



COPPE/UFRJ

**ANÁLISE DE SEGURANÇA DE ESQUEMAS DE PROTEÇÃO PARA
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Marcelo de Castro Guarini

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira
Glauco Nery Taranto

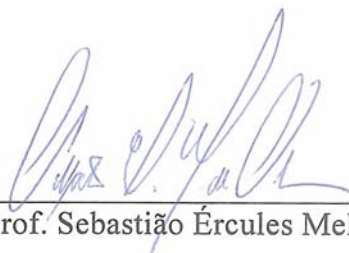
Rio de Janeiro
Março de 2009

ANÁLISE DE SEGURANÇA DE ESQUEMAS DE PROTEÇÃO PARA
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

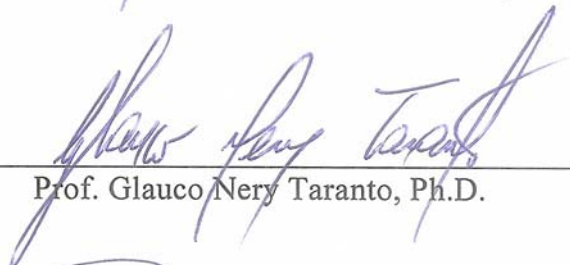
Marcelo de Castro Guarini

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:



Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Prof. Paulo Gomes, D.Sc.



Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2009

Guarini, Marcelo de Castro

Análise de Segurança de Esquemas de Proteção para
Sistemas Elétricos de Potência / Marcelo de Castro
Guarini – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XII, 122 p. 29,7 cm ,

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa
de Engenharia Elétrica, 2009.

Referências Bibliográficas: p. 109 e 110.

1. Sistemas Especiais de Proteção 2. Esquemas
Especiais 3. Análise de Segurança 4. Análise de
Desempenho I. Oliveira, Sebastião Ércules Melo de, et
al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

DEDICATÓRIA

*OFEREÇO ESTE TRABALHO
AOS MEUS PAIS ANTONIO E ROSEMARY
A MINHA IRMÃ PRISCILLA
E A MINHA NAMORADA MARTHA*

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador da dissertação professor Sebastião por todo acompanhamento e ajuda nas horas críticas, sem medir esforços para que o trabalho pudesse ser concluído no prazo. Agradeço ao professor Glauco por ter aceitado a missão de acompanhar a orientação esta dissertação na última hora por fatos alheios a sua vontade.

Agradeço meu amigo, o Dr. Paulo Gomes pela idealização deste trabalho, assim como por toda colaboração, empenho e apoio irrestrito oferecidos durante o período de realização do trabalho de pesquisa.

Agradeço aos meus pais por toda orientação, suporte e incentivo compartilhados nas longas jornadas desta vida.

Agradeço a minha irmã e a minha namorada por todo apoio e compreensão em todos os momentos.

E a todos os amigos e colegas de trabalho, principalmente ao engenheiro David Nascimento, que contribuíram com suas ponderações técnicas para o enriquecimento e realização desta dissertação.

A todos, meu muito obrigado!

Resumo da Dissertação apresentada a COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DE SEGURANÇA DE ESQUEMAS DE PROTEÇÃO PARA SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Marcelo de Castro Guarini

Março/2009

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira
Glauco Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

O trabalho analisa o funcionamento de sistemas especiais de proteção, partindo da avaliação dos efeitos elétricos a serem mitigados e das ações de controle que devem ser utilizadas para esse fim. Desta forma, são descritas as características de um sistema de proteção cuja concepção envolve algumas atividades, dentre as quais a avaliação dos efeitos de sua atuação, dos custos relativos advindos de sua utilização e de sua confiabilidade. Além disso, foram realizadas simulações que revelam as dificuldades a serem encontradas para a implementação deste tipo de proteção e, ainda, apresentadas as demais lógicas associadas a este esquema.

A partir da utilização de um conjunto de dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), na forma de um histórico da atuação global dos esquemas e dos tipos de falhas, foram definidos e calculados indicadores de desempenho dos diversos esquemas de proteção. A comparação destes indicadores permitiu identificar e priorizar melhorias para os esquemas de maior importância, ou seja, aqueles com elevado índice de falhas ou operação incorreta.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

SECURITY ANALYSIS OF SPECIAL PROTECTION SCHEMES FOR
ELECTRIC POWER SYSTEMS

Marcelo de Castro Guarini

March/2009

Advisors: Sebastião Ércules Melo de Oliveira
Glauco Taranto

Department: Electrical Engineering

This work analyses the operation of special protection schemes, starting from the evaluation of the electrical effects to be minimized and the proper control actions to be taken. In this way are described the characteristics of a protection system whose design involves several activities, among which the evaluation of the effects of its operation, related costs arising from its use and reliability. In addition, simulations were performed to show the difficulties found in the implementation of such kind of protection and present the logics associated with this scheme.

Using a data set provided by the Brazilian Independent System Operator, arranged as an overall operation disturbance historical file of the schemes and the types of faults, performance indexes of the several protection schemes have been defined and calculated. The comparison of these indexes helps to identify and choose improvements for the most important schemes, especially those with high failure or incorrect operation.

ÍNDICE

1	Introdução	1
1.1	Histórico	6
1.2	Objetivo	11
1.3	Estrutura do texto	11
1.4	Objetivos da implementação dos SEPs no sistema	12
2	Conceitos e aplicações	14
2.1	Instabilidade Angular	15
2.1.1	Transitória	15
2.1.2	Pequenas perturbações	16
2.2	Instabilidade de frequência	17
2.3	Instabilidade de tensão	19
2.4	Desligamentos em cascata	20
3	Classificação e ações de controle	23
3.1	Classificação	23
3.1.1	Variáveis de entrada	24
3.1.2	Impacto sobre o sistema	25
3.1.3	Tempo e atuação	26
3.2	Ações de controle	28
3.2.1	Corte de Geração	29
3.2.2	Controle rápido em turbinas a vapor	30
3.2.3	Partida rápida de unidades geradoras	30
3.2.4	Mudança das referências do CAG	31
3.2.5	Corte de carga	32
3.2.5.1	Por subfrequência	32
3.2.5.2	Por subtensão	36
3.2.5.3	Remotamente	37
3.2.6	Variação da potência em Elo CC	38
3.2.7	Chaveamento de elementos “shunt”	39
3.2.8	Resistores dinâmicos de frenagem	40
3.2.9	Mudanças na topologia da rede	41
3.2.10	Bloqueio de LTC e mudança nas referências	44
3.2.11	Ajuste rápido de tensão em compensadores síncronos	45
4	Critérios e definições para implementação de um SEP	47

