uma grande pressão emocional sobre os operadores e torna difícil a tomada de decisões sobre as ações necessárias [24]. Após isso uma técnica probabilística é usada para encontrar a solução que contribui na produção da nova população. O algoritmo inicia primeiramente conectando os geradores ao sistema. Conectam-se os geradores com capacidade de partida sem tensão e depois se interligam os geradores de acordo com a sequência dada pelo algoritmo genético [9]. Para a conexão dos geradores leva-se em consideração o tempo que o mesmo leva para se interligar ao sistema, conforme pode ser visto na figura 1.

O tempo t_0 é o momento no qual a unidade geradora inicia o processo de sincronização. Quando se atinge o tempo t_1, ocorre a sincronização da unidade geradora com o sistema elétrico. Após isso, há o tempo no qual a unidade geradora atinge sua

potência mínima de fornecimento. Esse é o tempo t_2. Para que a unidade geradora atinja sua potência máxima de fornecimento é necessário aguardar o tempo t_3 [9].

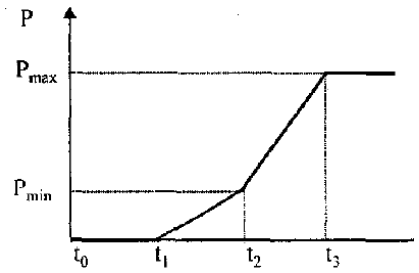

Figura 2 - Tempo de conexão de geradores ao sistema interligado [9]

Após a conexão dos geradores, conectam-se as cargas prioritárias. O algoritmo calcula a quantidade de carga incremental que pode ser inserida no sistema sem violar a operação de frequência normal. O algoritmo também aperfeiçoa o melhor caminho de restabelecimento e o menor tempo de restauração [9].

As empresas desenvolvem soluções para o restabelecimento. O restabelecimento se dá, na maioria das vezes, por meio da integração de funcionalidades e informações disponíveis nos centros de operação [24]. Mas essas soluções nem sempre podem ser seguidas devido ao grande número de variáveis envolvidas num processo de restabelecimento [22,30]. O sucesso do restabelecimento depende muitas vezes da experiência do operador com o sistema e da disponibilidade de sistemas automáticos de atuação do processo [9], mas também já há algoritmos que levam em consideração o ponto atual do sistema elétrico e fazem alterações nos seus parâmetros quando situações não previstas são priorizadas, como por exemplo, entradas de carga não previstas. Utiliza todos os planos de restabelecimento desenvolvidos e indica para o operador qual o melhor caminho a seguir dentre os planos existentes [9].

O processo de restabelecimento de um sistema leva em consideração três partes: preparação do sistema, restauração do sistema e restauração de cargas [1,14,36]. A etapa de preparação é crítica e algumas ações urgentes devem ser tomadas rapidamente [14,24]. Essas ações devem ser tomadas com rapidez e também com segurança. Apesar das estratégias de restabelecimento serem tratadas desde as etapas de expansão da rede, tendo seus procedimentos simulados nos estudos do planejamento da operação, o restabelecimento é uma das tarefas mais complexas executadas durante a operação em

tempo real dos sistemas de potência [24]. Uma das premissas básicas para que o restabelecimento seja adequado é que linhas de transmissão que interligam geradores sejam ligadas em primeiro lugar de forma a se ter uma grande quantidade de potência ativa e reativa disponível para o auxílio no restante do processo de restabelecimento. Também é necessário que algumas cargas sejam ligadas para reduzir o efeito Ferranti e utilizar parte da potência ativa já disponível. Da mesma forma, a tensão de campo dos geradores conectados ao sistema deve ser controlada a fim de obter a redução da sobretensão através da absorção de potência reativa [19].

Uma das opções de restabelecimento rápido de cargas é a formação de ilhas. Em um blecaute, a operação ilhada pode satisfazer os requisitos de potência de uma área particular [18]. Divide-se o circuito em vários subcircuitos, restauram-se cada um separadamente (ilha) e depois se interliga esses circuitos para a reconstrução do sistema elétrico. Para isso, três pontos devem ser levados em consideração: ter geradores com capacidade de auto-restabelecimento, satisfazer o balanço de geração/carga (frequência) e satisfazer as condições do controle de tensão dentro da ilha [36]. Há algumas condições a serem atendidas para que o gerador seja considerado de auto-restabelecimento: o gerador deve interligar com uma potência segura o mais rápido possível, ele deve assegurar fonte de energia suficiente para suprir potência independentemente de causas externas e condições meteorológicas adversas e tem que suprir potência reativa a 80% de sua capacidade [19].

Um dos problemas que surge com a formação de ilhas é a divisão inapropriada dos subsistemas. Isso pode fazer com que a confiabilidade do restabelecimento seja perdida devido à necessidade de desligar subsistemas já restabelecidos e desligar cargas já restabelecidas. Outro problema é que flutuações de frequência e tensão trazem muitas dificuldades para manter a integridade de um sistema ilhado [18].

Para um restabelecimento perfeito, todas as possibilidades devem ser testadas. Porém, com o grande número de linhas de transmissão, muitas são as variáveis booleanas a ser consideradas. Cada linha de transmissão tem dois estados possíveis: ligado ou desligado. Dessa forma, fica inviável essa análise no momento da ocorrência do blecaute, pois o tempo gasto para fazer essa análise é muito grande (seja tempo de análise e tempo computacional). Portanto, uma solução deve ser criada para se chegar de uma maneira mais rápida ao melhor resultado [36].

Outra situação muito grave que surge num processo de restabelecimento é a alta tensão dos barramentos provocada pela falta de carga. Além da sobretensão, flutuações de

tensão no momento em que as linhas de transmissão são ligadas e a capacidade de absorção e fornecimento de potência reativa dos geradores de auto-restabelecimento são problemas a serem solucionados. Outro detalhe muito importante é que quando linhas de transmissão são ligadas sem carga, a tensão no terminal receptor fica muito alta (efeito Ferranti). Isso afeta todos os equipamentos que estão ligados a esse barramento e essa sobretensão não é desejável. Portanto, simulações são necessárias para a escolha da melhor linha, aquela que vai causar uma elevação menor de tensão no terminal receptor [19].

A falha humana dos operadores do sistema num momento de restabelecimento de um blecaute também é um fator preocupante. E isso está muito ligado ao fato de que esses geralmente não têm experiência e tem pouco treinamento [30]. Nos centros de operação há diversos sistemas que operam de forma isolada. Se esses sistemas fossem integrados, os operadores teriam uma tarefa mais facilitada no momento de um blecaute [24]. Operadores do sistema de potência têm a responsabilidade de manter a integridade do sistema, prevenir blecautes e garantir a operação segura seguindo determinadas regras de operação. Devem estar sempre atentos, pois, na grande maioria do tempo, o sistema está sempre operando bem próximo dos seus limites de segurança. As regras de operação levam em consideração o balanço de carga/geração sem criar sobrecargas e obedecendo aos intercâmbios dos diversos sistemas [30]. E num momento de blecaute, as variáveis a serem analisadas são inúmeras e as chances de erros são grandes. Os operadores também têm que lidar com fluxos elevados em algumas linhas, estabilidade precária de um sistema e diversas restrições operativas ao mesmo tempo [9,18]. Como não há estudos avançados nessa área do conhecimento, o restabelecimento de sistemas fica a cargo muitas vezes da experiência dos operadores e das instruções de operação elaboradas pelas empresas concessionárias de energia[19]. Os seguintes fatores devem ser levados em consideração pelos operadores: minimização do tempo requerido de restauração do sistema para conectar o sistema base e manter os limites de segurança enquanto integra o sistema de potência tais como limites de estabilidade, e perfis de tensão e capacidades de transferência de linhas, etc. Também devem se preocupar com alguns fatores muito importantes que são a máxima transferência de potência ativa, curvas de capabilidade de geradores, requisitos de carga, tempo de início do restabelecimento, taxas de rampa de geração, resposta de frequência para rápidas entradas de carga, balanço de potência reativa, balanço geração/carga, limites de estabilidade, níveis de limite de tensão, requisitos de reserva MW/MVAr, capacidade de transferência de linhas e o tipo de carga a ser religada [9].

Em outra linha de pesquisa, há estudiosos que se preocupam com o processo dinâmico do restabelecimento de cargas. Segundo esses, programas de simulação de regime permanente não levam em consideração o período transitório da entrada de carga e não se pode garantir que a frequência e a tensão permaneçam dentro de limites aceitáveis num momento transitório. Para eles, esse é um período muito importante e deve ser considerado e o problema do restabelecimento de cargas deve ser modelado como um problema de controle ótimo com frequência e tensão dinâmicas e restrições do ângulo de fase. Há também a preocupação de que a estabilidade de geradores também não é garantida e a proteção pode desligar novamente o circuito restabelecido devido a ações transitórias [14]. Uma análise dinâmica do processo de restabelecimento deve ser focada na possível existência de ressonância harmônica. Isso pode levar a oscilações muito grandes da tensão na linha nesse momento. Essas sobretensões são causadas pela interação não linear entre transformadores sem carga e o sistema de transmissão [19].

Diante de tudo o que foi exposto, percebe-se a necessidade da elaboração de controles mais eficazes para auxiliar os operadores do sistema elétrico a tomar as decisões de maneira correta e sem comprometer o sistema elétrico com manobras indevidas. Um índice, criado com essa finalidade, pode ser mais um elemento de monitoramento da tensão do sistema. Se o mesmo for corretamente utilizado, os operadores terão uma ferramenta de controle bastante eficiente e que resolverá os problemas do controle de tensão expostos nos parágrafos anteriores dessa seção.

III. METODOLOGIA DE PESQUISA

Cada operador age de maneira diferente num objetivo único que é o controle de tensão. Pensando nisso, essa dissertação propõe iniciar os estudos para uma solução eficaz que culmina com um controle de tensão mais uniforme. Essa uniformidade é muito interessante, pois se pode, através dela, verificar os comportamentos dos operadores no controle de tensão do sistema elétrico e traçar parâmetros adequados de procedimento face às variações de tensão do sistema. Se os operadores tivessem uma ferramenta gráfica que mostrasse uma tendência da tensão dos barramentos controlados, os mesmos poderiam tomar ações pró-ativas com o intuito de não permitir que a tensão violasse os limites. Com isso, os operadores teriam tempo suficiente para pensar em qual barramento o controle de tensão seria mais efetivo. O que se verifica hoje em dia é que, o operador apenas age quando há uma violação de determinado limite e dessa forma, ele atua no barramento mais próximo àquele que tem seu limite violado. O que se observa muitas vezes é que essa manobra é indevida, pois em alguns momentos a atuação em um barramento mais distante resolveria o problema do controle de tensão em vários outros pontos do sistema.

Fazer uma análise do sistema elétrico nacional seria muito difícil. Devido a isso, pensou-se em utilizar uma determinada região do estado de Minas Gerais para aplicação desse estudo. Eletricamente falando o estado de Minas Gerais é dividido em sete regiões: Norte, Leste, Oeste, Sul, Mantiqueira, Triângulo e Metropolitana. Uma das sete opções deveria ser escolhida e optou-se pela região Leste. Nessa região, a Cemig detém quase todas as subestações e linhas de transmissão e dessa forma seria mais fácil adquirir os dados reais do sistema elétrico visando a uma análise real do controle de tensão do sistema.

Os dados medidos de linhas de transmissão e transformadores de potência são muito importantes. É através desses dados que se podem verificar, através de simulações, determinadas situações de operação do sistema elétrico e prever possíveis falhas que possivelmente ocorreriam em determinada configuração desse sistema, ou seja, poder-se-ia tirar conclusões interessantes como, por exemplo, na falta de uma linha de transmissão, como o sistema elétrico se comportaria em caso da perda de outra linha ou transformador? Outra análise interessante é, no caso da operação de

determinado equipamento para o controle de tensão, qual seria o comportamento desta em todos os barramentos do sistema?

Foi pensando dessa forma que se iniciou a pesquisa para tentar encontrar quais seriam os parâmetros adequados de todas as linhas de transmissão, de todos os transformadores de potência e de todas as interligações do sistema elétrico do leste mineiro. Todos esses dados foram lançados no software Anarede®. Foi necessário buscar então, os dados de admitância, indutância e resistência das linhas de transmissão e transformadores. Para isso, utilizaram-se dados do sistema Sindat, sistema esse que detém todos os dados de todas as linhas de transmissão e transformadores do sistema elétrico nacional. Esses dados são públicos e estão disponíveis no portal do ONS, o Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Depois de fazer um levantamento de todos os parâmetros das linhas de transmissão e transformadores necessários, esses dados foram lançados no software. Para validar os parâmetros utilizados na representação do sistema elétrico, era necessário certificar que os dados disponíveis no portal público do ONS estavam adequados. Nesse processo de validação, foram utilizados os dados reais de intercâmbio de potência do sistema leste com todos os outros sistemas que fazem interligação com o mesmo às 00h00min do dia 01/04/2013. Foram inseridos no software também, todos os dados necessários para que o mesmo tivesse condições de processar o sistema elétrico: nas barras onde haviam geradores conectados, foram informadas a potência ativa fornecida e o valor da tensão no barramento (barra PV) e nas barras onde havia cargas conectadas, foram informadas as potências ativa e reativa de cada carga (barra PQ). A barra da subestação de Taquaril 230kV foi considerada a barra Vθ, pois é o barramento mais forte do sistema e a principal fonte de potência ativa para a região leste do estado de Minas Gerais.

Após isso, tentou-se uma simulação para verificar se os dados encontrados pelo software eram os mesmos valores medidos pelos equipamentos das subestações envolvidas na simulação. O resultado não foi satisfatório indicando a necessidade de algumas alterações nos parâmetros das linhas de transmissão e transformadores. Várias inconsistências foram encontradas, ou seja, havia dados que estavam informados de maneira errônea tanto no sistema do ONS quanto no sistema da Cemig. Foi necessário, portanto, através de várias tentativas alterando-se os parâmetros de ajustes das linhas de transmissão e transformadores, fazer o ajuste desses dados para que o sistema simulado funcionasse de maneira igual ao sistema real. Isso levou à seguinte

conclusão: muitos dados do Sindat e alguns poucos dados informados pela Cemig não estavam sendo atualizados adequadamente e, portanto, devem ser utilizados com cuidado. Parece que, na grande maioria das vezes, esses dados não são atualizados quando há uma ampliação do sistema elétrico de transmissão ou de geração. Em alguns locais, foram construídas linhas de transmissão em paralelo com outras já existentes e verificou-se uma diferença muito grande de impedâncias entre essas linhas, mesmo sendo construídas com o mesmo tipo de cabo. Sabe-se que uma ampliação de linhas de transmissão e transformadores, por exemplo, pode provocar uma alteração considerável nas admitâncias e susceptâncias capacitivas das linhas de transmissão e isso afeta completamente o cálculo do fluxo de potência.

Após todas as alterações realizadas, os dados encontrados na simulação foram praticamente os mesmos daqueles levantados pelo sistema digital da Cemig mostrando que os dados estavam confiáveis e o modelo estava adequado para que os estudos pudessem sem continuados sem afetar sua exatidão. A figura 3 mostra o sistema elétrico da malha leste que foi criado no software Anarede®.

Tudo o que foi realizado até aqui serve para, mediante um cenário do sistema elétrico num dado momento, analisar quais são os impactos da inserção de determinados equipamentos para o controle de tensão do sistema, quais são os impactos da perda de determinada linha ou determinado transformador. Enfim, serve para fazer uma análise momentânea do sistema elétrico de potência.

Um dos objetivos da dissertação é analisar a atuação do operador do sistema frente às variações de tensão dos barramentos e linhas de transmissão. Para se conseguir essa análise de forma adequada é necessário verificar o comportamento da tensão do sistema durante um período grande de tempo. E, para que isso pudesse ser analisado a contento, foi necessário buscar os dados medidos obtidos dos barramentos durante um grande período de tempo. Para que uma análise pudesse ser bem feita, era necessário que o sistema elétrico estivesse o mais completo possível. Isso evita que a falta de determinados equipamentos provoque uma alteração no sistema de tal forma que o controle de tensão fique prejudicado. Dessa forma, seria necessário encontrar uma semana na qual não houvesse nenhuma intervenção no sistema de potência e que uma quantidade muito pequena de equipamentos estivesse indisponível para a operação. Sabe-se que, no sistema elétrico real, essa condição é praticamente impossível.

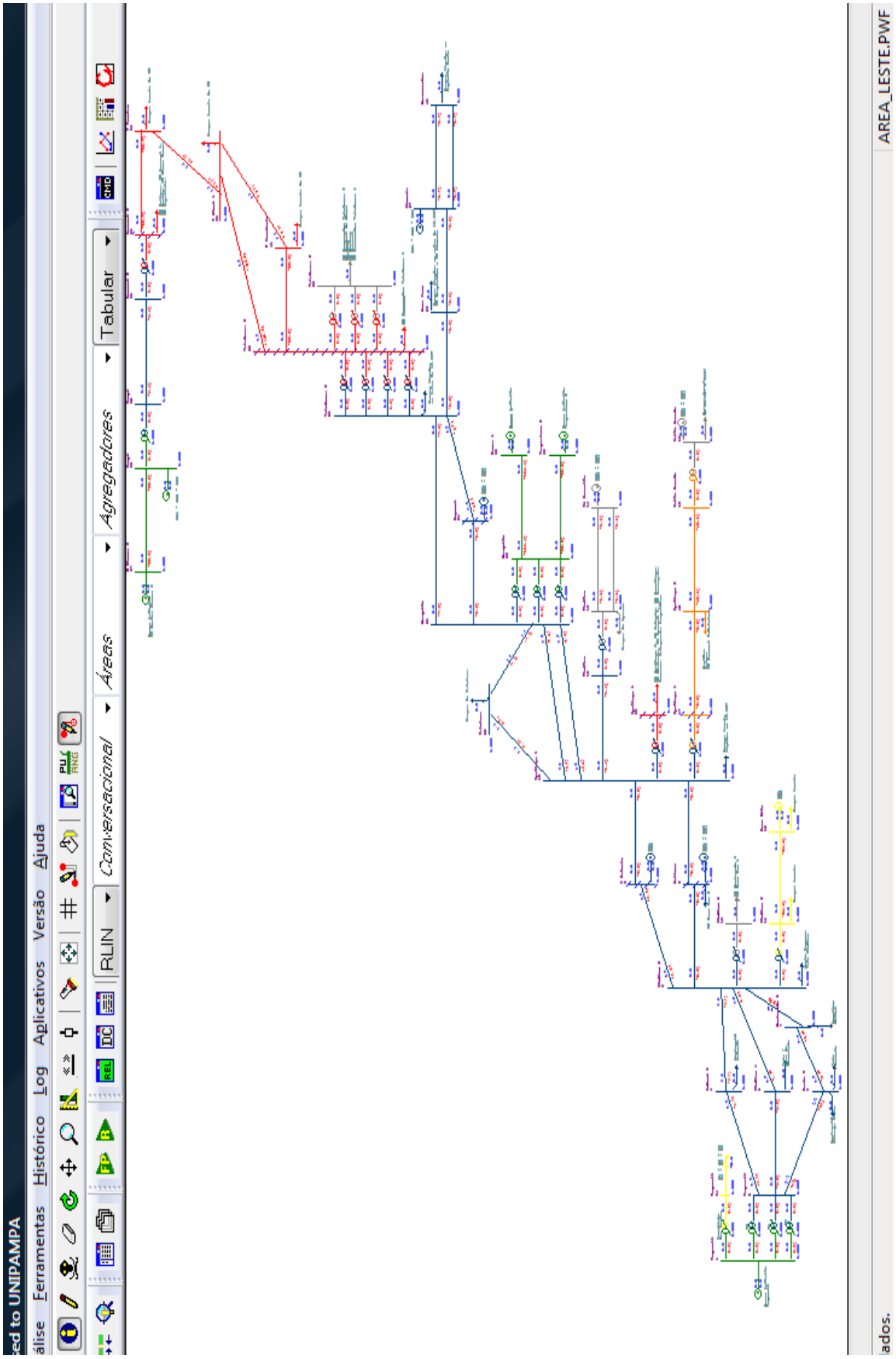

Figura 3 - Malha Leste de Minas Gerais no software Anarede (R)

No entanto, houve um evento que, por solicitação do ONS, nenhuma intervenção no sistema seria liberada e que o sistema deveria estar completo na maioria do tempo possível. Esse evento foi a Copa das Confederações de 2013 da Fifa, que foi considerada uma preparação para a Copa do Mundo de 2014. Para que o sistema elétrico estivesse preparado, o ONS ordenou que os agentes de geração e transmissão não poderiam fazer interrupções programadas nos equipamentos da rede básica na segunda quinzena de Maio de 2013 até o final da primeira quinzena de Julho de 2013. Sendo assim, esse período foi propício para ser utilizado nessa pesquisa. Era necessário então escolher uma semana para fazer a pesquisa e optou-se pela última semana do mês de junho, semana que coincidiu com os principais jogos do torneio. Dessa forma, pode-se estudar o controle de tensão em uma semana especial com grandes variações de carga e que, por consequência, fez com que houvesse uma grande variação de tensão do sistema.

O problema agora seria como fazer o tratamento dos dados de tensão encontrados nos barramentos do sistema elétrico. Sabe-se que os operadores do sistema devem manter a tensão entre dois valores limites, um máximo e um mínimo. Mas, esses valores são diferentes de barramento para barramento além de é interessante comparar barramentos de classes de tensões diferentes, ou seja, é necessário comparar os barramentos de 138kV entre si e entre eles e um barramento de 500kV, por exemplo. Para fazer essa comparação, foi criado um índice de controle de tensão, que será demonstrado na próxima seção desse trabalho.

3.1 ICT – ÍNDICE DE CONTROLE DE TENSÃO

Para facilitar o operador do sistema elétrico no controle de tensão foi proposto o índice ICT – Índice de Controle de Tensão. Pensou-se nesse índice como uma forma de verificar qual o comportamento da tensão nos barramentos do sistema elétrico dentro do período estudado. Ou seja, através dele, pode-se verificar por quanto tempo durante o período pesquisado a tensão extrapolou limites tanto inferior quanto superior. Pode-se pesquisar também se as ações tomadas pelos operadores foram adequadas e quanto tempo demorou em tomar determinada ação. Em suma, é um índice gerencial que mede quão

efetivo foi o trabalho do operador e pode munir as empresas de ferramentas de melhorias no processo de controle de tensão.

Já foi citado que os operadores do sistema elétrico têm um valor máximo e mínimo de tensão dentre os quais esta deve permanecer. Esses valores dependem da carga em potência ativa do sistema naquele momento. Se a carga do sistema varia entre cargas leve, média e pesada, há uma variação nos valores máximos e mínimos de tensão de acordo com cada período de carga. Em carga pesada, deve-se manter a tensão num patamar mais elevado. Em carga leve, esse patamar pode ser reduzido. Esses valores de tensão são estudados pela área de planejamento elétrico da Cemig e do ONS e são implantadas no sistema digital do operador.

O índice utiliza para seus cálculos o valor intermediário (VM) entre as tensões máxima (Vmáx) e mínima (Vmín) para cada horário de carga do sistema e calcula a diferença entre o valor medido (Vmed - valor obtido do barramento do sistema) e esse valor médio calculado. Esse será o numerador da equação 2. O denominador sai da diferença entre os limites de tensão para cada barramento devido a cada tipo de carga do sistema. Calcula-se a diferença entre o valor máximo (Vmáx) e o valor mínimo (Vmín) da tensão para aquele momento. Os cálculos são realizados para cada barramento do sistema. Chamando determinado barramento pesquisado de "k", as equações que regem o cálculo do ICT são:

$$VM_k(t) = \frac{Vmáx_k(t) + Vmín_k(t)}{2} \qquad (Equação\ 1)$$

$$ICT_k(t) = \frac{Vmed_k(t) - VM_k(t)}{Vmáx_k(t) - Vmín_k(t)} \qquad (Equação\ 2)$$

Onde: $ICT_k(t)$ é o índice de controle de tensão da barra k no instante t, $VM_k(t)$ é o valor intermediário entre os valores máximos e mínimos da tensão para o instante t na barra k, $Vmed_k(t)$ é o valor medido no barramento k no instante t, $Vmáx_k(t)$ é o valor máximo da tensão permitida para o instante t no barramento k e $Vmín_k(t)$ é o valor mínimo da tensão permitida para o instante t no barramento k.

Se o valor da tensão medida (Vmed) for igual ao valor da tensão média (VM) de determinado barramento em determinado instante, a subtração do numerador da equação 2 retornará um valor nulo e o ICT será então nulo. Quanto maior o numerador, maior será o

valor do ICT e, portanto, mais longe o valor da tensão medida (Vmed) estará do valor central (VM) para a mesma naquele momento. Se o valor da tensão medida (Vmed) estiver igual ao valor do limite superior de tensão (Vmáx) em determinado barramento num dado instante, os cálculos indicarão o seguinte valor para o ICT, considerando a substituição da equação 1 na equação 2:

$$ICT = \frac{Vmáx - Vméd}{Vmáx - Vmín} = \frac{Vmáx - Vmín - \frac{Vmáx - Vmín}{2}}{Vmáx - Vmín}$$

$$= \frac{Vmáx - Vmín}{Vmáx - Vmín} - \frac{Vmáx - Vmín}{2 * (Vmáx - Vmín)} = 1 - \frac{1}{2} = \frac{1}{2} = 0{,}5$$

Se a tensão estiver igual ao seu valor mínimo (Vmín) estipulado para o momento, os cálculos chegarão ao seguinte resultado:

$$ICT = \frac{Vmín - Vméd}{Vmáx - Vmín} = \frac{Vmín - Vmín - \frac{Vmáx - Vmín}{2}}{Vmáx - Vmín} = \frac{-\frac{Vmáx - Vmín}{2}}{Vmáx - Vmín}$$

$$= -\frac{Vmáx - Vmín}{2} * \frac{1}{Vmáx - Vmín} = -\frac{1}{2} = -0{,}5$$

Portanto, os limites de cada faixa de carga estão entre -0,5 e 0,5. Mas, manter a tensão próxima dos limites inferior e superior pode ser perigoso e levar ao desligamento do sistema em algumas ocasiões. Para permitir que os operadores tenham um tempo suficiente para agir e manter a tensão dentro dos limites aceitáveis especificados para cada barramento adotou-se então como limites de tensão para o ICT os valores de -0,35 e 0,35. Portanto, se o ICT estiver entre esses valores, o operador não precisa fazer ajustes na tensão. Mas, se a mesma extrapolar, ajustes devem ser realizados proativamente na tentativa de fazer com que a tensão retorne para a faixa operativa dentro do índice, entre -0,35 e 0,35. Os valores entre -0,35 e -0,50 e entre 0,35 e 0,50 são valores permitidos para que o ICT permaneça e são uma margem de segurança para que os operadores tenham tempo suficiente para manobrar o sistema e evitar que a tensão extrapole a faixa legal permitida pelas normas e instruções específicas de cada barramento, que é abaixo de -0,50 e acima de 0,50.

Essa análise será realizada na próxima seção dessa dissertação. Vários barramentos serão analisados com a intenção de se buscar qual foi o comportamento da tensão elétrica nos barramentos da malha leste do estado de Minas Gerais. Para que a análise seja completa, também serão analisados os barramentos dos subsistemas que fazem interconexão com a malha Leste do estado, pois esses dados são essenciais para o cálculo do fluxo de potência que foi realizado com o software Anarede®. Para que o cálculo do fluxo de potência fosse realizado, foi necessário inserir os dados dos intercâmbios de potência ativa das malhas que fazem interligação com a malha Leste.

Citou-se muito o controle de tensão num sistema elétrico que já está ligado e operando normalmente. Mas o índice proposto também pode ser utilizado num processo de restabelecimento após um blecaute. Para provar a eficiência dessa ferramenta, foi simulado um blecaute na malha Leste do estado de Minas Gerais utilizando o ICT no processo de restabelecimento normal utilizado pela Cemig e pelo ONS. Utilizando os parâmetros adequados construídos no software Anarede®, uma análise de restabelecimento pode ser realizada com o intuito de verificar se a tensão do sistema se comporta de maneira adequada durante todo esse processo. Como os dados das 00h00min do dia 01/04/2013 já haviam sido utilizados, pensou-se na simulação de um blecaute nesse momento para verificar se o ICT pode ser utilizado também para apoiar os operadores num momento de blecaute. Sabe-se que, nesse momento, a carga do sistema é baixa e é considerada leve. Portanto, nesse horário, não há muita carga interligada no sistema.

São procedimentos normais das empresas concessionárias que, grandes consumidores, num restabelecimento após um blecaute, sejam os últimos a conectar suas cargas no sistema interligado. E nessa região, as principais cargas conectadas ao sistema elétrico são da Usiminas, o maior consumidor concentrado de energia elétrica do grupo Cemig. Portanto, essa empresa somente é autorizada a ligar suas cargas após a conclusão do restabelecimento. Sabe-se também que, sem carga, espera-se que a tensão nas subestações que vão sendo religadas a cada passo, fique cada vez maior porque não há equipamentos de controle de tensão nas primeiras subestações do sistema para reduzí-la e isso será verificado no capítulo 6 dessa dissertação.

IV. CONTROLE DE TENSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO MINEIRO

O controle de tensão do sistema elétrico brasileiro é realizado através da análise do valor de tensão em cada barramento. Esses valores são constantemente analisados e comparados com valores limites máximo e mínimo. O objetivo do operador responsável pelo controle é manter a tensão dentro desse patamar, utilizando para isso equipamentos de controle. O operador deve saber que para fazer um controle de tensão ideal, deve monitorar o fluxo de potência reativa do sistema. Esse fluxo está muito ligado ao controle de tensão e um controle adequado do mesmo faz com que a tensão permaneça dentro dos patamares adequados.

A definição desses patamares de tensão varia de concessionária para concessionária e leva em consideração o valor da carga do sistema para cada hora do dia. Chama-se de carga leve aquele período em que a carga do sistema é baixa e sendo assim, a tensão pode permanecer em valores mais baixos. A carga média já pede que os valores de tensão sejam mais elevados enquanto que a carga pesada exige valores de tensão ainda mais elevados. Isso é feito com a finalidade de que a tensão chegue para o consumidor final em um valor próximo de um pu visando a não violação dos índices de qualidade de tensão medidos pela ANEEL.

Algumas concessionárias utilizam valores horários de tensão. Isto é, há certos momentos do dia que a carga é considerada leve, em outros momentos do dia a carga é considerada média e em outros, carga pesada. É quase comum adotar-se os seguintes horários: de 22 horas até as 7 horas, carga leve; de 7 horas até 17 horas, carga média; e de 17 horas às 22 horas, carga pesada. As alterações desses valores são muito discretas e a grande maioria das empresas que utilizam essa definição das faixas de tensão utiliza os horários citados.

Já há algumas concessionárias que utilizam um controle mais inteligente da tensão como é o caso da Cemig. A Cemig monitora constantemente o valor da carga dentro de cada subsistema. Ou seja, a empresa divide o estado de Minas Gerais em vários subsistemas e verifica a quantidade de carga que está sendo consumida por cada um. De acordo com esse valor de carga, classifica-se a carga de cada subsistema em leve, média ou pesada. Através dessa definição, os operadores do sistema têm um valor máximo e mínimo de tensão a ser seguido e devem procurar manter a tensão dentro daquele patamar.

4.1 EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE TENSÃO

Dentre os equipamentos de controle mais conhecidos estão as unidades geradoras, que são máquinas síncronas, que podem absorver ou fornecer potência reativa ao sistema. Algumas unidades geradoras têm uma capacidade muito grande enquanto outras têm uma capacidade menor. Quando esse recurso pode ser utilizado o controle de tensão pode ser muito bem feito. A unidade geradora fornece (ou absorve) o valor desejado de potência reativa necessário para manter a tensão dentro do patamar desejado. Portanto, a unidade geradora pode ser utilizada tanto para elevar a tensão de um sistema através da sobreexcitação quanto para a redução da tensão, através de subexcitação. O sistema de excitação da unidade geradora é responsável pela geração da corrente de campo de excitação da bobina do rotor e é um elemento indispensável em uma máquina síncrona.

Outros equipamentos de controle de tensão bastante conhecidos são os reatores e os capacitores. Os reatores absorvem potência reativa do sistema e são utilizados quando a tensão sistêmica está alta e deseja-se uma redução da mesma. O valor da potência reativa absorvida pelo reator é diretamente proporcional ao quadrado da tensão do barramento. Portanto, quando a tensão do sistema está alta, esse equipamento absorve muita potência reativa. À medida que a tensão do sistema cai, a absorção de potência reativa diminui muito também. Já os bancos de capacitores são utilizados para se elevar a tensão do sistema. Da mesma forma que os reatores, o fornecimento de potência reativa é diretamente ligada ao quadrado da tensão do barramento ao qual o banco de capacitores está conectado. Com uma tensão mais baixa, o fornecimento de potência reativa é menor. Percebe-se, portanto que, inicialmente, a utilização de reatores para o controle da tensão elevada é mais efetivo do que a utilização de capacitores para uma tensão baixa. Mas a absorção de potência reativa diminui com a queda da tensão e o operador do sistema deve estar atento para esse detalhe.

Outros equipamentos interessantes para o controle de tensão são os motores síncronos instalados em algumas subestações do sistema elétrico. O princípio de funcionamento dos mesmos é semelhante ao princípio de funcionamento de um gerador síncrono. Há até condições em algumas usinas do sistema elétrico de converter os geradores síncronos em motores síncronos em certos momentos do dia para facilitar o controle de tensão. A única função desses grandes motores síncronos é absorver ou

fornecer potência reativa para o controle de tensão do sistema. Uma de suas desvantagens é o grande consumo de potência ativa necessária para o giro de seu eixo e uma análise de viabilidade econômica deve sempre ser realizada.

Há também a comutação de tapes dos transformadores do sistema elétrico que têm o sistema de comutação de tapes sob carga (LTC) instalado. Esses comutadores de tapes são muito utilizados. Alguns transformadores têm uma infinidade muito grande de tapes a serem comutados (alguns chegam a 33 tapes). A maioria dos transformadores comuta os tapes automaticamente, sendo necessária uma verificação constante desse sistema automático para a certificação da correta atuação do mesmo.

Por fim, há os compensadores estáticos de reativo, conhecidos em alguns textos acadêmicos como SVC. Esse sistema ainda é pouco utilizado, mas é uma opção interessante. Utiliza a eletrônica de potência através do chaveamento de tiristores de potência e pode trabalhar de forma automática. No sistema Cemig há dois equipamentos como esses instalados na rede básica. Um deles está na subestação de Ouro Preto 2 e trabalha de forma manual. O outro está na subestação de Santos Dumont 2 e trabalha de forma automática. A utilização desses equipamentos é muito interessante porque eles tendem a manter no sistema elétrico um valor de tensão estipulado pelo operador. O chaveamento de suas chaves estáticas permite uma absorção ou fornecimento de potência reativa adequada buscando sempre o valor de tensão estabelecido pelo operador.

4.2 DIVISÃO DO SISTEMA ELÉTRICO MINEIRO E AS DIFICULDADES DO CONTROLE DE TENSÃO

O sistema elétrico mineiro está dividido em sete malhas de controle que são: Sudeste, Sul, Triângulo, Oeste, Metropolitano, Leste e Norte. Essas sete malhas podem ser verificadas através da análise da figura 4. Ela mostra as principais subestações de cada subsistema.

Além dessas sete malhas há alguns barramentos que têm seu controle ligado diretamente ao CNOS (Centro Nacional de Operação de Sistema) e que utiliza o sistema horário. Outros barramentos possuem seu valor de tensão controlado pelo fluxo do

sistema Minas Gerais, um sistema de monitoramento especial. Esse sistema de monitoramento leva em consideração o fluxo de potência ativa entre a Cemig e outras empresas do sistema elétrico nacional, ou seja, leva em consideração o intercâmbio de energia entre Cemig e outras empresas concessionárias. O controle de tensão torna-se, portanto, difícil, visto que o operador do sistema deve procurar manter as tensões dentro dos patamares adequados e trabalhando com tipos de carga diferentes devido a cada subsistema. Além disso, ele deve atender aos requisitos dos tipos especiais de monitoramento e controlados de forma rigorosa pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

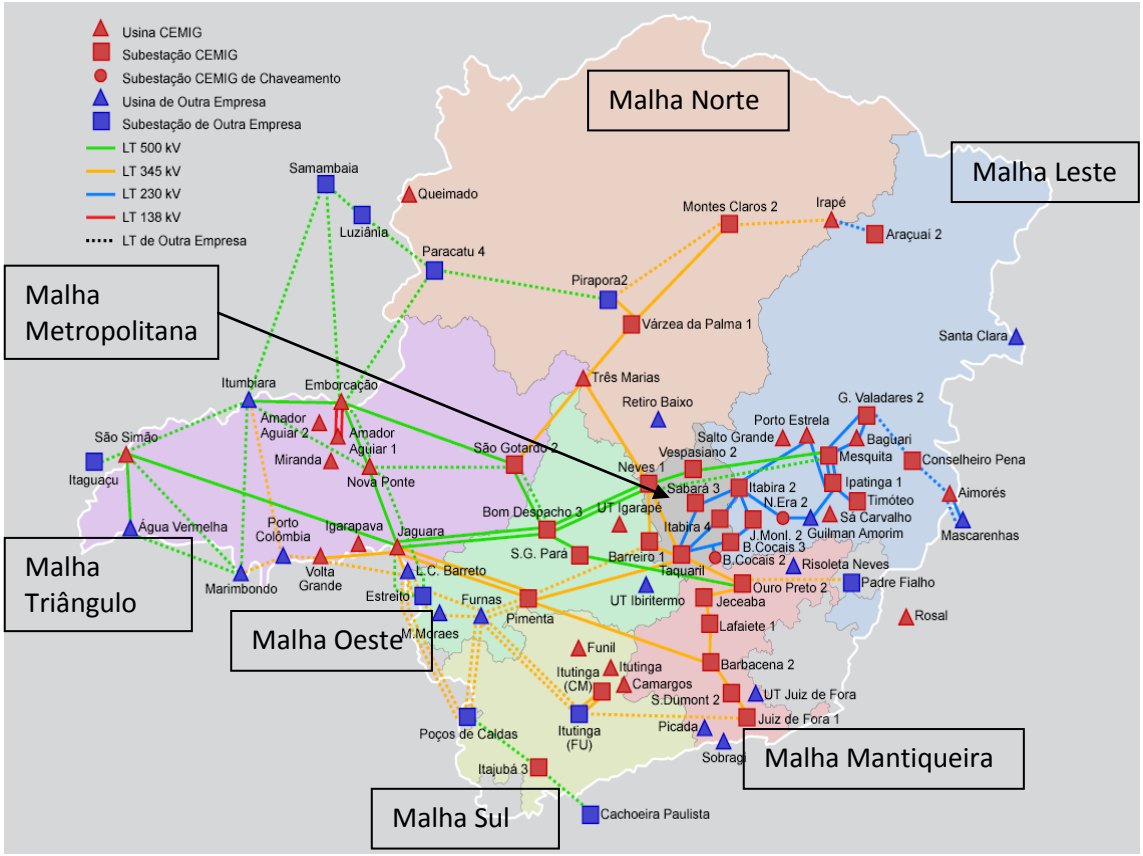

Figura 4 - Estado de Minas Gerais com a divisão por malhas e suas principais subestações

O operador tem para apoiar-lhe uma tela de monitoramento de tensão. Nessa tela ele encontra todas as informações dos barramentos do sistema Cemig com seus valores de tensão absoluta. Não há conversão para o sistema por unidade. Devido a isso, os operadores trabalham com muitos dados numéricos, o que dificulta muito o controle de tensão. Essa dificuldade fica maior ainda quando vários valores de tensão são violados. O

operador não tem noção de qual barramento está com o pior nível de tensão já que as medidas estão registradas em valores absolutos. Barramentos de 500kV de tensão nominal estão misturados nessa tela de controle de tensão com barramento de até 69kV de tensão nominal. Outro fato para complicar um pouco mais a situação é que os valores de tensão limites variam de subsistema para subsistema. Como exemplo, há subsistema que suporta um valor de tensão de 142kV no seu barramento de 138kV (1,029 pu) enquanto outros subsistemas podem suportar um valor de 150kV (1,087 pu) em um mesmo instante do dia.

A figura 5 mostra as principais subestações das malhas metropolitana e leste. Essas malhas serão mais bem analisadas e uma análise dessa figura é interessante para uma melhor localização das subestações nas próximas seções do trabalho.

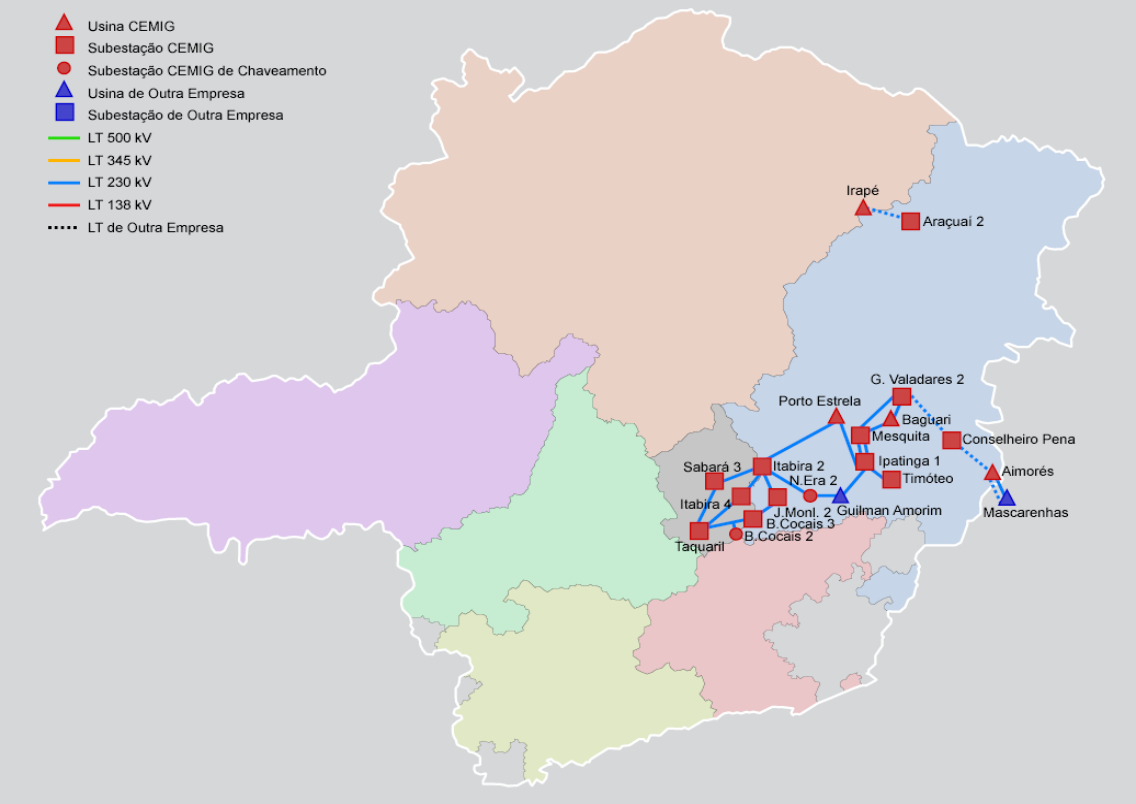

Figura 5 - Principais subestações das malhas Leste e Metropolitana

A. SUBSISTEMA LESTE

Inicialmente segue conforme a figura 6, um gráfico com os percentuais de violação do ICT durante todo o dia informado no eixo das abscissas para todos os barramentos controlados do subsistema leste. Após a análise dos gráficos a seguir, cada barramento será

mais bem estudado a fim de se verificar que com a utilização do ICT o operador do sistema elétrico teria uma visão melhor do mesmo e manobras mais adequadas poderiam ser realizadas para um controle de tensão mais eficaz.

