1
Introdução

Desde as cubas eletrolíticas, utilizadas em processos eletrointensivos, o maior consumidor individual de carga no sistema elétrico brasileiro, até um simples carregador de celular, todos os equipamentos são projetados para trabalhar dentro de faixas de tensão fora das quais pode haver interrupção dos processos produtivos, causando prejuízos ou mesmo dano ao equipamento. [1]

O controle da tensão do SIN - Sistema Interligado Nacional, dentro dos níveis regulamentados pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, é, nos dias atuais, responsabilidade do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. O SIN abrange as regiões geográficas brasileiras Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e pequena parte da Norte e é responsável por 96,6% da produção de energia do Brasil [2]. Os demais 3,4% ainda estão sob responsabilidade da Eletrobrás e subsidiárias. São compostos basicamente por sistemas isolados da região amazônica, atendidos radialmente por geradores a óleo combustível, à exceção da Grande Manaus e sistema Acre-Rondônia, que têm atendimento pela usina hidrelétrica de Balbina e Samuel, respectivamente.

A Figura 1.1 apresenta o sistema interligado nacional através dos seus principais troncos de transmissão.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0521399/CA

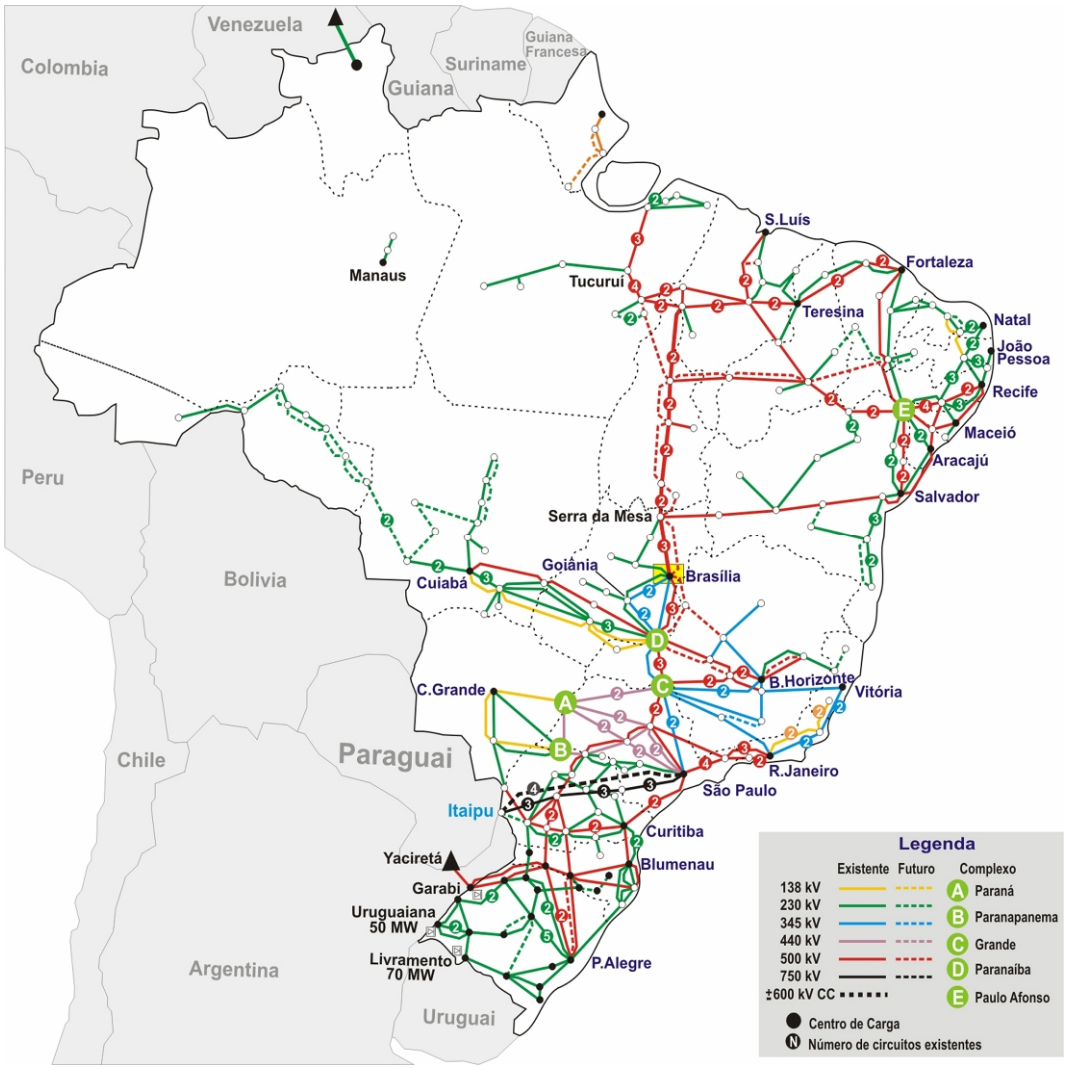

Figura 1.1 – Sistema Interligado Nacional horizonte 2009 com a previsão de interligação do sistema Acre-Rondônia [3]

O controle de tensão do SIN é hoje feito de duas formas:

i. automaticamente, através de equipamentos que têm a capacidade de adquirir informações de grandezas do sistema elétrico e são dotados de recursos que permitem manter tais grandezas nos valores determinados pelas equipes de planejamento e;