4.1	Conceituação	47
4.2	Critérios e definições	48
4.3	Avaliações	49
4.4	Exemplos de implementação de um SEP	50
4.4.1	Esquema de controle e segurança da área Goiás – Brasília	51
4.4.1.1	Finalidade	52
4.4.1.2	Descrição	52
4.4.1.3	Lógicas associadas a SE Brasília Sul	54
4.4.1.4	Lógica associada a SE Bandeirantes	77
4.4.1.5	Lógica associada a SE Itumbiara	81
4.4.1.6	Procedimentos operativos	85
5	Análise de desempenho dos SEPs	86
5.1	Gravidades das perturbações	86
5.2	Impacto da atuação dos SEPs no sistema	88
5.3	Índices de Desempenho	88
5.3.1	Exemplo de avaliação de um SEP	90
5.4	Aplicação da análise no PMIS	91
5.4.1	Classificação das revitalizações	92
5.4.1.1	Proteções de caráter sistêmico – PCS	93
5.4.1.2	Sistemas especiais de proteção – SEP	93
5.4.1.3	Sistemas de proteção e controle de componentes – SPC	94
5.4.1.4	Recomposição do sistema – REC	94
5.4.1.5	Substituição e/ou instalação de equipamentos – SEQ	95
5.4.1.6	Otimização de controladores sistêmicos– OCS	96
5.4.1.7	Sistemas de registro de perturbações – SRP	96
5.4.1.8	Sistemas de observabilidade e controlabilidade – SOC	97
5.4.1.9	Outras revitalizações – OTR	98
5.4.2	Análise direcionada do PMIS	98
5.5	Análise da operação dos SEPs entre 2002 - 2006	99
5.5.1	Análise do ano de 2002	99
5.5.2	Análise do ano de 2003	100
5.5.3	Análise do ano de 2004	101
5.5.4	Análise do ano de 2005	102
5.5.5	Análise do ano de 2006	103
6	Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	106
7	Bibliografia	109

LISTA DE FIGURAS, QUADROS, GRÁFICOS E TABELAS

QUADROS E FIGURAS

Figura 3.1.3-1 – Horizonte temporal de atuação dos SEP	27
Figura 3.2.5.1-1 – Diagrama de blocos de um relé de sub/sobrefrequência	33
Figura 3.2.5.1-2 – Diagrama esquemático do relé de taxa de variação de frequência (df/dt)	34
Figura 3.2.8-1 – Diagrama de um detector de nível de potência de aceleração	40
Figura 3.2.9-1 – Critérios para atuação da PPS	43
Figura 3.2.9-2 – Lógica de detecção da atuação da PPS	44
Figura 4.1-1 – Arquitetura de um SEP	48
Figura 4.4.1-1 – Diagrama unifilar da Área Goiás – Brasília	51
Figura 4.4.1.3-1 – Representação dos CLP associados à lógica da SE Brasília Sul	54
Figura 4.4.1.3-2 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília	55
Figura 4.4.1.3-2 – Tensão na rede de 138 e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul	56
Figura 4.4.1.3-3 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte	56
Figura 4.4.1.3-5 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília	58
Figura 4.4.1.3-6 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul	59
Figura 4.4.1.3-7 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte	60
Figura 4.4.1.3-8 – Lógica de detecção de perda dupla na SE Brasília Sul	61
Figura 4.4.1.3-9 – Diagrama unifilar da SE Brasília Geral 345 kV	62
Figura 4.4.1.3-10 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília	63
Figura 4.4.1.3-11 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul	64
Figura 4.4.1.3-12 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte	64
Figura 4.4.1.3-13 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília	66
Figura 4.4.1.3-14 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul	66
Figura 4.4.1.3-15 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte	67
Figura 4.4.1.3-16 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília	68
Figura 4.4.1.3-17 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul	69
Figura 4.4.1.3-18 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte	69
Figura 4.4.1.3-19 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília	71
Figura 4.4.1.3-20 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul	71
Figura 4.4.1.3-21 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte	72
Figura 4.4.1.3-22 – Lógica de detecção de perda de barra de 345 kV na SE Brasília Sul	73
Figura 4.4.1.3-23 – Lógica de supervisão de tensão	76
Figura 4.4.1.4-1 – Diagrama unifilar da SE Bandeirantes 345 kV	77
Figura 4.4.1.4-2 – Representação dos CLP associados à lógica da SE Bandeirantes	78
Figura 4.4.1.4-3 – Lógica de perda dupla associada a SE Bandeirantes	80
Figura 4.4.1.5-1 – Diagrama unifilar da SE Itumbiara 345 kV	81
Figura 4.4.1.5-2 – Representação dos CLP associados à lógica da SE Itumbiara	82
Figura 4.4.1.5-3 – Lógica de perda de barra associada a SE Itumbiara	84

TABELAS E GRÁFICOS

Tabela 2-1 – Classificação dos problemas encontrados nos sistemas de transmissão	15
Tabela 2.4-1 – Efetividade das ações de controle sobre os fenômenos mencionados	22
Tabela 4.4.1.3-1 – Caracterização dos patamares de carga	58
Tabela 4.4.1.3-1 – Tabelas de corte de carga associados a perda da Barra A	74
Tabela 4.4.1.3-2 – Tabelas de corte de carga associados a perda da Barra B	75
Tabela 4.4.1.4-1 – Tabela de corte de carga	79
Tabela 5.1-1 – Tabela de avaliação do grau de severidade em função do tempo de interrupção	87
Tabela 5.1-2 – Tabela de avaliação da gravidade de algumas perturbações ocorridas no SIN	87
Tabela 5.3-1 – Índices de avaliação de desempenho dos SEPs	89
Tabela 5.3-2 – Descrição da avaliação da operação dos SEPs	90
Tabela 5.5-1 – Dados de atuação de equipamentos ligados a operação dos SEPs	99
Tabela 5.5-2 – Evolução dos índices de desempenho do período 2002-2006	104
Tabela 6-1 – Benefícios associados a atuação correta dos SEPs	108