O gráfico de acompanhamento dos percentuais de violação dessa região do estado será dividido em quatro para facilitar a visualização dos dados. Caso os mesmos ficassem em apenas um gráfico, vários dados seriam perdidos devido à grande quantidade destes.

Analisando-se o primeiro desses gráficos, figura 6, verifica-se que o barramento de 500kV da subestação Mesquita deve ser analisado. Para a escolha e definição de quais barramentos seriam analisados optou-se por verificar se em mais de 15% do dia houve violação do índice ICT. Com isso, um filtro pode ser aplicado e os piores casos encontrados podem ser mais bem analisados. Para o barramento de 500kV da subestação Mesquita, percebe-se que ocorre a violação do percentual máximo de 15% do ICT em todos os dias pesquisados. Os dois dias com piores índices foram os dias 29 e 30 de junho e esses dias serão estudados com maiores detalhes. Os demais barramentos constantes desse gráfico não chegaram a atingir o valor máximo aceitável para o percentual de violação do ICT e, portanto, não serão analisados em maiores detalhes. São todos barramentos de 230kV com um comportamento muito bom.

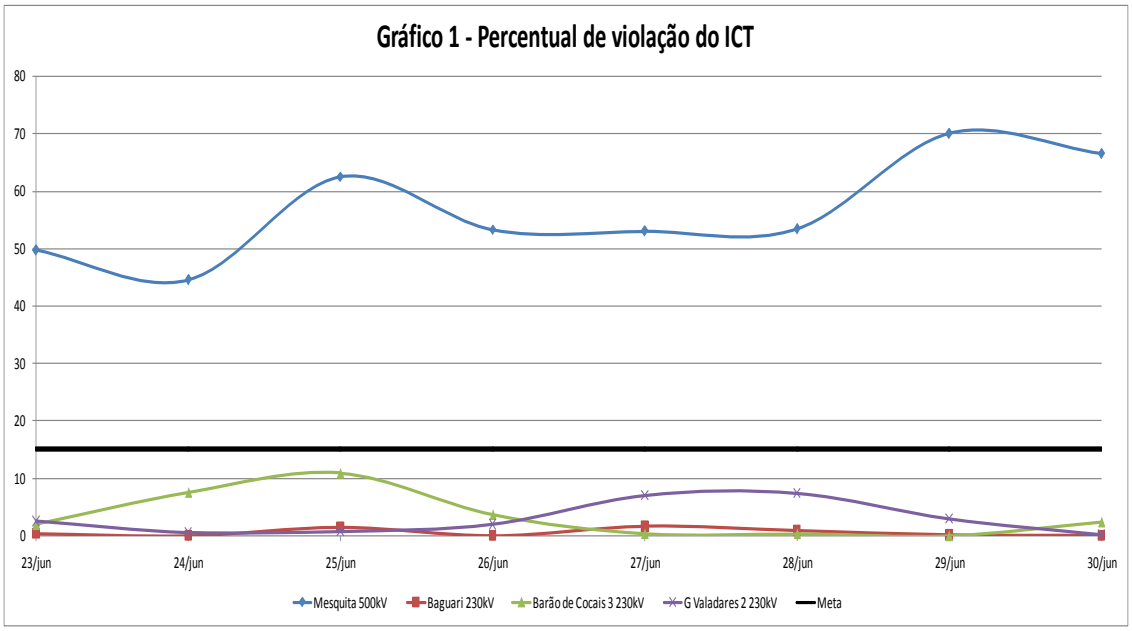

Figura 6 - Primeiro gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Leste

O segundo gráfico, figura 7, de acompanhamento de violação do ICT nos barramentos da malha Leste indica uma situação interessante. Dos quatro barramentos analisados, em um deles não houve violação em nenhum momento. Trata-se do barramento da subestação de Itabira 4. Essa subestação não havia entrado em operação comercial e sendo assim não havia nenhum dado cadastrado de limites inferior e superior de tensão. Dessa forma, a análise da mesma não será realizada.

Ainda de acordo com esse gráfico, verifica-se que os barramentos de Itabira 2 e João Monlevade 2 têm um comportamento bastante semelhante e pelo fato de terem violado o ICT em 3 e 4 dias respectivamente do total de dias pesquisados, uma análise desses barramentos será realizada. Outro barramento que será mais bem analisado é o barramento de 230kV da subestação de Ipatinga 1. Verifica-se que em seis dos oito dias pesquisados houve violação do limite percentual permitido para o ICT.

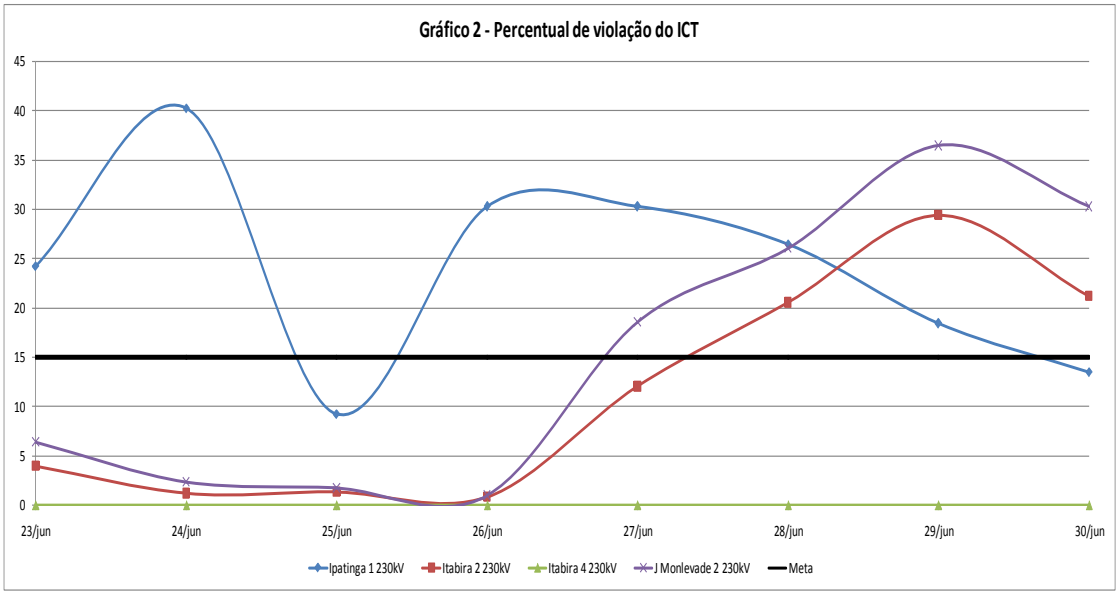

Figura 7 - Segundo gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Leste

Dos quatro barramentos analisados na figura 8, verifica-se que apenas o barramento de 230kV da subestação Mesquita não violou em nenhum dia o percentual permitido para o ICT. Esse é um fato interessante já que o barramento de 500kV dessa subestação violou em todos os dias conforme pode ser verificado na análise da figura 6. Entre esses dois barramentos há três autotransformadores com diversos equipamentos para a realização do controle de tensão. No terciário do primeiro autotransformador há um motor síncrono com capacidade de fornecimento/absorção de potência reativa. No terciário do terceiro

autotransformador há quatro conjuntos de bancos de capacitores com capacidade de fornecer potência reativa. Os reflexos de manobras nesses equipamentos para controle de tensão são percebidos em ambos os barramentos do sistema elétrico. O que deve ser verificado é o sentido do fluxo da potência reativa. Normalmente há um grande fluxo de potência reativa na parte de 500kV dessa subestação e a inserção desses equipamentos faz com que os reflexos sejam maiores nesse barramento do sistema elétrico. A tensão no setor de 230kV dessa subestação é melhor controlada através dos barramentos adjacentes de 230kV, sejam eles da subestação de Governador Valadares 2 ou da usina de Aimorés.

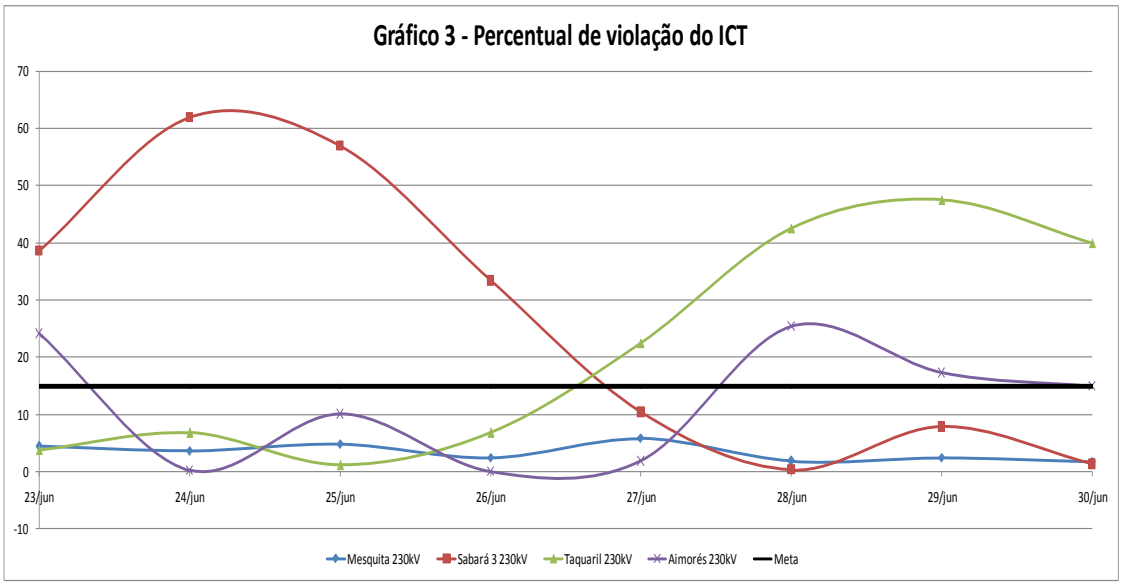

Figura 8 - Terceiro gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Leste

Os três demais barramentos dessa figura serão mais bem analisados já que os mesmos apresentaram em alguns dias percentuais de violação do ICT superiores a 15% contando as violações tanto para valores acima ou abaixo dos valores do índice.

Dos quatro barramentos apresentados no quarto gráfico, figura 9, de acompanhamento do ICT da malha Leste de transmissão, dois deles serão mais bem analisados. São os barramentos de 230kV da usina de Porto Estrela e de 161kV da subestação de Ipatinga 1. Os outros dois barramentos tiveram um bom comportamento e não necessitam de maiores detalhes. Um deles é o barramento de 161kV da usina de Salto Grande e o outro o barramento de 230kV da usina de Guilman Amorim. Esses dois barramentos são bem controlados através da utilização do sistema síncrono das unidades geradoras dessas duas usinas do sistema elétrico.

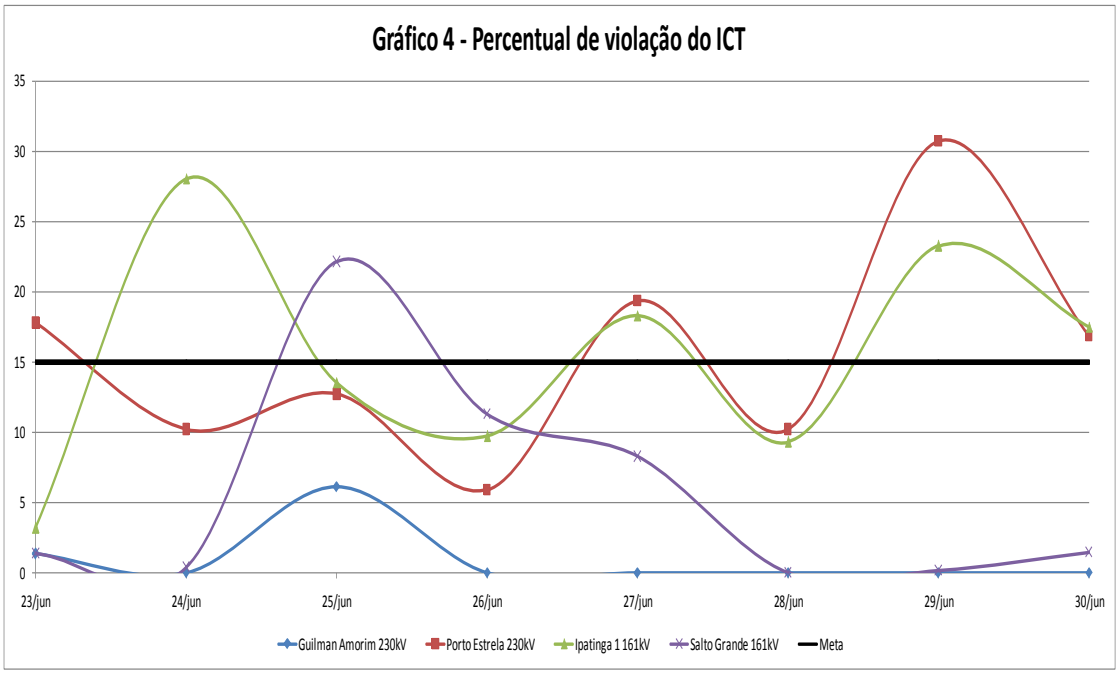

Figura 9 - Quarto gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Leste

O número de barramentos do sistema elétrico a ser estudado na malha Leste do estado de Minas Gerais chega, portanto, a nove. Após a análise detalhada dos dois piores índices percentuais de violação do ICT de cada um desses barramentos ter-se-á um perfil interessante dessa malha de operação do sistema elétrico e poder-se-á comprovar a eficácia do índice de controle de tensão recém criado.

1) BARRAMENTO DE 500KV DA SUBESTAÇÃO MESQUITA

De acordo com a figura 6, verifica-se que o barramento de 500kV da subestação Mesquita violou em todos os dias o percentual permitido do ICT. E é um percentual bem grande. Percebe-se que em quase todos os dias, a violação ficou acima de faixa de 50%. Isso significa que durante quase todos os dias, houve violação do ICT em mais de doze horas do dia. É um valor muito alto e deve ser mais bem analisado.

Conforme foi citado anteriormente, há vários equipamentos para controle de tensão instalados nessa subestação. Um deles é o motor síncrono instalado no terciário do

primeiro autotransformador. Portanto, durante o período de pesquisa, esse motor síncrono estava indisponível para operação no sistema elétrico. Isso afeta muito o controle de tensão do barramento de 500kV pois a área de influência desse equipamento é principalmente nesse barramento do sistema. Os outros equipamentos para controle de tensão são bancos de capacitores instalados no terciário do terceiro autotransformador. Mas esses equipamentos não podem ser muito explorados porque conforme se pode notar na análise das próximas figuras, a tensão elétrica nesse barramento fica muito próxima ou quase violando o limite superior de tensão. A conexão de bancos de capacitores nesse caso seria inviável já que se elevaria mais ainda a tensão afetando mais ainda o ICT.

Os dois dias com piores índices foram os dias 29 e 30 de junho. Nesses dias, houve a violação de 70% e 66,5% respectivamente. Como os índices são muito altos, os ICTs desses dois dias serão analisados de acordo com as figuras 10 e 11. Percebe-se que o ICT trabalhou durante todos os dois dias na parte superior do gráfico e na grande maioria do tempo ultrapassando o limite superior do ICT. Isso significa que a tensão elétrica nesse barramento trabalhou os dois dias todos bem próximo ao seu limite superior. Se o motor síncrono ligado ao terciário do primeiro autotransformador tivesse em funcionamento o controle de tensão nesse barramento seria realizado. Sem a presença desse equipamento, é necessário fazer o controle através dos barramentos adjacentes e, nesse caso, através da ligação de um banco de reatores na subestação de Neves 1. Mas o efeito desse banco de reatores fica diminuído devido à longa linha de transmissão entre as duas subestações. Há outro detalhe importante: ligar um banco de reatores na subestação de Neves 1 faz com que a tensão nesse barramento caia e algumas vezes isso não é desejado já que afetaria as cargas da região metropolitana ligadas nessa subestação.

Portanto, o controle de tensão nesse barramento do sistema elétrico é muito difícil e por causa disso, trabalha-se com a tensão fora da faixa permitida pelo ICT e algumas vezes até acima do valor máximo permitido para o barramento. O que se poderia pensar nesse caso é a previsão de instalação de mais equipamentos para a redução de tensão no barramento de 500kV da subestação Mesquita. Mas, para que isso ocorra, são necessários estudos para análise de viabilidade que a Cemig Geração e Transmissão deve propor à Aneel e ao ONS, sendo o trâmite dessa documentação muito demorado. Esses estudos são necessários para evitar que a instalação desses equipamentos cause impactos indesejáveis em subestações adjacentes. Se isso acontecer, o problema de uma subestação é transferido para outra e o problema do controle de tensão não é resolvido satisfatoriamente.

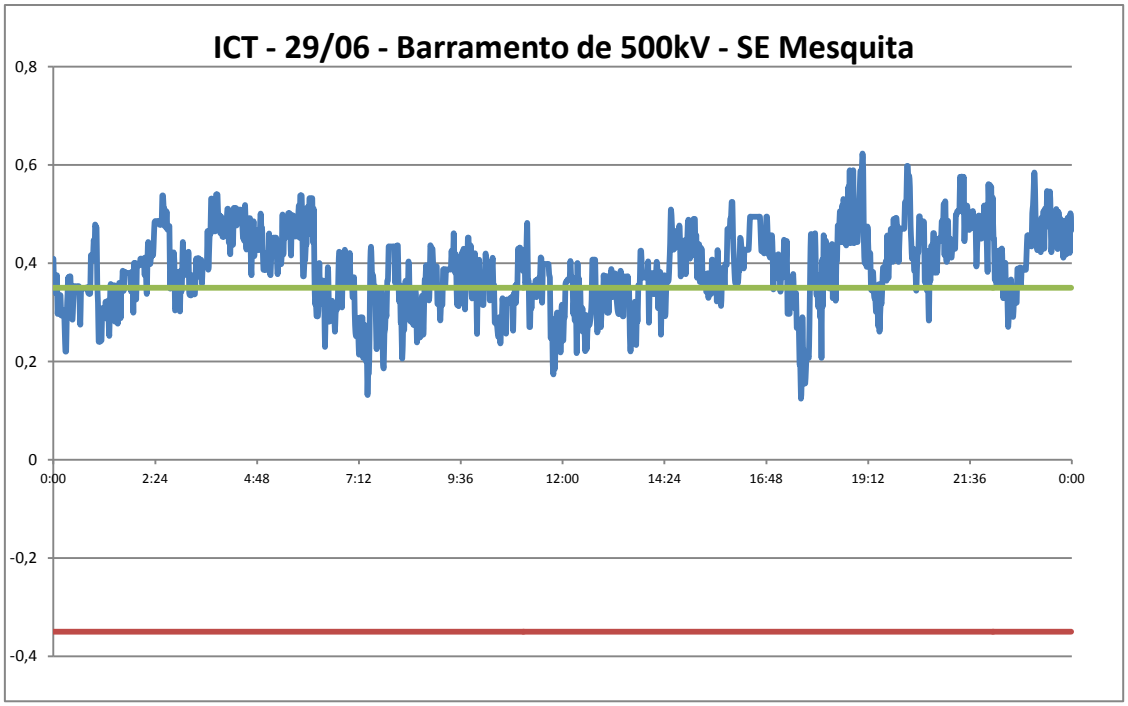

Figura 10 – ICT do barramento de 500kV da SE Mesquita no dia 29/06

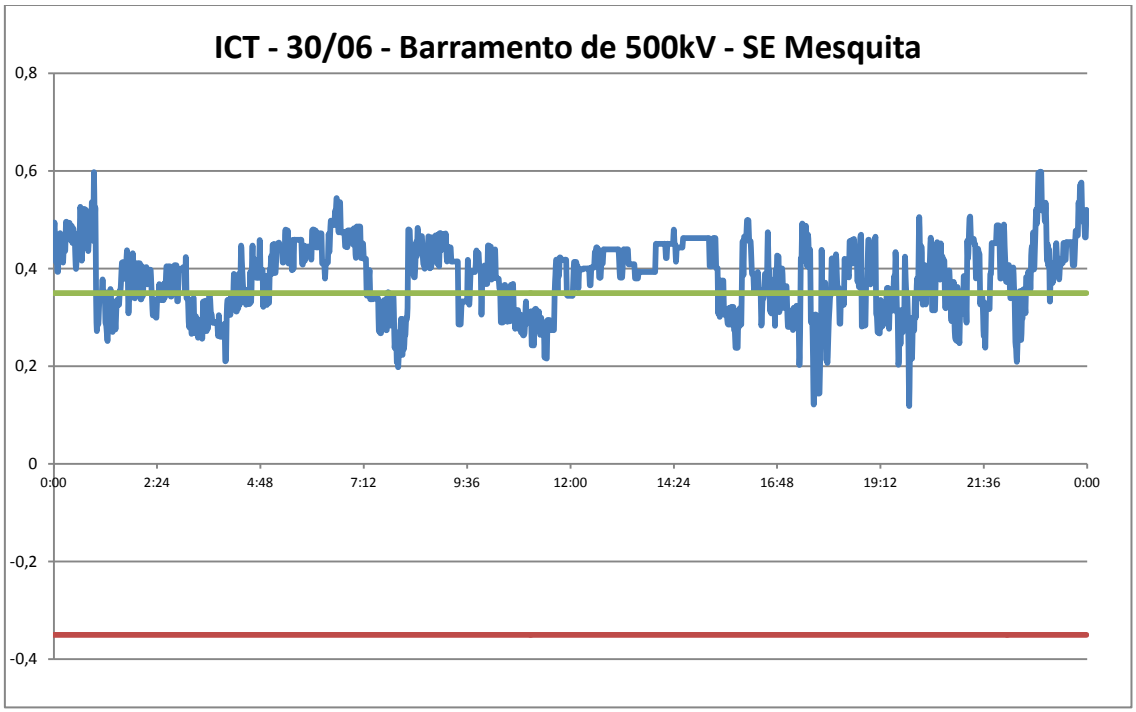

Figura 11 - ICT do barramento de 500kV da SE Mesquita no dia 30/06

2) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO IPATINGA 1

O barramento de 230kV da subestação de Ipatinga 1 não possui equipamento para controle de tensão instalado. Sendo assim, apesar de ser um barramento controlado, seu controle deve ser realizado através da comutação de equipamentos em barramentos adjacentes. Esse barramento é um dos mais importantes para a Cemig Geração e Transmissão porque é nele que está conectada uma das linhas de transmissão que atende à subestação da Usiminas, o maior consumidor de energia do grupo Cemig. Eletricamente esse barramento está conectado aos barramentos das usinas de Porto Estrela e Guilman Amorim e também conectado ao barramento de 230kV da subestação de Mesquita, onde há a outra fonte de energia para a Usiminas. Daí, a grande importância de se manter a tensão desse barramento em níveis satisfatórios.

Devido ao exposto no parágrafo anterior, não se esperava que houvesse um percentual de violação do ICT muito grande conforme pode ser visto na figura 7. Nos oito dias de pesquisa, verificou-se que em apenas dois o percentual de violação do ICT ficou abaixo de 15%. Os dois piores índices foram encontrados nos dias 24 de junho com 40,3% de violação e nos dias 26 e 27 de junho com 30,3%. Esses dias serão mais bem analisados.

Analisando-se a figura 12, verifica-se que o ICT desse barramento trabalhou durante quase todo o dia abaixo do seu eixo central. Isso significa que a tensão ficou mais próxima do seu limite inferior do que do seu limite superior. Ademais, não houve violação do ICT no seu limite superior indicando que durante 40,3% do dia 24 de junho, o ICT ficou abaixo do seu limite inferior. Se levar em consideração que abaixo de -0,5 há violação da faixa de tensão permitida para o horário, verifica-se que em algumas horas do dia houve violação desse limite. Esse não é um procedimento correto de operação desse barramento devido ao exposto no primeiro parágrafo dessa seção.

Cabe ressaltar aqui que o controle de tensão nesse barramento é realizado pelo Centro Regional de Operação Sudeste do ONS situado no Rio de Janeiro. Percebe-se pela análise das figuras 12, 13 e 14 que esse centro mantém a tensão nesse barramento bem próxima ao seu limite inferior. Dessa forma, uma elevação nesse valor de tensão seria essencial durante todo o dia e para que isso aconteça é necessária uma atuação mais efetiva da Cemig Geração e Transmissão juntamente com o ONS a fim de garantir os interesses da empresa perante os consumidores ligados a esse barramento.

Uma crítica que pode ser feita com relação à análise dos dados das figuras 12, 13 e 14 é com relação às mudanças do valor de tensão desse barramento. Verifica-se que a tensão se mantém constante durante boa parte do tempo, fato este pouco provável num

barramento do sistema elétrico de potência. A tensão de um barramento qualquer altera constantemente devido à alteração constante da carga do sistema e isso será notado na grande maioria dos gráficos analisados nesse trabalho. O que se percebe em alguns barramentos do sistema é uma falha no sistema digital que aguarda uma alteração no valor de tensão maior do que um determinado valor ajustado. Isso faz com que o valor de tensão fique "congelado" na tela do operador por um tempo muito grande e pode trazer análises equivocadas.

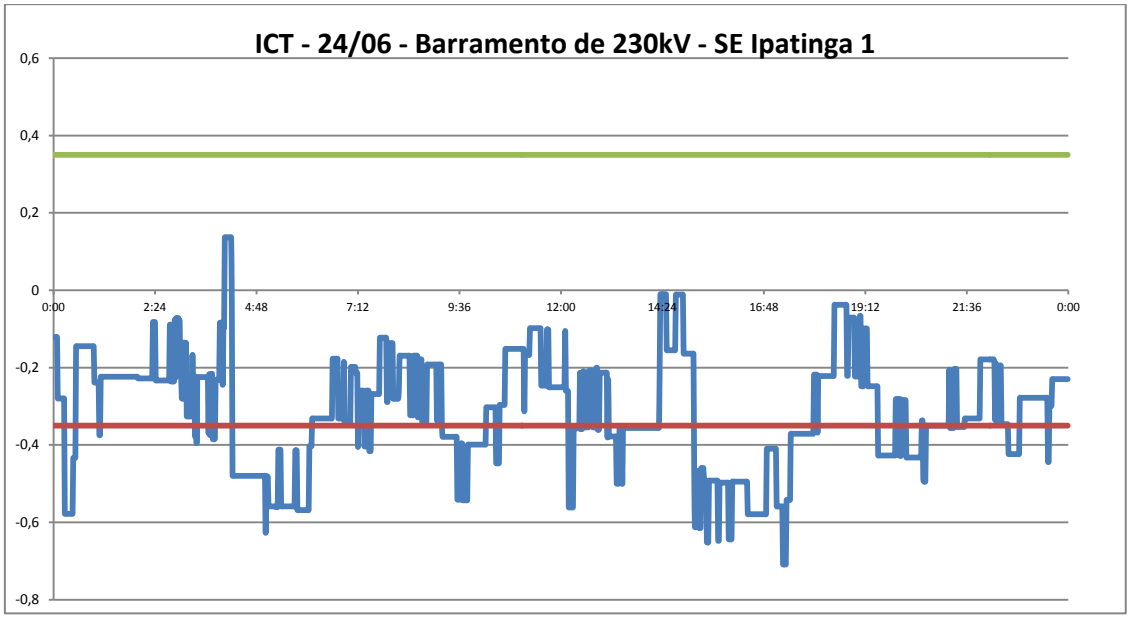

Figura 12 - ICT do barramento de 230kV da SE Ipatinga 1 no dia 24/06

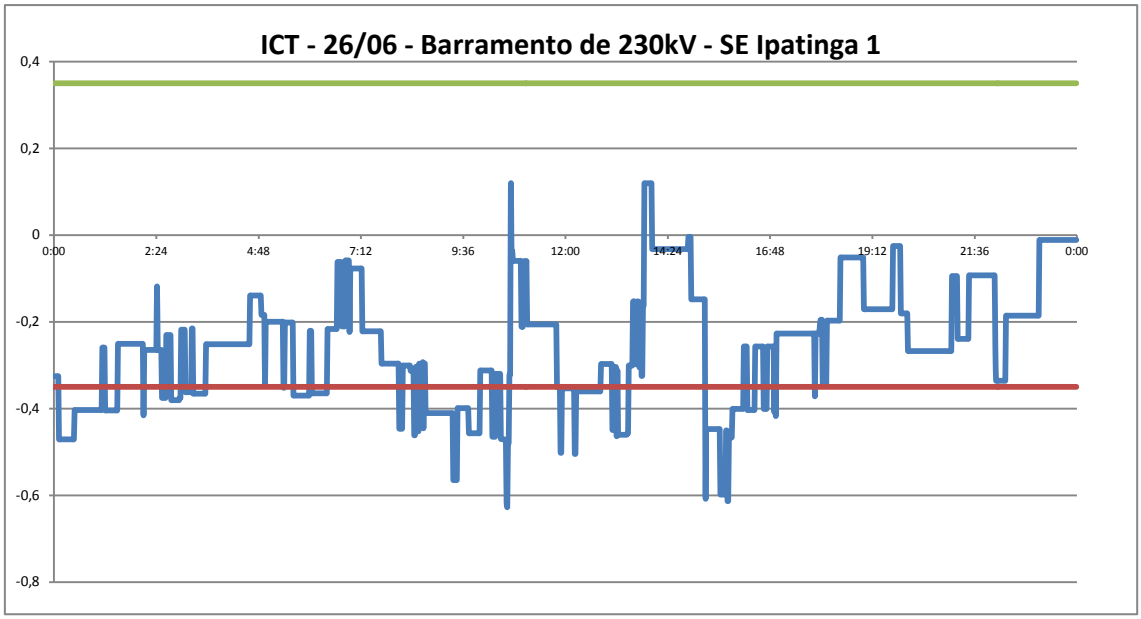

Figura 13 - ICT do barramento de 230kV da SE Ipatinga 1 no dia 26/06

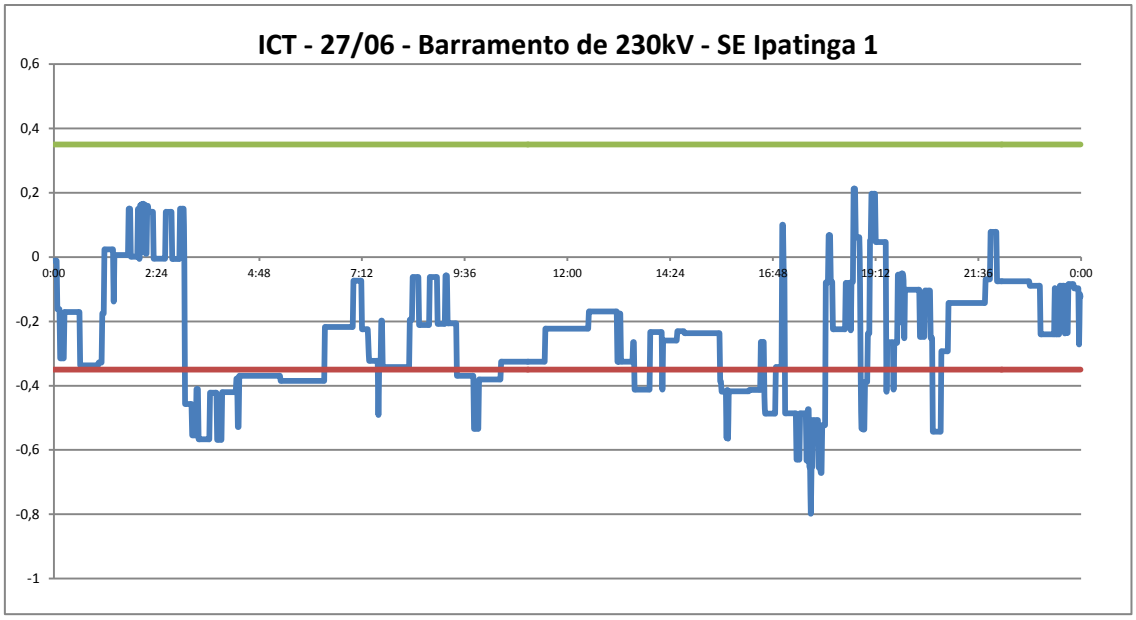

Figura 14 - ICT do barramento de 230kV da SE Ipatinga 1 no dia 27/06

3) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO JOÃO MONLEVADE 2

A subestação de João Monlevade 2 foi criada para o atendimento a cargas industriais da Arcelor Mittal, da Vale e da White Martins. A linha de transmissão que passava pela área da subestação foi dividida em duas dando origem às linhas de transmissão Barão de Cocais 3 – João Monlevade 2 e Itabira 2 – João Monlevade 2. Da mesma forma que na subestação de Ipatinga 1, não há equipamentos para controle de tensão instalados em seu barramento de 230kV. Assim sendo, o controle de tensão efetivo é realizado através de manobras em equipamentos existentes em subestações adjacentes.

Pela análise da figura 7, percebe-se que em quatro dos oito dias pesquisados houve violação superior a 15% do percentual do ICT do dia. Os dias com piores índices foram 29 e 30 de junho. No dia 29, o percentual de violação ficou em 36,5% e no dia 30, 30,3%. Esses dias devem ser mais bem analisados.

Analisando as figuras 15 e 16, verifica-se que o comportamento do ICT é semelhante ao comportamento do barramento de 230kV da subestação de Ipatinga 1. Isso faz sugerir que um controle de tensão efetivo deve ser realizado na malha Leste inteira partindo de sua fonte principal que é a subestação de Taquaril. Para que o gráfico do ICT trabalhe na sua região superior é necessária uma elevação da tensão na subestação de

Taquaril onde há comutadores de tapes sob carga dos três autotransformadores que atendem à região ou na subestação de Barão de Cocais 3, onde há um banco de capacitores instalado. Esses recursos para controle de tensão deveriam ser mais utilizados visto que a experiência prova que não há muitas manobras nestes. As subestações de Ipatinga 1, João Monlevade 2 e Itabira 2 estão muito próximas eletricamente e fisicamente e isso faz com que todas elas tenham o mesmo comportamento. Percebe-se pelas análises dos gráficos dessa sessão e da sessão anterior uma similaridade muito grande entre os mesmos.

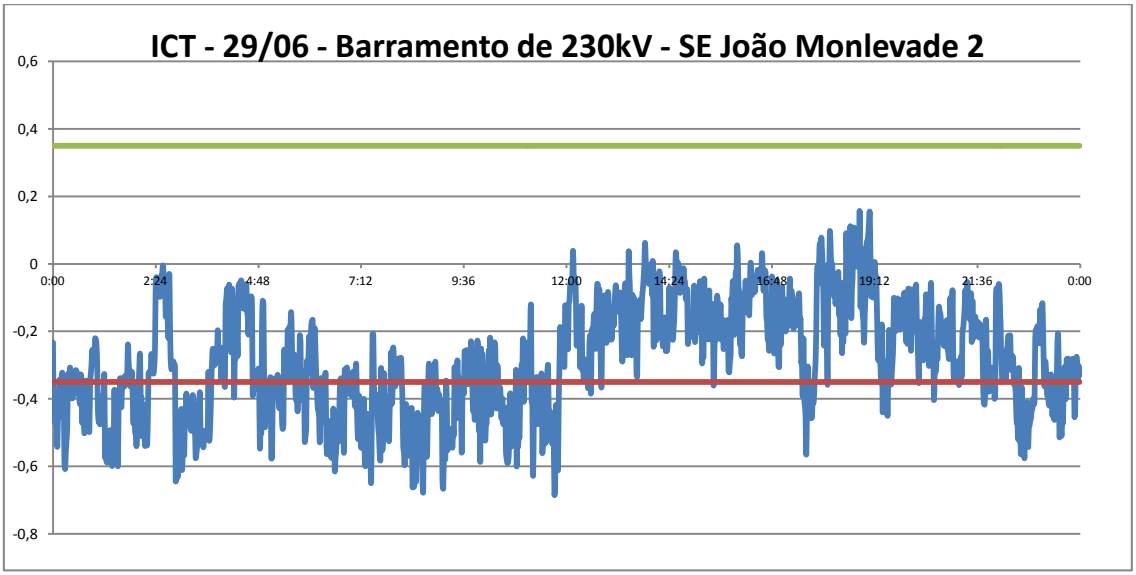

Figura 15 - ICT do barramento de 230kV da SE João Monlevade 2 no dia 29/06

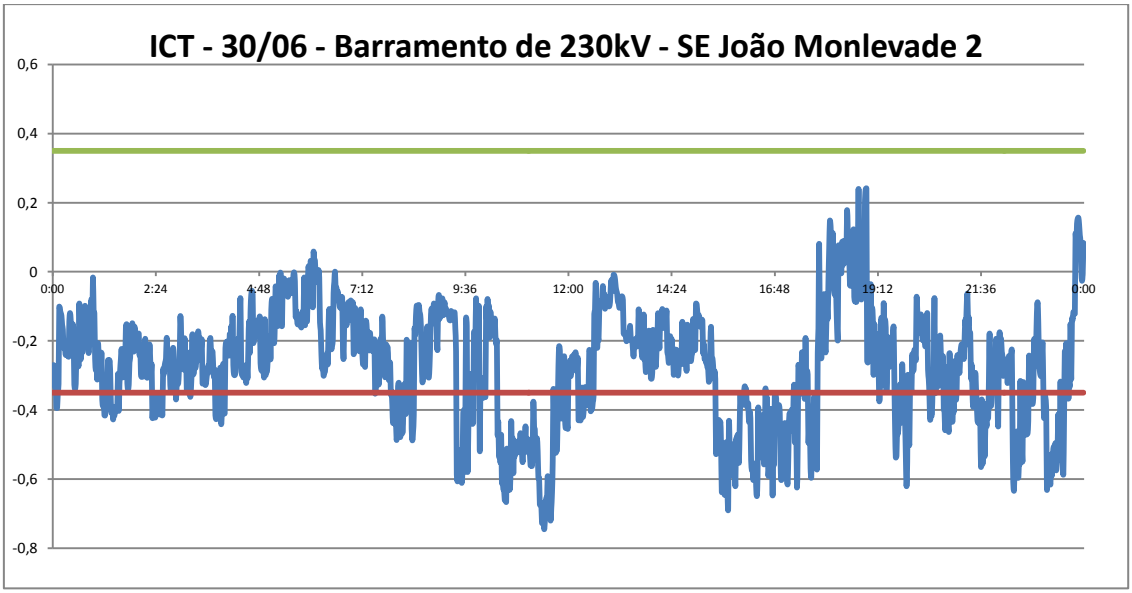

Figura 16 - ICT do barramento de 230kV da SE João Monlevade 2 no dia 30/06

4) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO ITABIRA 2

A subestação de Itabira 2 é uma das mais antigas do leste do estado de Minas Gerais. Essa subestação tem duas transformações de potência, uma delas de 230kV para 13,8kV para o atendimento a cargas locais e outra de 230kV para 69kV para atendimento a outras subestações do sistema de distribuição local. Dessa forma, há uma grande concentração de cargas residenciais, comerciais, públicas e rurais que são atendidas a partir dela. A Vale também tem cargas atendidas por essa subestação e pode em emergência atender as cargas da Cemig Distribuição conectadas ao setor de 69kV desviando o fluxo de potência por dentro de sua planta industrial. Essa é uma situação atípica e pouco utilizada porque se perde muito no controle de tensão eficaz. O transformador da Cemig Distribuição instalado nessa subestação tem comutação de tape sob carga, equipamento inexistente na transformação da Vale.

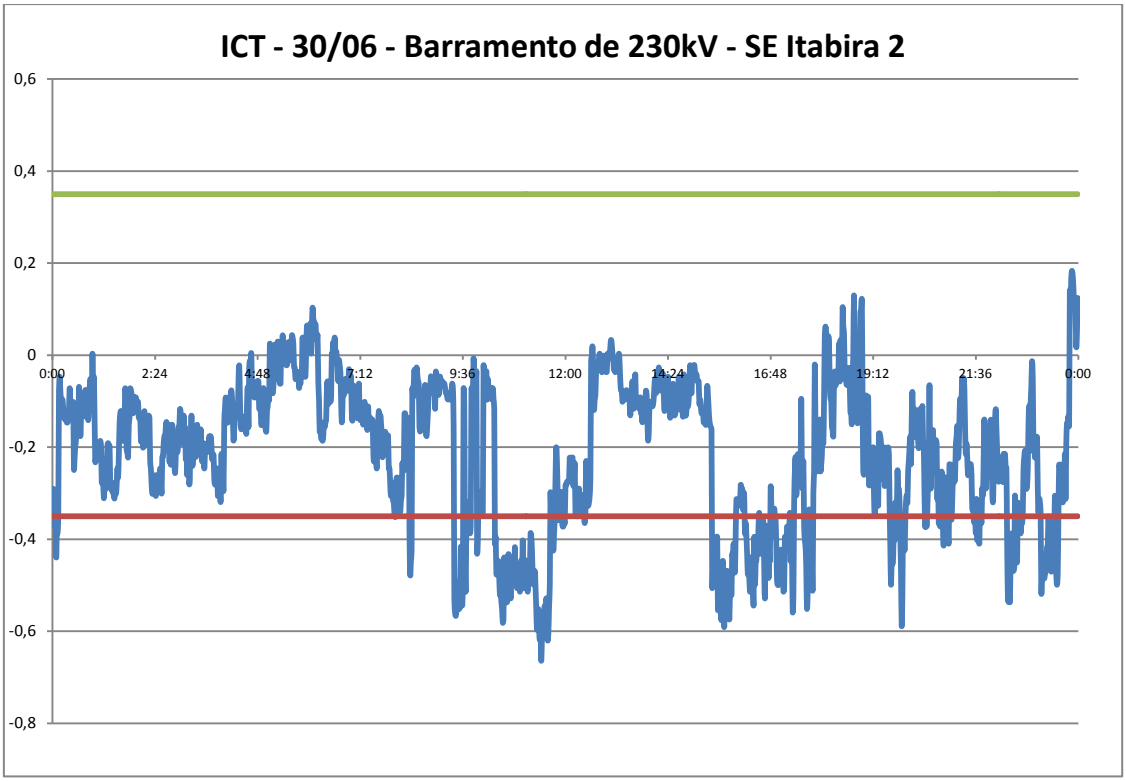

Figura 17 - ICT do barramento de 230kV da SE Itabira 2 no dia 30/06

Não há equipamentos para controle de tensão instalados nos barramentos de 230kV dessa subestação, sendo este realizado através do controle de tensão nos barramentos vizinhos. Analisando-se a figura 7, percebe-se que há uma semelhança muito

grande no comportamento do ICT entre esse barramento de controle e o barramento da subestação de João Monlevade 2. Isso é devido à grande proximidade elétrica entre essas duas subestações e à topografia semelhante entre essas. Houve violação do percentual diário do ICT em três dos oito dias pesquisados e os dias com maiores índices foram 29 e 30 de junho, os mesmos dias estudados para o barramento da subestação de João Monlevade 2. No dia 29 de junho, o percentual de violação ficou em 29,4% e no dia 30 de junho, 21,2%.