ii. manualmente, através de equipes de operadores de tempo real, que monitoram as grandezas e estão aptos a alterar configurações de topologia da rede e os valores de referência das grandezas do sistema.

Este controle automático é geralmente praticado por transformadores com mudança de tapes em carga, compensadores síncronos e estáticos e geradores. O segundo controle é geralmente realizado com capacitores e reatores *shunt* ou

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0521399/CA

com a mudança da referência de tensão dos equipamentos do controle automático.

O controle de tensão pode ainda ser feito de forma preventiva ou corretiva. Quando feito de forma preventiva, seu objetivo é preparar o sistema para alterações estudadas previamente de mudança de configuração ou carregamento. Um bom exemplo é a mudança de patamar de carga, onde é de conhecimento a alteração do consumo e, desta forma, são tomadas providências para manter a tensão do sistema em níveis mais adequados para receber o aumento ou a diminuição da carga. Tais perturbações estão geralmente relacionadas às dinâmicas de longa duração. Quando o controle de tensão é feito de forma corretiva, equipamentos de controle são utilizados para corrigir variações abruptas causadas por distúrbios não programados do sistema. Tais perturbações estão geralmente ligadas às dinâmicas de curta duração e serão as mais estudadas neste trabalho.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0521399/CA

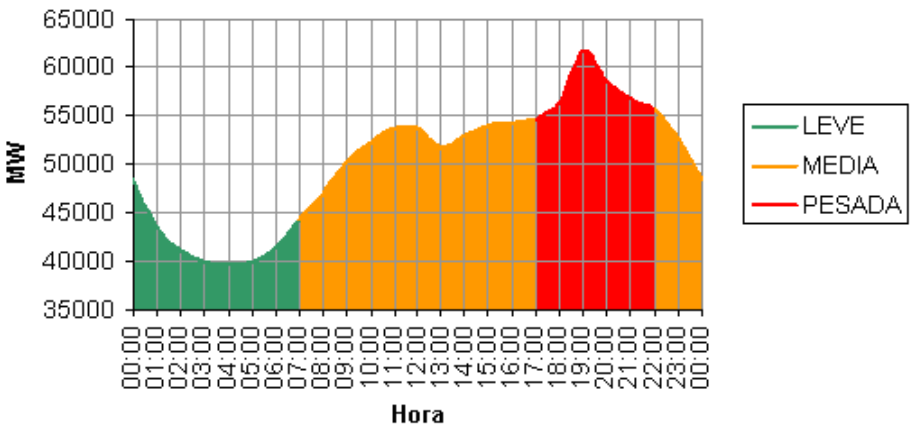

Figura 1.2 – Curva de carga típica do SIN em dias úteis [1]

1.1 O Problema da Estabilidade de Tensão

A instabilidade de tensão está diretamente relacionada com o esgotamento do suprimento de potência reativa num Sistema Elétrico de Potência – SEP [4]. Caso a necessidade do sistema esteja além da capacidade de gerar e transmitir potência reativa, a tensão do sistema ficará abaixo dos padrões desejados.