PRINCIPAIS SIGLAS, SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

ANEEL	= Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	= Alta Tensão
ATR	= Autotransformador
AVR	= Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Tensão)
CA	= Corrente Alternada
CAG	= Controle Automático de Geração
CC	= Corrente Contínua
CEB	= Companhia Energética de Brasília
CELG	= Companhia Energética de Goiás
CEPEL	= Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CLP	= Controlador Lógico Programável
HVDC	= High Voltage Direct Current (Corrente Contínua em Alta Tensão)
EAT	= Extra Alta Tensão
ECE	= Esquema de Controle de Emergência
ECS	= Esquemas de Controle e Segurança
EPE	= Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	= Esquema de Rejeição Automática de Carga
IEEE	= Institute of Electrical and Electronics Engineers
LT	= Linha de Transmissão
LTC	= Load Tap Changer (Comutador Automático de Tapa)
MME	= Ministério de Minas e Energia
ONS	= Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	= Pequenas Centrais Hidroelétricas
PMIS	= Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistêmico
PPS	= Proteção para Perda de Sincronismo
SE	= Subestação
SEP	= Sistemas Especiais de Proteção
SIN	= Sistema Interligado Nacional
TC	= Transformador de Corrente
TP	= Transformador de Potencial
UHE	= Usina Hidroelétrica
UTE	= Usina Termoelétrica

INTRODUÇÃO

1 Introdução

A crescente competição no setor elétrico tem sido o objetivo das recentes reestruturações em vários países. A criação do mercado de energia elétrica coloca consumidores e produtores frente a frente para negociar preço e quantidade. Entretanto, os segmentos monopolistas da transmissão e distribuição ainda carecem de uma operação centralizada, devido às suas características físicas.

O novo paradigma para operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) está ligado às pressões da sociedade por tarifas mais acessíveis, que leva a operação do sistema mais próximo de seus limites. Além disso, a diversificação da matriz energética (usinas térmicas, eólicas, biomassa), equipamentos com menores margens de operação, mudanças climáticas e pressões de movimentos sociais com atos de vandalismo, aumentam ainda mais os riscos de ocorrência de eventos não previstos pelo planejamento.

Para agravar ainda mais a situação, as restrições ambientais estão levando a construção de usinas com reservatórios cada vez menores, a redução da faixa de servidão de linhas de transmissão (que leva a dificuldades cada vez maiores para a realização de manutenções) e ao atraso de diversas obras previstas no âmbito do planejamento de médio e longo prazo que não podem ser executadas pelo atraso na obtenção de licença ambiental.

Com o redesenho do setor, onde há uma demanda por maior flexibilização na operação do sistema interligado, a ocorrência de eventos como os blecautes, tende a aumentar. O estudo de suas causas e a definição de ações para mitigar os seus efeitos no sistema são preocupações inerentes do governo, do operador do sistema (ONS) e do órgão regulador (ANEEL). O estabelecimento de auditorias, punições (multas) e perda de concessão das empresas de transmissão são algumas medidas que o órgão regulador pode lançar mão, mas que sempre trazem traumas para ambas as partes, dificultando a melhoria do desempenho do sistema.

Nesse contexto, o operador buscou aumentar a capacidade do SIN em suportar contingências extremas, usualmente provocadas por defeitos múltiplos, por defeitos singelos com desligamentos múltiplos ou por sucessivos desligamentos de

INTRODUÇÃO

elementos de transmissão. Por conseguinte, foram definidas medidas automáticas simples, confiáveis e seguras que levam em conta todas as possíveis contingências extremas pré-selecionadas. Estas medidas automáticas devem ser executadas prioritariamente por ações de controle clássico e, se inevitável, por ações de proteção.

A proteção dos sistemas elétricos de potência é assunto de extrema importância e tem atraído a atenção das concessionárias e instituições de ensino e pesquisa desde o início da operação do primeiro sistema. Para que a operação de um sistema elétrico se realize de forma apropriada, esquemas de proteção eficientes e confiáveis devem ser especificados. Enquanto considera-se que os componentes do sistema de potência tais como, geradores e motores síncronos, transformadores, circuitos de transmissão, barramentos, capacitores, reatores e outros, são projetados para operação sob condições normais de tensão, corrente, fluxos de potência, frequência, etc., se, por alguma razão, qualquer destas grandezas torna-se relativamente elevada ou reduzida em qualquer parte do sistema, ocorre, no sistema elétrico, o que denomina-se falta.

Os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) devem ser especificados para que o elemento ou elementos envolvidos em tal falta, sejam desligados tão logo quanto possível, para evitar danos a estes elementos ou mesmo que os efeitos da falta se manifestem sob áreas maiores do sistema elétrico. É importante considerar que é incorreto avaliar a qualidade de um sistema de proteção e os benefícios associados à sua utilização simplesmente pelo seu custo. Na verdade, deve-se avaliar a evidente redução de gastos advindos de sua própria utilização, já que os custos de novos elementos nos sistemas de geração, transmissão e distribuição seriam muito mais elevados para fazer frente a todos os possíveis modos de falta na hipótese de ausência dos sistemas de proteção.

Uma vez que não é econômico projetar um sistema elétrico para fazer frente a todos os possíveis modos de falha, uma alternativa apropriada é a utilização de um sistema de proteção que possa, de forma rápida e confiável, detectar condições anormais de operação e tomar a ação reparadora necessária. Portanto, se uma anormalidade ocorre em qualquer componente do sistema de potência, o elemento sob falta é isolado da rede de forma seletiva, o que resulta, normalmente, no

INTRODUÇÃO

restabelecimento do fluxo normal de potência aos elementos restantes do sistema elétrico e no retorno às condições normais de operação de forma extremamente rápida.

A proteção de qualquer sistema elétrico é feita com o objetivo de aumentar a confiabilidade no suprimento de energia elétrica às cargas e diminuir ou evitar risco de danos materiais e até situações de risco de vida, sempre que ocorrerem situações anormais durante a operação do mesmo. Por isto, este assunto sempre motivou estudos e pesquisas tanto no contexto acadêmico quanto no dia-a-dia da indústria e dos agentes do setor elétrico.