Verificando as figuras 17 e 18 chega-se à conclusão que o comportamento do ICT é bastante semelhante com o comportamento dos dois barramentos estudados anteriormente. Isso evidencia que um controle de tensão mais efetivo deva ser realizado nos autotransformadores da subestação Taquaril e no banco de capacitores da subestação Barão de Cocais 3, fato já citado na sessão anterior. É necessário que o perfil de tensão seja elevado em toda região a fim de fazer com que o ICT trabalhe em sua parte positiva, mas sem infringir o seu valor máximo permitido. Isso faria com que os consumidores atendidos pelas subestações da região tivessem energia com melhor qualidade no fornecimento.

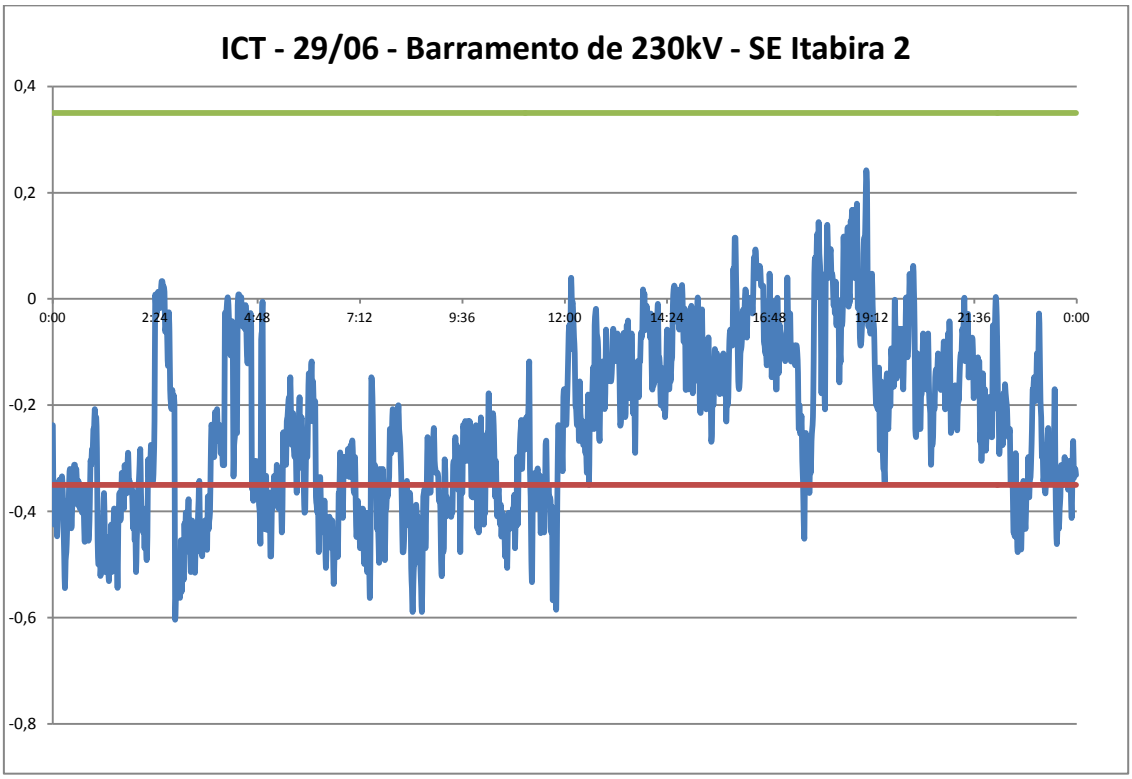

Figura 18 - ICT do barramento de 230kV da SE Itabira 2 no dia 29/06

5) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO SABARÁ 3

Da mesma forma que a subestação de João Monlevade 2, a subestação de Sabará 3 foi construída para atendimento às cargas industriais da empresa Anglogold. A linha de transmissão que passava pela área da subestação foi dividida em duas linhas: Sabará 3 – Taquaril e Itabira 2 – Sabará 3. Também não há equipamentos para controle de tensão nessa subestação e espera-se, da mesma forma que foi verificado para as outras subestações dessa área geográfica, um gráfico de ICT trabalhando bem próximo ao seu limite inferior. Mas não foi bem isso o que ocorreu.

De acordo com a figura 4, os dois dias com piores índices foram 24 e 25 de junho. No dia 24, o percentual de violação do ICT ficou em 62,0% e no dia 25, ficou em 57,0%. Percebe-se que esses são valores muito elevados e que uma melhor análise deve ser realizada.

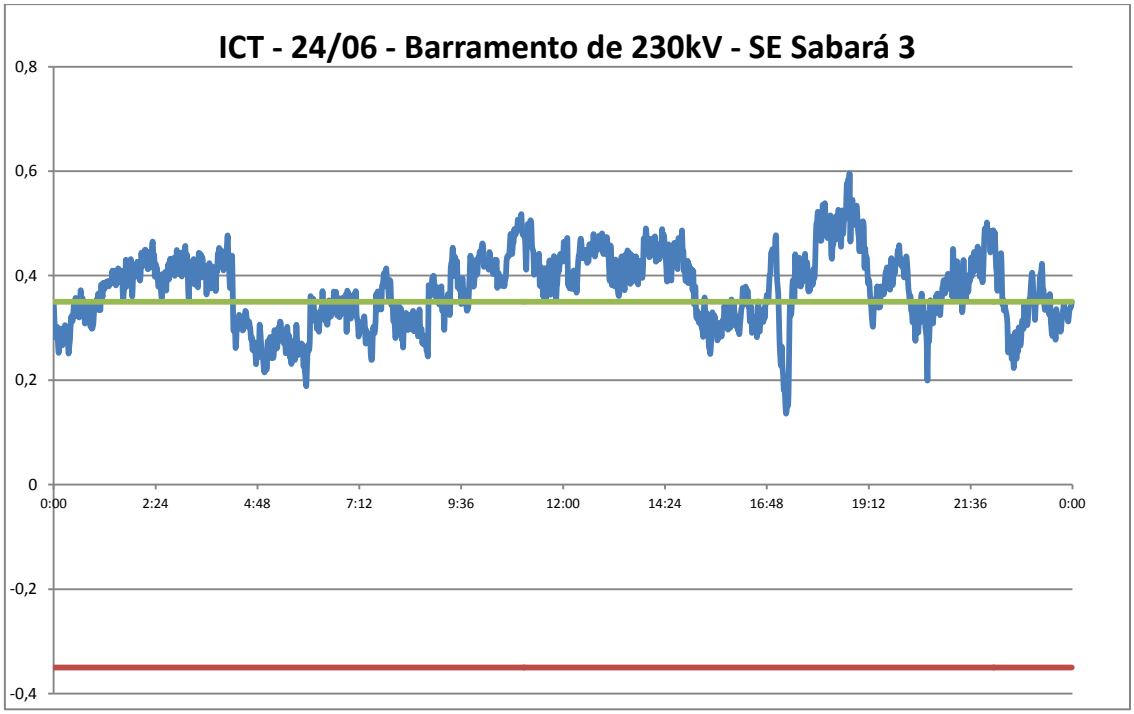

Figura 19 - ICT do barramento de 230kV da SE Sabará 3 no dia 24/06

O que se verifica nas figuras 19 e 20 é uma situação bem diferente do comportamento dos outros barramentos dessa área geográfica. Verifica-se que, no caso da subestação Sabará 3, há violação do limite superior do ICT em boa parte do dia. Não há violação da tensão superior visto que o gráfico do ICT quase não atinge o valor de 0,5. O

que se pode concluir da análise desses gráficos é que há uma incoerência nos valores máximos e mínimos da tensão permitida para o horário estipulado comparado com os valores dos outros barramentos adjacentes já estudados. Da maneira como está não é possível elevar a tensão dos barramentos estudados anteriormente já que extrapolaria o valor superior de tensão do barramento da subestação Sabará 3. Dessa forma, estudos devem ser realizados a fim de se alterarem os valores máximos e mínimos dessa subestação ou das demais. Fazendo isso, haverá um controle de tensão eficiente e possível. O operador não tem condições de atender a todos os critérios da forma como está, pois o mesmo deve manter a tensão de Sabará 3 próxima ao limite superior para manter a tensão das outras subestações próxima ao limite inferior.

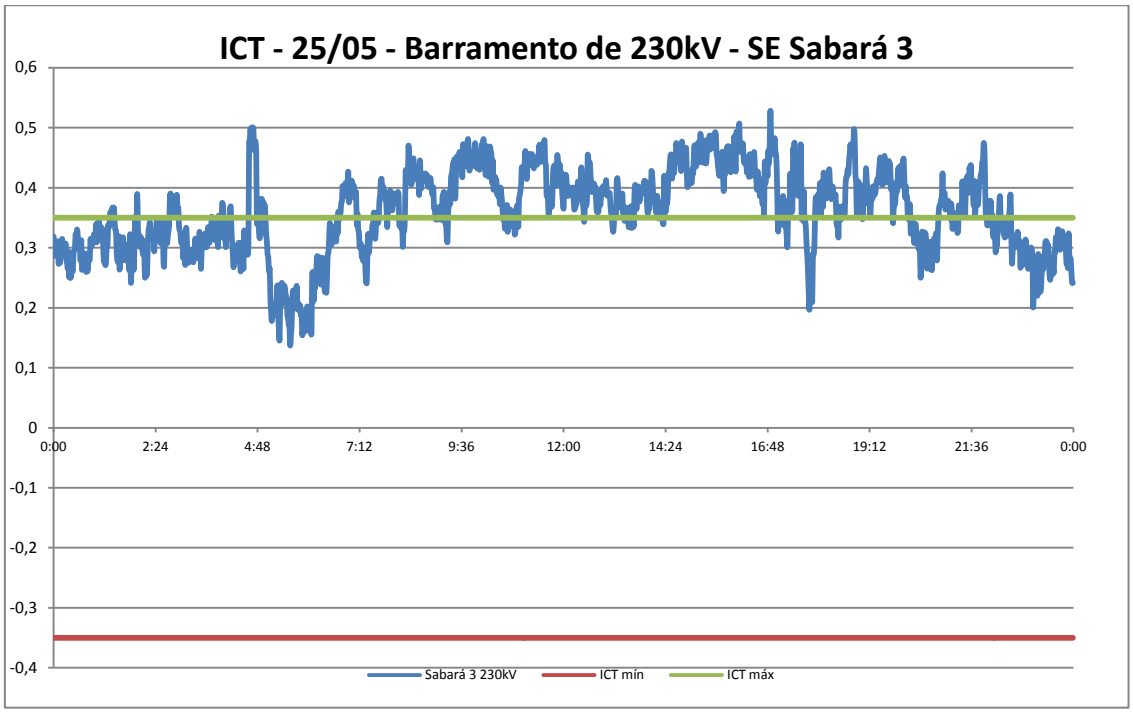

Figura 20 - ICT do barramento de 230kV da SE Sabará 3 no dia 25/06

6) BARRAMENTO DE 230KV DA SUBESTAÇÃO TAQUARIL

O barramento de 230kV da subestação Taquaril é um barramento controlado e há bons recursos para controle de tensão instalado nessa subestação. Os três autotransformadores que fazem a transformação do barramento de 345kV para o

barramento de 230kV tem comutador de tape sob carga. Dessa forma, um controle eficiente é possível bastando para isso utilizar esse recurso.

Observando a figura 4, verifica-se que há violação do percentual do ICT nos últimos quatro dias pesquisados, sendo os dias 28 e 29 de junho os dias de pior desempenho. No dia 28 de junho, o percentual de violação ficou em 42,6% e no dia 29 de junho, 47,6%. São índices muito altos para um barramento com um bom equipamento de controle e por isso deve ser mais bem analisado.

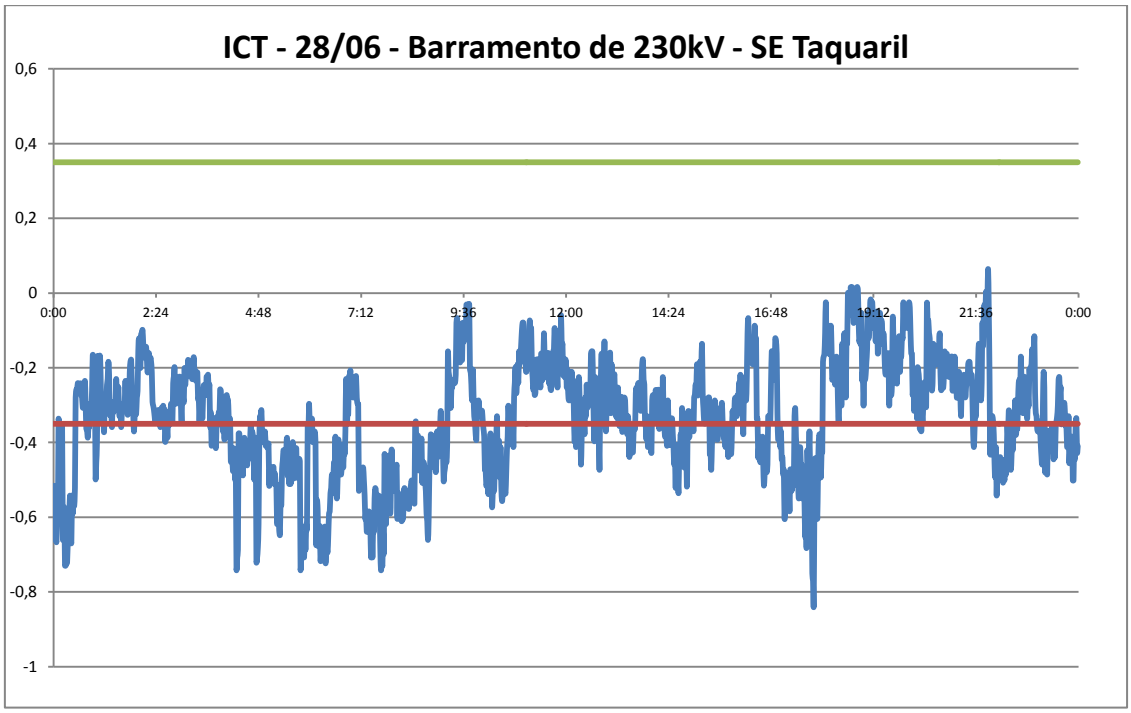

Figura 21 - ICT do barramento de 230kV da SE Taquaril no dia 28/06

Uma análise dos gráficos das figuras 21 e 22 deve ser realizada em conjunto com os demais gráficos do setor de 230kV das sessões anteriores. Trata-se de subestações muito próximas e que uma manobra para controle de tensão em uma delas vai afetar fortemente a tensão em todas as outras. Percebe-se que o ICT da subestação Taquaril trabalha na mesma faixa operativa de todas as outras subestações, com exceção da subestação Sabará 3. É na subestação Taquaril que o controle de tensão deve ser realizado, pois é nela que se encontram os equipamentos para controle de tensão. Caso a faixa máxima e mínima de tensão da subestação Sabará 3 tivesse corretamente ajustada, a subestação Taquaril conseguiria fazer um controle efetivo. Um aumento de tensão nesta causaria elevação de tensão em todas as subestações cujos barramentos de 230kV já foram estudados. Isso

resolveria os problemas de todos os outros barramentos que estão com o ICT abaixo do seu limite inferior mas violaria muito a faixa superior da subestação Sabará 3. Conforme verificado na seção anterior, a violação do ICT no barramento de Sabará 3 é superior a 50% nos dias de violação e caso a tensão da subestação Taquaril fosse elevada seria muito provável que a subestação Sabará 3 trabalhasse com o gráfico do ICT bem próximo a 100%.

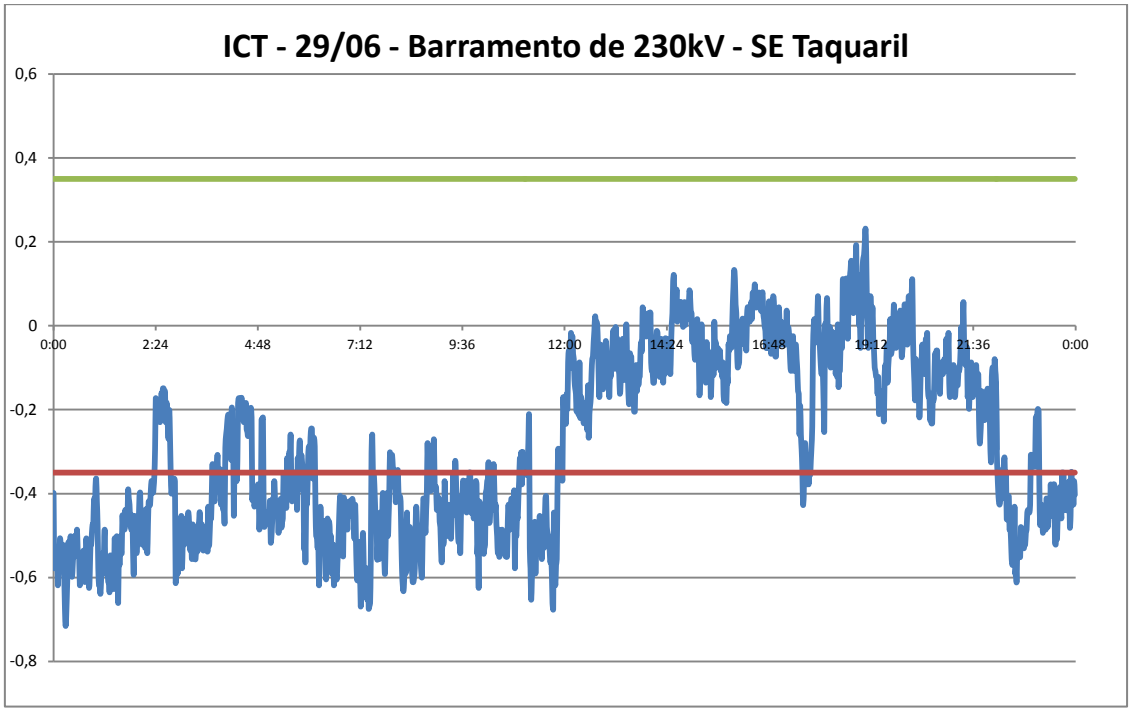

Figura 22 - ICT do barramento de 230kV da SE Taquaril no dia 29/06

Outro detalhe interessante a ser notado analisando-se a figura 22 é que no dia 29 de junho, por volta de 12h um controle de tensão efetivo no barramento da subestação Taquaril foi realizado e levou o ICT a trabalhar próximo de zero. Antes disso, houve violação durante quase todo o período e pode-se verificar inclusive que houve violação do valor mínimo de tensão nesse barramento em quase todos os momentos desse dia antes de 12h. Mas, conforme citado anteriormente, uma manobra de controle de tensão nesse barramento é limitada pelo valor de tensão no barramento da subestação Sabará 3.

7) BARRAMENTO DE 230KV DA USINA DE AIMORÉS

O penúltimo barramento de 230kV a ser analisado é o barramento da usina de Aimorés. Essa usina está muito distante dos barramentos de 230kV analisados nas seções anteriores e seu estudo deve ser conduzido de forma isolada.

A usina de Aimorés está localizada na divisa do estado de Minas Gerais com o estado do Espírito Santo. Nessa usina há três unidades geradoras com capacidade de produção de energia elétrica da ordem de 110MW em cada uma delas. Quando essas unidades geradoras estão em funcionamento elas auxiliam muito no controle de tensão da região utilizando para isso sua subexcitação ou sobreexcitação. Mas, o reservatório dessa usina é pequeno e muito complexo. A usina está localizada no rio Doce, rio com grandes valores de afluência no período chuvoso e com baixos valores de afluência no período de seca. No final do ano de 2012 esperava-se que a chuva fosse abundante na região e isso não aconteceu. Em função disso, o reservatório dessa usina sofreu muito desde o mês de junho com a estiagem do local e trabalhou grande parte do tempo na semana de pesquisa do ICT com apenas uma unidade geradora em funcionamento. Isso afeta muito o controle de tensão porque a quantidade de potência reativa a ser absorvida/fornecida fica reduzida.

Com isso, houve violação do índice percentual do ICT em três dos oito dias pesquisados. Os dias com piores desempenhos foram os dias 23 de junho e 28 de junho. No dia 23, a violação do ICT ficou em 24,2% e no dia 28, em 25,5%. Esses valores são considerados altos devido ao bom recurso para controle de tensão na usina que são as três unidades geradoras e por isso devem ser mais bem analisados.

No dia 23 de junho percebe-se que a usina trabalhou no seu limite superior do ICT durante toda a madrugada e em parte da manhã. Porém uma manobra para controle de tensão foi realizada e depois disso a usina trabalhou todo o restante do dia dentro da faixa operativa do ICT. Sabe-se que por volta de 09:30 foi ligada uma unidade geradora desse usina e isso demonstra a importância das unidades geradoras para um efetivo controle de tensão. As causas para a violação do ICT já foram discutidas.

Um comportamento semelhante ao dia 23 de junho percebe-se no dia 28 de junho. Em períodos da madrugada, quando a carga na região é baixa, há autorização para desligar as unidades geradoras da usina a fim de se economizar água. Com isso, apenas uma unidade geradora fica gerando energia. Quando a carga começa a subir, há o comando para a interligação ao sistema elétrico de mais uma unidade geradora e a partir daí o controle de

tensão é mais efetivo e a usina passa a operar dentro da faixa operativa adequada para o ICT.

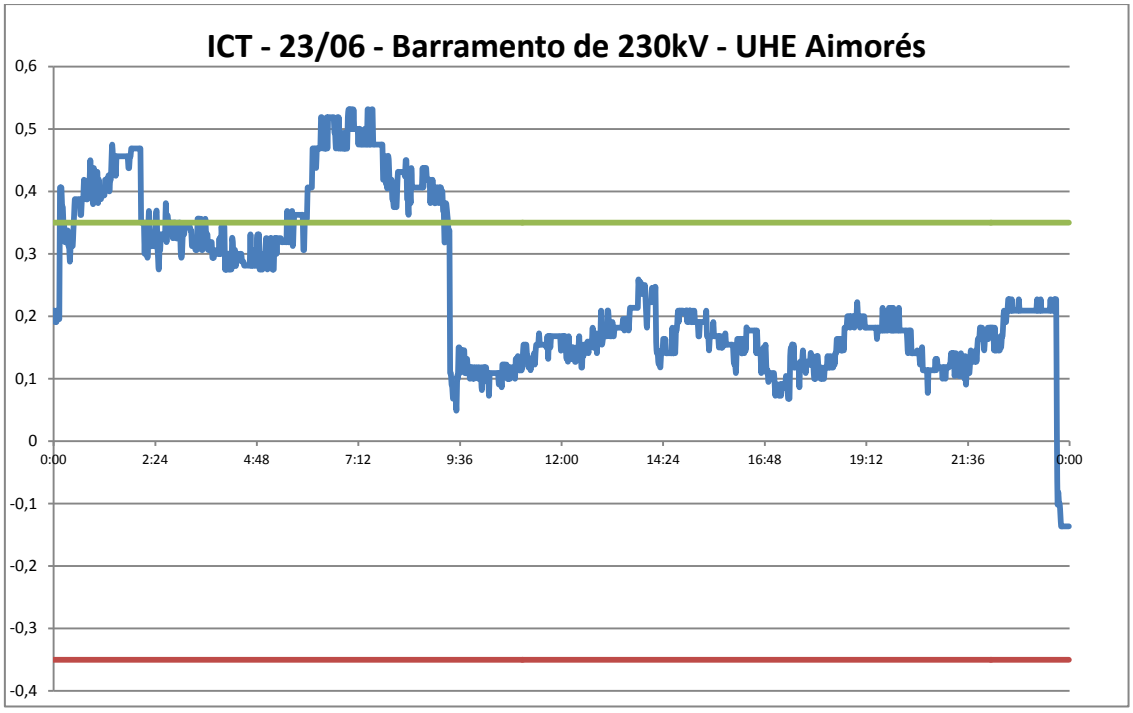

Figura 23 - ICT do barramento de 230kV da UHE Aimorés no dia 23/06

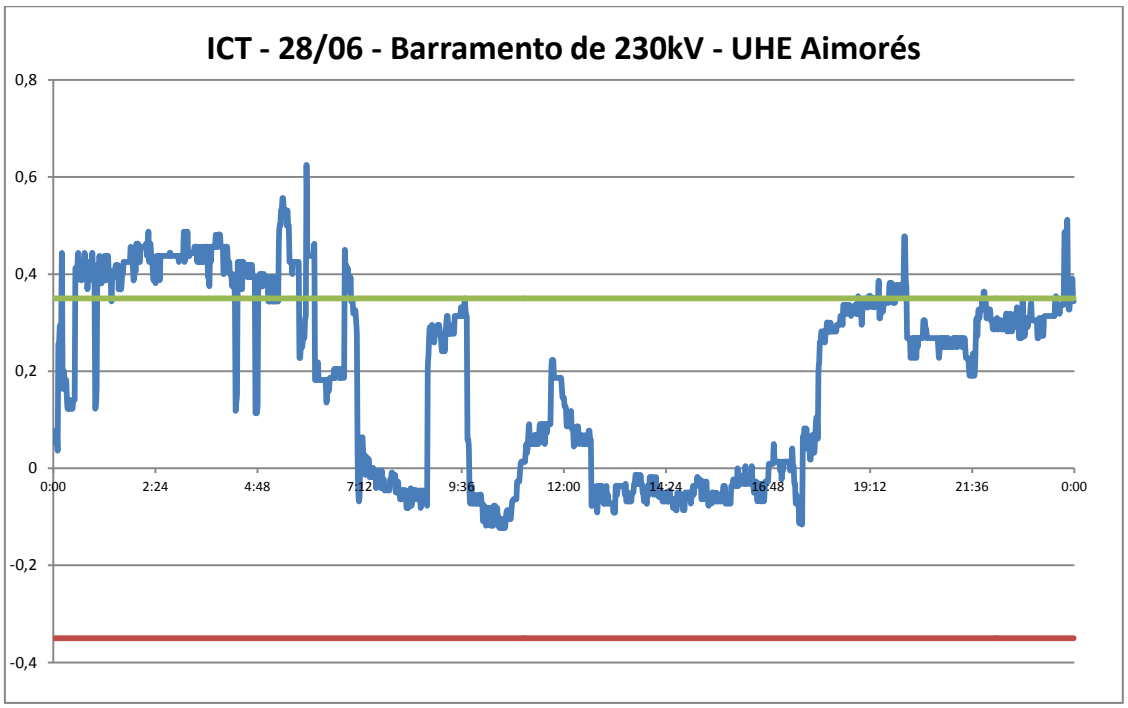

Figura 24 - ICT do barramento de 230kV da UHE Aimorés no dia 28/06

8) BARRAMENTO DE 230KV DA USINA DE PORTO ESTRELA

Por fim, esse é o último barramento de 230kV a ser analisado. Ele está bem próximo das subestações de 230kV estudados anteriormente e por isso deve ser analisado em conjunto com todas elas. Há na usina Porto Estrela duas unidades geradoras que também têm uma boa capacidade de absorção/fornecimento de potência reativa para auxílio no controle de tensão. Porém, da mesma forma que a usina de Aimorés, a usina sofreu com a estiagem da região já que também faz parte da bacia hidrográfica do rio Doce. Assim sendo, a usina não tem condições de manter as duas unidades geradoras interligadas como gerador conectadas ao sistema elétrico. Mas, aqui se tem uma condição diferente da usina de Aimorés. Na usina Porto Estrela, os geradores podem trabalhar como compensador síncrono, isto é, interligados ao sistema como motores síncronos e fazendo o controle de tensão através da absorção/fornecimento de potência reativa para o sistema elétrico. Dessa forma, espera-se um controle efetivo da tensão e um baixo índice de violação do percentual do ICT.

Mas, o que se verificou na prática é que em quatro dos oito dias pesquisados houve violação desse índice. No dia 29 de junho, o percentual de violação ficou em 30,9% e no dia 27 de junho, 19,4%. Esses foram os dias com os piores índices verificados. Percebe-se que houve uma violação muito grande no dia 29 e que nos outros dias a violação não foi tão grande assim.

Percebe-se que o principal período de violação do ICT foi durante a madrugada no dia 29 de junho. Também houve violação do ICT no período noturno desse mesmo dia. Isso fez com que o ICT atingisse um percentual de violação muito alto. Nota-se que o ICT iniciou o dia bem próximo ao seu limite inferior e também bem próximo ao seu limite inferior de tensão permitida para o horário. Houve, entretanto, uma súbita redução de tensão e isso fez com que o ICT descesse e operasse em faixa proibida. Pode-se perceber nesse momento que também houve violação do limite inferior de tensão permitida para o horário. Tudo indica que houve uma redução de tensão no sistema elétrico e essa redução de tensão não foi repassada para a usina Porto Estrela que ficou operando um bom período em faixa proibida. Quando há uma redução de tensão no sistema elétrico, o operador deve estar atento para não permitir que os barramentos controlados trabalhem com violação dos seus limites.

No período da noite também houve uma redução brusca no valor de tensão da usina. Parece que a manobra foi realizada através de atuação direta sobre a potência reativa

das unidades geradoras devido à queda abrupta do valor superior do ICT para o valor inferior do ICT. Se essa manobra fosse realizada em outro barramento adjacente a queda seria notada, mas não da forma como foi.

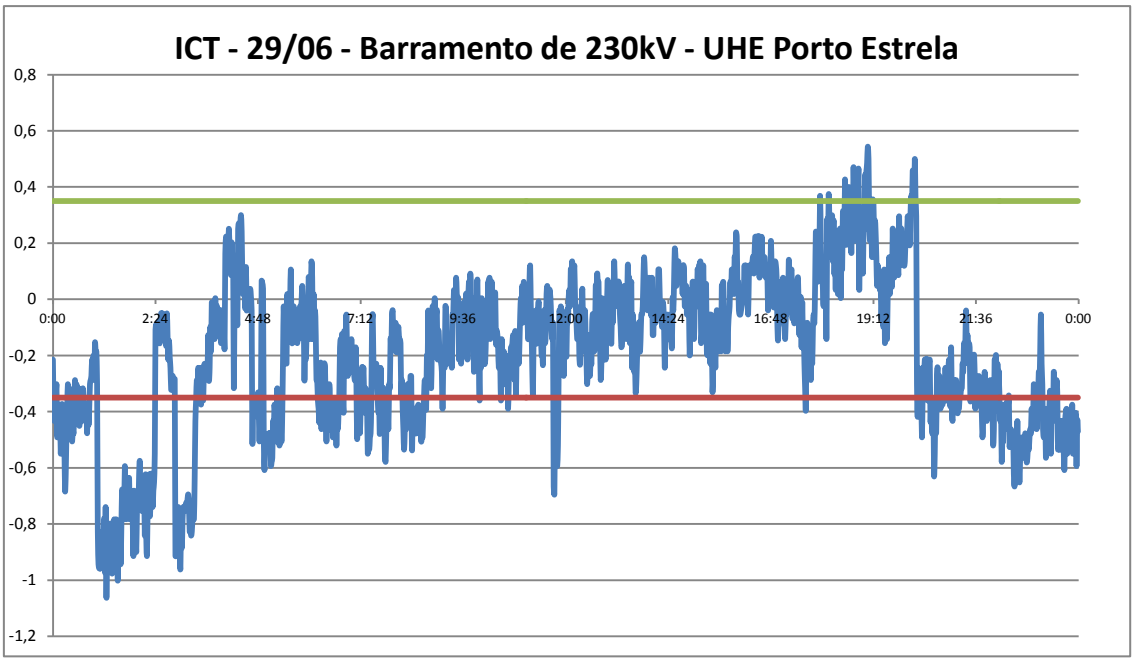

Figura 25 - ICT do barramento de 230kV da UHE Porto Estrela no dia 29/06

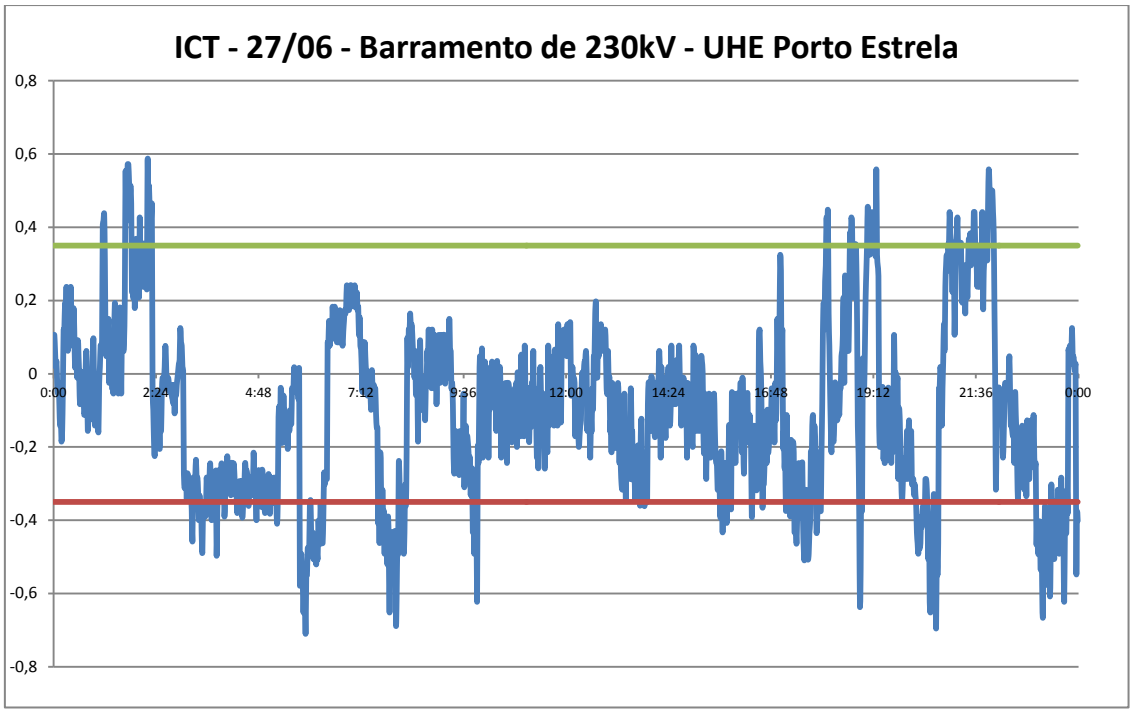

Figura 26 - ICT do barramento de 230kV da UHE Porto Estrela no dia 27/06

No dia 27 de junho, percebe-se uma atuação eficiente do operador no controle de tensão do barramento da usina. Verifica-se que o ICT trabalha durante boa parte do tempo dentro da faixa permitida e quando há violação de algum limite, seja inferior ou superior da tensão, há atuação no sentido de tentar fazer com que a tensão elétrica trabalhe em sua faixa intermediária. Essa é uma atuação diferente daquela analisada no parágrafo anterior.

9) BARRAMENTO DE 161KV DA SUBESTAÇÃO IPATINGA 1

O único barramento de 161kV a ser analisado é o barramento da subestação Ipatinga 1. Há poucos barramentos com esse nível de tensão e este não é um valor comercial de tensão existente no sistema elétrico brasileiro. No sistema elétrico mineiro há apenas três barramentos com esse nível de tensão: usina Salto Grande, subestações de Ipatinga 1 (Cemig GT) e Ipatinga 2 (Cemig D). A usina Salto Grande é muito antiga, uma das primeiras usinas construídas pela Cemig, e esse nível de tensão existe desde então.

O barramento de 230kV da subestação Ipatinga 1 já foi estudado e verificou-se que a tensão trabalhou bem próxima ao seu limite inferior violando muitas vezes o ICT. Entre os barramentos de 230kV da subestação Ipatinga 1 e o barramento de 161kV da referida subestação há um transformador com comutação de tape sob carga que pode auxiliar muito no controle de tensão. Não obstante também há uma forte influência da usina Salto Grande que é conectada à subestação Ipatinga 2 e esta na subestação Ipatinga 1 através de linhas de transmissão. Portanto, mesmo que o barramento de 230kV dessa subestação tenha o perfil muito próximo ao seu limite inferior, o barramento de 161kV pode ser mais bem controlado devido à efetividade dos controles de tensão existentes.

Analisando-se a figura 9, percebe-se que o percentual de violação do ICT nesse barramento foi violado em quatro dos oito dias pesquisados. No dia 24 de junho, o percentual de violação foi de 28,1%, o pior dos índices verificados. O segundo pior foi o dia 29 de junho com 23,3%. São valores altos e que devem ser mais bem analisados.

No dia 24 de junho, de acordo com o gráfico da figura 27, verifica-se que houve violação do ICT principalmente no período da madrugada. O ICT trabalhou até por volta de 04:30 violando o seu limite máximo permitido. Nesse horário houve atuação do

operador do sistema no sentido de redução da tensão e a partir disto não houve mais violações significativas do ICT.

Pode-se perceber também o que foi citado no segundo parágrafo dessa seção. O ICT trabalhou até 04:30 superior ao seu limite máximo de operação. Pela análise realizada no barramento de 230kV dessa subestação, o ICT trabalhou o dia inteiro no semi-eixo negativo bem próximo ao seu limite inferior. Isso prova que o controle de tensão no barramento de 161kV é realizado de forma diferenciada daquele para o barramento de 230kV.

No dia 29 de junho percebe-se que as violações foram do limite inferior do ICT em cinco momentos do dia. Mas, não houve violação do limite inferior de tensão permitido para o horário. Dessa forma, considera-se que a operação de controle de tensão nesse barramento foi efetiva durante todo o dia principalmente após o período de 15:00. Após esse período, o operador manteve o ICT próximo ao valor zero e esse é o procedimento adequado a ser adotado na filosofia de trabalho do ICT.

Na figura 29, verifica-se a malha de 345kV do estado de Minas Gerais. Através da análise dessa figura podem-se verificar quais são as principais subestações das malhas Norte, Triângulo, Oeste e Mantiqueira. Essa figura deixa claro quais serão as subestações que devem ser estudadas para melhor entender o comportamento do controle de tensão da malha leste de Minas Gerais.

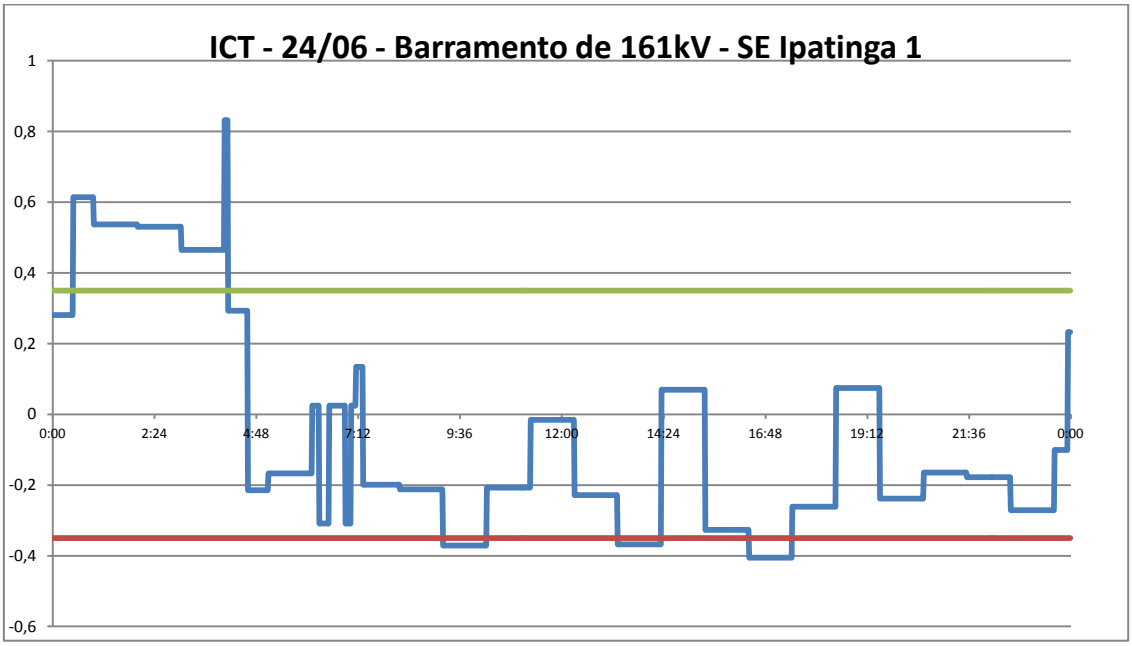

Figura 27 - ICT do barramento de 161kV da SE Ipatinga 1 no dia 24/06

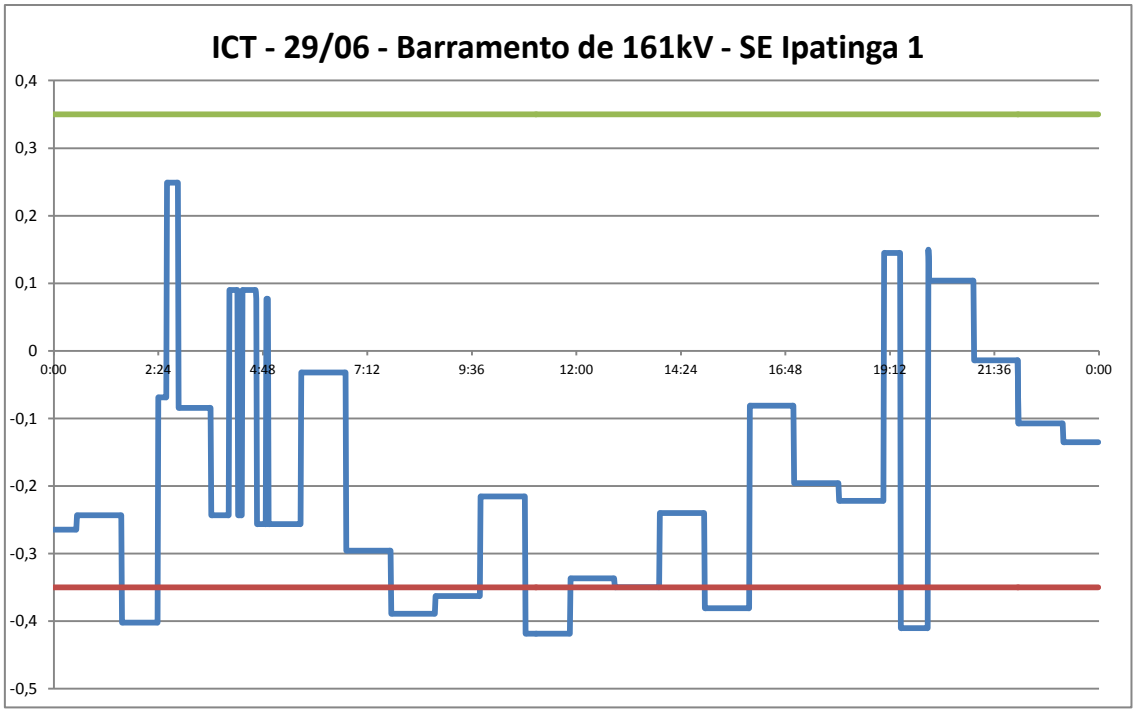

Figura 28 - ICT do barramento de 161kV da SE Ipatinga 1 no dia 29/06

Figura 29 - Malha de 345kV do estado de Minas Gerais

B. SUBSISTEMA NORTE

Há no subsistema Norte nove barras controladas. Esses são os barramentos que os operadores do sistema do COS da Cemig Geração e Transmissão devem monitorar o dia todo para evitar que a tensão viole os limites máximos e mínimos definidos para cada um deles. Para facilitar a visualização, o gráfico que mostra a porcentagem de violação do índice ICT foi dividido em duas figuras. Numa delas, foram representadas cinco barras de controle e na outra as quatro barras restantes.