Vale ressaltar que até hoje, no sistema brasileiro, não há um política de tarifação de energia reativa para consumidores residenciais e apenas uma tímida regulamentação para os demais setores. Este fato pouco encoraja os agentes de transmissão a investir na potência reativa. Aliado a este fato, há a

desregulamentação do setor elétrico brasileiro – RESEB, iniciada no fim dos anos 90. Este processo introduziu agentes/investidores no setor, que para tal, necessitam de aumento de produtividade e redução de custos. Outro problema que vem ganhando destaque recentemente é o alto número de recusas de licenças ambientais, emperrando projetos importantes para o crescimento do sistema nacional. Tudo isto é somado às características ainda marcantes do SIN: grandes usinas hidrelétricas distantes do centro de carga, com linhas de transmissão muito longas.

Desta forma, o problema da estabilidade de tensão, que antes ocorria apenas em situações extremas, onde o sistema elétrico já se encontrava com grandezas bem abaixo dos padrões, passou a aparecer em tensões próximas às nominais em alguns pontos do SIN.

Quando próximo das suas capacidades construtivas, um sistema elétrico de potência pode se tornar instável do ponto de vista do controle de tensão. Tão importante quanto saber se o ponto de operação inicial e final são válidos é saber qual o “caminho” percorrido entre estes dois pontos. Neste trabalho serão apresentados pontos de operação válidos em regime permanente (convergidos por um programa de fluxo de potência), mas instáveis sob a ótica de tensão. Este problema pode provocar decisões equivocadas dos controles automáticos ou mesmo de operadores de tempo real, habituados e treinados a lidar com ações de controle usuais, por exemplo, chaveamento de um capacitor para elevar a tensão. Como, geralmente, a situação de instabilidade de tensão ocorre em pontos já degradados, as decisões equivocadas podem levar o sistema a um colapso, com perda de componentes em cascata e conseqüente desligamento de consumidores. Tal situação, antigamente denominada blecaute, hoje é mais conhecida pela imprensa como “apagão”, expressão que já é inclusive utilizada em outros setores da economia quando há desatendimento.

1.2
Casos de Instabilidade de Tensão no Sistema Brasileiro

A seguir, algumas ocorrências no sistema brasileiro que evoluíram para blecautes. A ocorrência da área São Paulo, nos dias 24 de abril de 1997 e 25 de abril de 1997 são bons exemplos de colapso de tensão que evoluíram para desatendimento de consumidores. Estes “apagões” motivaram boa parte dos estudos de estabilidade de tensão [4, 5].

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0521399/CA

1.3
Instabilidade de Tensão em 24/04/1997 às 18:15 h

Desde o término do horário de verão 96/97, o sistema elétrico nacional já apresentava sinais de fraqueza em relação à geração e transmissão de potência reativa. Antes do início da carga pesada (18:00h), todos os reatores *shunt* manobráveis do sistema eram desligados, os capacitores, por sua vez, eram ligados e muitas usinas maximizavam suas tensões. A UHE Itaipu era desligada do CAG e mantida na base da curva de carga, para que sua geração não respondesse à entrada de carga e provocasse baixas de tensão no tronco de 765 kV (na época ainda composto por apenas 2 circuitos). Outras medidas eram tomadas, porém, pelas citadas já é possível concluir que o sistema encontrava-se debilitado em termos de potência reativa, cenário ideal para a ocorrência de instabilidades de tensão.