Para que um sistema elétrico seja provido de proteção adequada, este deve apresentar características importantes, tais como confiabilidade, seletividade e velocidade de atuação. Por confiabilidade entende-se que a proteção deve permitir que o sistema elétrico funcione com segurança e corretamente, sob todas as circunstâncias. Por seletividade entende-se que o SEP deve apresentar as propriedades de reconhecimento e seleção das condições em que pode operar, a fim de evitar operações desnecessárias. O sistema de proteção deve também apresentar velocidade adequada para que o desligamento do trecho ou equipamento defeituoso seja efetuado no menor tempo possível. Assim, para que a proteção do sistema elétrico se realize de forma apropriada, esquemas de proteção eficientes, robustos e rápidos devem ser especificados.

As partes lógicas dos sistemas de proteção conectados ao sistema elétrico são os relés e os controladores lógicos programáveis (CLPs). Estes dispositivos eletromecânicos, analógicos ou digitais que, normalmente após a transdução dos sinais pertinentes, são responsáveis pela detecção de condições intoleráveis ou indesejáveis ao sistema elétrico. De posse desta informação, sua função é tomar a decisão de abertura ou não dos disjuntores a ele associados, a fim de iniciar o processo para o isolamento do elemento sob falta ou condições intoleráveis de operação no sistema elétrico, mantendo com isso a continuidade do fornecimento de energia elétrica e limitando os danos aos equipamentos.

Assim, estes equipamentos devem ser capazes de estabelecer uma lógica entre os parâmetros de entrada do sistema elétrico e entre os sinais de tensão e

INTRODUÇÃO

corrente provenientes dos transdutores, e tomar a decisão correta de abertura do elemento sob falta. Dentre estes aspectos, o sistema de proteção envia um sinal de “trip” para os disjuntores, a fim de isolar a menor porção possível do sistema sob falta. Com isto, o sistema de proteção oferece um meio econômico para a manutenção da continuidade do sistema elétrico. Desta forma, os benefícios associados à sua utilização são avaliados pelo seu desempenho de atuação e pela economia proveniente de interrupções e danos extensos mitigados, permitindo que o sistema retorne às condições normais de operação de forma extremamente rápida.

Com o crescimento da demanda por energia elétrica, o nível de solicitação das linhas de transmissão tem aumentado, o que tem resultado na ampliação constante das dimensões do Sistema Interligado Nacional. Nesta expansão, este sistema de potência vem assumindo configurações extremamente complexas em determinadas regiões, com diversas interligações para aumento da confiabilidade de atendimento aos consumidores e envolvendo, desta forma, áreas geográficas muito amplas.

Neste contexto, a opção por interligações do sistema elétrico de potência a partir de linhas de circuito duplo ou de capacidade cada vez mais elevada tem sido preferida quando esta opção é viável. A opção por linhas de transmissão de circuito duplo se deve não só ao constante crescimento de carga, mas também às restrições para se obter novas faixas de servidão para passagem das linhas de transmissão. A obtenção de faixas de servidão envolve custos elevados, como a compra de terras e manutenção desta roçada ou com poda seletiva em caso de área de preservação permanente. Optando-se por linhas de transmissão com circuito duplo há uma redução destes gastos, visto que, onde antes seria necessária a construção de duas torres lado a lado para passagem de um único circuito em cada uma destas, agora com apenas uma torre se torna possível à transmissão de dois circuitos, independentes funcionalmente entre si, e que ocupam uma faixa de servidão de menor largura.

Contudo, a proteção de linhas de transmissão em circuito duplo, próximos ou que dividem a mesma faixa de servidão representa um desafio especial, uma vez que a queda de uma torre ou um defeito em uma das linhas com atuação incorreta da proteção, condição não rara em situações práticas, pode levar o sistema a uma

INTRODUÇÃO

operação não prevista pelo critério (N-1). Utilizam-se também os SEPs para atender o critério (N-1) em casos de atraso de obras.

O critério de planejamento (N-1) define que o sistema deve suportar uma falta em um circuito, seguido de sua abertura, sem que haja corte de carga. Entretanto, por diversas razões, qualquer sistema está sujeito a contingências múltiplas, sendo os SEPs uma alternativa adequada e de baixo custo para salvaguardar a integridade do sistema e de equipamentos nestas condições extremas.

Neste sentido é que estão sendo desenvolvidos / implantados, em diversos países, sistemas especiais de proteção que visam manter a continuidade do atendimento aos consumidores durante a ocorrência de distúrbios locais ou de grande porte que, sem a atuação dos mesmos, levariam o sistema ao colapso. Esses esquemas são implementados devido ao esgotamento da capacidade de transmissão, para manter o balanço carga x geração, para evitar, por exemplo, ocorrências de colapso de tensão, entre outros problemas envolvendo a estabilidade do sistema.

Atualmente, com a aplicação da tecnologia numérica baseada em sistemas micro-processados (digitais), é possível ajustar as características de operação de qualquer função de proteção. Isto pode ser efetivado a partir da análise das necessidades do sistema elétrico, através de simulações de funções lógicas e soluções determinadas a partir de equações matemáticas, com o objetivo de prover melhor adaptação das curvas de operação dos relés às características do sistema elétrico. A facilidade de interface com sistemas de comunicação digital e o intercâmbio de dados digitais através de cabos de fibra ótica, livres de interferência, também tem permitido simplificações e mais eficiência na proteção das linhas de transmissão, geradores, transformadores e demais equipamentos do sistema.

Nesta dissertação, o foco é colocado na confiabilidade dos esquemas de proteção e controle, buscando-se analisar o desempenho dos SEPs existentes e definir opções aos problemas verificados em sua operação, a partir de sinais adicionais disponíveis localmente, aplicação de técnicas de proteção adaptativas, sistemas micro-processados (digitais), entre outras novas tecnologias. Lembrando que a busca por segurança em um ambiente cada vez mais competitivo e com foco

INTRODUÇÃO

cada vez mais nos custos se torna uma tarefa árdua e demanda muita criatividade dos engenheiros do setor.