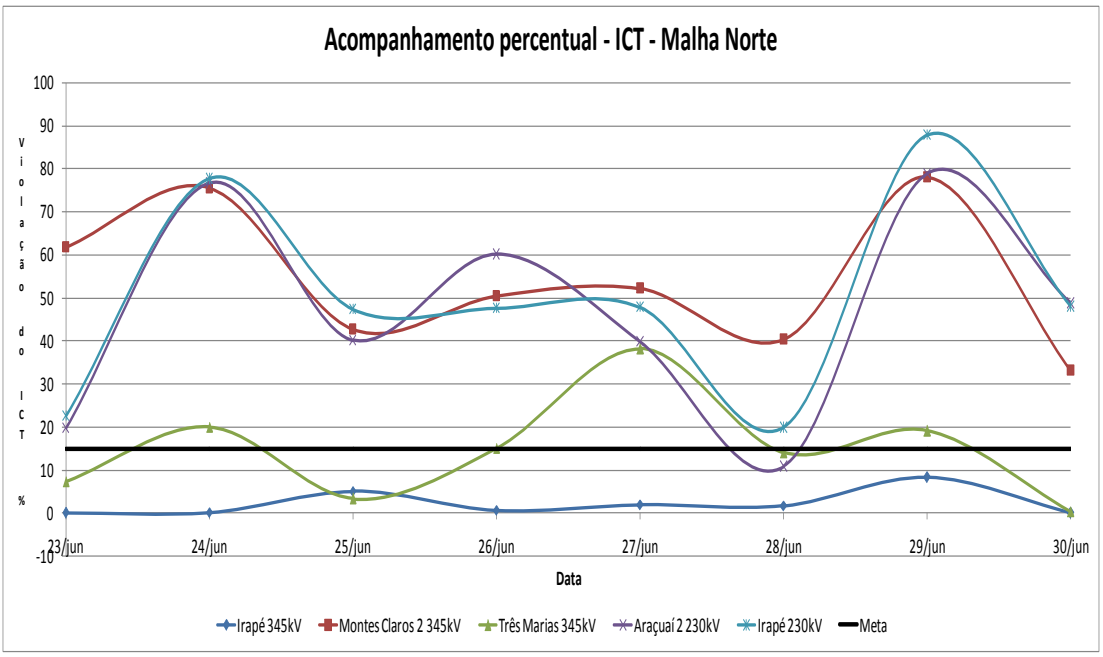

Figura 30 - Primeiro gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Norte

Na figura 30 se verifica que dois barramentos têm o índice de violação do ICT muito baixos. É o caso do barramento de 345kV da SE Irapé e o barramento de 345kV da SE Três Marias.

O barramento de 345kV da SE Irapé ficou com os valores muito baixos durante todos os oito dias pesquisados. O percentual máximo de violação do índice não superou 10% em nenhum dos dias estudados. Na realidade esse índice é facilmente conseguido devido à atuação dos geradores síncronos na absorção de potência reativa. É muito raro as unidades geradoras da usina de Irapé fornecerem potência reativa. Na grande maioria do

tempo, essas unidades geradoras estão absorvendo o máximo possível a fim de deixar a tensão do sistema dentro de patamares adequados.

A malha Norte do estado de Minas Gerais tem uma característica bastante específica. Essa é a malha do estado com uma das menores razões entre o número de consumidores residenciais e o número de consumidores industriais. Isso somente é possível com um baixo número de clientes residenciais e um alto número de clientes industriais. Portanto, nessa malha, o comportamento da curva de carga é diferente da curva comumente encontrada, ou seja, é diferente daquela curva no qual o pico da demanda de energia elétrica está no horário de ponta do sistema elétrico. Nessa malha, no horário normal de ponta do sistema elétrico, entre 18 horas e 22 horas, a carga é definida como carga leve. Isso se deve ao horário de modulação das indústrias, ou seja, um horário contratado no qual a indústria não gasta energia da concessionária sob pena de multas elevadas. Como a carga residencial é muito baixa, a carga do sistema fica definida como carga leve durante esse horário.

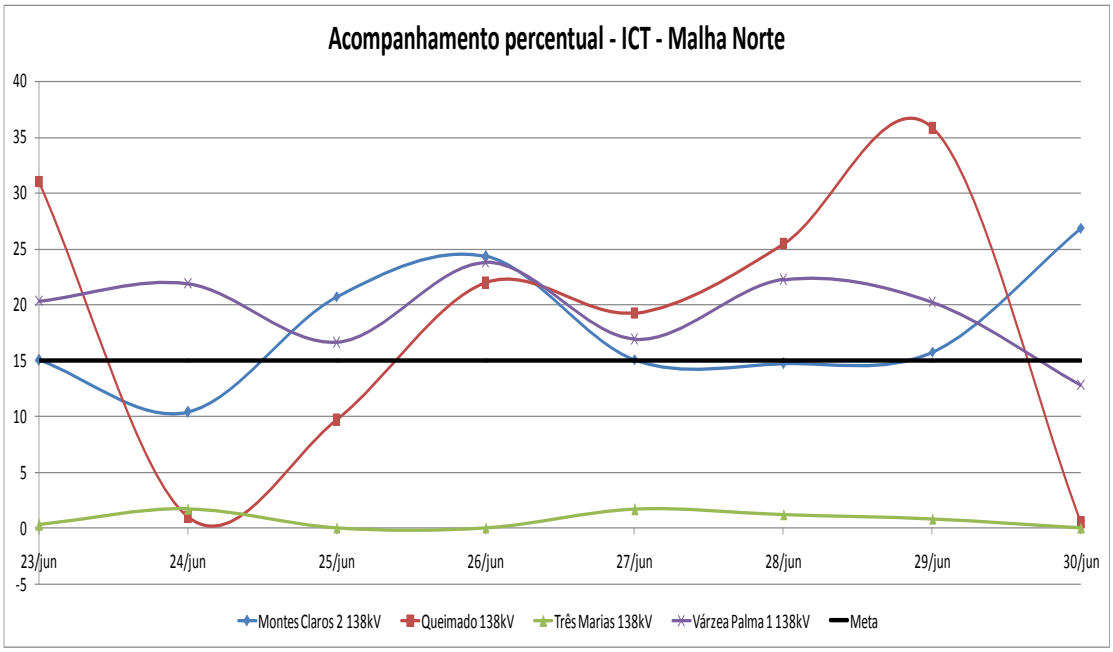

Figura 31 - Segundo gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Norte

O outro barramento bem controlado é o barramento de 345kV da SE Três Marias. Da mesma forma que na SE Irapé, a tensão nesse barramento é facilmente controlada pela presença dos geradores síncronos instalados na usina de Três Marias. Esses geradores

síncronos absorvem e fornecem potência reativa ao sistema de forma a manter a tensão no barramento de 345kV dentro dos valores limites estipulados.

Os outros três barramentos do sistema têm um percentual de violação muito grande do ICT e serão analisados individualmente.

Na figura 31, estão listados os quatro barramentos restantes controlados na malha Norte do sistema elétrico mineiro. O barramento de 138kV da SE Três Marias é muito bem controlado. Verifica-se na figura 31 que esse barramento teve percentuais de violação do ICT muito baixos não ficando acima de 3% em nenhum dos dias pesquisados. Aqui novamente é importante salientar a utilização adequada das unidades geradoras da usina de Três Marias para a absorção e o fornecimento de potência reativa para o sistema elétrico da região. Mas, os outros três barramentos necessitam de uma análise mais aprofundada, pois têm um percentual de violação alto.

1) BARRAMENTO DE 345KV DA SE MONTES CLAROS 2

O controle de tensão no barramento de 345kV da SE Montes Claros 2 é feito pelo centro de operação do ONS localizado na cidade do Rio de Janeiro. No barramento de 345kV dessa subestação está instalado um reator de 100Mvar de potência reativa. Esse equipamento fica ligado durante todo o dia sendo desligado poucas vezes durante o ano. O motivo pelo qual esse equipamento fica ligado o tempo todo pode ser visualizado através do gráfico do ICT desse barramento nas figuras seguintes. Verifica-se nessas figuras que o ICT margeia sempre o limite superior, algumas vezes ultrapassando essa linha e outras vezes retornando à sua faixa de operação normal. Como essa subestação não disponibiliza de mais recursos para o controle de tensão ligado ao barramento de 345kV, o controle de tensão nesse barramento é realizado pelo controle dos barramentos vizinhos. Outro detalhe interessante a ser observado pela análise das figuras seguintes é que não há violação do limite superior de tensão especificado para esse barramento. Isso pode ser verificado analisando-se uma abscissa paralela à linha do eixo de tempo, que é a linha do valor de ordenada 0,5. Essa é a linha que indica a violação do limite superior de tensão. Portanto, o problema desse barramento está ligado ao fato de se trabalhar muito próximo ao limite superior de tensão especificado para o mesmo. Em caso de perda repentina de carga, a

tensão pode atingir valores muito altos podendo levar o sistema ao blecaute em caso de atuação dos relés de sobretensão. A tensão desse barramento deveria ser mantida em patamares mais baixos para evitar esse problema.

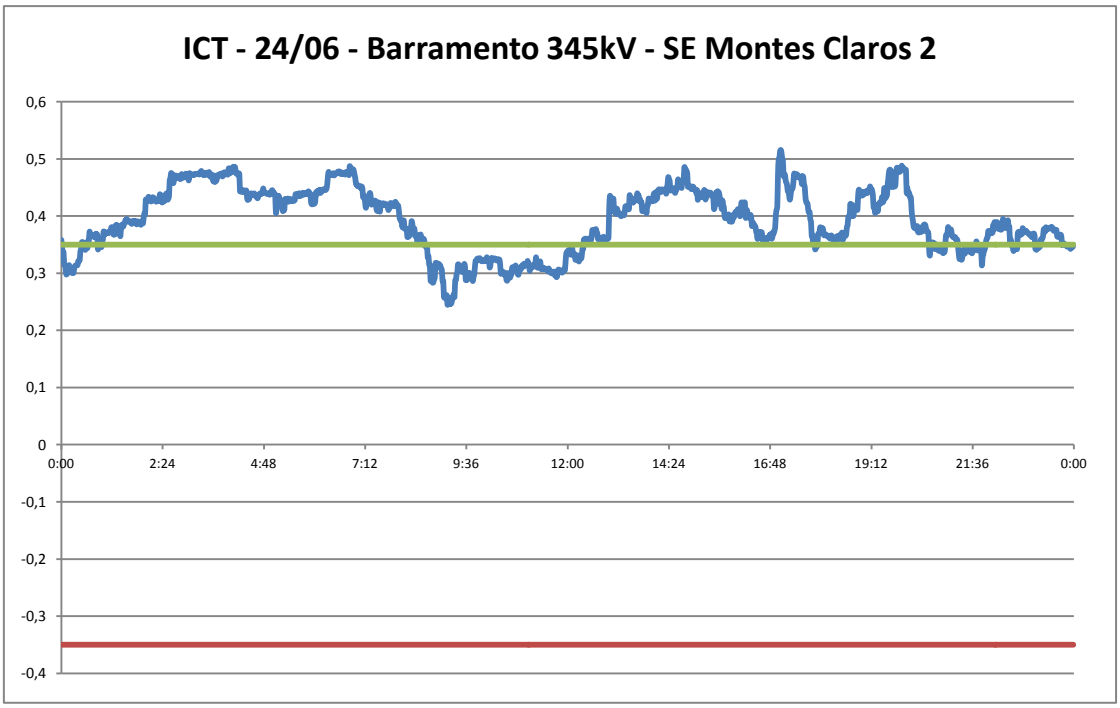

Figura 32 - ICT do barramento de 345kV da SE Montes Claros 2 no dia 24/06

A figura 32 mostra o ICT do barramento de 345kV da SE Montes Claros 2 no dia 24 de junho. Esse foi um dos dias com o maior percentual de violação desse índice com pouco mais de 75%. Durante mais de 18 horas do dia trabalhou-se com um valor de tensão muito próximo do valor máximo permitido para o barramento deixando o sistema elétrico bastante vulnerável. O outro dia com uma percentual de violação semelhante foi o dia 29 de junho e cujo gráfico será mais bem analisado na figura seguinte. Um detalhe interessante é que durante todos os oito dias da pesquisa houve violação do índice ICT superior a 30%. Alguns desses dias, a violação atingiu quase 80% como foi o caso do dia 24 de junho analisado nesse parágrafo e do dia 29 de junho que será analisado no parágrafo seguinte.

A figura 33 mostra o ICT do dia 29 de junho para o barramento em estudo. Durante quase 78% do dia houve violação do ICT. O interessante aqui é que não houve violação do limite superior de tensão da mesma forma que o dia 24 de junho. Isso mostra uma tendência desse barramento de trabalhar durante todo o dia bem próximo do limite superior. Esse é um fato que deve ser evitado conforme já discutido nessa seção.

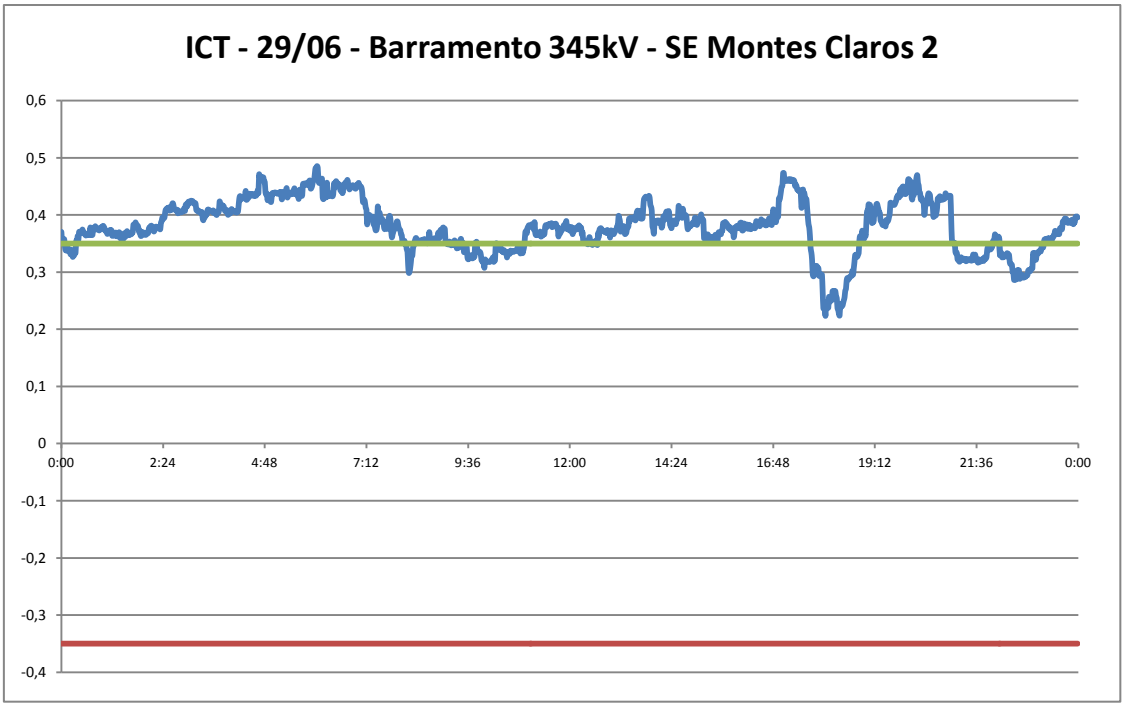

Figura 33 - ICT do barramento de 345kV da SE Montes Claros 2 no dia 29/06

2) BARRAMENTO DE 345KV DA SE TRÊS MARIAS

O barramento de 345kV da SE Três Marias também é controlado pelo Centro de Operação do ONS no Rio de Janeiro. Como há unidades geradoras ligadas ao barramento de 300kV dessa subestação, o controle de tensão fica facilitado em função disso. Entre o barramento de 300kV e o barramento de 345kV há um banco de transformadores. Esse é um banco de transformadores da década de 1950/60 e sua impedância é maior do que os transformadores que interligam o barramento de 300kV ao barramento de 138kV. Dessa forma, o controle de tensão realizado pelas unidades geradoras da usina tem um reflexo maior nos barramentos de 138kV do que no barramento de 345kV. O controle efetivo da tensão do barramento de 345kV dessa subestação então está muito ligado ao controle de tensão executado nos barramentos adjacentes que têm linhas de transmissão de 345kV que chegam nessa subestação. Dessa forma, devem-se verificar os barramentos de 345kV das subestações de Várzea da Palma 1, São Gotardo 2 e Neves 1. O primeiro barramento não tem condições de influenciar muito no controle de tensão da subestação de Três Marias. Mas, os dois últimos têm uma influência muito grande. O primeiro destes porque está interligado ao sistema triângulo de Minas Gerais onde estão as principais fontes geradoras

do estado. O segundo destes é porque está interligado à malha Metropolitana, local de grande concentração de carga e que influencia muito no controle de tensão.

O percentual de violação do ICT desse barramento fica em torno de 15%. Em alguns dias, não há violação. Porém, em outros dias, esse valor de violação chegou a quase 40%. Dos oito dias pesquisados, em cinco desses dias o percentual ficou abaixo de 15%. Em dois deles, o percentual chegou a quase 20%, um pouco acima do limite estipulado de 15%. Portanto, apenas uma análise deve ser realizada. O dia 27 de junho teve um percentual de violação de quase 40%.

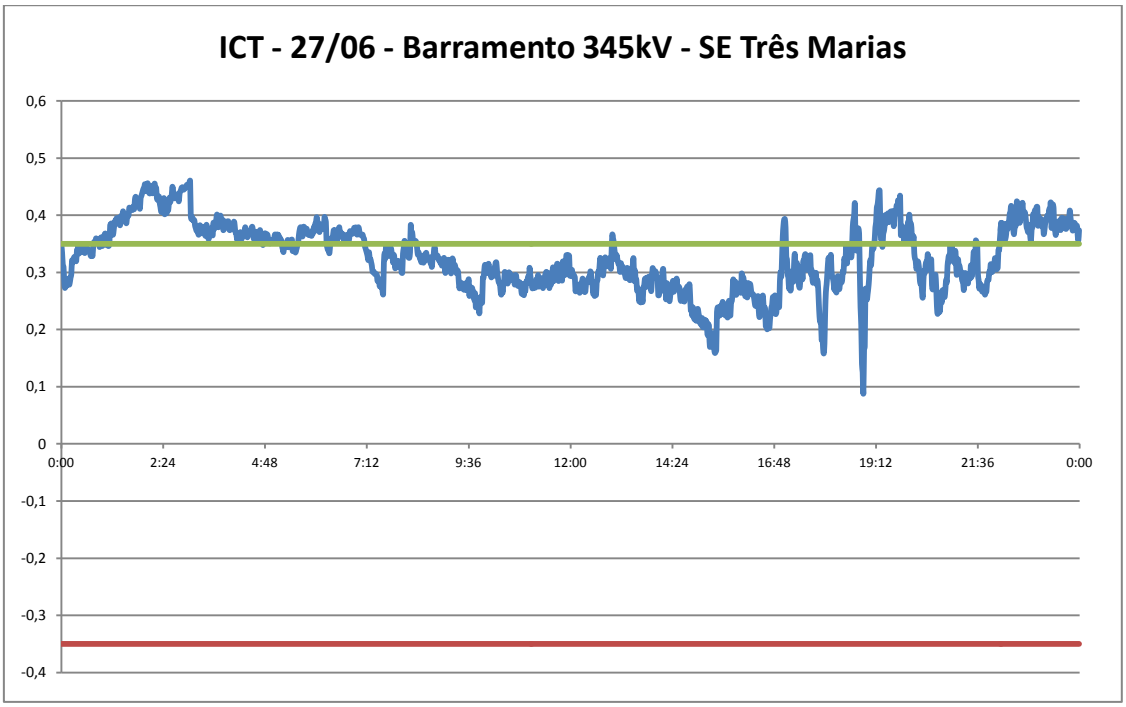

Figura 34 - ICT do barramento de 345kV da SE Três Marias no dia 27/06

Pela análise da figura 34, verifica-se que a violação do ICT ocorreu principalmente pela madrugada e no final do dia. Esses são períodos de carga pesada na região Norte do estado em função da grande quantidade de indústrias que trabalham 24 horas e que estão conectadas às linhas dessa região. Verifica-se também que em nenhum momento ocorre a violação do limite superior de tensão, mas trabalha-se com esta em um nível alto, bem próximo a esse limite superior.

3) Barramentos de 230kV das subestações de Araçuaí 2 e Irapé

O comportamento desses dois barramentos de 230kV é bastante parecido. Em função disso eles podem ser analisados em conjunto. Pela análise da figura 30, verifica-se que ambos têm um comportamento muito idêntico. Isso ocorre devido à inexistência de equipamentos de controle de tensão entre esses dois barramentos que são ligados por uma linha de transmissão curta de 230kV. O controle de tensão desses barramentos é de responsabilidade do ONS.

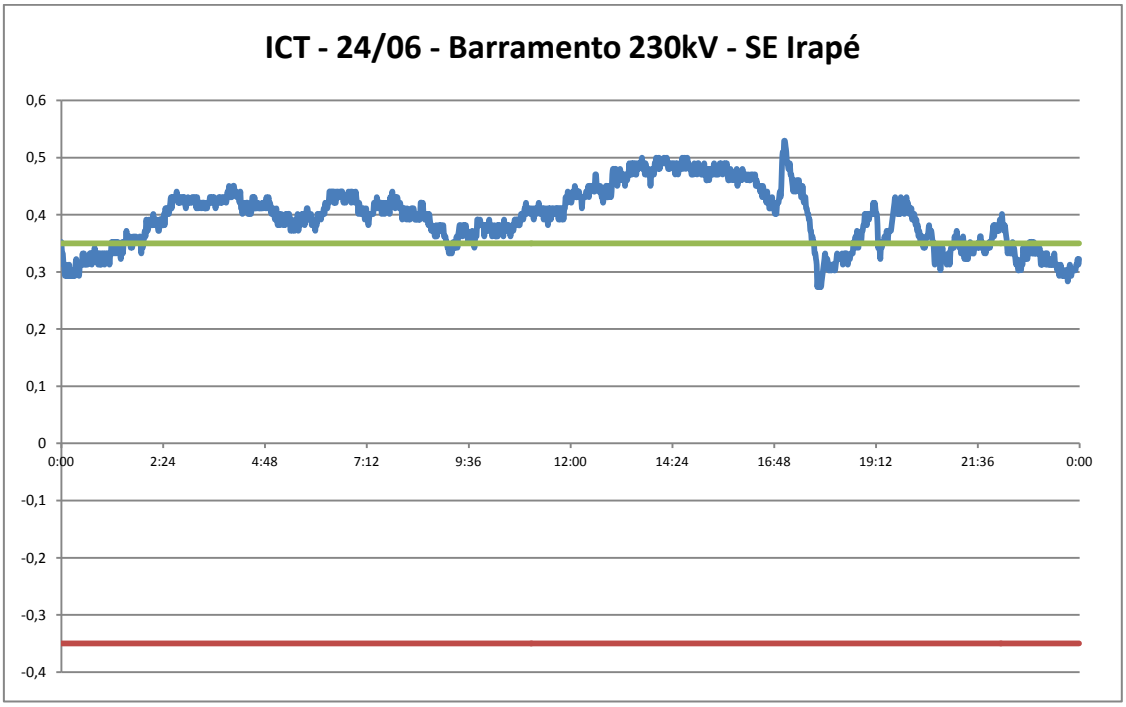

Figura 35 - ICT do barramento de 230kV da SE Irapé no dia 24/06

Verifica-se que, com exceção do dia 28 de junho para o barramento da SE Araçuaí 2, em todos os outros dias pesquisados houve violação do limite estipulado de 15% para violação do ICT. Portanto, uma análise deve ser realizada. Os dois piores dias de desempenho do índice foram os dias 24 de junho e 29 de junho. Coincidentemente, esses também foram os dois piores dias do barramento de 345kV da subestação de Montes Claros 2. Isso indica a estreita relação entre a tensão existente na subestação de Montes Claros 2 e essas duas subestações. O interessante é que existe a usina de Irapé para fazer o controle de tensão da região. Mas, a usina de Irapé não consegue fazer esse controle de tensão de forma adequada. Na verdade, as unidades geradoras trabalham o tempo todo

absorvendo potência reativa dessas linhas no seu limite superior. Ou seja, as unidades geradoras da usina tentam solucionar esse problema e o fazem da melhor forma possível. Porém, não conseguem sozinhas absorver toda a potência reativa necessária para manter a tensão desses barramentos dentro da faixa admissível para o ICT.

No ICT do dia 24 de junho verifica-se que esse índice da usina de Irapé ficou muito tempo acima do valor permitido. Porém, em nenhum momento houve violação do valor máximo de tensão permitido para o horário. Esse fato não ocorre na subestação de Araçuaí 2. Sem recursos para o controle de tensão no barramento de 230kV e com o forte efeito capacitivo da linha de transmissão que interliga a usina de Irapé à subestação de Araçuaí 2, em alguns momentos há violação do limite superior de tensão desse barramento. Como não é possível comutar tapes no transformador da subestação de Irapé, o barramento de 230kV da subestação de Araçuaí 2 fica sem nenhum controle possível da tensão.

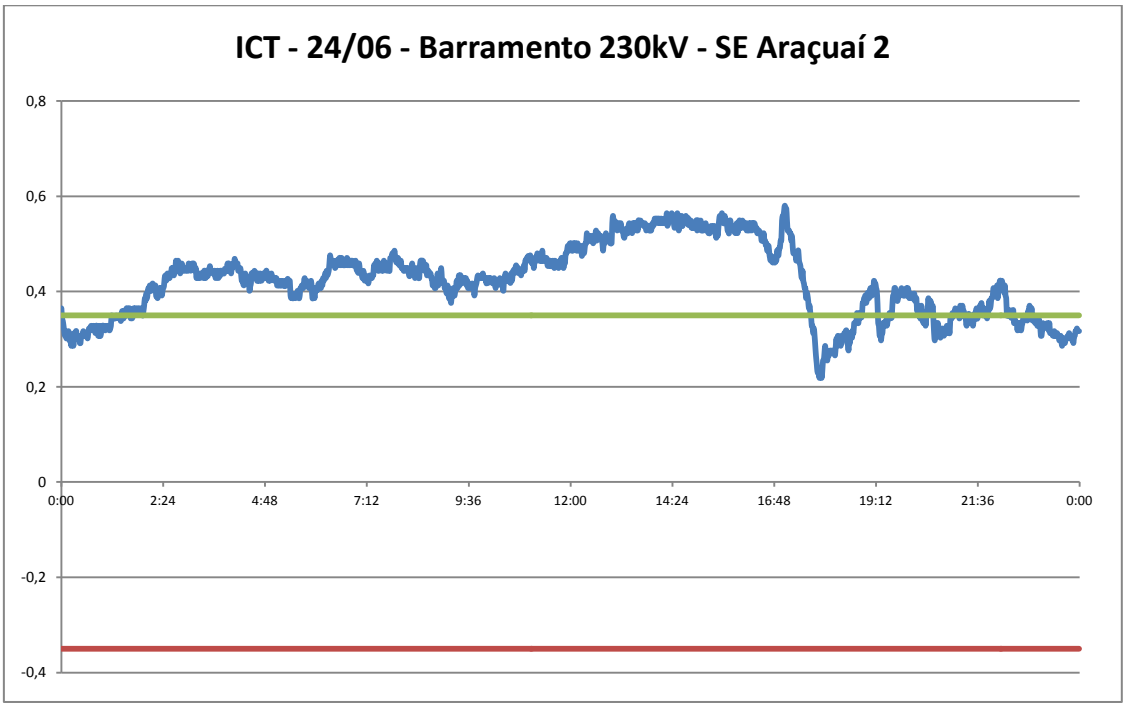

Figura 36 - ICT do barramento de 230kV da SE Araçuaí 2 no dia 24/06

No dia 29 de junho percebe-se o mesmo comportamento do ICT para o dia 24 de junho. Ou seja, os dois barramentos analisados tiveram o mesmo comportamento comprovando o que foi citado anteriormente. Verificou-se que houve violação do índice ICT tanto no período da madrugada quanto no final do dia da mesma forma que no dia 24 de junho. Também pode ser verificado nas próximas duas figuras que o barramento de

230kV da subestação de Irapé não viola o limite máximo permitido para o horário, fato este que não ocorre com o barramento de 230kV da subestação de Araçuaí 2. Como as unidades geradoras da usina de Irapé estão bem próximas da subestação de mesmo nome, o controle de potência reativa é mais efetivo nesse barramento. Portanto, não há violação do valor máximo de tensão permitido para o horário sendo essa tensão facilmente controlada. Isso não ocorre com o barramento de 230kV da SE Araçuaí 2 que não dispõe de equipamentos para o controle de tensão conectado a ele.

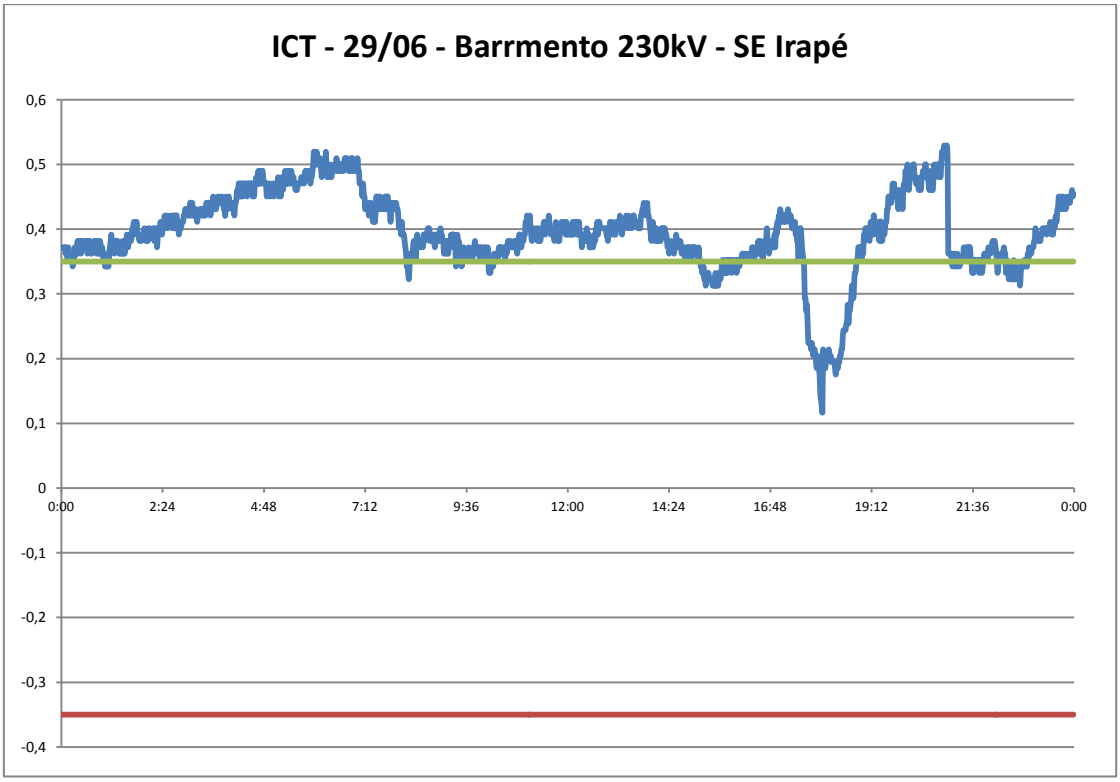

Figura 37 - ICT do barramento de 230kV da SE Irapé no dia 29/06

Mas, trabalhar com o valor de tensão muito próximo ao limite superior pode ser danoso em caso de perda de carga repentina. Isso poderia fazer com que o valor da tensão ultrapassasse os limites de atuação de relés de sobretensão ocasionando desligamento do sistema. Para os barramentos em questão, o desarme destes pode levar a grandes dificuldades para seu restabelecimento em alguns momentos do dia. Isso se deve à grande diferença angular que é gerada quando há a desconexão da malha Norte do estado de Minas Gerais com a malha Leste desse mesmo estado. E essa desconexão é realizada quando se desliga a linha de transmissão de 230kV entre as subestações de Irapé e Araçuaí 2.

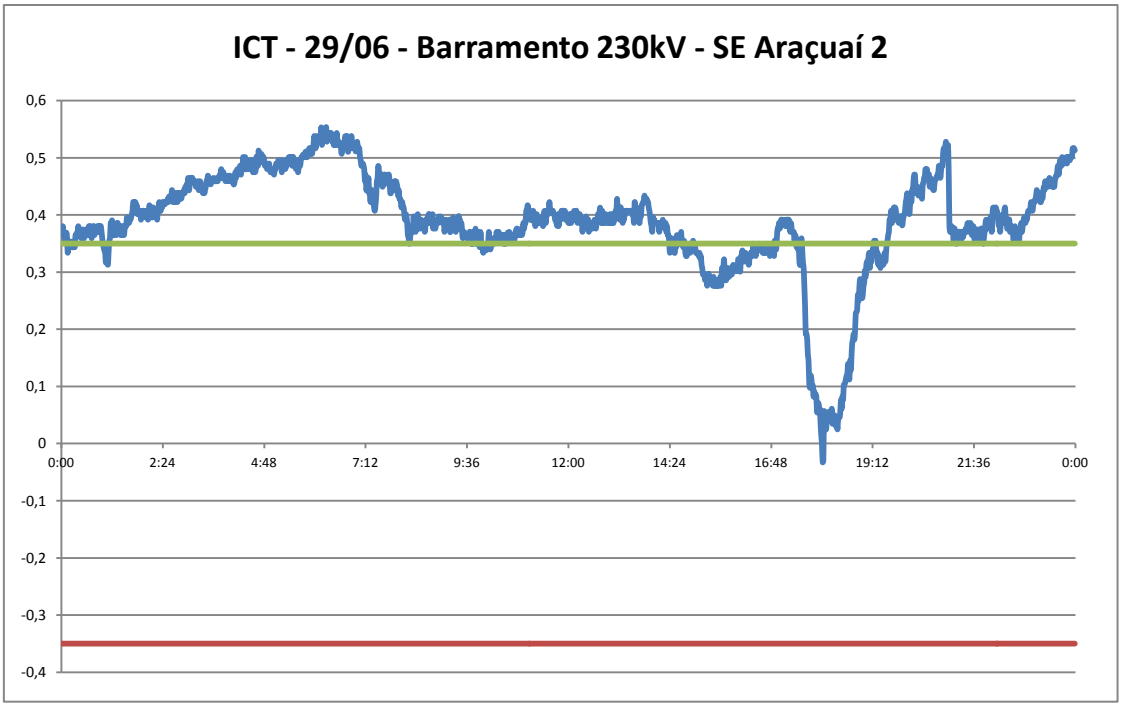

Figura 38 - ICT do barramento de 230kV da SE Araçuaí 2 no dia 29/06

4) BARRAMENTO DE 138KV DA SE MONTES CLAROS 2

O barramento de 138kV da SE Montes Claros 2 tem três autotransformadores responsáveis pelo controle de tensão do mesmo. Esses três autotransformadores trabalham de forma paralela. O controle de tensão é feito de forma automática. Quando é necessário alterar a tensão do barramento em questão, um comando é enviado para o autotransformador selecionado como mestre pela operação local da subestação. Os outros dois autotransformadores são chamados de comandados e a comutação dos tapes é realizada ao mesmo tempo nos três autotransformadores.

O recurso de controle de tensão é, portanto, muito bom. O percentual de índice de violação do ICT desse barramento ficou muito alto conforme pode ser verificado na figura 31. Nos oito dias pesquisados, verificou-se que houve violação do limite especificado de 15% em quatro dias. Nos outros quatro dias, em três deles, o percentual ficou bem próximo dos 15% e no outro, em torno de 10%. Portanto, uma análise melhor deve ser realizada para se entender os motivos dessas violações. Serão analisados os dois piores índices que ocorreram nos dias 25 e 26 de junho. No dia 25, o percentual de violação ficou em 20,7% e no dia 26, 24,3%.

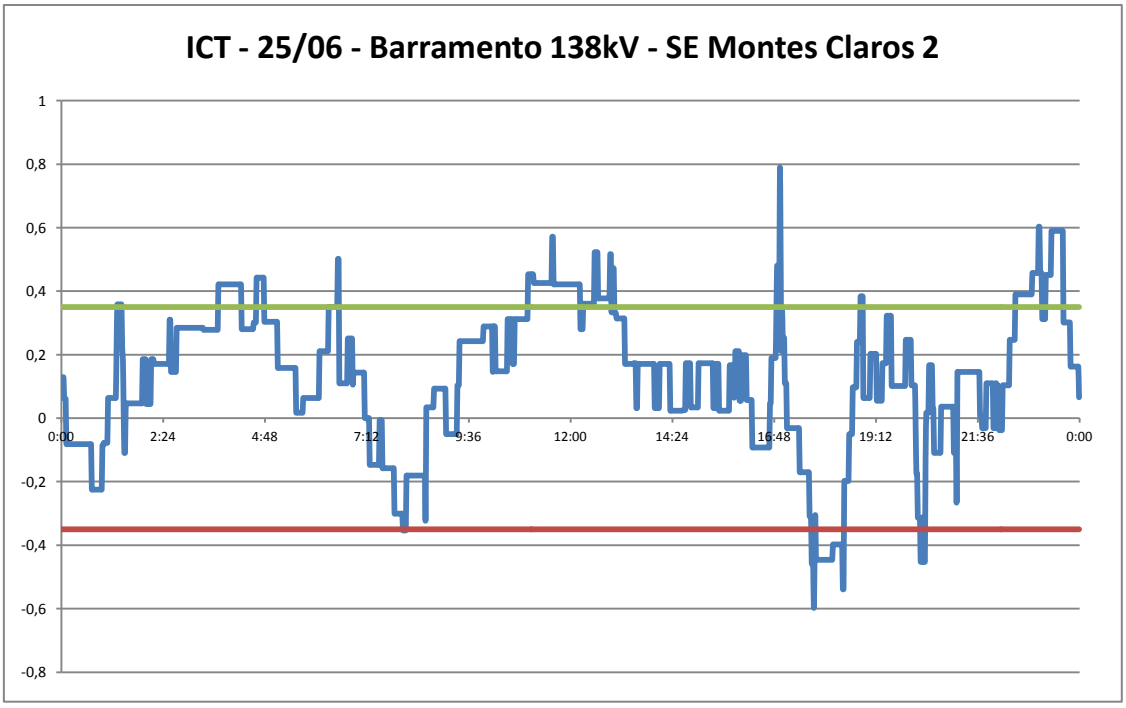

Figura 39 - ICT do barramento de 138kV da SE Montes Claros 2 no dia 25/06

Verifica-se pela análise da figura 39 que o controle automático de comutação dos tapes da subestação de Montes Claros 2 é bastante efetivo. Como esse controle está ajustado para evitar a violação dos limites superior e inferior da tensão, verifica-se que quando a tensão atinge esses valores, há comutação dos tapes dos autotransformadores. Portanto, se for adotado como limites de tensão para comutação de tapes os índices do ICT, basta uma alteração nos parâmetros de ajuste do controlador automático.

Também pode ser verificado que o controle de tensão baseado em comutação de tapes de vários autotransformadores ao mesmo tempo faz com que ocorram picos de tensão no barramento de 138kV da subestação. Isso pode trazer prejuízos para os clientes conectados à esse barramento devido à alteração brusca do valor de tensão, prejudicando a qualidade da energia fornecida à esses.

No dia 26 de junho, o comportamento é semelhante ao dia anterior. Pela análise da figura seguinte fica comprovado que o comutador automático de tapes está configurado para manter a tensão dentro dos limites inferior e superior aceitáveis para o momento. Verifica-se que há uma tendência de se manter a tensão dentro desses limites através da análise das linhas 0,5 e -0,5 do ICT.

Percebe-se que em alguns momentos ocorre a violação do limite superior e isso persiste por algum tempo. Isso se deve a um parâmetro configurado no comutador

automático de tapes que aguarda certo tempo desde a última atuação. Isso tem a finalidade de evitar que comutações sucessivas de tapes ocorram fazendo com que a manutenção nesse sistema tarde mais a ocorrer.

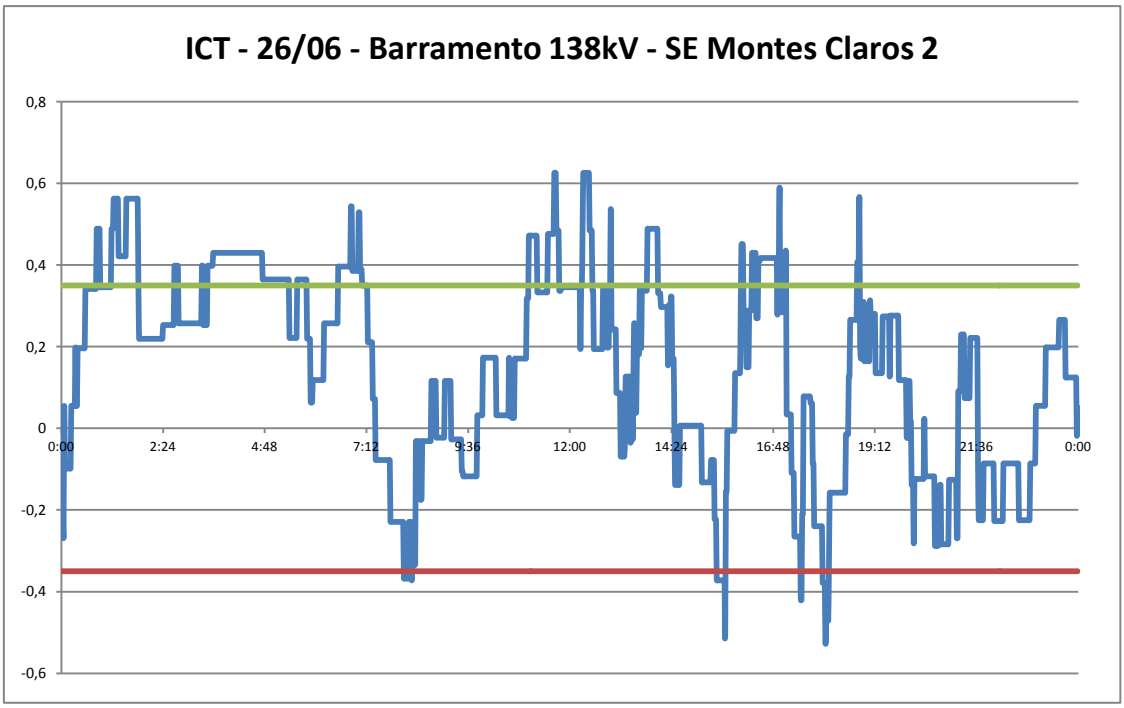

Figura 40 - ICT do barramento de 138kV da SE Montes Claros 2 no dia 26/06

5) BARRAMENTO DE 138KV DA USINA DE QUEIMADO

O controle de tensão no barramento de 138kV na usina de Queimado é realizado através da utilização da propriedade que as unidades geradoras síncronas têm de absorver ou fornecer potência reativa ao sistema. Nessa usina, há três unidades geradoras que, quando ligadas, fazem um controle de tensão bem eficaz.

Pela análise da figura 31, verifica-se que em cinco dos dias pesquisados ocorre a violação do percentual estipulado como normal pelo ICT. Verifica-se que em dois desses dias a violação é muito grande. Esses dois dias serão mais bem analisados. Trata-se dos dias 23 de junho e 29 de junho. No dia 23 de junho o percentual de violação ficou em 31% e no dia 29 de junho em 35,8%.