Ao entrar na carga pesada, as áreas São Paulo e Minas Gerais já apresentavam tensões abaixo da faixa operativa e, conforme exposto no parágrafo anterior, o sistema já iniciava a ponta de carga sem recursos. As 18:10h já havia sido feito um corte de carga de 33 MW pela Cemig em seu sistema, na tentativa desesperada de elevar a tensão nos seus barramentos. A medida não surtiu o efeito desejado.

Os efeitos do esgotamento das reservas de potência reativa na área São Paulo se tornaram evidentes às 18:15h. Como último recurso, foram remanejados 300 MW do setor de 60 Hz da UHE Itaipu para o seu setor de 50 Hz, na tentativa de reduzir o carregamento do tronco de 765 kV e manter a tensão em Ivaiporã nos valores adequados (780 kV). Neste instante o Compensador Síncrono (CS) nº 3 de Ibiúna atingiu o seu limite superior de excitação de campo e a tensão controlada em um valor de 331 kV (95,9%). Ocorreram então as atuações dos bloqueios por subtensão dos centros da alimentação de cargas essenciais da subestação e a interrupção de CA dos serviços auxiliares seguida da perda do referido compensador. O sistema encontrava-se operando com indisponibilidade de equipamentos de suporte de potência reativa na área São Paulo, isto é, sem o CS nº2 de Ibiúna (300 Mvar), um banco de capacitores de 200 Mvar em Tijuco Preto e 208 Mvar de capacitores no sistema de transmissão da Eletropaulo e frente a um processo de crescimento continuado da carga. Com a saída do CS nº 3 de Ibiúna, houve bloqueio do bipolo 2 do Elo de CCAT. Seguiram-se os desligamentos

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0521399/CA

automáticos dos síncronos nº 1 e nº 4, não restando nenhum dos compensadores ligados na estação. A perda de 3.000 MW de geração de potência ativa, suprimento de Itaipu 50 Hz através do bipolo 2, e de 900 Mvar de potência reativa levaram a um estado operativo com subfreqüência sustentada de 48 minutos (atingindo um mínimo de 58,10 Hz) e subtensão, e com a carga ainda em crescimento. Inúmeros desligamentos se sucederam em cascata com as perdas da compensação síncrona em Tijuco Preto e Embu-Guaçu, e das gerações de Capivara, Funil, Angra I e Volta Grande, bem como os desligamentos do bipolo 1 (remanescente), da SE Bandeirantes (responsável por atendimentos prioritário na grande São Paulo), desligamentos manuais e automáticos de carga (ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga). Foram afetadas as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste com cerca de 7.600 MW de carga interrompida, correspondendo a 19% da carga destas regiões. A recomposição total do sistema foi feita em cerca de 1 hora e 15 minutos.

Foi constatado que o sistema estava operando com reservas de potência reativa insuficientes para as necessidades da hora de ponta. A indisponibilidade dos equipamentos para controle de tensão na área São Paulo contribuíram decisivamente para a instalação do processo de instabilidade de tensão. Foi constatado também o esgotamento do suporte de tensão no sistema da distribuidora da região São Paulo já no patamar de carga média, bem como a falta de um ajuste coordenado dos seus transformadores com dispositivos de comutação em carga (LTC) e reduzida utilização na área de esquemas de alívio de carga por subtensão.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0521399/CA

1.4
Instabilidade de Tensão em 25/04/1997 às 18:17 h

Similarmente ao dia anterior, foi iniciado com o esgotamento das reservas de potência reativa na área São Paulo, levando ao desligamento de 3 compensadores síncronos de Ibiúna às 18:17 h por falta de alimentação de CA dos serviços auxiliares e a perda da ligação CCAT (bipolos 1 e 2). Uma série de desligamentos em cascata levou o sistema a uma situação de instabilidade de tensão. Em razão do desligamento ocorrido no dia anterior, a usina Angra I operava com despacho bastante reduzido, pois ainda encontrava-se em elevação de geração, (88 MW em vez de 627 MW) o que tornava a operação do sistema mais vulnerável à ocorrência de instabilidade de tensão. No decorrer do processo, ocorreram os desligamentos automáticos do compensador síncrono