1.1 Histórico

Neste item são apresentadas informações gerais disponíveis na literatura a respeito da evolução do sistema, bem como no histórico de implementação dos SEPs para atender seus novos requisitos. Serão mencionadas situações específicas, contidas em alguns trabalhos relevantes, sobre as dificuldades enfrentadas por este tipo de proteção, para se identificar todas as possíveis ocorrências que possam levar a contingências extremas para o SIN.

Nos primórdios da evolução da indústria elétrica e dos sistemas elétricos de potência, a configuração sistêmica básica era constituída por geração térmica localizada próxima aos “centros urbanos”. Entretanto, em razão do crescimento da demanda para diferentes fins, incluindo cargas industriais, residenciais, iluminação pública e alimentação a áreas agrícolas, a necessidade por maiores quantidades de potência levaram ao crescimento dos sistemas de distribuição e, ainda, à agregação da geração de usinas hidráulicas relativamente mais distantes através de sistemas de transmissão em longa distância.

A evolução da demanda e a busca por geração hidráulica em bacias distantes dos grandes centros de carga levou os sistemas de potência a assumir configurações cada vez mais complexas, com diversas interligações para aumento da confiabilidade de atendimento aos consumidores e envolvendo, desta forma, áreas geográficas muito amplas. O sistema de geração e transmissão compreende as usinas geradoras de maior porte e envolvem longas interligações entre estas e as grandes subestações em alta tensão enquanto a rede de subtransmissão representa as interligações entre a rede de alta tensão e o sistema de distribuição. A distribuição, finalmente, conecta as subestações atendidas pelas redes de subtransmissão aos consumidores, nos diferentes níveis de utilização da energia elétrica: industrial, comercial e residencial.

INTRODUÇÃO

P. Almeida e R. Prada em [1] descrevem a filosofia para a implementação de esquemas de proteção em sistemas elétricos. Além disso, neste livro são apresentados conceitos e definições de grande valia para o entendimento dos sistemas de proteção, sua estrutura e forma de atuação.

Na referência [2] são observadas formas de avaliar os blecautes ocorridos como uma forma de aprendizado para implementação de esquemas de proteção, além de uma forma de mensurar os prejuízos causados pelos eventos.

Nas referências [3] e [15] P. Gomes e outros apresentam alguns dados históricos sobre a utilização e desempenho de alguns sistemas de proteção utilizados no Sistema Interligado Nacional ao longo de seu desenvolvimento.

Nas referências [4], [13] e [16], são mostrados diversos aspectos que devem ser levados em conta para a elaboração e aplicação de sistemas especiais de proteção envolvendo extensas regiões dos sistemas elétricos de grande porte.

Em [5] e [6], Begovic e Novosel e outros expõem de forma clara e direta a utilização de esquemas de proteção e controle de emergência como forma de mitigar os efeitos de grandes distúrbios no sistema elétrico como um todo.

Nas referências [7], [8] e [11], podem ser observados todos os critérios e procedimentos adotados na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo ONS, assim como toda sua base de dados técnica.

Em [9], são apresentados os princípios de funcionamento de relés baseados em medidas de frequência que são amplamente utilizados nos esquemas de controle de frequência implementados no SIN.

Nas referências [10], [12] e [14], são relatados exemplos onde a atuação correta de SEPs evitou a propagação de grandes perturbações no SIN.

O primeiro SEP foi implantado nos anos 70 na região Sul do país e atuava de forma a realizar cortes de carga pré-definidos para recuperar o sistema na ocorrência de subfrequência. Desde então mais de duzentos SEPs foram instalados em função da ampliação e maior interligação do SIN, bem como da vasta experiência adquirida

INTRODUÇÃO

ao longo do tempo com a análise de distúrbios e condições extremas de operação. A seguir, são citados alguns dos fatos mais importantes que levaram a criação ou alteração da maioria dos SEPs em operação bem como alguns exemplos:

- 1974 – Déficit de geração da região Sul;
- 1977 – Implementação do Esquema de Ilhamento da UTE Jorge Lacerda:
 - **Objetivo:** Evitar o desligamento da UTE Jorge Lacerda, em perturbações severas, através de ilhamento da mesma com a carga local com a abertura controlada de circuitos em pontos pré-estabelecidos, por relés de subfrequência. O equilíbrio carga x geração na área ilhada também é obtido através da ação destes relés. Caso esta usina fosse desligada, seu retorno a operação levaria muito tempo;
- 1981 – Entrada em operação das seguintes instalações:
 - Primeira LT 765 kV interligando a usina de Itaipu e as regiões Sul e Sudeste;
 - Primeiro Bipolo em Corrente Contínua interligando o setor de 50 Hz da usina de Itaipu a região SE (Ibiúna - SP);
 - Primeira Usina Nuclear de Angra
- 1981 – Esquema de Corte de Carga por subfrequência na região Sudeste:
 - **Objetivo:** Evitar o desligamento da Usina Nuclear de Angra, uma vez que no início de sua operação, a variação de frequência para o qual esta usina seria retirada de operação era muito restritivo, ajustado em 59,5 Hz. Desta forma caso a frequência permanecesse abaixo desse valor por mais de 30 segundos, ocorreria a situação não desejável de desligamento da usina;
- 1984 – Primeiro grande blecaute envolvendo as regiões SE/CO:
 - **Causa:** Necessidade de flexibilização na operação devido à indisponibilidade de geração em outras regiões do sistema, levando o sistema a operar muito próximo ao seu limite. Um aumento de carga inesperado levou ao desligamento de diversos elementos por sobrecarga;
- 1985 – Segundo grande blecaute nas regiões SE/CO:

INTRODUÇÃO

- **Causa:** A ocorrência de um curto circuito fase-terra provocado por queimadas sob as duas LTs 500 kV Marimbondo – Araraquara, provocou atuação incorreta da proteção e levou a abertura dos dois circuitos interligando estas subestações. Além disso, o SEP desta subestação não atuou devido ao ajuste inadequado de um relé;
- 1985 – Esquema de Corte de Geração na UHE São Simão:
 - **Objetivo:** Evitar instabilidade do sistema quando da perda da LT 500 kV São Simão – Água Vermelha;
- 1987 – Segundo Bipolo em Corrente Contínua interligando o setor de 50 Hz da usina de Itaipu a região Sudeste (Ibiúna - SP);
- 1989 – Entrada em operação da segunda LT 765 kV interligando a usina de Itaipu e as regiões Sul e Sudeste;
- 1997 – Dois grandes blecautes devido ao colapso de tensão no Estado de São Paulo;
 - **Causa:** Houve afundamento da tensão na região da grande São Paulo, compatível com um colapso parcial de tensão, mesmo sem o registro de qualquer perturbação ou anormalidade que desse origem ao fenômeno. As ocorrências foram causadas pelo aumento de carga repentino da região causada por uma névoa que escureceu subitamente todo o estado em minutos antes do esperado pela programação, com o SIN ainda despreparado. Com isso a utilização total dos recursos disponíveis de controle de tensão no sistema interligado S/SE/CO não foi suficiente, por não haver unidades geradoras suficientes sincronizadas para atender a este crescimento repentino da carga. A atuação correta dos esquemas de corte de carga por subtensão e cortes manuais, foi possível manter em operação cerca de 85% da carga total da região;
- 1999 – Entrada em operação da interligação em 500 kV das regiões SE/CO com as regiões N/NE;
- 1999 – Grande blecaute envolvendo as regiões S/SE/CO;
 - **Causa:** Um curto-circuito monofásico na SE Bauru, levou a atuação das proteções remotas de linhas de transmissão e abertura da interligação

INTRODUÇÃO

de barras devido ao arranjo desta subestação. Doze segundos após, com o sistema já estabilizado, ocorreu a atuação de um relé de distância de 3ª zona com ajuste inadequado, que promoveu a abertura da LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos, isolando toda a geração do pontal (UHes de Jupia, Taquaruçu, Porto Primavera e Capivara) do restante do sistema. Com a perda deste montante elevado de geração somada ao desligamento dos seis circuitos que partem desta SE Bauru, iniciou-se um processo oscilatório que culminou com os desligamentos em cascata de diversos elementos. Houve interrupção de cerca de 72% da carga da região e a recomposição de todas as cargas só foi possível 4 horas e 20 minutos depois do ocorrido;

- 2000 – Entrada em operação da terceira LT 765 kV interligando a usina de Itaipu e as regiões Sul e SE;
- 2002 – Grande blecaute envolvendo as regiões SE/CO;
 - **Causa:** Rompimento de um dos quatro condutores, do circuito 2 da LT Ilha Solteira – Araraquara 440 kV, estabelecendo um curto-circuito monofásico na mesma. Esta falta, de caráter permanente, foi eliminada por atuação das proteções. Além disso, havia 1 (um) elemento fora de operação por desligamento programado e outro desligado por conveniência operativa nesta região. O sistema operava dentro do critério vigente (N-1), entretanto, houve o desligamento do circuito 1 por atuação incorreta da proteção, levando a uma condição não prevista de perda dupla (N-2), que provocou a atuação de SEPs implementados após o Blecaute de 1999 e a atuação de 3 estágios do ERAC. Foi interrompida 63% da carga total da região e o tempo de recomposição foi similar ao de 1999, pouco mais de 4 horas;
- 2003 – Entrada em operação da segunda interligação em 500 kV das regiões SE/CO com as regiões N/NE;
- 2003 – Entrada em operação da interligação em 500 kV Ibiúna – Bateias, reforçando a interligação das regiões Sul e Sudeste;

INTRODUÇÃO

- 2005 – Entrada em operação da interligação em 500 kV Assis – Londrina – Araraquara, reforçando ainda mais a interligação das regiões Sul e Sudeste;
- 2008 – Entrada em operação da terceira interligação em 500 kV das regiões SE/CO com as regiões N/NE;

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é apresentar e discutir os principais fatores que afetam o desempenho de um sistema especial de proteção (SEP), suas aplicações e a confiabilidade desse tipo de sistema de controle. Para tal análise, se faz necessário apresentar todo o histórico que levou à implementação destes sistemas, assim como seu objetivo. Em uma análise detalhada, serão discutidos os problemas que levam a sua atuação, a forma e o tipo de atuação, além das ações de controle e sua efetividade.

Para dar suporte a esta discussão, serão apresentados alguns esquemas de proteção, implementados no Sistema Interligado Nacional (SIN), e um histórico de atuações, diferenciadas pelo tipo de equipamento que compõe cada um dos esquemas analisados e em função do seu objetivo e do nível de segurança desejado.

O trabalho foi realizado a partir de dados disponíveis no histórico de operação do SIN, avaliando-se o desempenho dinâmico frente a contingências múltiplas contendo a representação da atuação do esquema e incluindo as diferentes variantes de sua operação.

1.3 Estrutura do texto

A dissertação está organizada em seis capítulos, conforme descrito a seguir:

O Capítulo 1 apresenta um breve descritivo da evolução do Sistema Interligado Nacional (SIN), do papel dos sistemas especiais de proteção (SEPs) e suas características de operação. Nesse capítulo é apresentado um pequeno resumo

INTRODUÇÃO

de alguns marcos da expansão do SIN e da importância dos esquemas de proteção para o funcionamento adequado do mesmo. Logo a seguir, apresenta-se um descritivo sobre algumas referências que contribuíram para a implementação da pesquisa que é apresentada nesta dissertação.

O Capítulo 2 ressalta a importância desses esquemas de proteção em função dos problemas a serem mitigados e/ou evitados, apresentando também uma definição de análise a partir dos tipos de esquemas, da sua importância e da abrangência de sua cobertura.

O Capítulo 3 descreve as características dos esquemas de proteção e controle aplicados aos sistemas elétricos de potência, classificando-os de acordo com as suas ações de controle.

No Capítulo 4 são descritas as características para a concepção de um sistema de proteção envolvendo o efeito de sua atuação, os custos envolvidos e sua confiabilidade. É feita toda uma análise teórica sobre as dificuldades que devem ser encontradas para a implementação deste tipo de proteção.

O Capítulo 5 apresenta como estes Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) estão sendo utilizados, do Sistema Interligado Nacional (SIN), assim como o histórico de atuação e a metodologia das análises de desempenho. Os resultados são obtidos a partir do exame dos indicadores de confiabilidade em cada critério definido anteriormente, para todos os tipos de esquemas de acordo com a disponibilidade de dados para análise.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as conclusões finais e enumera sugestões de temas para trabalhos de pesquisa futuros.