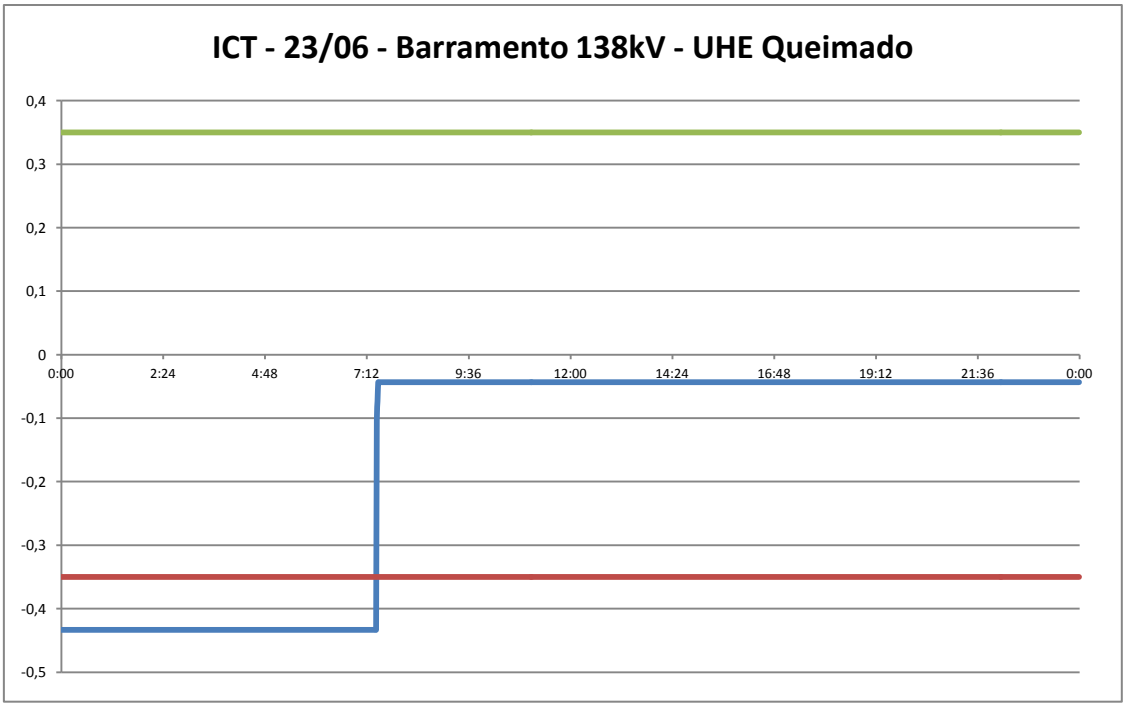

Figura 41 - ICT do barramento de 138kV da UHE Queimado no dia 23/06

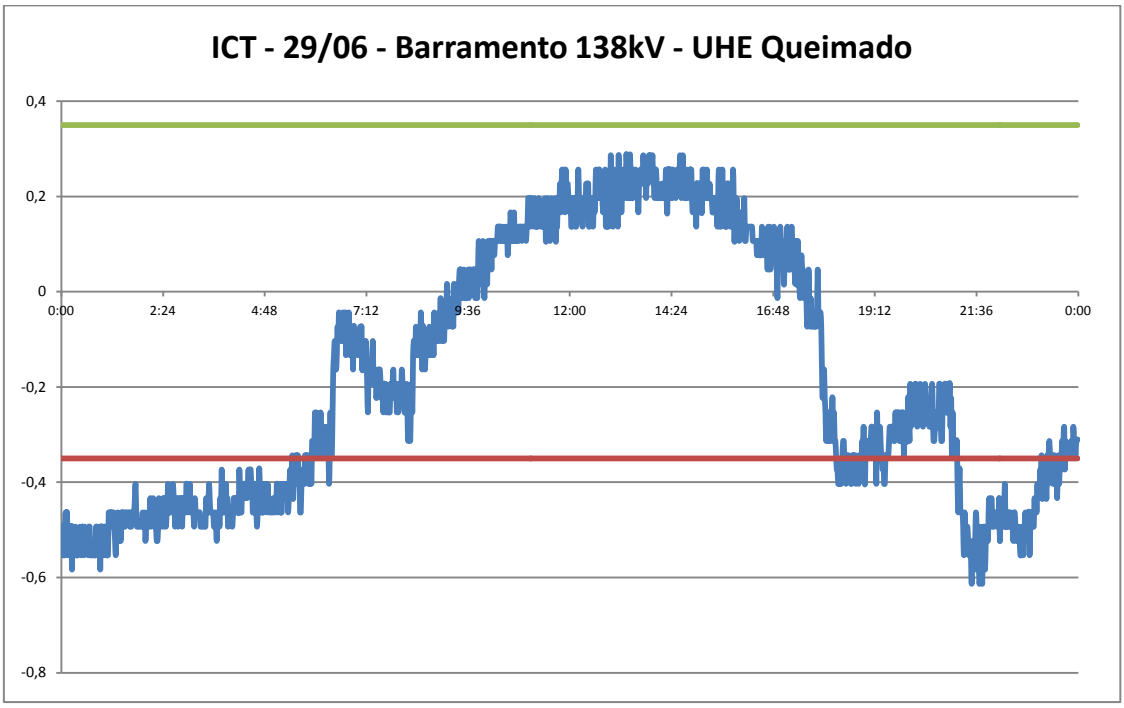

Figura 42 - ICT do barramento de 138kV da UHE Queimado no dia 29/06

A análise da figura 41 mostra que não houve variação no valor de tensão durante todo o dia, o que é muito improvável conforme se pode notar em todos os outros gráficos apresentados nesse trabalho. Esse é um valor que estava simulado no sistema de supervisão

e controle do COS. Isso denota que a usina estava em modo local, sendo operada e controlada pelos operadores da usina. O centro de operação do sistema da Cemig nesse caso não tem como monitorar a tensão do barramento sendo essa responsabilidade transferida para os operadores da usina. Dessa forma não há como fazer uma análise adequada do ICT nesse barramento no dia 23 de junho.

Isso já não ocorre com os resultados do dia 29 de junho. Verifica-se que há momentos de grande violação do ICT no período da madrugada e no final do dia. O controle de tensão pelas unidades geradoras é bastante eficaz e deveria ter sido realizado tão logo se verificasse que a tensão nesse barramento encontrava-se em seu patamar inferior. Verifica-se que em boa parte do período da madrugada houve violação do limite inferior de tensão. Isso ocorre no mesmo período em que a carga da região Norte de Minas Gerais é considerada pesada. Dessa forma, a tensão deveria ser mantida na parte positiva do gráfico do ICT e não na parte negativa conforme se pode verificar.

6) BARRAMENTO DE 138KV DA SE VÁRZEA DA PALMA 1

Da mesma forma que o barramento de 138kV da SE Montes Claros 2, na SE Várzea da Palma há comutação de tapes em três autotransformadores no mesmo momento. Espera-se, portanto, um comportamento semelhante ao comportamento encontrado nos gráficos mostrados da subestação de Montes Claros 2.

Para esse barramento, verifica-se que em sete dos oito dias pesquisados houve violação do índice percentual do ICT. Também se pode verificar que o valor percentual encontrado está sempre entre 15% e 25%. Esse é um padrão do percentual do índice de violação do ICT para esse barramento. Será realizada, portanto, uma análise detalhada dos dois piores dias. Esses foram os dias 26 e 28 de junho. No dia 26 de junho, o percentual de violação do ICT ficou em 23,75% e no dia 29 de junho ficou em 22,22%, portanto, um comportamento bastante semelhante.

A análise do gráfico 43 mostra que a tensão nesse barramento é mantida muito próxima ao seu limite superior em boa parte da madrugada do dia 26 de junho. Depois, por volta de 9:00 acontece o mesmo fenômeno. Esse fato se repete entre 15:00 e 19:00. Em alguns momentos verifica-se que o controle automático existente nessa subestação demora

muito a atuar. Em um momento da madrugada verificou-se que o índice ICT indicou mais de 1,0 e por alguns minutos. Isso pode ser muito danoso. Significa que houve violação de tensão no seu limite superior e certamente violou limites de equipamentos instalados nessa subestação. Devido a esse fato, a vida útil desses equipamentos fica reduzida e a empresa é obrigada a fazer intervenções em seus equipamentos de maneira mais rápida.

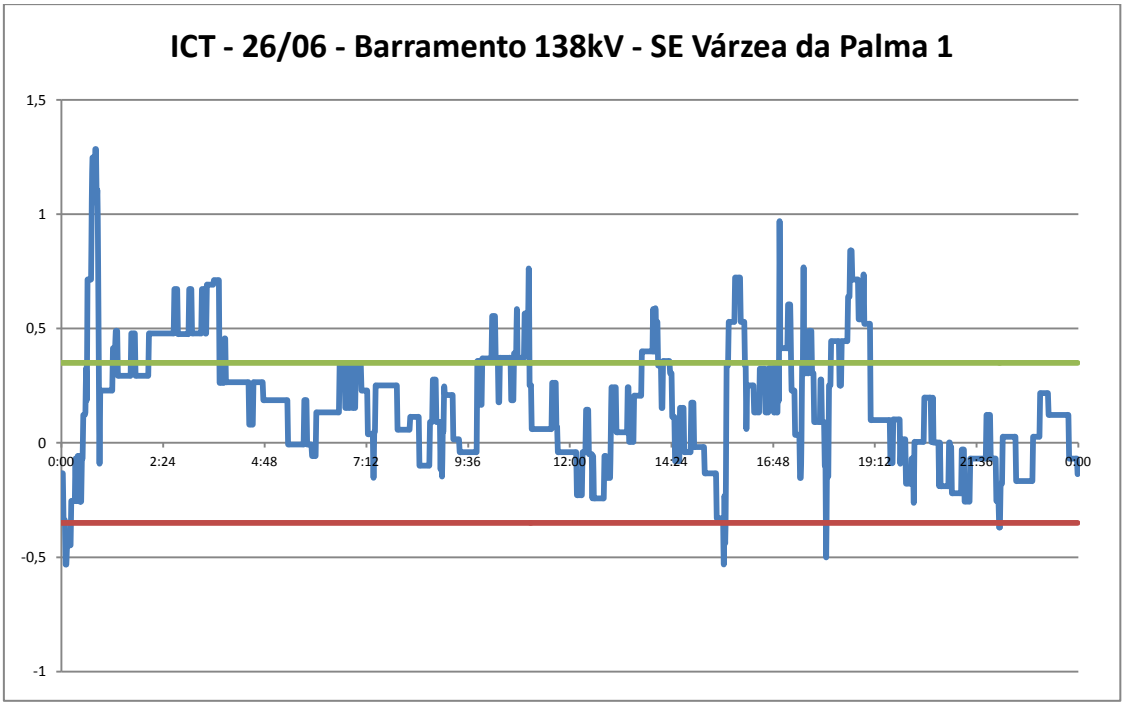

Figura 43 - ICT do barramento de 138kV da SE Várzea da Palma 1 no dia 26/06

É necessário fazer um ajuste imediato nos parâmetros do controlador de comutação dos tapes dos autotransformadores antes mesmo da entrada em vigor do ICT. Diferentemente do que ocorre na subestação de Montes Claros 2, o controle automático permite que a tensão fique um tempo grande acima do seu limite máximo permitido.

No dia 29 de junho, o comportamento é um pouco diferente. Verifica-se que houve violação do índice ICT, mas não houve praticamente violação alguma do valor máximo de tensão para o barramento. Não houve qualquer alteração nos parâmetros do controle automático e verifica-se que nesse dia o desempenho desse controle foi melhor. Não há uma explicação plausível para essas diferenças. O que pode ter acontecido foi um controle efetivo nos barramentos adjacentes que fizeram com que esse barramento mantivesse a tensão de forma mais equilibrada. Dessa forma, não foi necessária uma maior atuação do controlador automático desse barramento.

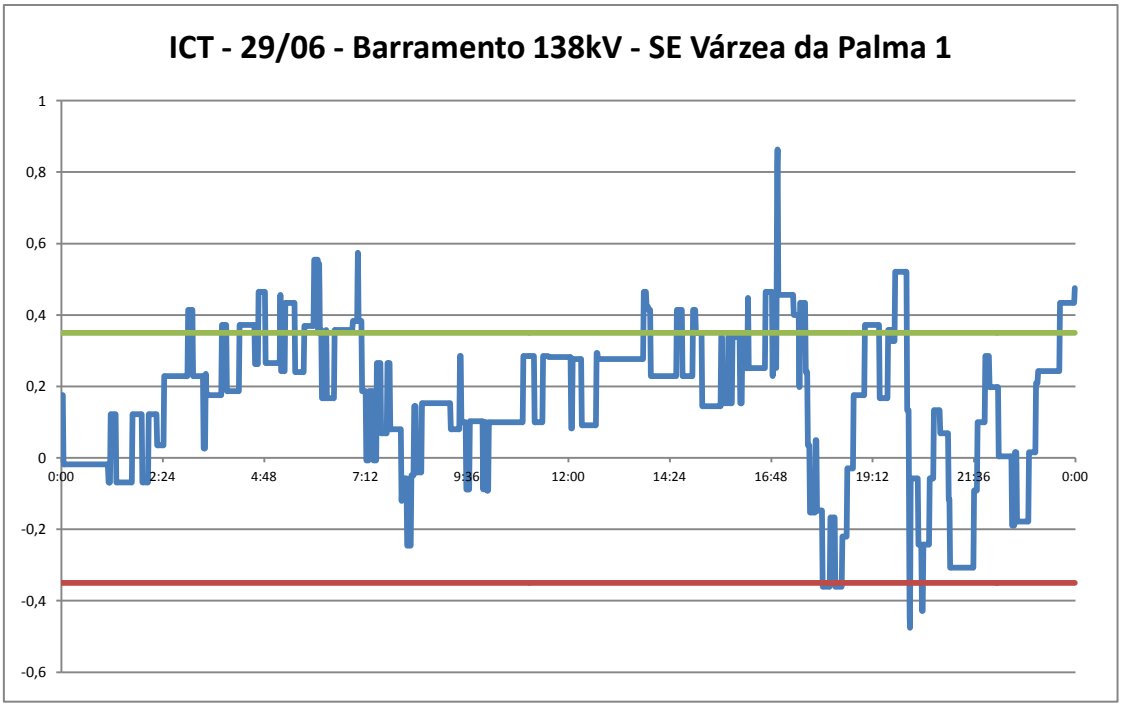

Figura 44 - ICT do barramento de 138kV da SE Várzea da Palma 1 no dia 29/06

C. MALHA METROPOLITANA

A malha metropolitana de Minas Gerais engloba as estações que fazem o controle de tensão da capital do estado bem como das cidades circunvizinhas à capital. É uma malha muito importante do sistema devido à grande quantidade de indústrias de grande porte, comércio e residências. É a malha com a menor extensão geográfica e com o sistema de transmissão mais complexo do estado. Basicamente há quatro subestações principais instaladas na periferia da cidade de Belo Horizonte. Tratam-se das subestações Barreiro 1, Neves 1, Taquaril e Vespasiano 2. Nas subestações de Barreiro 1 e Taquaril chegam as linhas de 345kV provenientes da região triângulo, grande parque gerador do sistema elétrico mineiro. Já nas subestações de Neves 1 e Vespasiano 2 chegam as linhas de 500kV também provenientes da região triângulo e aqui também da região leste do estado. Dentro da malha metropolitana há a transformação desses níveis de tensão para os níveis de tensão menores e a conseqüente distribuição para todas as indústrias, comércios e residências da região. Portanto, o controle de tensão dessa malha deve ser bem feito e com muito critério. Um valor de tensão abaixo ou acima dos limites estipulados significa uma tensão com baixa qualidade para inúmeros consumidores.

Nessa malha há cinco barramentos de controle. São os barramentos de 138kV das estações citadas e também o barramento de 138kV da Usina Térmica Aureliano Chaves de propriedade da Petrobrás. Uma análise do comportamento desses cinco barramentos controlados pode ser realizada através da análise da figura 45.

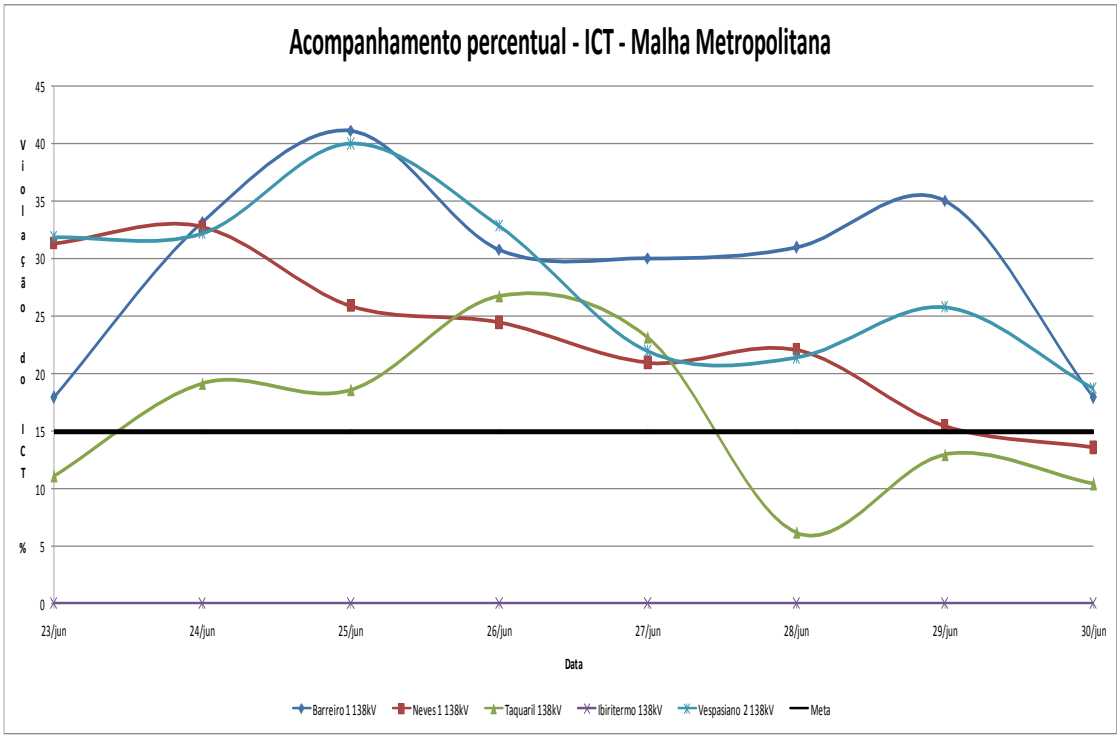

Figura 45 - Gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Metropolitano

Analisando-se a figura anterior, percebe-se que uma análise mais detalhada dos barramentos de 138kV das subestações de Neves 1, Taquaril, Barreiro 1 e Vespasiano 2 devem ser mais bem realizadas. Já o barramento da usina térmica Aureliano Chaves não será analisado devido à medida de tensão do seu barramento estar simulada no sistema Cemig impedindo assim uma análise mais detalhada também desse barramento.

1) BARRAMENTO DE 138KV DA SUBESTAÇÃO BARREIRO 1

A subestação Barreiro 1 dispõe de vários recursos para controle de tensão. São eles dois reatores instalados no terciário de um dos autotransformadores, um compensador

síncrono ligado também ao terciário, mas de um outro autotransformador, um banco de capacitores ligado diretamente ao barramento de 138kV e dois reatores de 138kV ligados diretamente ao barramento. Além de todos esses equipamentos para controle de tensão, os seis autotransformadores da subestação (4 x 150MVA e 2 x 375MVA, de 345kV/138kV-13,8kV) possuem comutação de tape sob carga controlado automaticamente pelo centro de operação da Cemig GT. Portanto, espera-se que o controle de tensão na estação seja efetivo diante de tantos recursos para controle de tensão existentes.

Porém, como há uma grande concentração de carga nessa malha do sistema elétrico mineiro, a variação dessa é muito grande. Assim, a tensão varia muito e constantemente, dificultando assim um controle mais efetivo. Por isso, espera-se um percentual de violação do ICT grande já que com oscilações muito grandes de tensão, o ICT tende a oscilar muito também. É comum nesse barramento, bem como nos outros três barramentos dessa malha a serem estudados, a tensão cair de valores bem próximos ao seu limite superior para valores bem próximos do seu limite inferior, mostrando mais uma vez a dificuldade para se manter a tensão desses barramentos dentro dos patamares adequados.

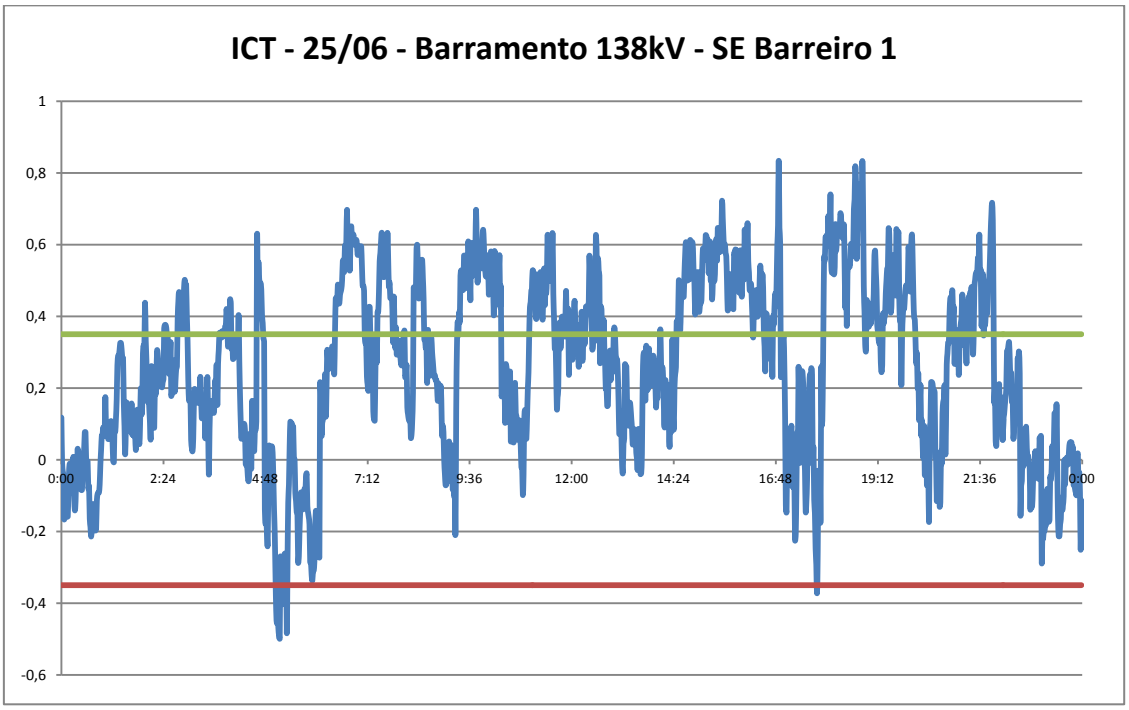

Figura 46 - ICT do barramento de 138kV da SE Barreiro 1 no dia 25/06

Pela análise da figura 45, percebe-se que houve violação do percentual do ICT permitido em todos os dias pesquisados. Para fazer uma análise mais profunda, verificam-

se os dias 25 de junho e 29 de junho. Esses foram os dias com os piores índices registrados com os valores respectivos de 41,11% e 35,07%. Também por esses números pode-se perceber a dificuldade no controle de tensão desse barramento do sistema elétrico mineiro.

Analisando a figura 46 se percebe como o ICT oscila nesse barramento. As oscilações são muito grandes e nem sempre são ações dos operadores do sistema e sim as próprias variações de cargas. Mesmo dispondo de muitos recursos para o controle da tensão, mantê-la dentro dos patamares adequados para o ICT é muito difícil devido à sua grande variabilidade. Nesse barramento, o controle automático de tensão tem um papel fundamental: sem ele, seria muito difícil manter a tensão dentro dos limites máximos e mínimos especificados para cada horário.

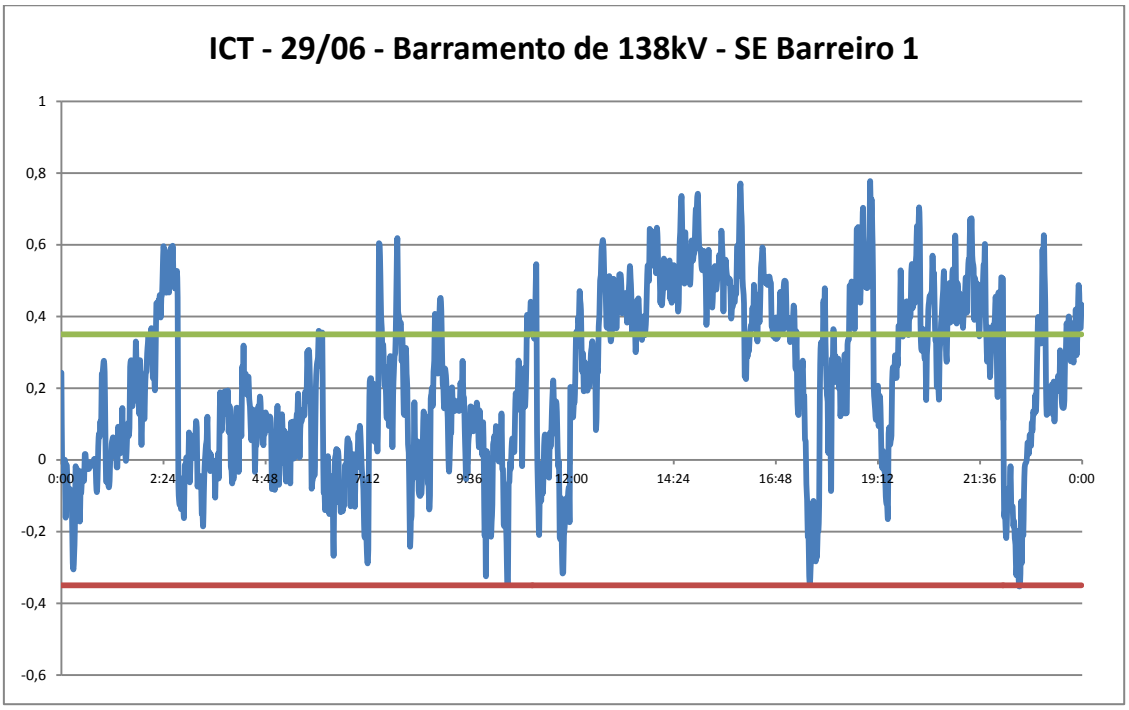

Figura 47 - ICT do barramento de 138kV da SE Barreiro 1 no dia 29/06

Percebe-se uma tendência em manter a tensão mais próxima ao seu patamar superior trabalhando na faixa positiva do gráfico do ICT. Verifica-se que, na grande maioria do tempo, o ICT encontra-se no seu eixo positivo de operação. Essa é uma tendência interessante de ser mantida num barramento no qual a carga é, na sua grande maioria do tempo, considerada carga pesada.

Devido à grande oscilação da tensão, uma análise mais detalhada do controle de tensão no barramento fica prejudicada. Essa será a mesma tendência para todos os

barramentos a serem analisados nessa malha do sistema elétrico. O que será interessante verificar nesses barramentos é a tendência da operação do sistema para se chegar a conclusões referentes à correta operação do sistema elétrico de potência no local quando se é analisado o quesito tensão elétrica.

No dia 29 de junho percebe-se uma tendência de operação mais interessante do que no dia 25 de junho. No período da madrugada, quando a carga é menor, a tendência foi manter o gráfico do ICT próximo do valor zero, indicando assim uma preocupação de se manter a tensão no valor intermediário de sua faixa de operação. Porém, com a entrada de carga no sistema, o operador preocupou-se em manter uma tensão com uma tendência de permanecer próxima ao seu limite superior.

Outro fato interessante a se destacar é que no período vespertino, houve violação constante do ICT com uma tendência de se trabalhar bem próximo ao valor superior de tensão permitida para o horário. Por volta de 17h, houve redução do valor de tensão, com a mesma quase atingindo a faixa inferior do ICT. Essa é uma estratégia interessante porque com a saída de carga comercial, a tensão subiria e atingiria valores muito altos se o operador permanecesse trabalhando próximo do seu limite superior. Com a saída da carga minutos após essa operação, verificou-se novamente a elevação do ICT para bem próximo ao seu valor superior permitido, mostrando a eficácia da ação do operador do sistema no controle de tensão desse barramento.

2) BARRAMENTO DE 138KV DA SUBESTAÇÃO TAQUARIL

A subestação Taquaril também tem muitos equipamentos para realizar um controle de tensão eficaz. Nessa subestação há três transformadores de 150MVA 345kV/230kV, que alimentam principalmente a região leste do estado de Minas Gerais. Portanto, a comutação de tapes sob carga desses três transformadores não tem muita influência sobre o barramento de 138kV a ser estudado. Também não têm efeito os bancos de capacitores instalados no terciário de dois transformadores devido ao mesmo motivo.

Os equipamentos de controle de tensão que fazem efeito no barramento de 138kV são os comutadores de tape sob carga de dois outros de 150MVA 345kV/138kV. Esses

equipamentos são comandados para o controle de tensão no barramento de 138kV da subestação.

De acordo com a figura 45, verifica-se que houve violação do ICT em quatro dias dos oito dias pesquisados. Portanto, em 50% dos dias não há violação do índice. Dos dias em que houve a violação, destaque para 26 e 27 de junho. Esses foram os dias de piores índices com respectivamente 26,81% e 23,19%. Mesmo com menores recursos para o controle de tensão, percebe-se que esses índices foram bem abaixo do barramento de 138kV da subestação Barreiro 1. Isso denota que o barramento da subestação Taquaril atende a uma carga predominantemente residencial e com poucas indústrias. Esse fato já não ocorre com a subestação Barreiro 1 visto que essa subestação alimenta grandes consumidores industriais como o distrito industrial de Contagem, a Vallourec & Mannesmann Tubes, a Fiat Automóveis e a Refinaria Gabriel Passos.

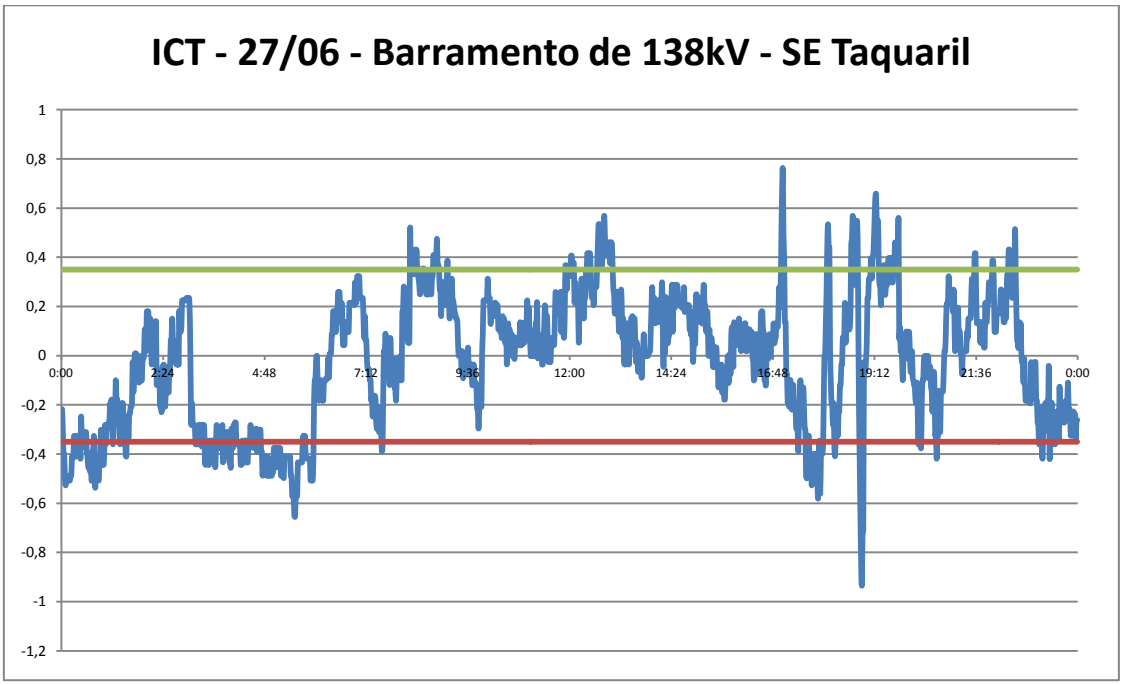

Figura 48 - ICT do barramento de 138kV da SE Taquaril no dia 27/06

Analisando a figura 48, percebe-se que no dia 27 de junho houve violação do ICT principalmente no período da madrugada. Verifica-se que, nesse período, a tensão permaneceu próxima ao seu limite inferior e violando o índice em boa parte da madrugada. Devido à carga ser predominantemente residencial nesse período do dia, manter a tensão em valores menores é uma boa estratégia. Porém, o que não se recomenda é violar o índice

ICT. O que se deveria buscar é manter a tensão mais baixa, mas de forma que não violasse o ICT, ou seja, dever-se-ia manter esse índice na sua parte negativa de operação, mas sem violação. O ICT permanece operando em sua faixa normal durante todo o período da manhã e da tarde. Mas, com o chegar da noite, verifica-se que se inicia um processo de variabilidade muito grande desse índice. Isso denota novamente a característica residencial das cargas atendidas por essa subestação. Essa variabilidade encerra-se por volta de 22h30min quando a tensão passa a oscilar muito menos. Essa também é uma característica da predominância de cargas residenciais atendidas por essa subestação.

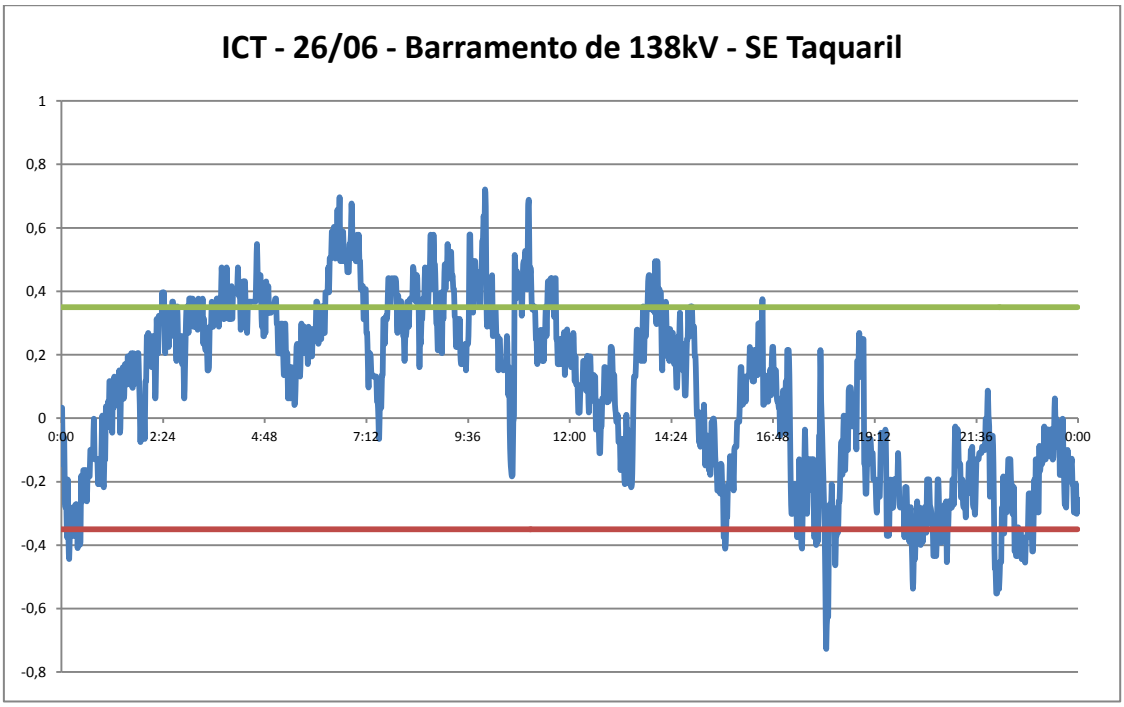

Figura 49 - ICT do barramento de 138kV da SE Taquaril no dia 26/06

No dia 26 de junho, uma análise diferente pode ser realizada. Percebe-se nesse dia que a tensão ficou próxima do seu limite superior em vários momentos do dia. Também se pode perceber que a tendência do ICT foi permanecer acima de zero até por volta de 17h. A partir desse momento, o ICT trabalhou abaixo de zero. Devido à análise o dia anterior, chega-se à conclusão de que a estratégia de controle de tensão desse dia foi invertida. Poder-se-ia trabalhar abaixo de zero no gráfico do ICT durante o período da madrugada, manhã e tarde. Mas, no início da noite, o ideal seria trabalhar com o ICT acima de zero devido à forte presença de cargas residenciais atendidas pela subestação. Analisando-se graficamente percebe-se que a estratégia poderia ser melhorada. Como os operadores não

têm uma ferramenta como essa que monitora a qualidade do serviço prestado no controle de tensão dos barramentos do sistema, fica difícil para o mesmo perceber essa oportunidade de melhoria no seu trabalho. Portanto, com o ICT, cada operador poderia fazer uma análise crítica do seu trabalho e assim melhorar a qualidade do serviço prestado.

3) BARRAMENTO DE 138KV DA SUBESTAÇÃO DE NEVES 1

Neves 1 é a subestação com a maior quantidade de equipamentos para controle de tensão do sistema Cemig. Nessa subestação encontram-se dois motores síncronos, 4 bancos de capacitores ligados no terciário de um dos autotransformadores, 3 reatores de 138kV ligados diretamente ao barramento, 2 reatores de 500kV ligados diretamente ao barramento e também 1 banco de capacitores de 138kV. Nessa subestação também se encontram cinco transformadores (três transformadores de 500/138kV e dois autotransformadores de 500/345kV). Porém, esses cinco transformadores não têm comutador de tapes sob carga. Os transformadores dessa subestação que têm comutação de tapes sob carga são os transformadores reguladores de 138/13,8kV de propriedade da Cemig Distribuição e que não fazem parte do escopo desse trabalho.

Dos oito dias pesquisados houve violação do percentual do ICT do barramento de 138kV em sete deles. Apenas no último dia, 30 de junho, que o percentual de violação ficou abaixo do admitido. Os dois dias com maior violação foram os dias 23 e 24 de junho com respectivamente 31,32% e 32,78%, um percentual bastante aproximado. Nos quatro dias seguintes, o percentual de violação do ICT permaneceu em torno de 25%. No penúltimo dia da pesquisa, o valor ficou um pouco superior a 15%.

A figura 45 mostra o desempenho do ICT para o dia 23 de junho na subestação de Neves 1. No início do dia percebe-se que o ICT fica oscilando na sua faixa superior. Por volta de 04h00min, o ICT cai e fica oscilando na sua faixa intermediária até a entrada de carga no sistema elétrico. Com isso a tensão cai e o ICT fica oscilando bem próximo da sua faixa inferior com algumas violações. O ICT tem um comportamento normal até por volta de 17 horas, quando a tensão cai muito até atingir patamares muito baixos, muito mais baixos do que o seu limite inferior permitido para o horário. Por volta das 19h00min, uma tentativa é realizada no intuito de se elevar a tensão do sistema. Essa tentativa é eficaz por

apenas alguns instantes quando a tensão cai novamente atingindo índices muito baixos violando seu limite inferior e também o ICT. Uma nova tentativa de se elevar a tensão do sistema é realizada por volta de 20h00min, também sem muito sucesso.

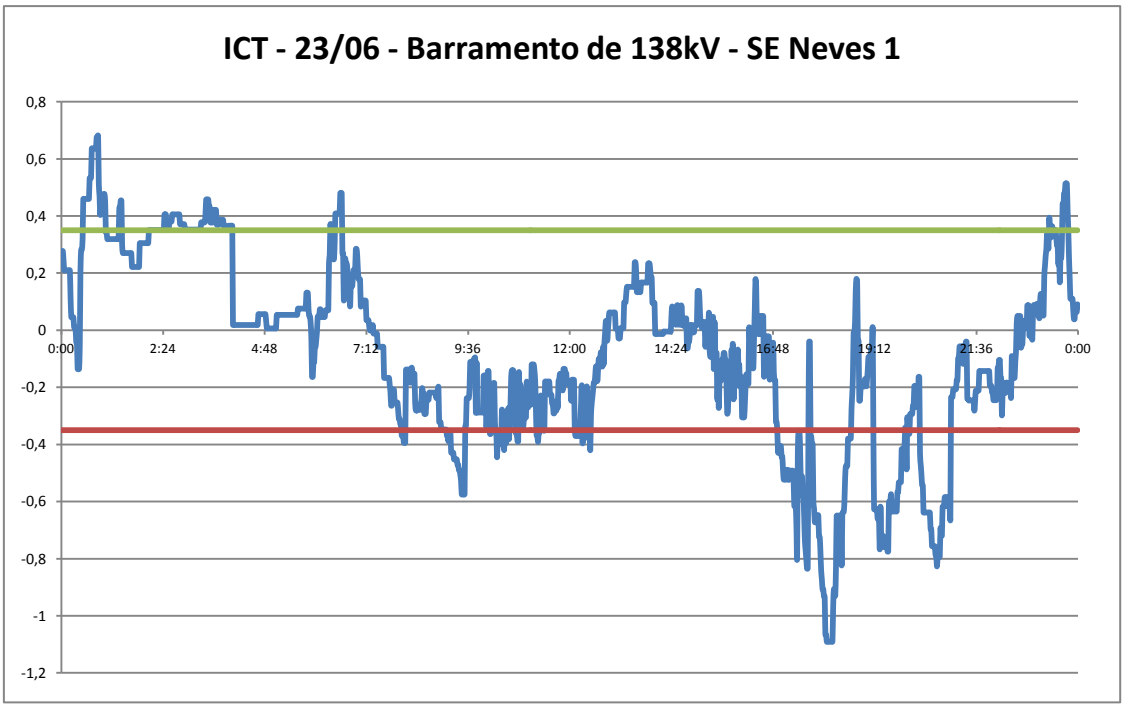

Figura 50 - ICT do barramento de 138kV da SE Neves 1 no dia 23/06

O que se percebe do controle de tensão nesse barramento é que antes do horário de ponta, a tensão deveria estar em patamares maiores, ou seja, mais próximo do seu limite superior. Com a entrada de carga no sistema, essa tensão cairia, mas não chegaria a atingir seu limite inferior permitido. Às vezes, ela não atingiria também o limite inferior do ICT. Essa deveria ser a estratégia adotada pelos operadores do sistema elétrico a fim de se evitar que a tensão atingisse valores tão pequenos e pudesse trazer grandes danos ao sistema em caso de atuação de alguma proteção de subtensão.

A análise do dia 24 de junho é completamente diferente da análise realizada para o dia anterior. O dia inicia de forma muito semelhante com o ICT bem próximo ao seu limite superior e caindo para valores bem próximos a seu limite inferior por volta de 04h00min. Até aqui, pouca diferença. A operação do barramento continua da mesma forma até as 14h30min quando a tensão cai e faz o ICT atingir valores muito baixos. Ocorre violação do ICT bem como do limite inferior de tensão permitido para o horário até por volta de 17h. A partir desse horário, a tensão foi elevada até que o ICT atingisse valores bem próximos

ao seu limite superior. Com a entrada de carga do horário de ponta do sistema elétrico, houve uma queda natural da tensão. Mas, essa queda da tensão não fez com que houvesse violação do ICT. Verifica-se aqui o que foi exposto no parágrafo anterior indicando a correta utilização dos equipamentos de controle de tensão no momento adequado.