de Tijuco Preto, das usinas de Angra I, Capivara e Funil. A redução da freqüência levou a atuação do ERAC. Estes cortes de carga, bem como os devidos às acentuadas reduções na tensão não foram suficientes para deter a queda da freqüência, pois a carga do sistema ainda se encontrava crescendo para atingir a ponta, com uma taxa de crescimento de 1.700 MW/10 minutos. A reconstituição da freqüência só foi alcançada posteriormente através de corte manual de carga coordenado pelo CNOS. Foram afetadas as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste com cerca de 6.900 MW de carga cortada. A reposição gradual das cargas foi iniciada às 18:50 h e concluída às 19:23 h, cerca de uma hora após o início da ocorrência. As constatações foram idênticas às do dia anterior, bem como as conclusões.

1.5
Instabilidade de Tensão em 13/11/1997 às 9:25 h

Iniciada por uma sobrecarga na LT Mascarenhas-Gov. Valadares às 9:25 h, provocando o seu desligamento automático por atuação correta da proteção direcional temporizada de sobrecorrente de fase. O exame do registro gráfico revelou que a LT entrou numa rampa positiva de carregamento atingindo 159 MVA, com tensão de 224,7 kV (97,6%). No dia anterior havia ocorrido o mesmo desligamento quando operava com 160 MVA e 222 kV. A sua propagação se deu com a perda da interligação Escelsa–Cemig que contribuiu significativamente para o agravamento do regime de subtensões na área Rio de Janeiro – Espírito Santo, sendo registradas tensões de 78% em Carapina 138 kV (tensão operativa na faixa de 101/102%), 50% em Campos 345 kV, 67% em Adrianópolis 138 kV e 81% em São José 138 kV. O afundamento das tensões levou a uma rejeição natural de cargas (por queda de tensão) de cerca de 1.210 MW, bem como à atuação do ECE de subtensão para prevenção de colapso de tensão instalado na SE Três Rios. Um mesmo desligamento desta linha ocorreu quatro horas mais tarde, nas mesmas condições operativas de sobrecarga. Foram afetadas as áreas Rio de Janeiro e Espírito Santo com cerca de 1.210 MW de carga naturalmente cortada.

Esta perturbação ilustra uma típica ocorrência de instabilidade de tensão: sistemas radiais com carregamento elevado. O estado do Espírito Santo é atendido, principalmente pelas linhas de 345 kV que atravessam o estado do Rio de Janeiro e passam pelo norte fluminense. Em 1997, não havia sido construída ainda a interligação Vitória/Ouro Preto, as duas usinas térmicas localizadas em

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0521399/CA

Macaé, próximo ao Espírito Santo e o compensador estático de Campos. Com a perda da fraca interligação com a Cemig, a Escelsa ficou sendo atendida apenas pelo tronco de 345 kV Adrianópolis/Campos/Vitória, que possui pouca compensação reativa, criando um corredor radial. Não há uma análise detalhada sobre esta perturbação em virtude do estado do Espírito Santo não fazer parte dos estudos de pré e pós-operação, já que é atendido em sua maioria por malhas de baixa tensão.

1.6 Organização do Trabalho

Este trabalho é dividido em oito capítulos.

No Capítulo 2 é demonstrada a existência do fenômeno de colapso de tensão bem como sua base teórica e a comprovação da existência de duas regiões de operação.

No Capítulo 3 é abordada a teoria sobre tapes de transformadores e suas respostas às variações de tensão do sistema.

O enfoque do Capítulo 4 é a teoria sobre compensadores estáticos de potência reativa e suas respostas às variações de tensão.

O Capítulo 5 apresenta as modelagens de carga utilizadas e compara as mesmas através de simulações em sistemas-teste de 3 barras

No Capítulo 6 são apresentadas simulações estáticas e dinâmicas com LTCs.

No Capítulo 7 são apresentadas simulações estáticas e dinâmicas envolvendo compensadores estáticos de potência reativa.

Finalmente, no Capítulo 8 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0521399/CA