1.4 Objetivos da implementação dos SEPs no sistema

- **Situações Extremas** – Este tipo de cenário não é previsto nos estudos de planejamento, e sempre que estas situações se apresentam e representam risco ao sistema, deverão ser tomadas as medidas cabíveis para garantir uma condição de operação segura. Um exemplo clássico seria a necessidade de aumentar

INTRODUÇÃO

intercâmbio entre áreas, flexibilizando os limites operativos para atender às diretrizes de otimização energética. Desta forma, a instalação de um esquema pode ser requerida para garantir a estabilidade da rede em caso de determinados distúrbios que afetem esta interligação;

- **Postergação de novos investimentos no sistema de transmissão** – Apesar de, em geral, os estudos de planejamento apresentarem as necessidades do sistema considerando a condição (N-1), muitas vezes, condições extremas com potencial de provocar blecautes não são estudadas e só são identificadas posteriormente. Uma vez que a probabilidade de ocorrência deste cenário seja considerada muito pequena para justificar os gastos com novas instalações/equipamentos, pode ser interessante a instalação de um SEP até que haja uma sinalização mais clara da necessidade de novos investimentos;
- **Manutenções no sistema** – Existem situações em que esquemas são projetados em algumas áreas do sistema interligado nacional, inicialmente para determinadas perturbações críticas que poderão acontecer quando da necessidade de manutenção em equipamentos e ocorra a perda de outro que venha a colocar esta área ou o próprio sistema interligado sujeito a blecautes parciais;
- **Saturação da rede** – Apesar dos exaustivos estudos de planejamento visando contemplar todos os reforços necessários ao sistema com alguma antecedência, existem casos que não são observados e só são verificados quando já não há tempo hábil para o término das obras antes que a rede esteja saturada. Nesses casos, poderá haver a necessidade de se implementar esquemas visando à proteção dos equipamentos sujeitos a condições inadmissíveis de operação na ocorrência de alguma perturbação;
- **Atraso de obras** – Mesmo quando o planejamento prevê com antecedência a necessidade de reforços nos rede, pode haver atrasos na obtenção de licença ambiental, no processo de licitação da obra, na própria obra ou até na aquisição dos equipamentos, que em geral são feitos sob encomenda.

2 Conceitos e aplicações

A utilização dos sistemas especiais de proteção é freqüentemente justificada quando há possibilidade de perda de integridade do sistema elétrico de potência que pode ser observada em decorrência de um ou mais dos seguintes fenômenos:

- Instabilidade Angular
- Instabilidade de Frequência
- Instabilidade de Tensão
- Desligamentos em cascata

A estrutura do sistema e suas interligações são fatores significativos na análise desses fenômenos. As conseqüências destes fenômenos podem ser ampliadas ou atenuadas de acordo com as diversas características do sistema. A estrutura referida pode ser dividida, de maneira geral, em:

- Sistemas de transmissão densamente malhados – com geração e carga bem distribuídas;
- Sistemas de transmissão pouco malhados – com centros localizados de geração e carga.

E quanto ao tipo de interligações entre sistemas, pode-se classificá-los em:

- ♦ Troncos de transmissão principais – que interligam sistemas de modo não-sincronizado (assíncrono);
- ♦ Troncos de transmissão secundários – que fazem parte de um grande sistema de interligação.

A tabela a seguir destaca os fenômenos predominantes no sistema de acordo com a classificação feita anteriormente, de forma a tornar possível uma análise dos diferentes aspectos entre os sistemas.

Tabela 2-1 – Classificação dos problemas encontrados nos sistemas de transmissão

Tipos de Interligação	Características dos Sistemas de Transmissão	
Troncos de Transmissão	Densamente Malhados	Pouco Malhados
Principais	- Estabilidade a pequenas perturbações - Sobrecarga térmica - Variação de frequência	- Estabilidade a pequenas perturbações - Estabilidade transitória - Estabilidade de tensão
Secundários	- Sobrecarga térmica - Variação de frequência	- Estabilidade transitória - Estabilidade de tensão - Variação de frequência

2.1 Instabilidade Angular

2.1.1 Transitória

A estabilidade transitória de um sistema de potência é caracterizada pela capacidade de todos os geradores manterem o sincronismo quando o sistema é submetido a uma grave perturbação como um curto-circuito, a perda de uma importante fonte de geração ou de um grande bloco de carga. A resposta do sistema envolverá grandes excursões nos ângulos dos geradores e variações significativas nos fluxos de potência ativa e reativa, nas tensões de barra e outras variáveis do sistema. A perda de sincronismo pode afetar uma única unidade geradora, uma usina com múltiplas unidades, uma região do sistema ou várias regiões interligadas. Ela pode ocorrer rapidamente (durante a primeira oscilação – primeiro “swing”) ou depois de uma série de oscilações crescentes. O risco de perda é maior quando o sistema é pouco malhado ou quando os fluxos de potência são bastante elevados. As conseqüências são grandes perturbações (afundamento de tensão, desvios de frequência, perdas de carga, etc.) para os consumidores e/ou grandes transitórios (potência, tensão, frequência, etc.) nas unidades geradoras e nos demais elementos do sistema. Em conseqüência das oscilações há um significativo aumento do risco de desconexão instantânea de unidades geradoras e de abertura de interligações (separação de subsistemas) em razão da operação incorreta das proteções de linha.

CONCEITOS E APLICAÇÕES

Para prevenir a perda de sincronismo, são freqüentemente requeridas ações rápidas e numerosas baseadas na identificação direta da contingência. As seguintes ações de esquemas (funções dos SEPs) já provaram ser especialmente efetivas para exercer este papel:

- ✓ Rejeição/Corte de geração e controle rápido de válvulas de turbinas a vapor;
- ✓ Freio dinâmico (não presente no SIN);
- ✓ Chaveamento de reatores próximos aos geradores (não presente no SIN);
- ✓ Corte automático de carga (ERAC).