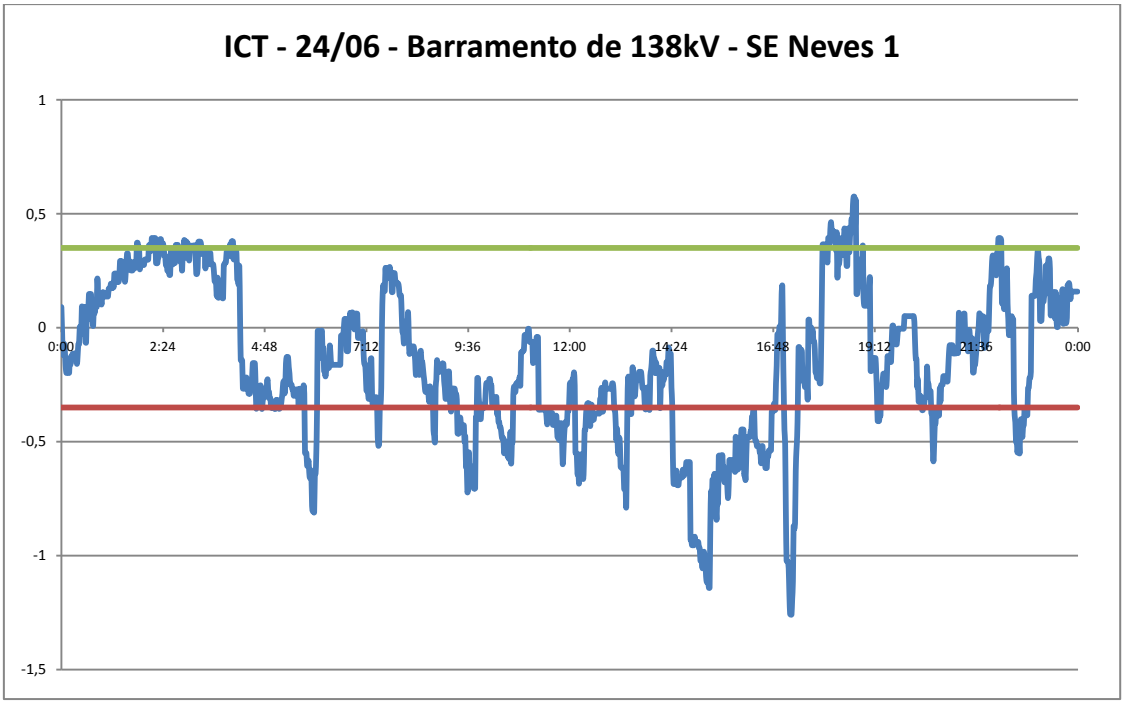

Figura 51 - ICT do barramento de 138kV da SE Neves 1 no dia 24/06

4) BARRAMENTO DE 138KV DA SUBESTAÇÃO VESPASIANO 2

A subestação Vespasiano 2 é a mais nova e a mais simples de todas as estações da malha metropolitana. Os equipamentos para controle de tensão existentes nessa subestação são apenas os comutadores de tape sob carga dos seus autotransformadores. Nessa subestação existem três autotransformadores de 500/138kV.

Devido a essa escassez de recursos para o controle de tensão espera-se que haja um percentual de violação do ICT muito grande. Esse fato é comprovado na análise da figura 40. Nessa figura, pode-se verificar que há violação do ICT em todos os dias pesquisados com uma tendência de manutenção do percentual em torno de 25% de violação. De todos esses dias de violação, analisam-se os dias 25 e 26 de junho, que foram os dias com os

piores índices pesquisados. No dia 25 de junho, o percentual de violação ficou em 40% e no dia 26 de junho, 32,85%.

De acordo com a figura 52, verifica-se que no dia 25 de junho o principal período de violação do ICT se dá na parte da noite, durante o horário de ponta do sistema. O controlador automático do sistema de comutação de tape sob carga mantém a tensão bem próxima ao seu limite superior durante quase todo o dia. Percebe-se isso porque os valores do ICT estão sempre com seus valores positivos. Em raros momentos do dia esses valores se tornam negativos, com exceção de um período da madrugada. Essa é a tendência natural do comportamento das cargas na malha de transmissão metropolitana. Durante quase todo o dia, a carga nessa malha é considerada pesada. Em apenas alguns momentos da madrugada essa carga muda de pesada para média (03h) e logo depois para carga leve (05h). Porém, por volta de 06h a carga muda de leve para pesada e o comutador automático de tapes faz seu trabalho mantendo a tensão a partir daí próximo ao seu limite superior. Percebe-se com isso que o comutador automático de tape está funcionando adequadamente já que o mesmo está configurado apenas com os limites superior e inferior da tensão permitida para o horário. Da mesma forma que na subestação de Montes Claros 2, bastava uma alteração nos parâmetros do comutador de tapes sob carga para que os valores do ICT pudessem ser aplicados.

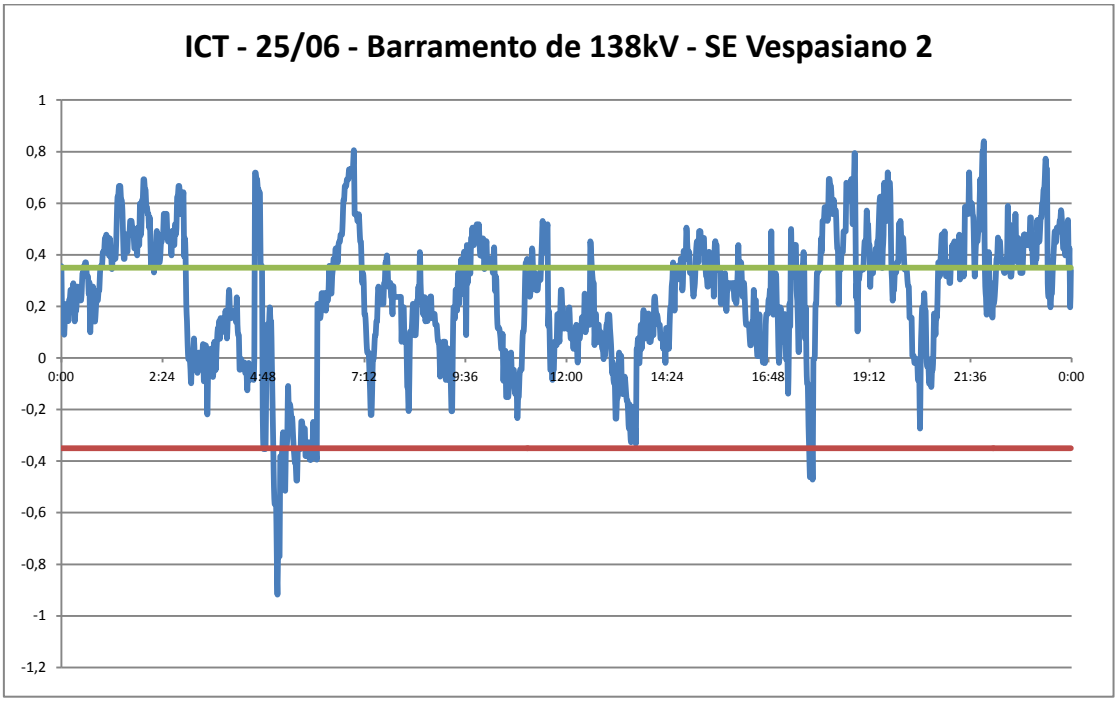

Figura 52 - ICT do barramento de 138kV da SE Vespasiano 2 no dia 25/06

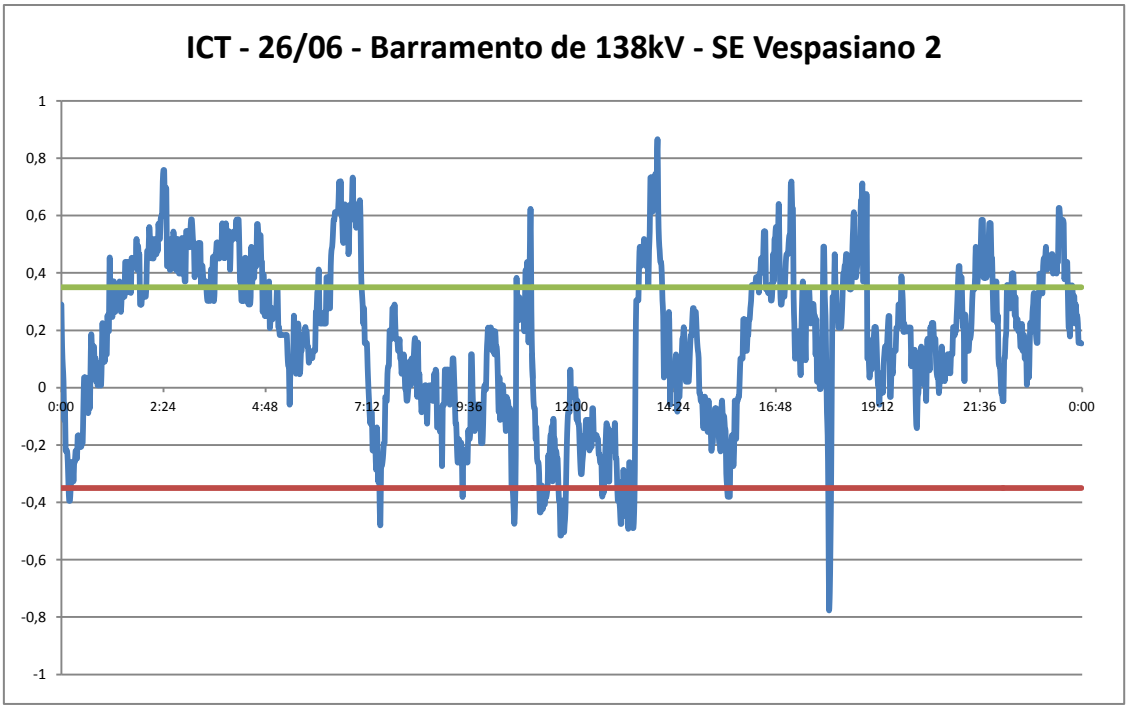

Figura 53 - ICT do barramento de 138kV da SE Vespasiano 2 no dia 26/06

A análise do ICT do dia 26 de junho é bastante semelhante àquela realizada para o dia anterior e não carece de maiores detalhes já que o comportamento do sistema é o mesmo. Basta uma alteração nos parâmetros do comutador automático de tapes para que o ICT se mantivesse dentro de seus valores máximo e mínimo.

D. MALHA TRIÂNGULO

A malha Triângulo do estado de Minas Gerais é a malha que mais tem geradores conectados. É nessa região do estado que se concentram as principais usinas do sistema elétrico mineiro e sendo assim, possui uma grande quantidade de geradores síncronos para participar efetivamente do controle de tensão da região. Ainda assim, possui transformadores com comutação de tapes sob carga que, conforme já mostrado nessa dissertação, possui uma grande capacidade de regulação de tensão. Dessa forma, não se espera um grande percentual de violação do índice ICT. De fato, conforme pode ser visto na figura 54, o percentual de violação é menor se comparado com as outras malhas do sistema elétrico já estudadas. Mas, mesmo assim, verifica-se que há violação do percentual

do ICT na grande maioria dos dias pesquisados. Uma análise de cada barramento, portanto, deve ser realizada para se entender o porquê dessas violações.

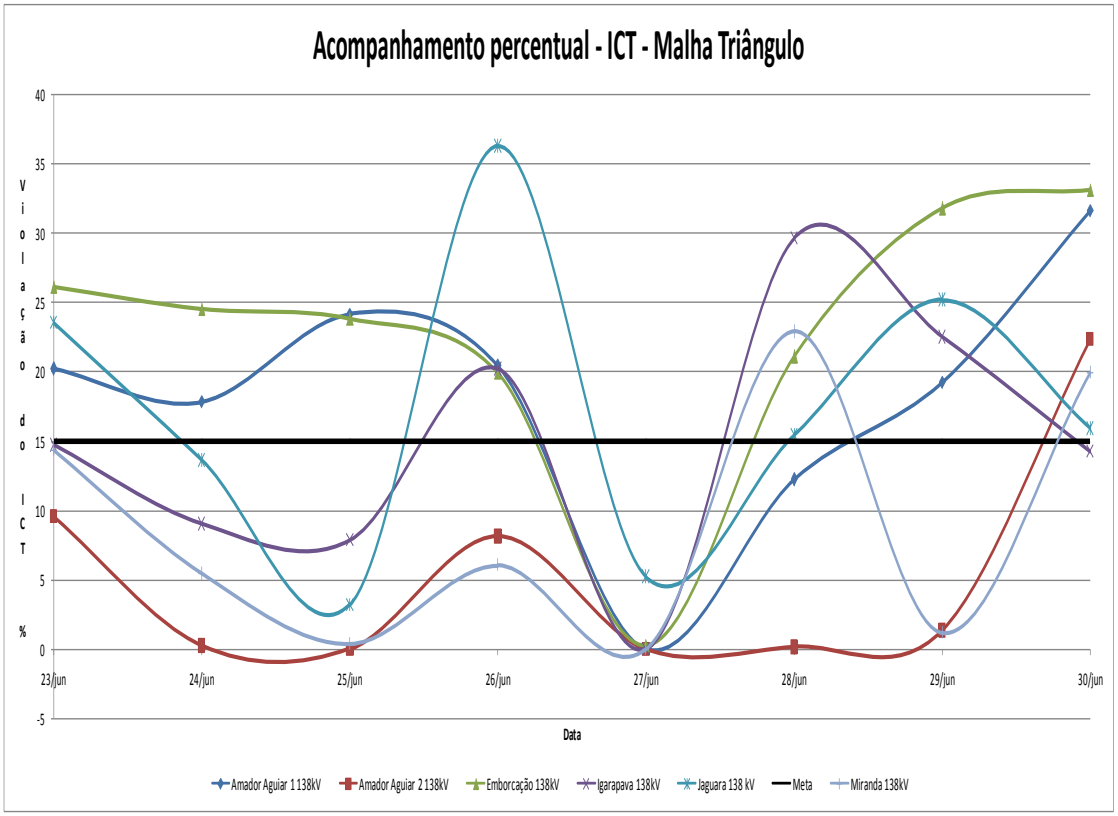

Figura 54 - Gráfico comparativo do índice de violação do ICT no subsistema Triângulo

Um detalhe interessante que pode ser analisado de acordo com a figura 54 é a atuação do controle de tensão nessa malha durante o dia 27 de junho. Verifica-se que durante esse dia, praticamente não houve violação do ICT em nenhum dos barramentos controlados. Dos seis barramentos de controle dessa malha, cinco deles tiveram um percentual bem próximo de 0% e em apenas um deles, o percentual ficou próximo a 5%. O interessante é que esse comportamento não é observado nos outros dias da pesquisa. Nesse dia, o índice ICT foi testado durante a operação normal do sistema elétrico de 07h até às 19h. Durante todo esse período, uma planilha desenvolvida em Microsoft Excel® foi desenvolvida para o teste do índice e trabalhou-se paralelamente com o sistema normal de controle de tensão dos operadores do centro de operação da Cemig. O resultado foi espetacular conforme pode ser comprovado pela análise da figura 54.

Percebe-se, portanto, que nessa malha do sistema elétrico, a atenção dos operadores do sistema é fundamental para se garantir um controle de tensão eficaz. Também foi

comprovado que o uso do índice também auxilia neste controle. Não há controle automático em nenhuma dessas unidades geradoras. Todos os comandos são enviados pelo operador do sistema elétrico mediante verificação da necessidade de ajustes dos valores de tensão do sistema da malha Triângulo.

1) BARRAMENTO DE 138KV DA UHE AMADOR AGUIAR 1

Analisando-se a figura 54, verifica-se que o barramento da usina hidrelétrica de Amador Aguiar 1 violou o percentual do ICT permitido de 15% em 75% dos dias pesquisados. Em apenas dois dias o percentual ficou abaixo de 15%. Dessa forma, uma análise deverá ser realizada para se entender o porquê dessas violações. Para isso, serão analisados os dias 25 e 30 de junho. No dia 25 de junho, o percentual de violação ficou na faixa de 24,2% e no dia 30 de junho, na faixa de 31,7%. Antes de iniciar essa análise, vale a pena ressaltar que essa usina possui três unidades geradoras que ficam sempre disponíveis para o sistema elétrico, mas quase nunca com as três unidades geradoras conectadas ao mesmo tempo. Devido à escassez de água desse ano de 2013, uma operação para manter o nível do reservatório da usina de Nova Ponte mais elevado está sendo realizada desde o início do ano. Portanto, em muitos momentos do dia, essa usina está gerando muito pouco e sendo assim, repassando pouca água para as usinas situadas à jusante da mesma. Dessa forma, as usinas de Miranda, Amador Aguiar 1 e Amador Aguiar 2 estão sofrendo com a escassez de água e gerando muito abaixo do que elas normalmente geram.

Analisando-se a figura 55, verifica-se que houve violação do ICT entre 00h e 06h e entre 22h e meia noite. Conforme citado anteriormente, devido à baixa defluência da usina de Nova Ponte principalmente de 22h às 06h, durante esse período, a usina de Amador Aguiar 1 fica sem unidades geradoras interligadas ao sistema. Dessa forma, a usina não tem recursos para fazer o controle de tensão. Esse é o momento do dia no qual as unidades geradoras conectadas ao sistema elétrico estão absorvendo potência reativa no seu máximo potencial para reduzir a tensão do sistema. Como não há unidades geradoras conectadas ao sistema na usina, esta não tem capacidade de realizar o controle de tensão ficando a sua tensão próxima ao limite superior durante esse período. Durante os outros períodos do dia, praticamente não houve violação do índice indicando a grande eficiência no controle de tensão das unidades geradoras dessa usina.

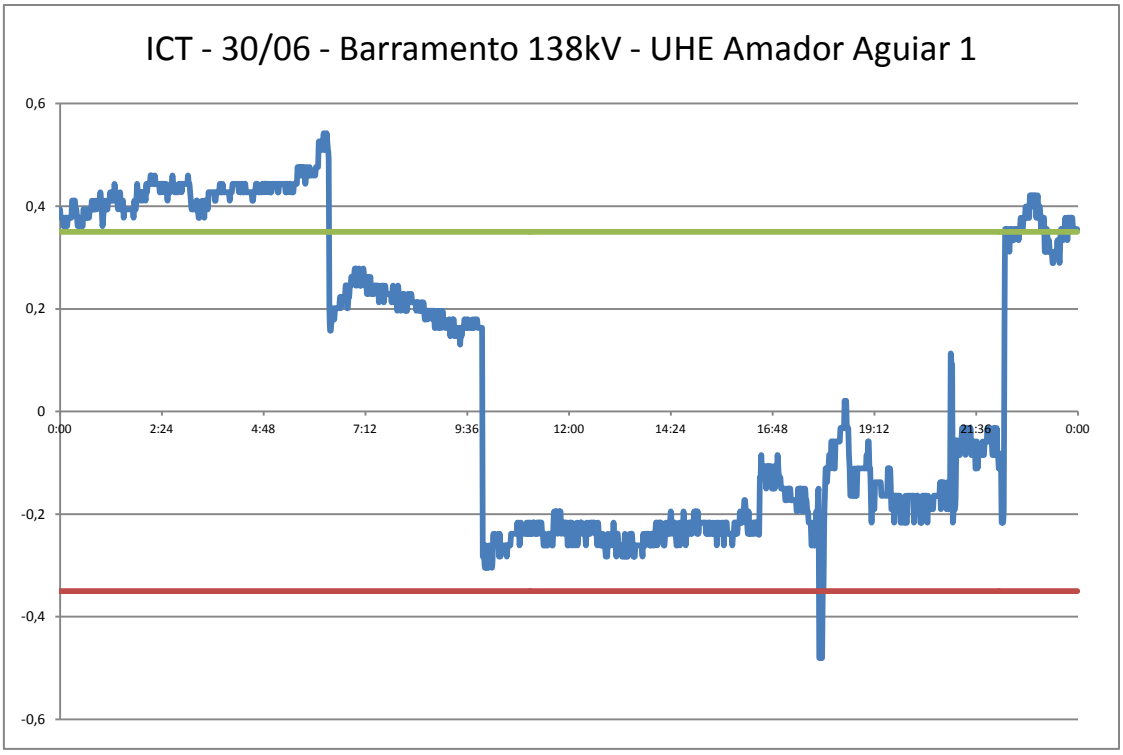

Figura 55 - ICT do barramento de 138kV da UHE Amador Aguiar 1 no dia 30/06

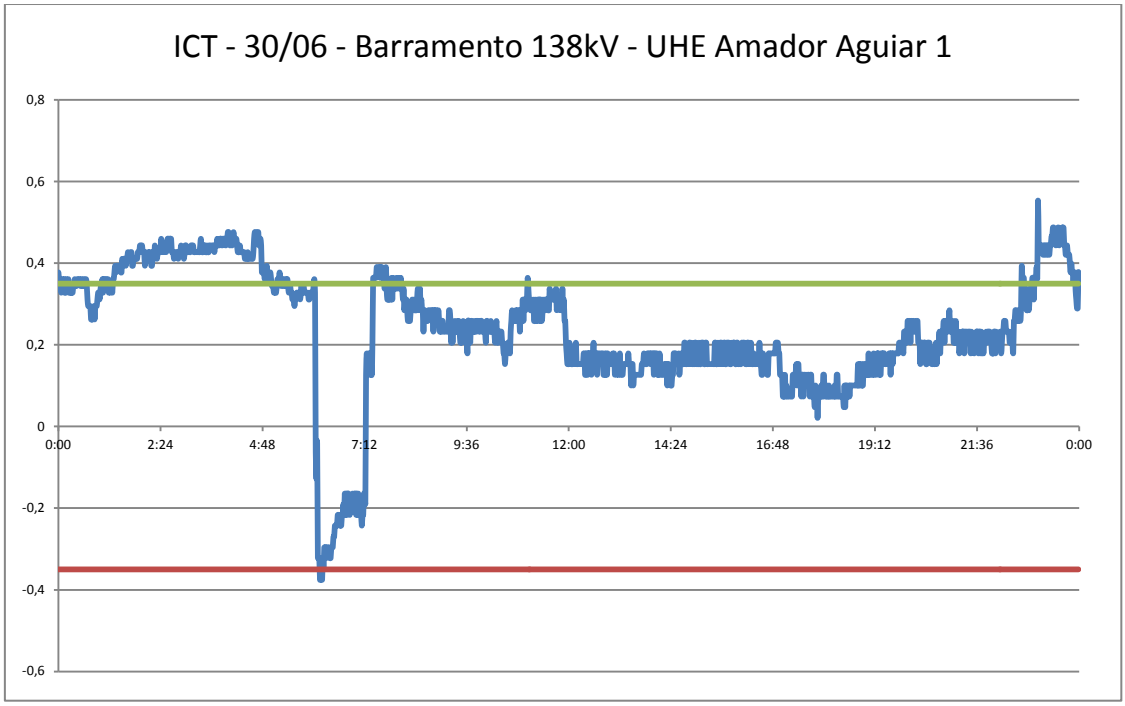

Figura 56 - ICT do barramento de 138kV da UHE Amador Aguiar 1 no dia 25/06

Analisando a figura 56, percebe-se que o período de violação do ICT corresponde ao mesmo período daquele analisado no dia 30 de junho. Ou seja, houve violação do ICT

nos momentos em que a usina de Amador Aguiar 1 não possuía geradores conectados ao barramento de 138kV e dessa forma, a usina não tem recursos para fazer o controle de tensão do mesmo. Fica mais uma vez evidente que, unidades geradoras conectadas ao sistema elétrico têm uma grande capacidade de controlar a tensão dos barramentos aos quais estão conectadas.

2) BARRAMENTO DE 138KV DA UHE AMADOR AGUIAR 2

A usina de Amador Aguiar 2 fica localizada um pouco abaixo da usina de Amador Aguiar 1 no rio Paranaíba. Tanto a usina de Amador Aguiar 1 quanto a usina de Amador Aguiar 2 não possui grandes reservatórios sendo chamadas de usinas a fio d'água. Assim, a geração da usina de Amador Aguiar 2 deve ser controlada de acordo com a vazão defluente da usina de Amador Aguiar 1. Já foi citado na seção anterior, que durante o período da madrugada, a usina de Amador Aguiar 1 desliga suas unidades geradoras, sendo o curso do rio mantido apenas por uma pequena vazão residual, através de um trecho de vazão reduzida.

Da mesma forma que na usina de Amador Aguiar 1, a usina de Amador Aguiar 2 possui 3 unidades geradoras e que quase nunca estão gerando simultaneamente pelo mesmo motivo citado na seção anterior. Aliás, nessa usina, como não há trecho de vazão reduzida, não é possível desligar todas as unidades geradoras. Assim sendo, nos momentos em que a defluência da usina de Amador Aguiar 1 é muito pequena, a usina de Amador Aguiar 2 permanece gerando um pequeno valor de potência ativa. A água gasta pela usina para se gerar esse pequeno valor de potência ativa é maior do que a água que chega proveniente da usina de Amador Aguiar 1. Por isso, durante certa parte do dia, essa usina gera menos energia para acumular água em seu pequeno reservatório para que essa água seja gasta durante o período da madrugada sem trazer conseqüências desastrosas para o reservatório.

Uma análise da figura 54 em conjunto com todas as informações dessa usina já mostradas anteriormente traz uma conclusão interessante. Apesar de a usina de Amador Aguiar 2 ter geração o tempo todo, ela é muito reduzida e muitas vezes com apenas 1 gerador em funcionamento. Espera-se, portanto, que o controle de tensão sofra as

conseqüências disso. Mas não é isso que se verifica na análise da figura 49. Nota-se que em apenas um dia houve extrapolação dos 15% estipulado para o limite de violação do percentual do ICT. Em todos os outros dias, o percentual de violação ficou muito baixo e quase sempre bem próximo de 0%. Isso novamente evidencia o grande poder de controle de tensão das unidades geradoras síncronas conectadas ao sistema elétrico.

Portanto, apenas um dia deve ser analisado. Esse foi o dia 30 de junho que teve um percentual de violação de 22,3%. Verifica-se pela análise da figura 57 que o principal período de violação do ICT foi entre 9h30min e 13h. Esse foi o momento no qual a tensão ficou próxima ao limite inferior daquela permitida para o horário. Não houve violação de tensão, havendo apenas violação do ICT. Também houve outro período de violação que foi após as 22h. Esse período de violação pode estar creditado à existência de apenas uma unidade geradora conectada ao sistema elétrico no barramento de 138kV da usina limitando assim os recursos da usina para fazer o controle de tensão efetivo.

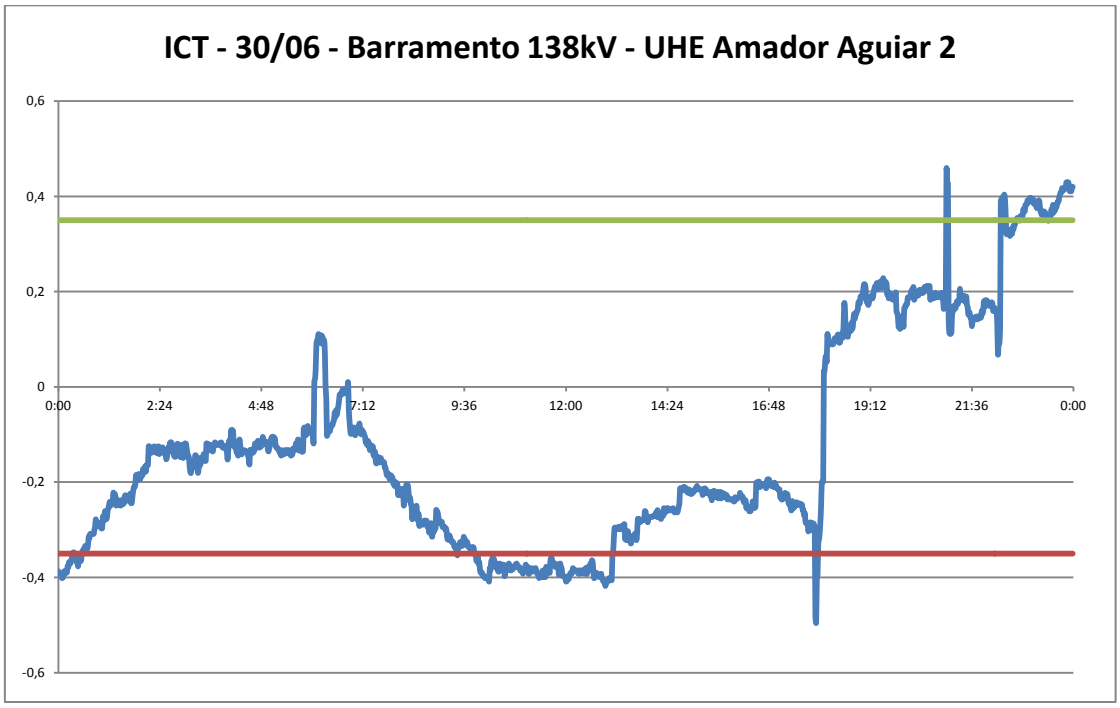

Figura 57 - ICT do barramento de 138kV da UHE Amador Aguiar 2 no dia 30/06

3) BARRAMENTO DE 138KV DA UHE EMBORCAÇÃO

O barramento de 138kV da usina de Emborcação tem um comportamento interessante. Nesse barramento não existem equipamentos para controle de tensão instalados. As unidades geradoras da usina estão conectadas ao barramento de 500kV e sendo assim seu efeito no controle de tensão é muito maior nesse barramento do que no barramento de 138kV. Entre os barramentos de 500kV e 138kV da usina, há dois transformadores de 300MVA, porém, sem comutação de tapes sob carga. A impedância dos dois transformadores dificulta assim um melhor controle de tensão do barramento de 138kV utilizando os geradores síncronos da usina. Assim, o barramento de 138kV da usina de Emborcação é controlado através do controle de tensão realizado nos barramentos adjacentes. Nesse caso, a usina de Emborcação está ligada através de duas linhas de transmissão de 138kV com a usina de Amador Aguiar 1. Portanto, o controle de tensão na usina de Amador Aguiar 1 tem uma influência muito pequena sobre o barramento de 138kV da usina de Emborcação.

Verificando a figura 54, nota-se que há violação do percentual do ICT em sete dos oito dias pesquisados mostrando assim que uma análise melhor deve ser realizada. Para isso, utilizaram-se os dias 29 e 30 de junho. No dia 29 de junho, o percentual de violação do ICT ficou em 31,8% e no dia 30 de junho ficou em 33,1%. Esses foram os dois dias com pior desempenho desse índice.

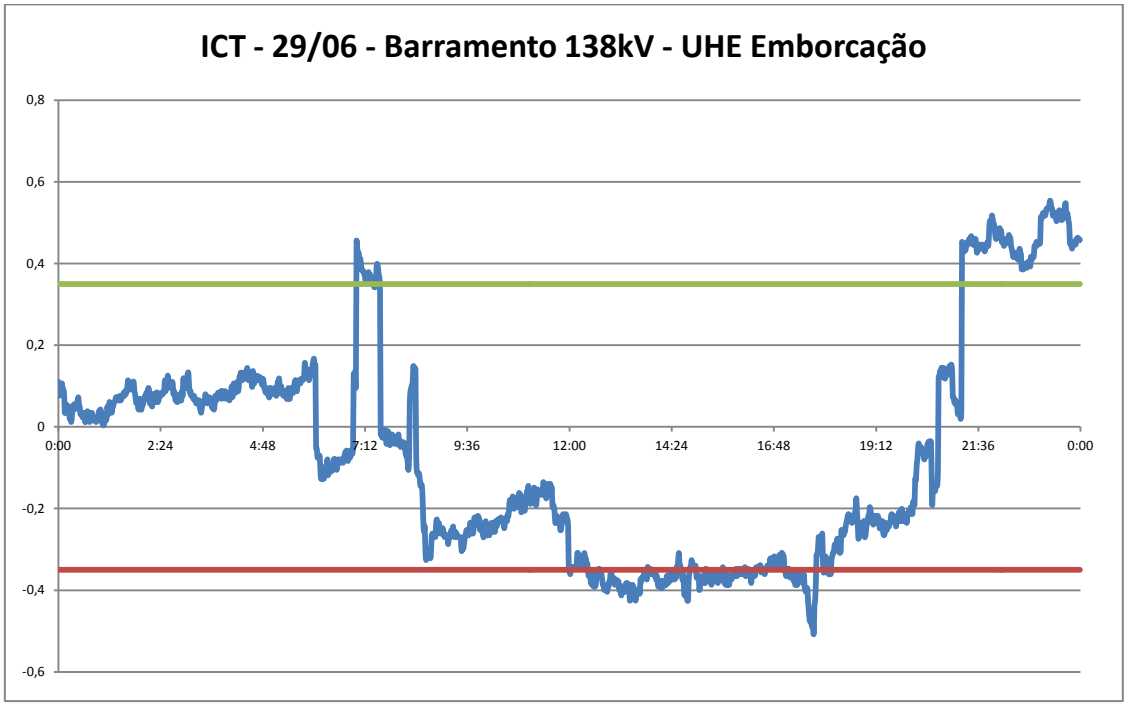

Figura 58 - ICT do barramento de 138kV da UHE Emborcação no dia 29/06

No dia 29 de junho, verifica-se que o ICT permaneceu dentro da faixa permitida durante toda a madrugada. Porém, quando foram interligadas as unidades geradoras da usina de Amador Aguiar 1 que estavam desligadas pela madrugada verificou-se uma elevação abrupta no valor de tensão. O ICT foi normalizado após comandos de controle de tensão nas unidades geradoras recém interligadas na usina de Amador Aguiar 1. Com a entrada de carga no sistema elétrico, verifica-se que o ICT caiu e essa usina trabalhou no nível inferior durante todo o período vespertino. Com a saída da carga industrial, o ICT retornou ao seu patamar normal trabalhando próximo ao valor zero. Mas, com a crescente retirada de carga do sistema e também das unidades geradoras da usina de Amador Aguiar 1, principal responsável pelo controle de tensão nesse barramento, o ICT atingiu valores próximos ao seu limite superior. O valor do ICT foi aumentando continuamente e ficou acima da faixa superior a partir de 21h00min aproximadamente. Como não havia unidades geradoras suficientes conectadas para fazer um efetivo controle de tensão do barramento, não foi possível retornar com o ICT para seu patamar ideal de trabalho.

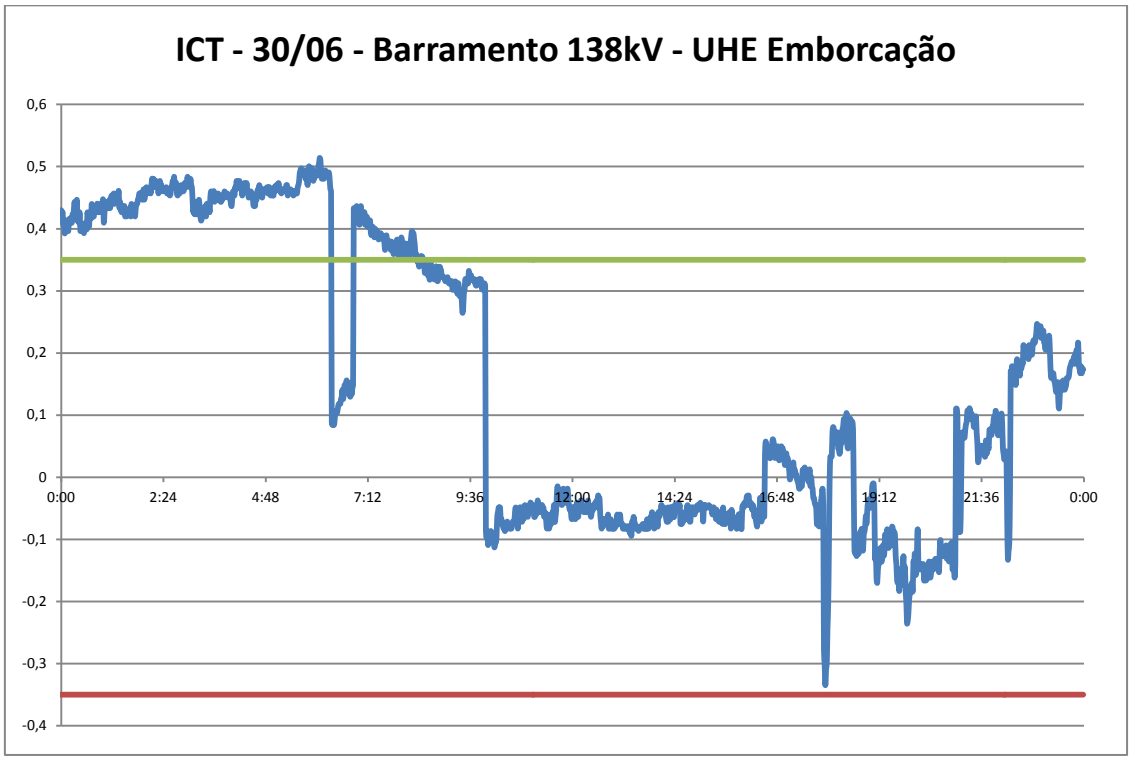

Figura 59 - ICT do barramento de 138kV da UHE Emborcação no dia 30/06

No dia 30 de junho, percebe-se que, durante a madrugada, com a retirada de geração do sistema elétrico, principalmente na usina de Amador Aguiar 1, não foi possível

reduzir a tensão do barramento de 138kV a fim de fazer com que o ICT retornasse ao seu patamar adequado. Verifica-se que foi apenas de madrugada a violação do índice, sendo que o operador não tinha recursos para fazer um controle de tensão mais adequado. Com a interligação das unidades geradoras percebe-se um controle de tensão mais eficaz. Mesmo com a elevação da tensão a ponto de violar novamente o ICT, dentro de alguns minutos houve uma adequação no controle de tensão e o ICT trabalhou o restante do dia em valores muito próximos de zero.

4) BARRAMENTO DE 138KV DA USINA DE IGARAPAVA

A usina de Igarapava possui cinco unidades geradoras que estão constantemente interligadas ao sistema elétrico. São cinco unidades geradoras com turbinas do tipo bulbo e com uma grande flexibilidade de geração. Ao contrário das outras usinas interligadas ao sistema Cemig, a faixa operativa restrita para a geração de potência ativa dessa usina é muito pequena. Porém, tem uma pequena variação com relação ao controle de tensão. Ou seja, seu poder de fornecer ou de absorver potência reativa é pequeno em cada unidade geradora. Porém, mesmo com essa restrição, as unidades geradoras conseguem fazer o controle de tensão do barramento de 138kV da usina de maneira eficaz e rápida.

Pela análise da figura 54, verifica-se que houve violação do ICT em três dos oito dias pesquisados. Isso mostra o quão eficaz é o sistema de controle de tensão do barramento através das unidades geradoras conectadas ao mesmo. Nos três dias em que houve violação, os piores índices foram encontrados nos dias 28 e 29 de junho. Nesses dias, o percentual de violação do ICT ficou em 29,6% e 22,5% respectivamente.

A principal violação do dia 28 de junho foi entre aproximadamente 02h e 07h. Durante todo esse período a tensão no barramento de 138kV da usina de Igarapava trabalhou no seu limite inferior. Durante esse período do dia, a carga do sistema é baixa, portanto deve-se trabalhar com a tensão em seu patamar inferior. Mas, em caso de ocorrências sistêmicas ou até em caso de uma elevação repentina de carga, a tensão cairia e isso poderia levar à atuação de equipamentos de proteção de forma indevida. Pensando dessa forma, o operador do sistema deveria manter a tensão um pouco acima do valor

praticado. O ICT trabalharia entre zero e -0,35 normalmente e se evitaria possíveis problemas como os citados anteriormente.

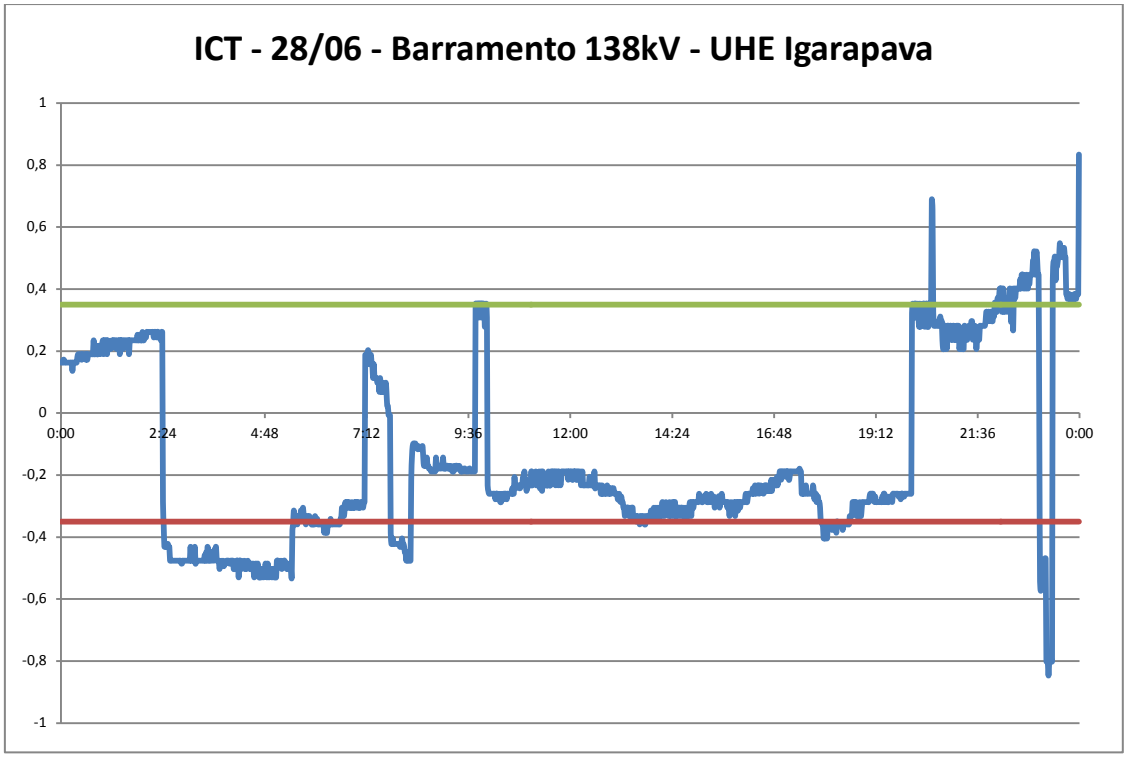

Figura 60 - ICT do barramento de 138kV da UHE Igarapava no dia 28/06

Outro ponto interessante a notar ao se verificar a figura 60 é que há variação do ICT de maneira brusca em alguns momentos do dia. Isso se deve à alteração da tensão através do controle de potência reativa pelas unidades geradoras da usina. Como a faixa de controle de tensão nessa usina é muito pequena (a faixa é de apenas 3kV), qualquer alteração no valor da tensão faz com que o ICT varie muito. Isso é devido ao baixo valor do denominador da equação do ICT, que nada mais é do que a diferença entre o valor máximo e mínimo da tensão para um dado horário do sistema. Entretanto, pode-se perceber a ação do operador do sistema no controle de tensão do barramento. Verifica-se que em alguns momentos do dia são enviados pulsos de controle de tensão para as unidades geradoras, que são os picos mostrados no gráfico da figura 61. O restante da variação é a entrada ou saída de carga do sistema elétrico (pequenas variações) fazendo com que a tensão reduza ou se eleve respectivamente em passos muito pequenos.

Com relação à atuação do operador do sistema no controle de tensão, verifica-se que este não deve enviar diferenças de pulsos de tensão muito grandes para as unidades

geradoras da usina de Igarapava. Quando se eleva ou se reduz apenas um pouco na tensão de campo das unidades geradoras, percebe-se que o ICT não apresenta diferenças muito bruscas. Isso é o que foi feito por volta de 05h, quando o gráfico do ICT indicou uma alteração de tensão buscando-se o valor mínimo do gráfico do ICT. O contrário pode ser verificado através da comutação de tensão por volta de 23h. Uma variação muito grande nos valores de tensão de campo das unidades geradoras pode fazer com que ocorram variações muito bruscas no ICT e isso não é desejado.

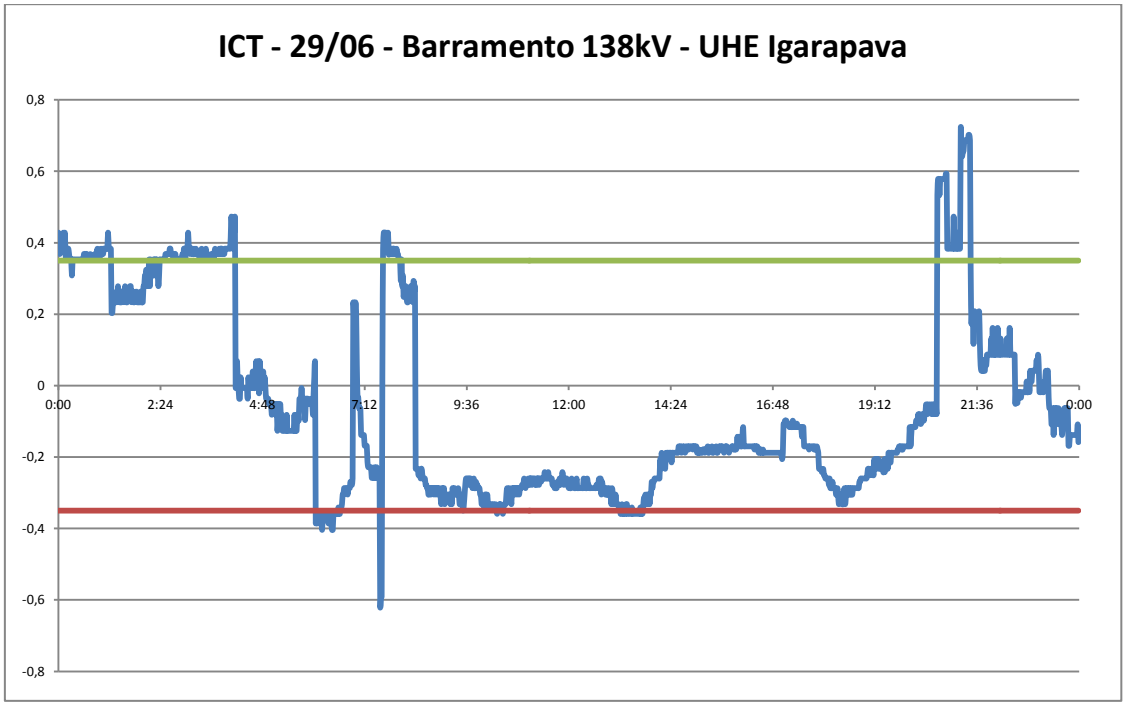

Figura 61 - ICT do barramento de 138kV da UHE Igarapava no dia 29/06

Já no dia 29 de junho percebe-se um controle mais interessante. Enquanto a região permanecia em carga pesada, o ICT estava sendo mantido próximo de 0,35. No momento em que houve a redução para carga leve, o ICT foi reduzido até atingir o limite inferior de trabalho do ICT e assim permaneceu. Aqui se percebe também o efeito da variação grande de tensão de campo das unidades geradoras entre 06h00min da manhã e 09h00min da manhã. Após esse período, a tensão das unidades manteve-se constante durante toda a tarde e início da noite, mas, trabalhando na região inferior do gráfico do ICT, quando o interessante seria trabalhar na região superior do gráfico visto que a carga do sistema nesse momento é considerada carga pesada. No final do dia, também se pode verificar mais

alterações de tensão de campo das unidades geradoras fazendo com que o gráfico do ICT apresente variações bruscas e indesejáveis.

5) BARRAMENTO DE 138KV DA USINA DE JAGUARA

O barramento de 138kV da usina de Jaguara é controlado através da comutação de tapes sob carga dos autotransformadores existentes entre os barramentos de 345kV e 138kV. A geração das unidades geradoras dessa usina está conectada ao setor de 345kV e não tem muita influência no controle de tensão do barramento de 138kV devido à presença dos dois autotransformadores citados. Mas, a comutação de tapes sob carga desses dois autotransformadores é eficiente e rápida. Diferentemente de todos os outros transformadores com o sistema de comutação de tapes sob carga, na usina de Jaguara o comando é do valor aproximado de tensão no barramento que se deseja no mesmo. Dessa forma, a comutação de tapes é realizada buscando-se o valor de tensão estipulado pelo operador no momento do envio do controle. Em todos os outros transformadores do sistema, a comutação é realizada enviando-se pulsos de elevação ou redução de tensão e o operador deve ficar atento para acompanhar a evolução do valor de tensão no barramento, visto que o comando nesses transformadores é realizado tape a tape.

Dessa forma, o controle de tensão no barramento de 138kV da usina de Jaguara é efetivo e esperam-se baixos valores de violação do ICT, fato que não ocorreu. Percebe-se pela análise da figura 54, que houve violação do percentual máximo admitido para o ICT em cinco dos oito dias pesquisados. Em um desses dias, o percentual violou muito. Trata-se do dia 26 de junho com 36,3% de violação, um índice considerado muito alto. O outro dia a ser analisado será o dia 29 de junho. Nesse dia, o percentual de violação foi de 25,2%.

No dia 26 de junho, percebe-se pela análise do gráfico da figura 62 que quando houve violação do ICT, houve também violação do valor máximo ou mínimo da tensão para o horário. Nesse caso, seria necessária uma atuação rápida do operador para evitar que o valor de tensão permanecesse violando seus limites de atuação, fato esse que tardou muito a ocorrer pela análise do gráfico. Os principais momentos de violação foram no período da madrugada e no final da tarde. No período da madrugada houve violação do

limite superior e no final da tarde houve violação do limite inferior sem uma rápida atuação do operador do sistema.

Outro detalhe interessante a se verificar na comparação com o comportamento do sistema no barramento da usina de Igarapava é que a variação de tensão do barramento com a oscilação da carga do sistema é muito maior no barramento da usina de Jaguara. Isso se deve à presença de indústrias conectadas ao barramento de 138kV da usina de Jaguara. No barramento de 138kV da usina de Igarapava estão conectadas principalmente cargas residenciais e comerciais, que são cargas com uma pequena variação se comparadas com cargas industriais.

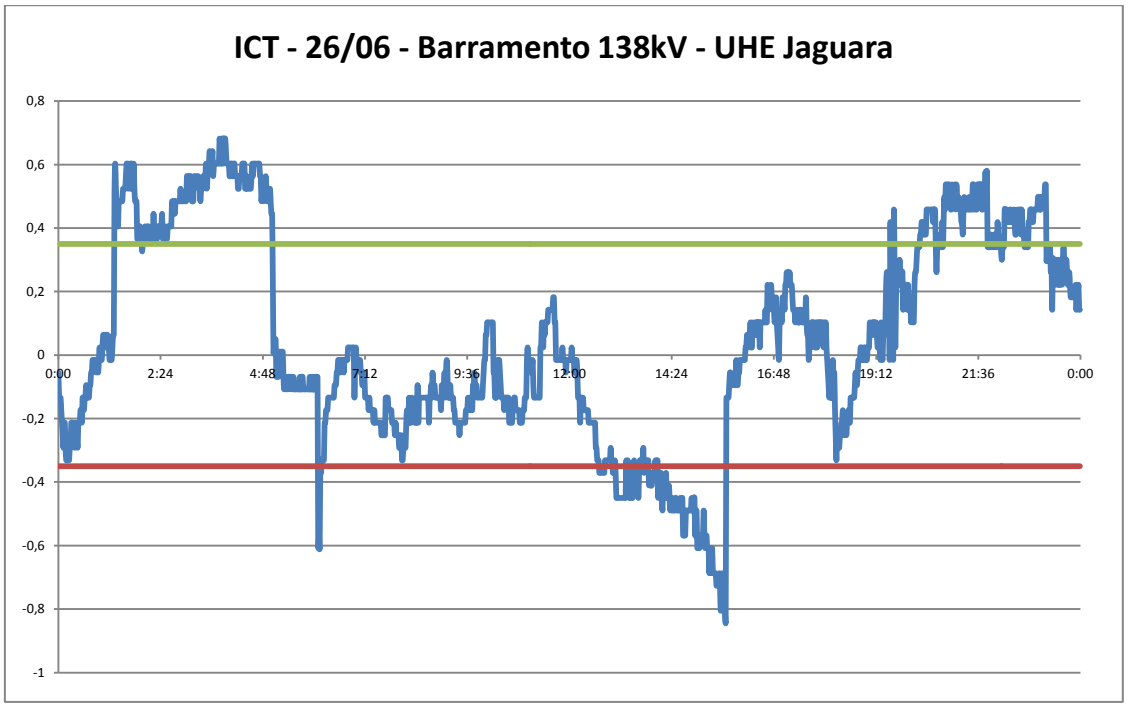

Figura 62 - ICT do barramento de 138kV da UHE Jaguara no dia 26/06

Já no dia 29 de junho, percebe-se que houve violação do ICT, mas quase não houve violação dos limites máximos e mínimos de tensão para o barramento. O principal período de violação foi entre aproximadamente 08h30min e 11h00min da manhã. Houve violação também no final da tarde e no início da noite como pode ser visualizado analisando-se a figura 63.

Um detalhe interessante a ser analisado nesse dia é que entre 08h00min e 19h30min, o ICT ficou operando o tempo todo no eixo negativo. Isso significa que em períodos de carga pesada na região, a tensão operou mais próxima do seu valor inferior de

tensão permitido para o horário. Essa não é uma faixa de operação adequada para carga pesada. Em períodos de carga pesada, o ideal seria trabalhar no eixo positivo do gráfico do ICT visando uma qualidade maior da tensão que chega para os consumidores ligados ao sistema Triângulo.

Diferentemente do dia anterior analisado, no dia 29 de junho, quando houve violação do valor superior ou inferior de tensão para o horário especificado, uma ação rápida foi tomada pelos operadores do sistema. Essa é a atitude esperada de um operador atento às alterações dos valores de tensão e da carga da região.

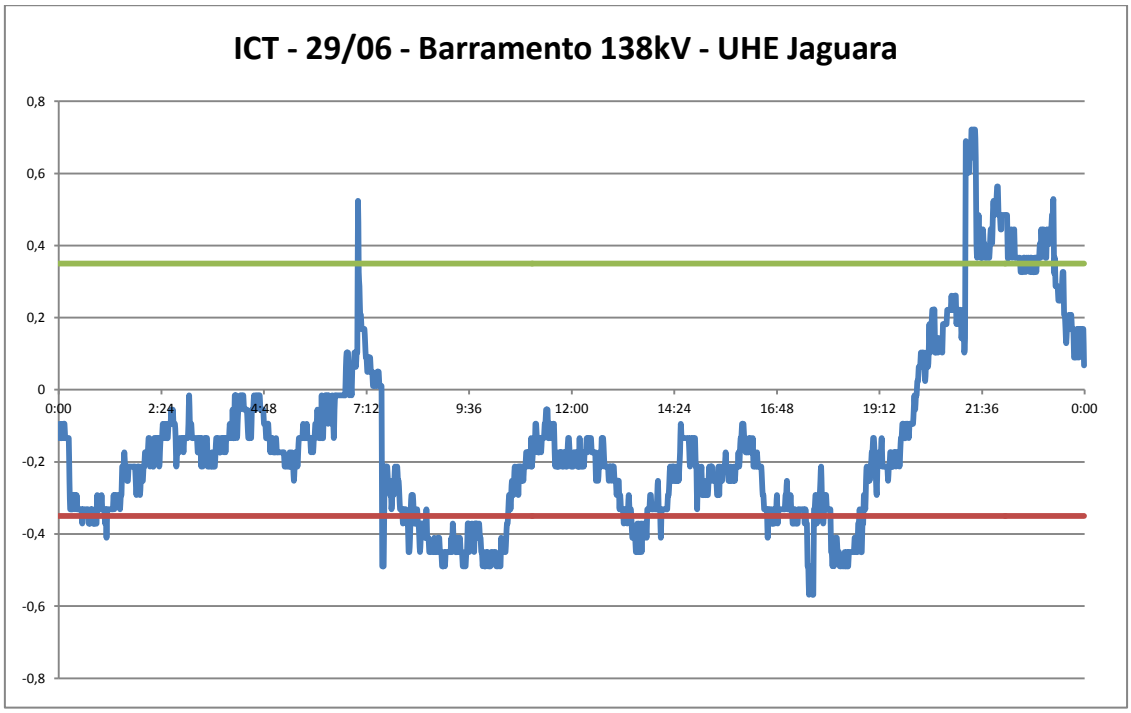

Figura 63 - ICT do barramento de 138kV da UHE Jaguara no dia 29/06

6) BARRAMENTO DE 138KV DA USINA DE MIRANDA

O último barramento a ser analisado na malha Triângulo é o barramento da usina de Miranda. Nessa usina, há três unidades geradoras que nesse ano de 2013 não estão constantemente interligadas ao sistema elétrico devido ao problema da estiagem. São três unidades geradoras muito antigas e que têm uma resposta lenta aos comandos enviados pelo centro de operação. Mas, mesmo assim, o barramento de 138kV dessa usina é bem

controlado. Na análise da figura 54, percebe-se que em apenas dois dias houve violação do percentual de 15% do ICT. Esses serão os dois dias a serem analisados. Tratam-se dos dias 28 e 30 de junho. Nesses dias, o percentual de violação do ICT ficou em 22,92% e 19,93% respectivamente.

No dia 28 de junho, percebe-se que a violação do ICT se deu principalmente no período da madrugada. Essa usina também tem um período diário de geração nula da mesma forma que é feito na usina de Amador Aguiar 1. Assim, no período da madrugada, há o desligamento de todas as unidades geradoras dessa usina. Dessa forma, nesse período do dia, a usina de Miranda não tem como fazer o controle de tensão do sistema porque não há unidades geradoras interligadas ao sistema elétrico. Portanto, o operador do centro de operação não tem como fazer o controle de tensão nesse barramento já que os únicos equipamentos para o controle de tensão são os geradores síncronos.

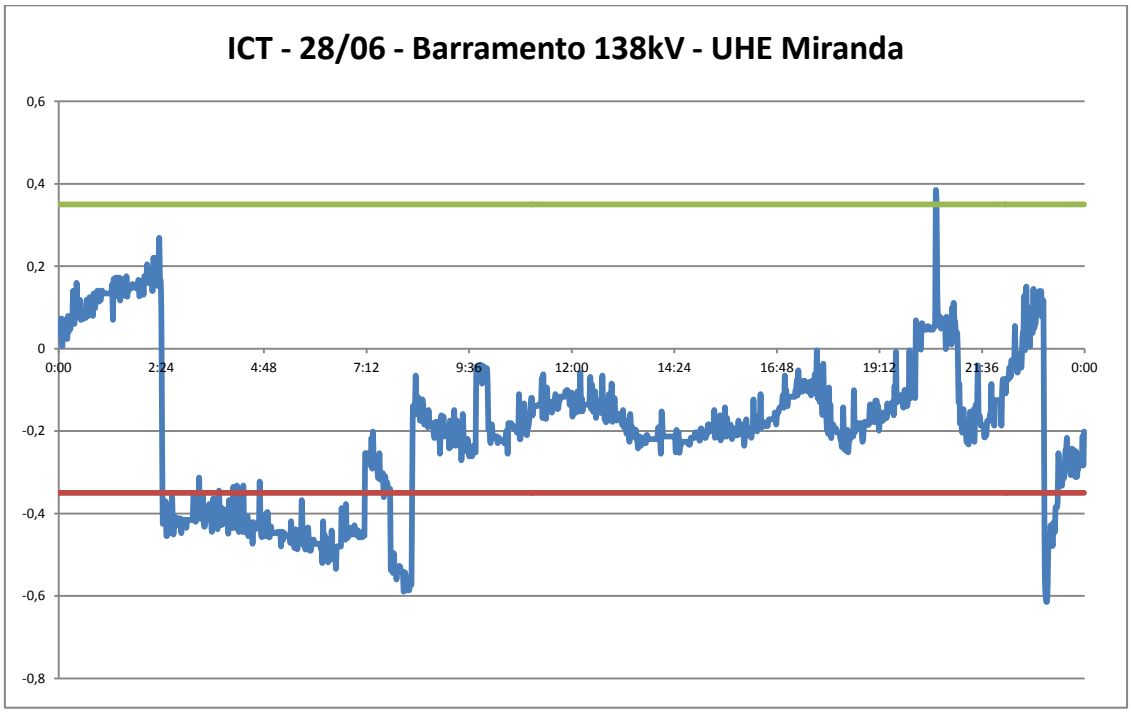

Figura 64 - ICT do barramento de 138kV da UHE Miranda no dia 28/06

Já no dia 30 de junho, a análise anterior não pode ser realizada. Durante o período da madrugada, percebe-se que o ICT atuou em sua faixa normal de operação. A violação principal do ICT se deu entre 10h e 14h. Durante esse período, trabalhou-se com o ICT entre o seu limite inferior e o limite inferior de tensão permitida para o barramento. Conforme já discutido na seção anterior, trabalhou-se com um valor de tensão bem

próximo ao seu limite inferior quando a carga do sistema Triângulo era pesada. Essa não é uma prática recomendável conforme discutido na seção anterior.

Em outros momentos desse dia, destaque para o alto valor de tensão praticado nesse barramento por volta de 06h. Durante aproximadamente 15 minutos, o gráfico do ICT indicou quase o valor unitário. Isso pode trazer uma análise interessante. A diferença entre os limites inferior e superior de tensão nesse barramento é de 4kV. Portanto, um valor próximo de um no ICT indica que houve violação de quase 4kV da tensão superior permitida para o horário. Esse é um valor muito alto e que não pode ser permitido pelos operadores do sistema. Um elevado valor de tensão faz com que a vida útil de determinados equipamentos dentro de uma estação seja reduzida e pode também ocasionar queima de alguns outros.

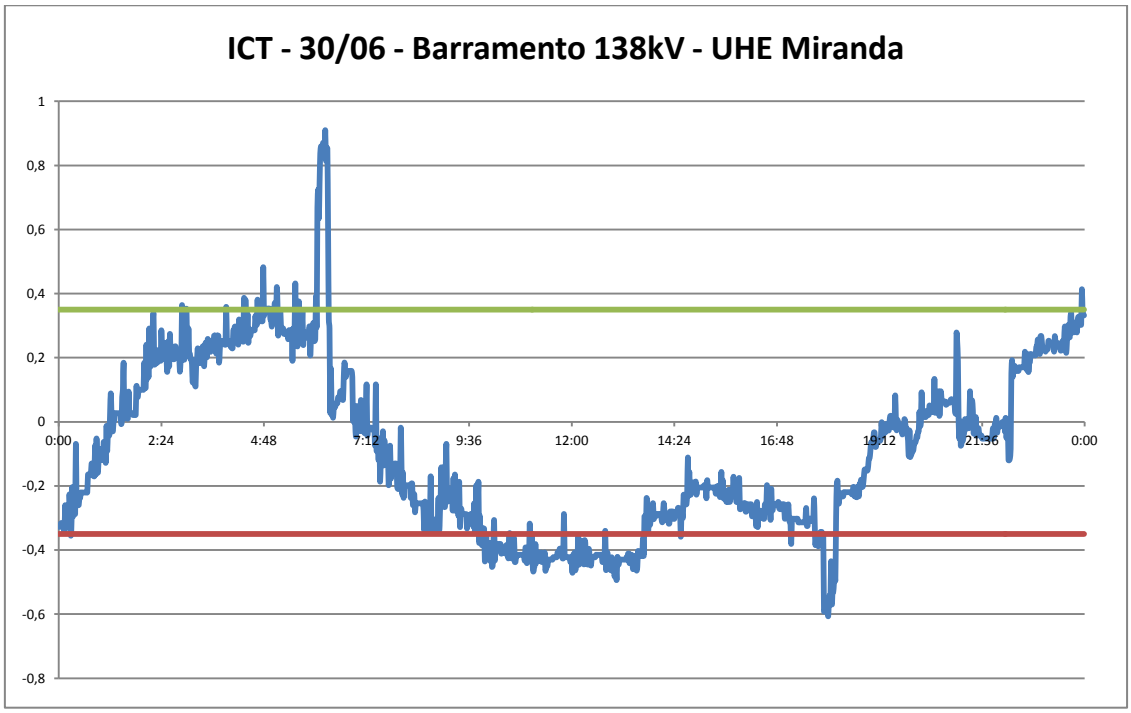

Figura 65 - ICT do barramento de 138kV da UHE Miranda no dia 30/06

V. OPORTUNIDADE DE MELHORIA NO CONTROLE DE TENSÃO UTILIZANDO O ICT

De acordo com o exposto no capítulo três dessa dissertação, pode-se verificar que a utilização do ICT em sua forma gráfica auxilia muito os operadores do sistema elétrico em suas tomadas de decisão. Atualmente, há alguns softwares e sistemas de apoio no controle de tensão implantados no centro de operação, como é o caso do CAT (Controle Automático de Tensão). Esse sistema comuta o tape de alguns transformadores de forma automática. Mas ele fica restrito apenas à operação dos comutadores de tape sob carga e não insere automaticamente bancos de capacitores e reatores. A decisão de inserir ou não estes equipamentos está baseada na experiência dos operadores. Com o ICT, os operadores têm outra fonte de consulta eficaz que indica aos mesmos quais são os barramentos que necessitam de manobras para controle de tensão. Se houver um número maior de barramentos com valores de tensão violados, o ICT indica ao operador qual é o barramento que deve ser manobrado primeiramente. Com isso, cria-se uma sequência ideal de manobras nos diversos equipamentos do sistema e um número menor de equipamentos são manobrados, evitando, dessa forma, manobras desnecessárias.

Como exemplo da aplicação desse índice, as figuras 66 a 72 a seguir mostram telas de monitoramento de tensão referente ao horário de 19:40hs do dia 30 de junho em sete dos barramentos do sistema elétrico mineiro cujos dados foram levantados na pesquisa. Esses barramentos foram escolhidos aleatoriamente. Nesse momento, o primeiro tempo da partida final da Copa das Confederações envolvendo Brasil e Espanha estava em seus minutos finais. Depois serão analisados minuto a minuto até 20h. Sabe-se que, nesse intervalo de tempo, há uma variação muito grande da carga do sistema e isso afeta muito o controle de tensão do mesmo. Essa será uma análise interessante para se verificar como a tensão no sistema elétrico variou através de uma tomada de decisões do operador do sistema elétrico com a utilização do ICT para auxiliá-lo. Os barramentos escolhidos foram todos de 138kV e são os seguintes: Araçuaí 2, Taquaril, Montes Claros 2, São Gonçalo do Pará, Juiz de Fora 1, Usina Funil e Usina Igarapava. Trata-se de um barramento de cada malha de controle do sistema elétrico mineiro. Como o operador sabe que haverá uma elevação da carga do sistema no intervalo da partida, ele manteve as tensões próximas ao limite superior para fazer com que as mesmas caíssem com a entrada de carga no sistema e se mantivessem em limites aceitáveis. Em todos os barramentos analisados percebe-se que

a atuação do operador foi efetiva com a utilização do gráfico do ICT com exceção dos dois últimos.

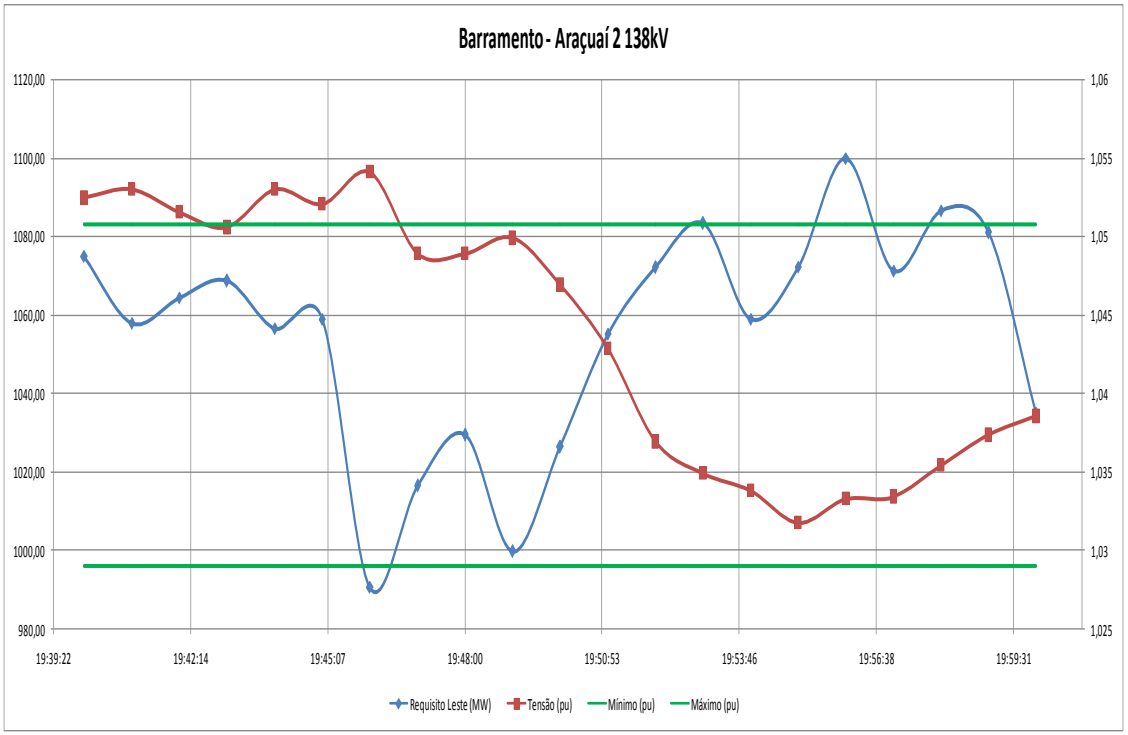

Figura 66 - Comparativo carga x tensão da malha Leste e barramento de 138kV de Araçuaí 2

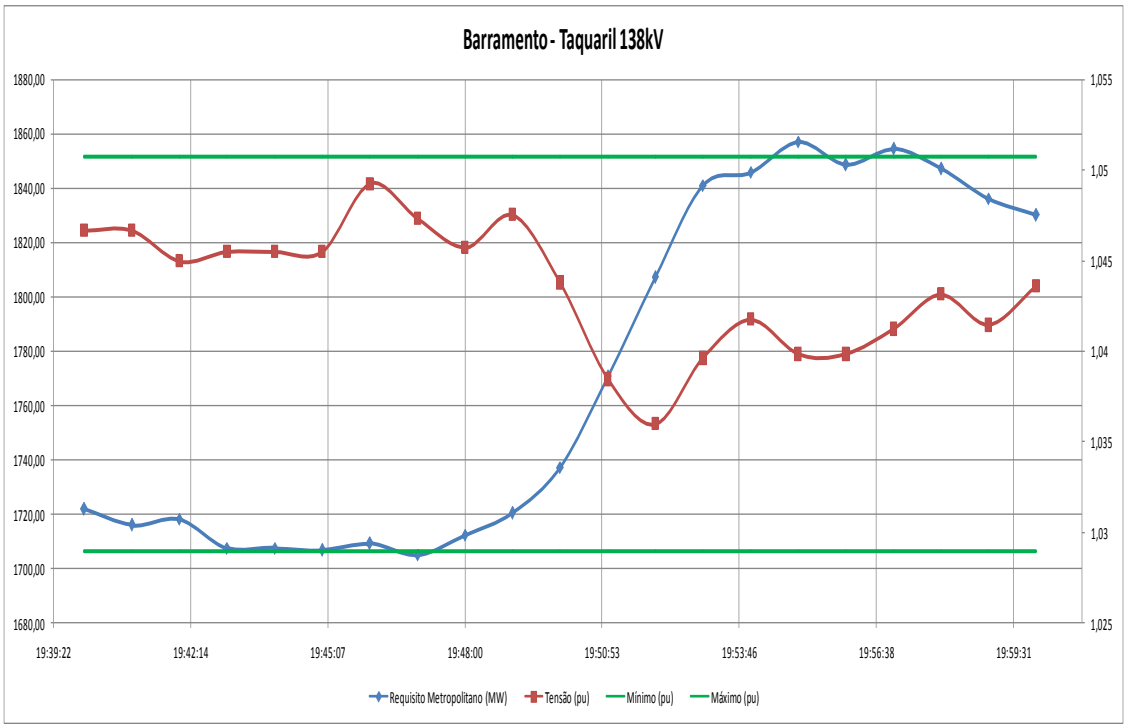

Figura 67 - Comparativo carga x tensão da malha Metropolitana e barramento de 138kV de Taquaril

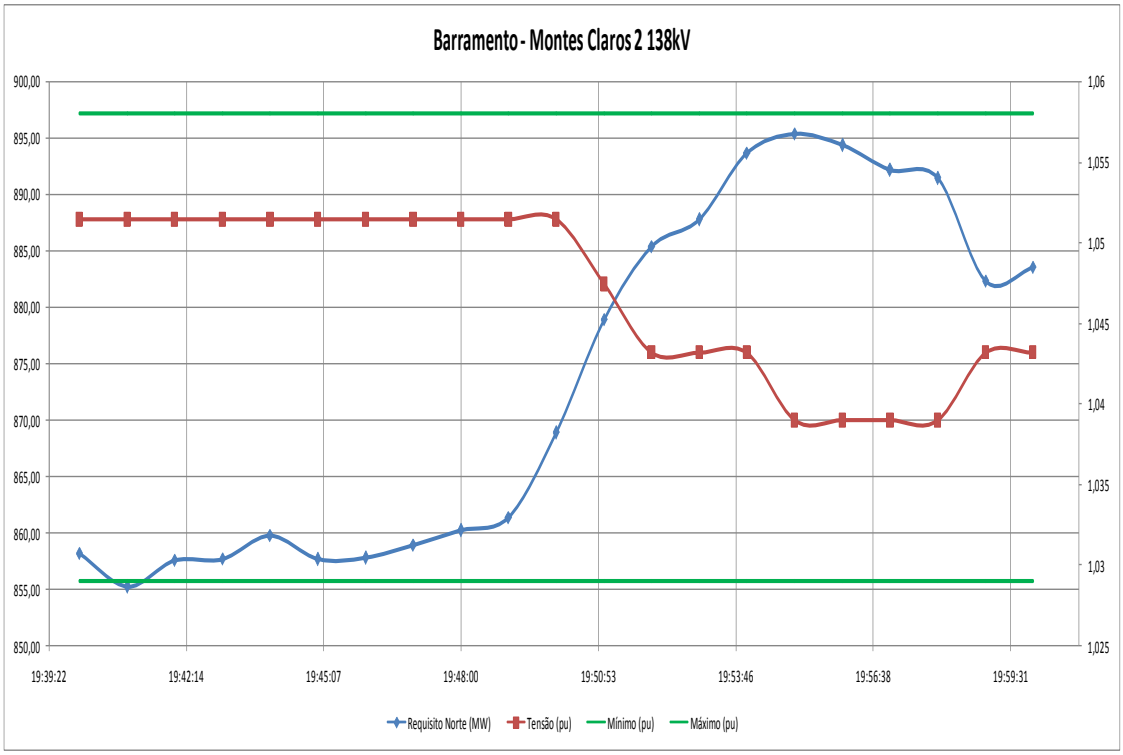

Figura 68 - Comparativo carga x tensão da malha Norte e barramento de 138kV de Montes Claros 2

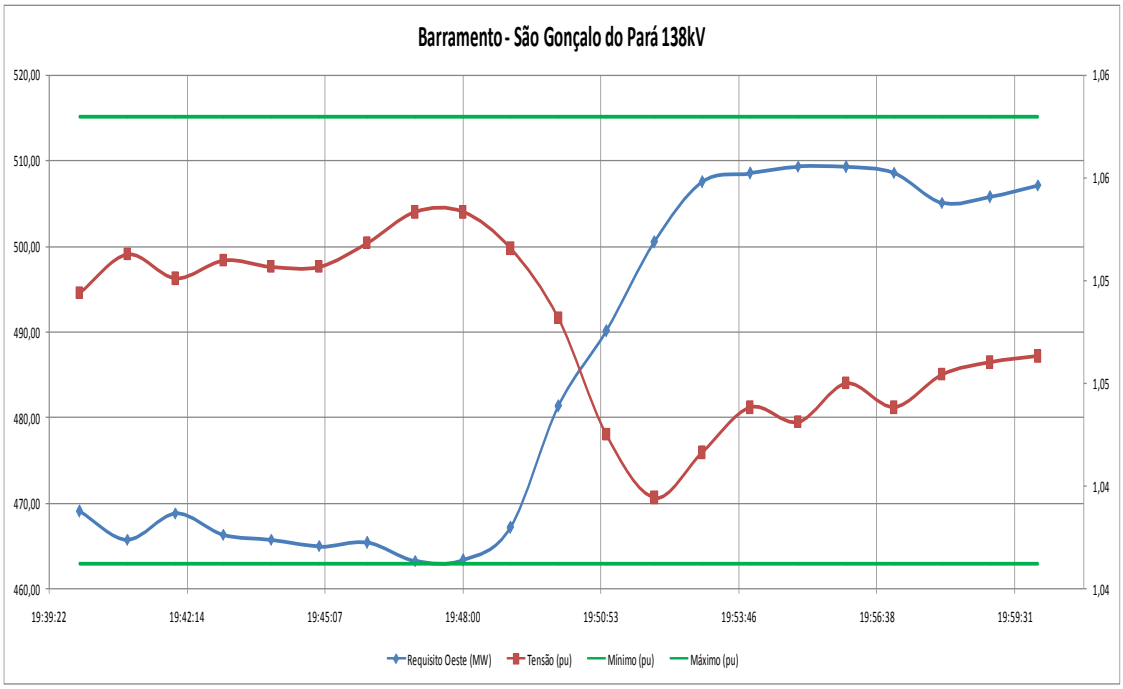

Figura 69 - Comparativo carga x tensão da malha Oeste e barramento de 138kV de São Gonçalo do Pará

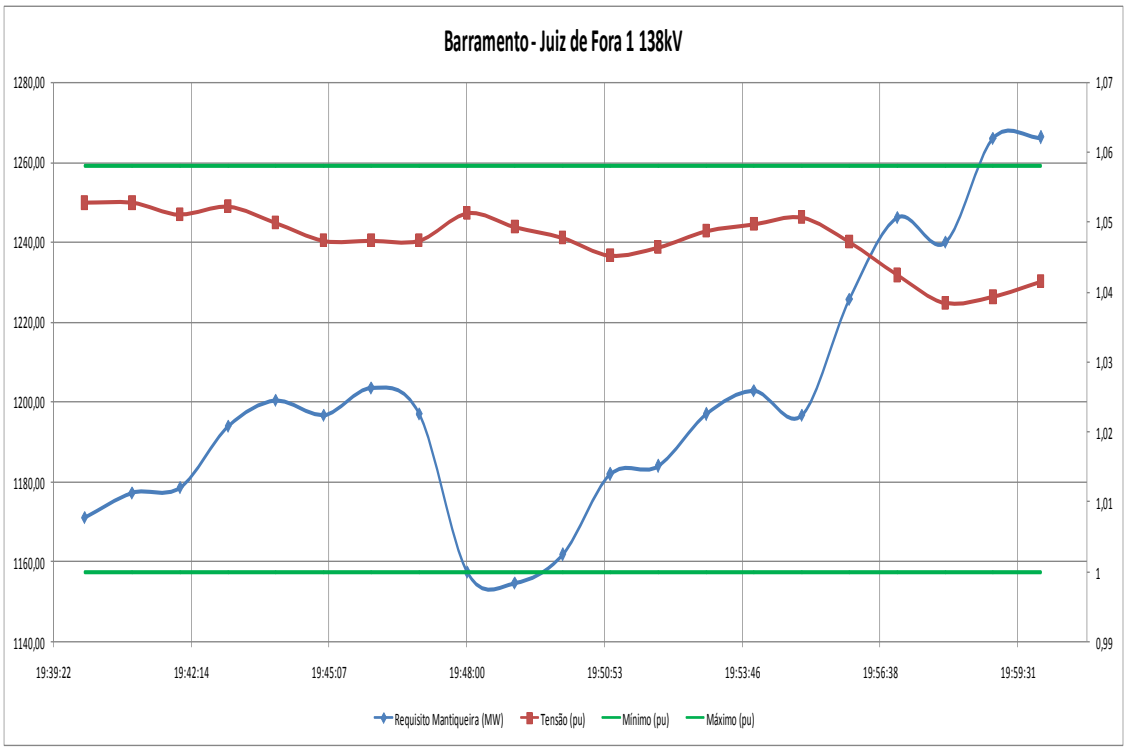

Figura 70 - Comparativo carga x tensão da malha Mantiqueira e barramento de 138kV de Juiz de Fora 1

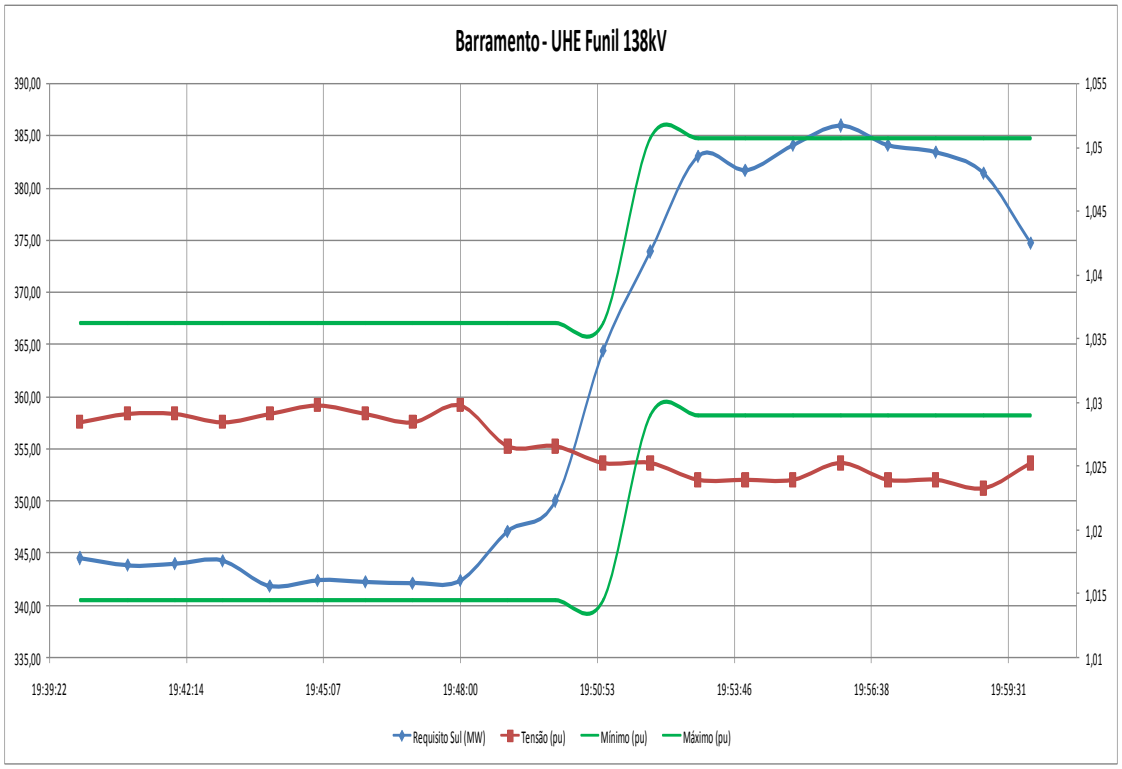

Figura 71 - Comparativo carga x tensão da malha Sul e barramento de 138kV da Usina Funil

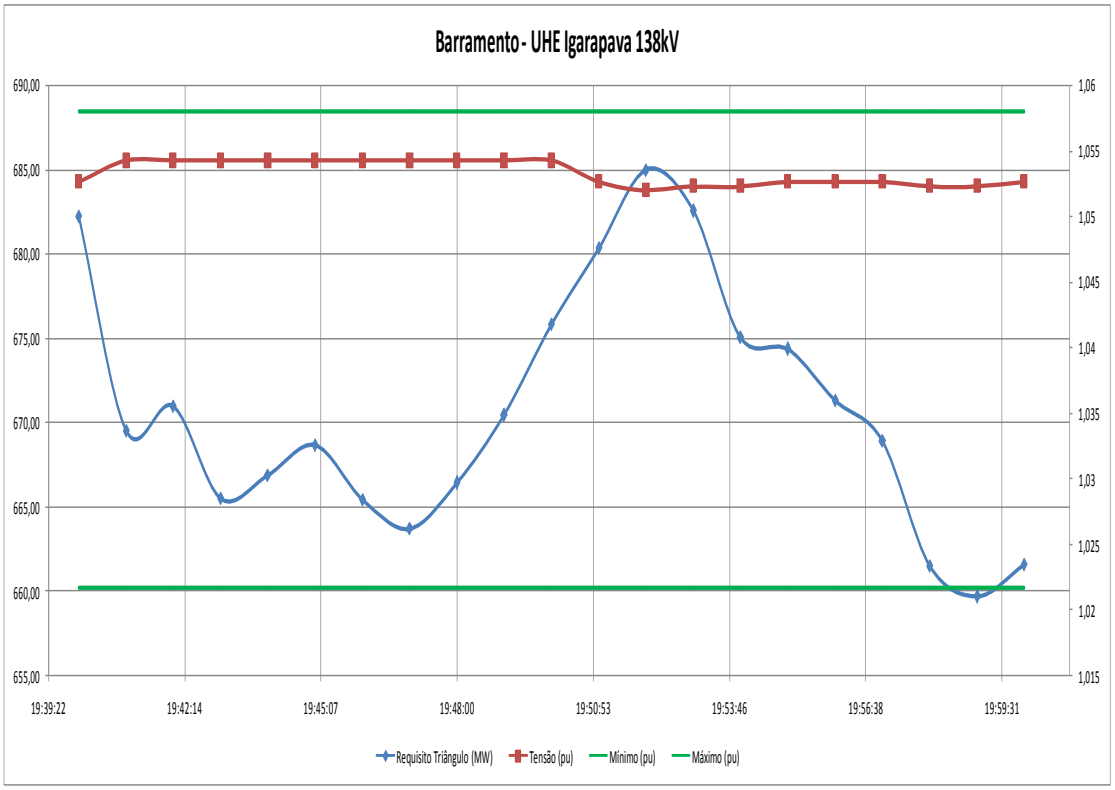

Figura 72 - Comparativo carga x tensão da malha Triângulo e barramento de 138kV da Usina Igarapava

Percebe-se, portanto, que a utilização de uma visualização gráfica da variação da tensão é muito importante para que o operador tenha uma noção da tendência de evolução da mesma. Essa visualização gráfica é uma inovação trazida através do estudo detalhado do comportamento da tensão elétrica que foi possível com a introdução do ICT no dia a dia do operador do sistema elétrico. Analisando-se essas figuras, o operador sabe que deve tomar uma ação rápida para o controle de tensão do barramento da Usina de Funil visto que a tensão desse barramento está abaixo do seu valor mínimo permitido. Em caso da existência de mais alguns barramentos com tensão abaixo ou acima do valor permitido, o operador daria prioridade no controle daquela tensão que tivesse mais afastada do seu limite inferior ou superior. Isso faria com que o operador tivesse uma ordem de prioridade nas suas ações, fato muito interessante e necessário para um bom controle de tensão.

VI. ANÁLISE DE RESTABELECIMENTO DA MALHA LESTE UTILIZANDO O ICT

A análise de restabelecimento e a aplicação do índice proposto no processo serão realizados com a utilização do software Anarede®. Será simulado um blecaute na malha Leste do estado de Minas Gerais e em seguida será analisada a sequência de restabelecimento da forma como ela é executada atualmente. Esse restabelecimento está previsto nas normas do ONS (Operador Nacional do Sistema). Trata-se de uma instrução de operação com a sigla "IO-RR-SE (Recomposição das Interligações das Áreas da Região Sudeste/Centro Oeste". Esse documento é distribuído a todos os agentes que têm concessão do sistema de transmissão que passa pelas regiões Sudeste e Centro Oeste. O restabelecimento a ser analisado foi dividido em 18 etapas com energização de todo o circuito a partir da malha de 230kV da região.

Vale ressaltar que existe apenas um plano de restabelecimento da malha em estudo e que nem sempre esse plano pode ser seguido na sua íntegra. Isso afeta muito o processo porque gera uma ansiedade muito grande nos operadores do sistema que têm apenas essa norma a seguir. Os mais diversos problemas surgem nesse momento. Dentre eles, há problemas de não fechamento de disjuntores devido a qualquer problema interno nos mesmos. Como há um número grande de equipamentos a ser manobrado nesse momento, a chance de pelo menos um deles apresentar falha é muito grande. Se isso acontecer, o processo de restabelecimento é interrompido até que a área de estudos energéticos da empresa indique outra forma de restabelecer o circuito afetado. Isso leva a atrasos no procedimento o que não é desejado nesse momento. Portanto, levando em consideração que todo o procedimento será realizado de forma satisfatória, a sequência de restabelecimento da malha é descrita conforme fluxograma mostrado na figura 68.

Em cada passo do fluxograma da figura 68, foram coletados os dados de tensão de todos os barramentos do sistema (em regime permanente, resultado do fluxo de potência) para que o ICT pudesse ser aplicado em cada passo mostrando como é o comportamento da tensão durante o restabelecimento. O resultado final pode ser visualizado nos próximos três gráficos indicando qual foi o índice medido para cada barramento do sistema após a execução de cada passo do restabelecimento.

Conforme pode ser visualizado nas figuras 69, 70 e 71, a tensão durante o restabelecimento fica na grande maioria do tempo de restabelecimento acima da faixa

proposta pelo ICT (-0,35 a 0,35) e também muito acima da faixa proposta pelo tipo de carga analisada (-0,5 a 0,5). Há momentos em que ela passa pela faixa normal de operação, cai para valores muito baixos e depois sobe novamente para valores muito acima dos permitidos para o restabelecimento. Isso se deve ao baixo nível de regulação do sistema em estudo.

Como pode ser visto no fluxograma da figura 68, o objetivo dessa sequência de restabelecimento é ligar o maior número de subestações possíveis. Verifica-se também que a quantidade de carga a ser ligada no sistema é muito pequena. Espera-se, portanto que, sem carga no sistema elétrico, que a tensão atinja valores muito altos porque não há equipamentos para fazer o controle de potência reativa para se evitar que a tensão suba muito. Também não há carga suficiente para se fazer a redução de tensão do sistema. Sabe-se que os geradores síncronos das usinas hidrelétricas podem contribuir muito para o controle de tensão do sistema através da absorção e do fornecimento de potência reativa. Como as barras de geração são barras do tipo PV, um valor de tensão para a mesma deve ser estipulado e as unidades geradoras podem ser parametrizadas para seguir esse valor de tensão variando-se a potência reativa absorvida ou fornecida. Isso auxiliaria muito o processo de restabelecimento do circuito proposto. Outra ação interessante que poderia ser tomada é ligar as cargas da Usiminas dependendo do valor de tensão encontrada nos barramentos. A inserção de cargas é uma alternativa interessante para o controle de tensão dos barramentos.

Outra informação importante a ser destacada é que as unidades geradoras das usinas de Porto Estrela e Guilman Amorim podem trabalhar como motor síncrono. Alguns geradores têm essa propriedade. Fecham-se as palhetas do distribuidor da turbina de modo que a água não circule pela mesma. Dessa forma, o gerador passa a absorver potência ativa dos barramentos para se manter girando em velocidade nominal. Para que o consumo de energia não seja muito alto, há a inserção de uma bolha de ar que rebaixa a água dentro do tubo de sucção da turbina, fazendo com que a mesma fique girando sem contato com a água. Assim sendo, as unidades geradoras podem ser interligadas ao sistema elétrico absorvendo potência ativa. Elas então são interligadas ao sistema elétrico ainda na fase onde não há cargas residenciais e comerciais conectadas ao sistema. O momento adequado para que as unidades geradoras dessas usinas sejam revertidas de motor síncrono para gerador de potência ativa pode estar descrito nos procedimentos dos operadores, bastando para isso a malha atingir certo valor de carga energizada.

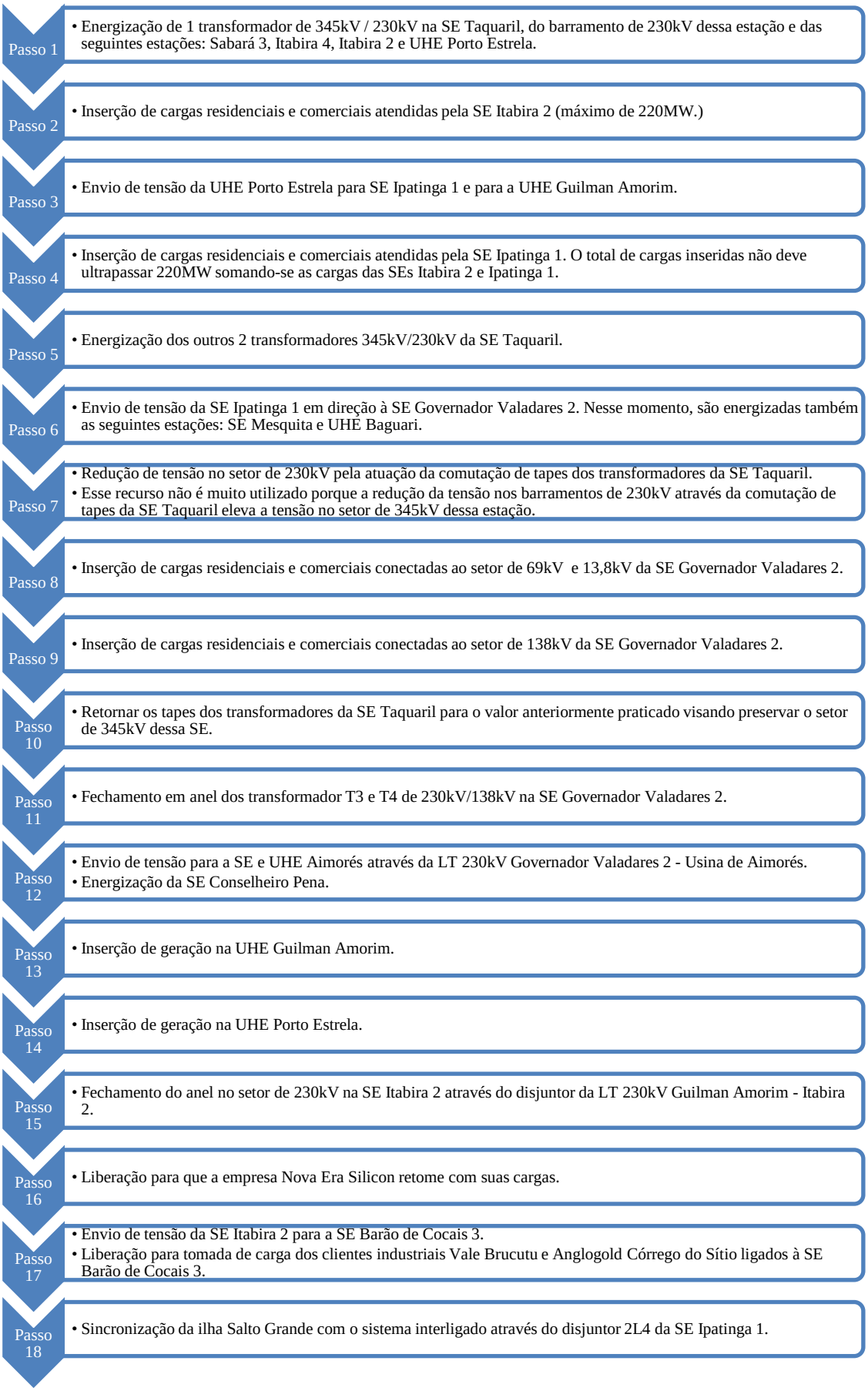

Figura 73 - Fluxograma do processo atual de restabelecimento

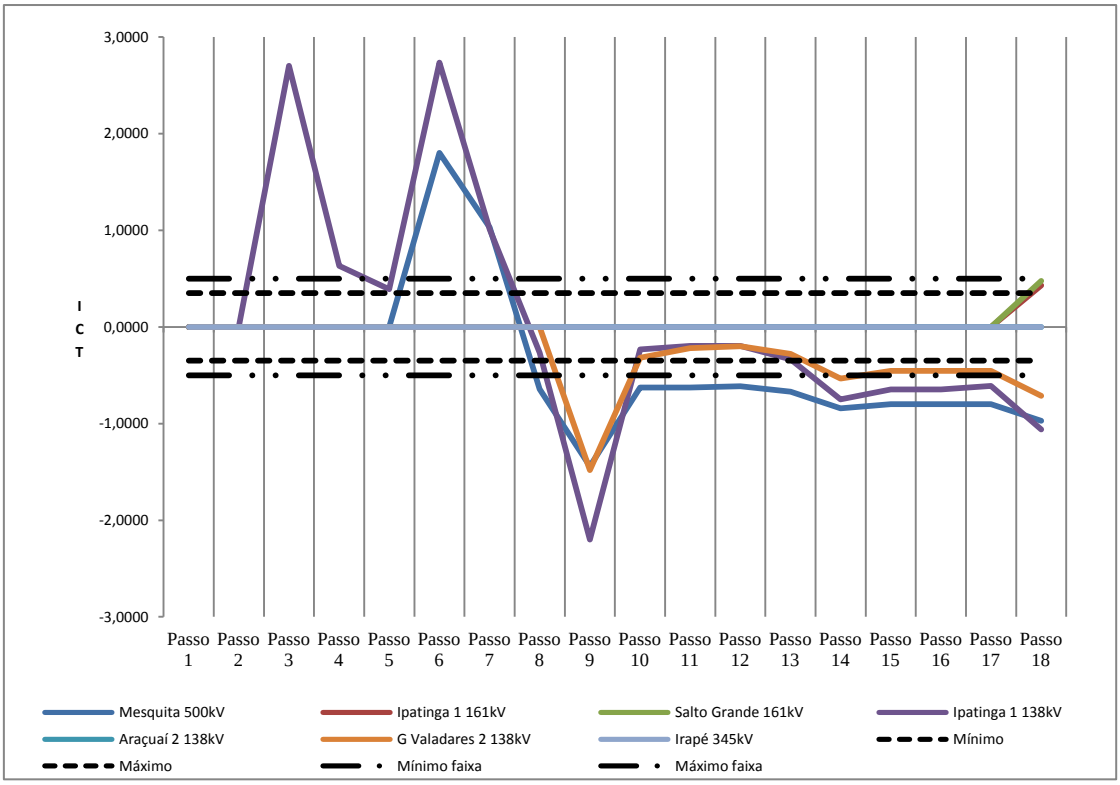

Figura 74 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento normal

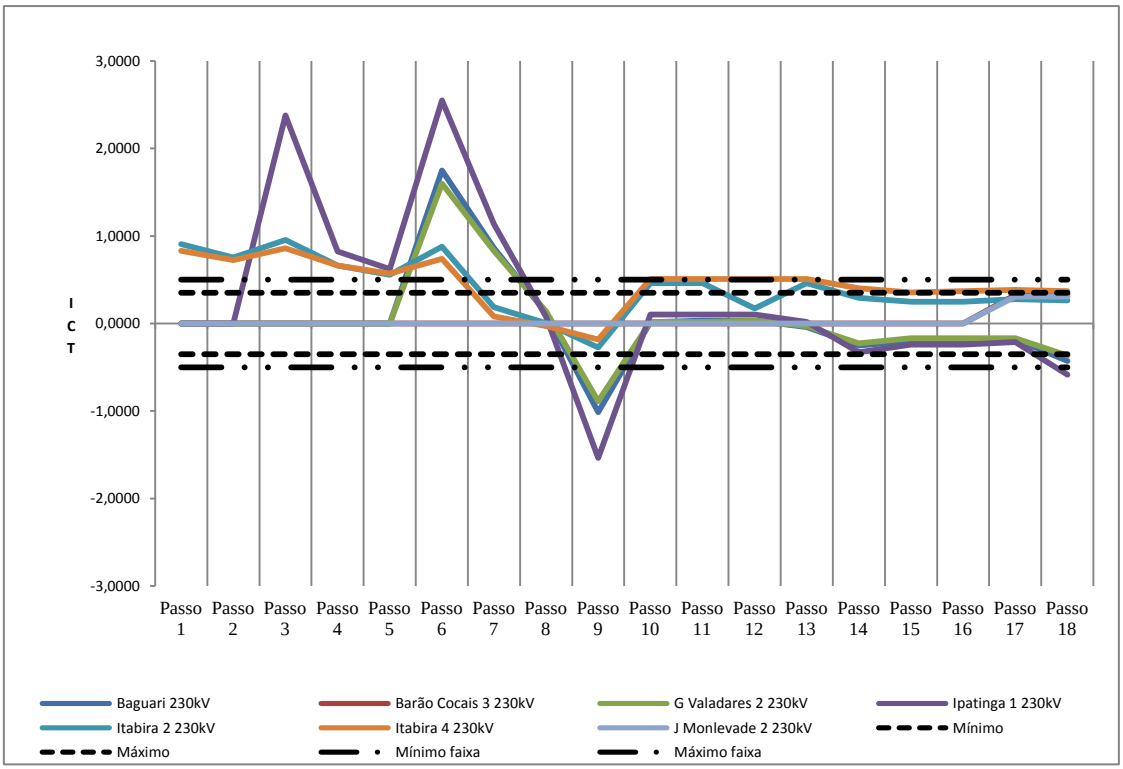

Figura 75 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento normal

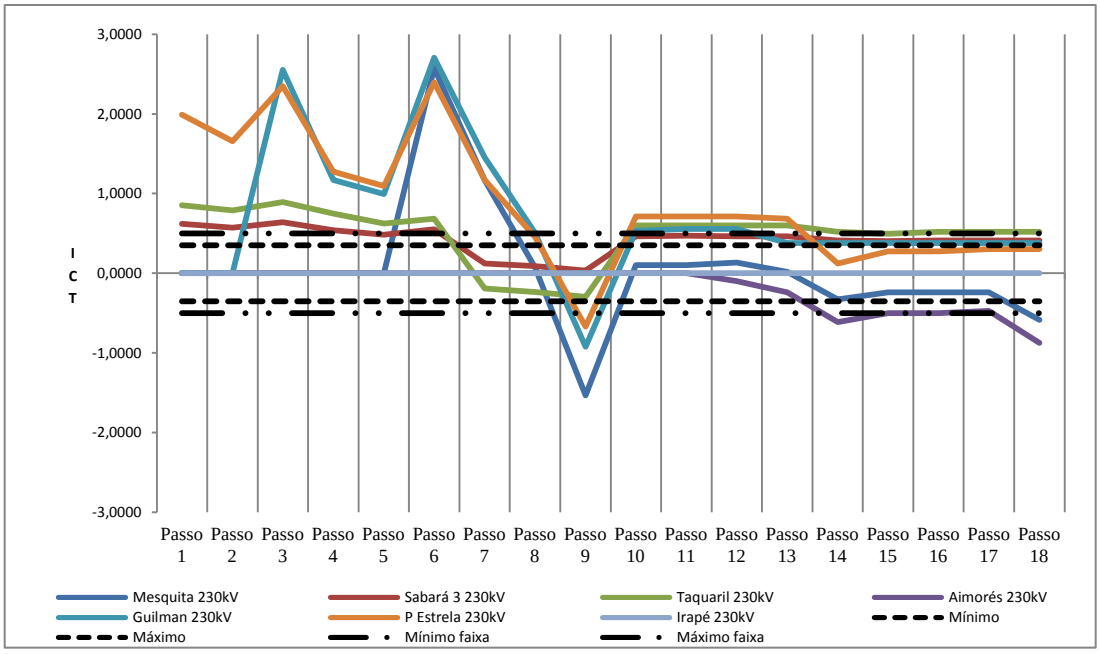

Figura 76 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento normal

Também é interessante notar que a simulação foi realizada para o caso de um blecaute ocorrido pela madrugada, onde não há muitas cargas residenciais e comerciais conectadas. Dessa forma, o montante de carga liberado nas subestações do sistema é muito maior do que a quantidade de carga a ser ligada. Essa ausência de carga também faz com que a tensão fique em patamares elevados.

6.1) ALTERAÇÃO DO PROCEDIMENTO DE RESTABELECIMENTO UTILIZANDO ICT

Para checar a efetividade do índice proposto, propõe-se um processo de restabelecimento diferente daquele seguido na seção anterior. Conforme já explorado no referencial teórico dessa dissertação (seção II), é interessante conectar o maior número de geradores possíveis. Dessa forma, o sistema tem uma regulação suficiente de potência reativa a fim de facilitar o controle de tensão da malha a ser restabelecida. Esse problema de regulação foi bem ilustrado através da análise das figuras 69, 70 e 71 da seção anterior.

O fluxograma apresentado na seção anterior então passa por uma pequena alteração com a inserção primeiramente das unidades geradoras para utilizar a capacidade

de absorção de potência reativa das mesmas. Assim que a tensão chega às usinas hidrelétricas do sistema a ser restabelecido, prioriza-se a interligação do maior número de unidades geradoras possíveis. No software Anarede®, foram cadastrados os limites máximo e mínimo de potência reativa de cada usina. As unidades geradoras têm sistemas de proteção que impedem que a potência reativa ultrapasse esses limites. Nesse caso, a tensão fica diferente do valor estipulado para a mesma, mas o barramento não deixa de ser PV e a usina mantém aquela tensão no limite da absorção ou no fornecimento de potência reativa.

O fluxograma do novo método de restabelecimento proposto está indicado na figura 72. Verifica-se que há algumas alterações nos procedimentos. Logo no primeiro passo do restabelecimento já se interligam os geradores que estejam liberados para a operação na usina de Porto Estrela. Esses geradores serão conectados como motor síncrono e auxiliarão no processo de restabelecimento do sistema fornecendo o suporte de potência reativa necessário. No passo três, há a inserção dos geradores da usina de Guilman Amorim que estejam liberados para a operação como motor síncrono. No passo seis, há a inserção dos geradores da usina de Baguari. Como esses geradores não têm capacidade de trabalhar como motor síncrono, os mesmos serão interligados para fornecer potência ativa ao circuito.

Outra alteração no procedimento padrão está na transformação dos geradores das usinas de Porto Estrela e Guilman Amorim para trabalhar como geradores de potência ativa. Isso será realizado nos passos 13 e 14. Os gráficos das figuras 73, 74 e 75 apresentam os resultados do procedimento de restabelecimento descrito no fluxograma da figura 72.

Nos três gráficos analisados, verifica-se que as tensões nos barramentos estão sempre dentro dos limites estipulados pelo ICT. Observa-se que com alterações simples como as propostas houve uma substancial melhoria no controle de tensão da malha. Bastou dotar o sistema de capacidade de regulação de potência reativa para que nenhuma tensão violasse os limites do ICT.

Também foi adotado um procedimento de se verificar como estava o índice do ICT durante cada passo do restabelecimento. Em caso de violação de algum índice, o operador poderia tomar ações durante o processo de restabelecimento a fim de se fazer com que o ICT retornasse a seus valores normais dentro da faixa situada entre -0,35 e 0,35.

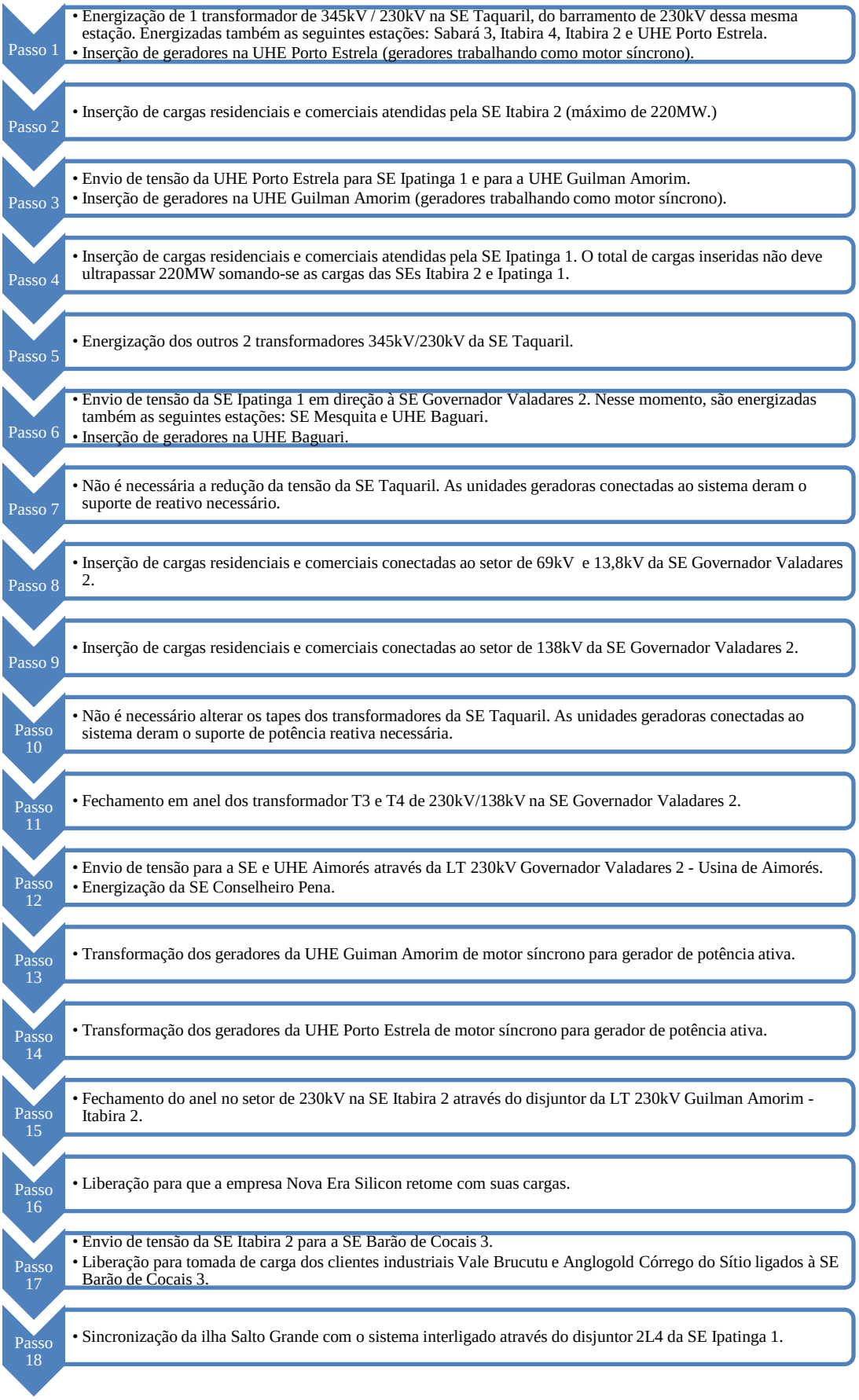

Figura 77 - Fluxograma do processo de restabelecimento proposto

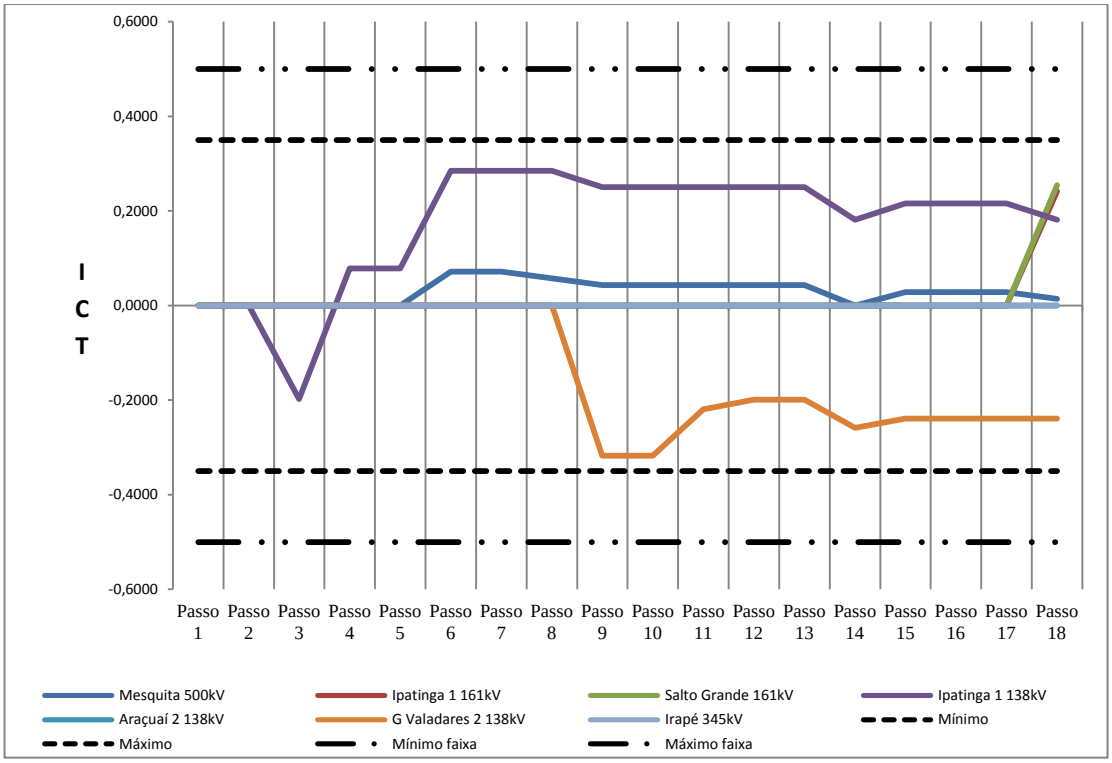

Figura 78 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento proposto

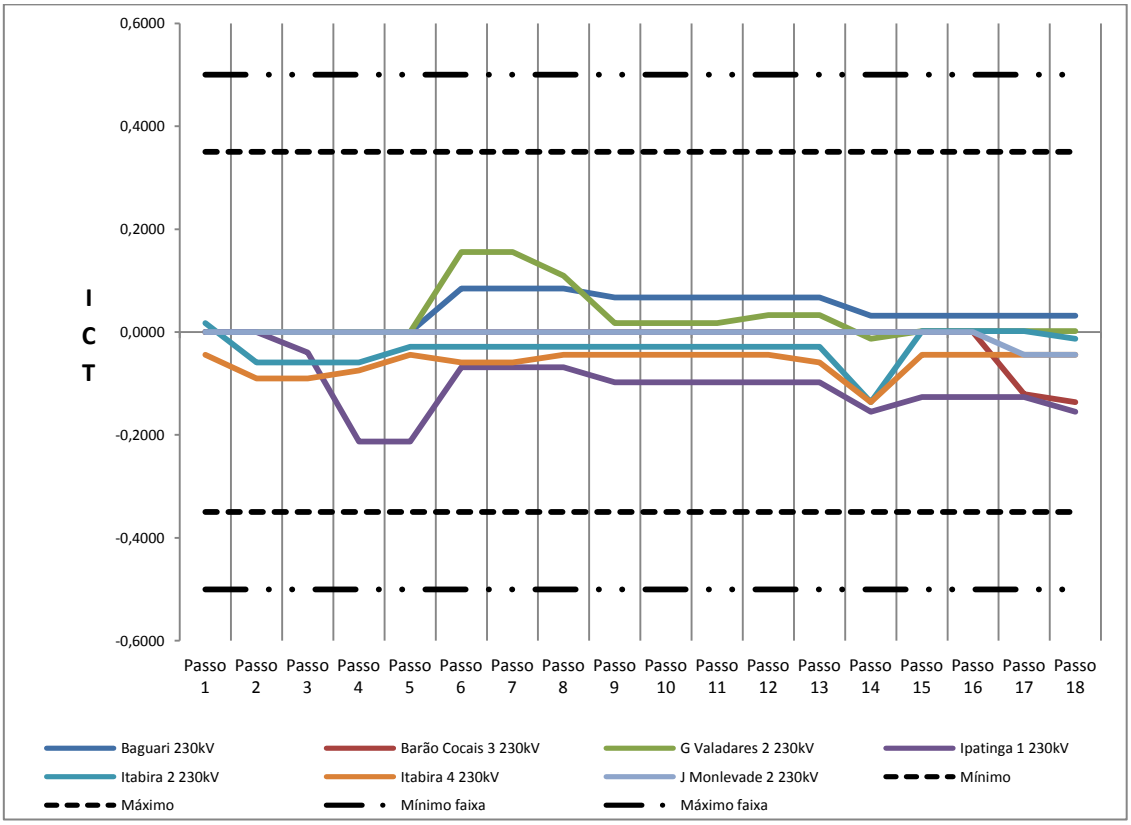

Figura 79 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento proposto

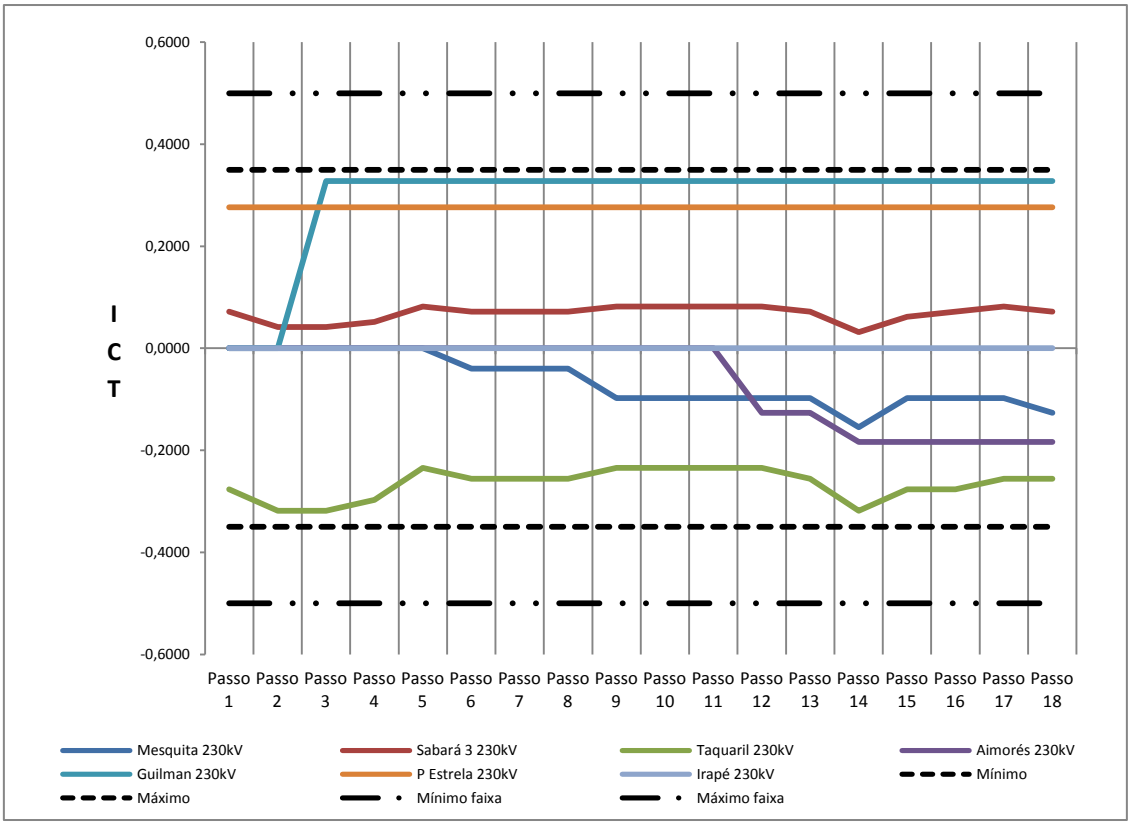

Figura 80 - ICT de algumas estações da malha leste num procedimento de restabelecimento proposto

VII. CONCLUSÃO

O controle de tensão dos barramentos do sistema elétrico de potência é uma das principais atribuições dos operadores do sistema elétrico de potência. É através desse controle efetivo que os valores de tensão chegam ao mercado consumidor em níveis satisfatórios de qualidade. Um controle de tensão ineficaz leva a empresa a problemas muito graves como autuações por parte do órgão regulador e até, em último caso, perder a concessão da prestação desses serviços.

Devido à importância de um controle efetivo de tensão, essa dissertação preocupou-se com a quantificação dessa variável a ser controlada através de um índice, ou seja, preocupou-se na criação de uma forma diferente de avaliação do controle da tensão que desse ao operador do sistema elétrico opções para que o mesmo pudesse fazer o controle de tensão de uma forma eficaz. Com isso, foi criado o ICT. A representação gráfica do ICT atende satisfatoriamente mostrando ao operador do sistema qual, ou quais são os barramentos com pior índice e que ele deve atender prioritariamente. Fazendo isso, há uma tendência de diminuição do número de manobras por parte do operador, deixando o sistema com uma maior confiabilidade operacional.

Hoje, os operadores lidam com uma tela com uma quantidade muito grande de números informando qual é o valor da tensão praticada naquele momento. Esses valores são absolutos e o operador convive com barramentos de 500kV em meio a barramentos de 345kV, 230kV, 161kV, 138kV e 69kV. Portanto, encontrar um barramento que mais necessita de ações de controle é uma tarefa muito difícil. Assim sendo, a experiência do operador no controle de tensão é muito importante. Um operador inexperiente pode fazer manobras em excesso ou fazer poucas manobras e dificilmente conseguirá um controle de tensão de forma eficaz. Esse trabalho demonstrou, através de uma gama muito grande de exemplos, que a utilização de um índice que evidenciasse o controle da tensão de forma fácil e abrangente, como é o caso do ICT, ajuda muito na identificação de problemas, que muitas vezes passam despercebidos pelos operadores.

Outro problema tratado nessa dissertação é o restabelecimento de linhas de transmissão após um desligamento ocasionado por blecautes. Mostrou-se que a tensão atinge valores muito altos se forem seguidos os passos para o restabelecimento normalmente utilizados pelo ONS e pela Cemig. Foi provado que o ICT é mais uma ferramenta eficiente capaz de melhorar o procedimento de restabelecimento de sistemas

desligados por blecaute. Uma alteração nesse procedimento foi proposta e simulada comprovando a eficiência de um controle mais rígido no valor de tensão dos barramentos envolvidos no restabelecimento de sistemas elétricos de grande porte.

Os estudos apresentados por essa dissertação mostraram que há um vasto campo para pesquisa nessa área de estudo. Um dos principais é na determinação da quantidade de potência reativa necessária para se atingir determinado valor de tensão nos barramentos de estudo. Esse é um aspecto bem interessante e que pode levar a uma economia na instalação de equipamentos para controle de tensão em locais com maior necessidade e com maior impacto no controle efetivo da tensão. Às vezes, um equipamento instalado no local exato de um impacto efetivo maior no controle de tensão pode substituir a instalação de dois equipamentos instalados em locais com pouco impacto nesse controle.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Adibi MM, Martins N, IEEE. Power System Restoration Dynamics Issues. 2008 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vols 1-11. 2008:4876-83.

2. Augugliaro A, Dusonchet L, Favuzza S, Sanseverino ER. Voltage regulation and power losses minimization in automated distribution networks by an evolutionary multiobjective approach. IEEE Transactions on Power Systems. 2004; 19(3):1516-27.

3. Baldick R, Wu FF. Efficient Integer Optimization Algoritms for Optimal Coordination of Capacitors and Regulators. IEEE Transactions on Power Systems. 1990; 5(3):805-12.

4. Balu N, Bertram T, Bose A, Brandwajn V, Cauley G, Curtice D, et al. Online Power System Security Analysis. Proceedings of the IEEE. 1992; 80(2):262-80.

5. Bao LX, Huang ZY, Xu WS. Online voltage stabilitymonitoring using var reserves. IEEE Transactions on Power Systems. 2003; 18(4):1461-9.

6. Borghetti A, Bosetti M, Grillo S, Massucco S, Nucci CA, Paolone M, et al. Short-Term Scheduling and Control of Active Distribution Systems With High Penetration of Renewable Resources. IEEE Systems Journal. 2010; 4(3):313-22.

7. Bruno S, Lamonaca S, Rotondo G, Stecchi U, La Scala M. Unbalanced Three-Phase Optimal Power Flow for Smart Grids. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2011; 58(10):4504-13.

8. Chen LQ, Tomsovic K, Bose A, Stuart R, IEEE I. Estimating reactive margin for determining transfer limits 2000; 490-5 p.

9. El-werfelli M, Dunn R, Iravani P, IEEE. Backbone-network Reconfiguration for Power System Restoration using Genetic Algorithm and Expert System. 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, Vols 1-4. 2009:2690-5.

10. Eleschova Z, Belan A. Analysis of the conditions of power lines connection in transmission power system. Proceedings of the 10th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2009. 2009:219-24.

11. Eleschova Z, Belan A, Murgas J, Ernek M. Influence of the conditions of power lines connection on restoration of power system after blackout. Proceedings of the 10th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2009. 2009:225-30.

12. Elkeib AA, Ma X. APPLICATION OF ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS IN VOLTAGE STABILITY ASSESSMENT. IEEE Transactions on Power Systems. 1995; 10(4):1890-6.

13. Gou B, Wu WB, IEEE. Is the Prediction of Power System Blackouts Possible? 2008 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vols 1-11. 2008:74-7.

14. He XQ, Liu JY, Yang K, Tang ML, IEEE. Control Strategies of Load Considering Dynamic Processes after Blackout. 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, Vols 1-4. 2009:2628-32.

15. Istardi D, Abba-Aliyu S, Bergqvist A, Rouch N, Abdalrahman AM, Tuan LA, et al. Understanding Power System Voltage Collapses Using Aristo: Effects of Protection. 2009 IEEE Bucharest Powertech, Vols 1-5. 2009:2621-7.

16. Jain T, Srivastava L, Singh SN. Fast voltage contingency screening using radial basis function neural network. IEEE Transactions on PowerSystems. 2003; 18(4):1359-66.

17. Jardim J, Neto C, dos Santos MG, IEEE. Brazilian system operator online security assessment system 2006. 7-12 p.

18. Joglekar JJ, Nerkar YP. A different approach in system restoration with special consideration of Islanding schemes. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2008; 30(9):519-24.

19. Kim YH, Song IJ, Jang BT, An YH. Primary Restorative Transmission Line Selection for Myanmar's Electric Power System. Journal of Electrical Engineering & Technology. 2010; 5(2):191-6.

20. Kobayashi R, Maekawa K, Shimomura K, Sasaki T, Kowada Y, Maeda T. Development of Sequential Calculating Type Autonomous Stabilizing Controller for Maintaining Transient Stability in Case of Backup Relay Operation in LoadSystem. IEEE Transactions on Power Systems. 2011; 26(3):1317-25.

21. Li CY, Sun YZ, Chen XY, IEEE. Recommendations to improve power system security: lessons learned from the Europe blackout on November 4. 2007 42nd International Universities Power Engineering Conference, Vols 1-3. 2007:529-33.

22. Li GK, Zhao CY, Zhang XR, Li GY, IEEE, editors. Research on "Soft Start-up" of VSC-HVDC in power system restoration after blackouts. 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA 2007); 2007 May 23-25; Harbin, Peoples R China: IEEE.

23. Liu YT, Zhang P, Qiu XZ. Optimal volt/var control in distribution systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2002; 24(4):271-6.

24. Lopes, Guilherme Manganelli. Proposta de Estratégia para Agilização do Controle Restaurativo de Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação de Mestrado UFMG, 2008, 127p.

25. Markushevich N, IEEE. The Benefits and Challenges of the Integrated Volt/Var Optimization in the Smart Grid Environment. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. IEEE Power and Energy Society General Meeting PESGM 2011.

26. Momoh JA, D'Arnaud K, IEEE. Optimizing Grid Connected Renewable Energy Resources with Variability. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2012.

27. Paudyal S, Canizares CA, Bhattacharya K. Optimal Operation of Distribution Feeders in Smart Grids. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2011; 58(10):4495-503.

28. Pilo F, Pisano G, Soma GG. Optimal Coordinationof Energy Resources with a Two-Stage Online Active Management. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2011; 58(10):4526-37.

29. Refaee JA, Mohandes M, Maghrabi H. Radial BasisFunction Networks for contingency analysis of bulk power systems. IEEE Transactions on Power Systems. 1999; 14(2):772-8.

30. Rivas RL, Ullod CL, IEEE, editors. Automatic blackout recovery through a deterministic load flow. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America; 2006 Aug 15-18; Caracas, VENEZUELA: IEEE.

31. Roytelman I, Wee BK, Lugtu RL. Volt/Var Control Algotithm for Modern Distribution Management System. IEEE Transactions on Power Systems. 1995; 10(3):1454-60.

32. Samuelsson O, Lindgren L, Eliasson B, IEEE. Simulated Power System Restoration. 2008 Proceedings of the 43rd International Universities Power Engineering Conference, Vols 1-3. 2008:217-21.

33. Silva, Warney Araújo. Utilização de Recursos de Compensação Reativa de Indústrias no Controle de Tensão de Sistemas Elétricos. Dissertação de Mestrado UFMG, 2007, 103p.

34. Sobajic D, IEEE. Real time DSA and AI: Next steps? 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vols, 1-3. IEEE Power Engineering Society General Meeting2005. p. 2652-.

35. Virmani S, Vickovic D, Savulescu SC, IEEE. Real-time calculation of power system loadability limits 2007. 1278-83 p.

36. Wang C, Vittal V, Sun K. OBDD-Based Sectionalizing Strategies for Parallel Power System Restoration. IEEE Transactions on Power Systems. 2011; 26(3):1426-33.

37. Yamashita K, Li J, Zhang P, Liu CC, Power I, Energy S. Analysis and Control of Major Blackout Events. 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Vols 1-3. 2009:92-5.

38. Zhu Y, Tomsovic K. Optimal distribution power flow for systems with distributed energy resources. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2007;29(3):260-7.