2.1.2 Pequenas perturbações

A estabilidade angular a pequenas perturbações se refere à capacidade do sistema de potência de manter sincronismo quando submetido a pequenas perturbações (perda de um pequeno bloco de geração ou carga, perda de um circuito secundário, etc.). Os sistemas de potência têm diversos modos predominantes de oscilação devido a uma variedade de interações entre seus componentes. Estas oscilações são decorrentes da troca de energia entre as massas dos conjuntos girantes dos geradores. Na presença de diversos grupos de unidades geradoras presentes nas usinas, estes sistemas apresentam múltiplos modos de oscilação eletromecânica e que, normalmente, se situam na faixa de frequência de 0,1 a 2,0 Hz. Estes modos de oscilação não-amortecidos podem ser do tipo local (na faixa de 0,7 a 2,0 Hz) ou inter-áreas (na faixa de 0,1 a 0,7 Hz).

Em muitos sistemas, o amortecimento destes modos de oscilação eletromecânica é um fator crítico para operá-los de uma maneira segura. Medidas corretivas são aplicadas através da ação dos controles de malha-fechada para resolver a maior parte dos problemas de estabilidade a pequenas perturbações. Alguns exemplos destes dispositivos são o controle de excitação dos geradores, os estabilizadores de sistemas e potência (“Power System Stabilizers” – PSS) e os compensadores estáticos de potência reativa (“Static Var Compensators” – SVC).

Os sistemas especiais de proteção são caracterizados por ações de controle descontínuas e, normalmente, estas ações não são implementadas através dos

dispositivos acima, ou seja, não estão associadas à melhoria do desempenho do sistema relativamente à questão de instabilidade a pequenas perturbações.

2.2 Instabilidade de frequência

A estabilidade de frequência é caracterizada pela capacidade de um sistema de potência de manter a frequência dentro de uma faixa aceitável durante condições de operação normais ou após perturbações severas como desligamentos em cascata, perdas de grandes blocos de geração ou carga. Se, mesmo após ações de controle serem tomadas para manter a integridade da rede, ocorrer a separação de algumas de suas áreas, é importante que a frequência seja mantida sob controle em cada uma delas. Os sistemas hidro-térmicos podem operar sem restrições dentro de uma faixa de $\pm 0,5$ Hz em torno da frequência nominal (em sistemas de 50 ou 60 Hz) e fora desta faixa durante um tempo limitado, variando de acordo com as restrições dos fabricantes de turbinas a vapor (geralmente as unidades mais restritivas em condição de subfrequência).

Um grande problema para as turbinas a vapor é a queda de frequência resultante de uma perda súbita de geração. Num grande sistema interligado, isto é particularmente danoso quando ocorre uma perda significativa da potência transferida de uma região para a outra, podendo resultar em desligamentos em cascata de unidades térmicas. Se ocorrer a saída de uma interligação ou de uma unidade geradora de grande porte, poderá ocorrer uma condição de severa subfrequência na área de déficit de geração. Quando este desvio for superior a 2,5 Hz, poderá resultar na redução da vida útil ou, pior, em dano das lâminas/palhetas das turbinas de usinas termoelétricas. Desta forma, existem proteções que irão retirar esta unidade de operação caso a subfrequência seja muito severa ou se prolongue por um período de tempo superior ao suportável pela turbina. Este fato poderá acentuar o déficit de potência da região e levar a mais desligamentos em cascata, além do fato que os equipamentos de serviços auxiliares das usinas (ventiladores, compressores, bombas de alimentação de caldeiras, etc.) podem apresentar redução de desempenho em condições de subfrequência, levando a unidade principal ao mesmo fardo.

CONCEITOS E APLICAÇÕES

Considerando agora a região que encontra-se com excesso de geração e por conseguinte apresentando sobrefrequência, devido à perda súbita do tronco de interligação entre as áreas, observar-se-á a atuação de reguladores de velocidade. Estes reguladores irão atuar regulando a abertura da válvula de admissão, de forma a tentar reduzir a frequência para valores aceitáveis, ou a unidade será desligada por instabilidade na caldeira. O problema de sobrefrequência é menos problemático que o de subfrequência, porque o desligamento da unidade, neste caso, irá contribuir para a redução da frequência. Vale ressaltar que, no caso de haver desligamento excessivo de unidades geradoras para controle da frequência, poderá resultar em uma condição indesejável de subfrequência.

Para controlar a subfrequência, SEP de corte de carga são bastante usados na maioria dos sistemas. Algumas outras medidas efetivas para a eliminação do desvio de frequência, positivo ou negativo, no controle de frequência são:

- ✓ Corte de carga por subfrequência – deve acontecer antes que as unidades térmicas sejam desligadas e com o objetivo de manter a frequência acima de valores pré-ajustados e desligamentos descontrolados por subfrequência;
- ✓ Desligamento automático de linhas de interligação através de relés de subfrequência e sobretensão;
- ✓ Partida de unidade hidrelétrica, feita normalmente para queda de frequência superior a 0,5 Hz;
- ✓ Conversão do modo de operação de unidades geradoras hidráulicas de compensador síncrono para gerador síncrono;
- ✓ Ilhamento de unidades térmicas com cargas locais;
- ✓ Desligamentos de unidades hidrelétricas para aumento de frequência superior a 1,5 Hz para evitar o desligamento de unidades térmicas;
- ✓ Restabelecimento automático de carga em pequenos blocos com comando temporizado, em casos de excesso de corte de carga por subfrequência após a estabilização do sistema para acelerar o processo de recomposição.

CONCEITOS E APLICAÇÕES

Os principais fatores afetando a amplitude dos desvios de frequência podem ser resumidos em: desequilíbrio de potência (ΔP) entre geração e carga, constante de amortecimento da carga (D) da área com déficit de potência e constante de inércia equivalente (M) das unidades geradoras da área. A variação de frequência de um grande sistema interligado pode ser assim expressa:

$$\Delta f (\%) = -\Delta P (\%) \cdot (1 - e^{-t/T}) K$$

Onde: $K = 1 / D$

$$T = M / D$$

t = instante de tempo contado a partir da perturbação

2.3 Instabilidade de tensão

A estabilidade de tensão está relacionada à capacidade de um sistema em manter as tensões de todas as barras em faixas aceitáveis sob condições normais e mesmo após uma perturbação. A instabilidade de tensão resulta da incapacidade do sistema de geração e transmissão em atender a carga demandada. A capacidade máxima de atendimento do sistema é diretamente influenciada pelas distâncias elétricas entre as usinas geradoras e os centros de carga, assim como pela limitação de fornecimento de potência reativa destas unidades geradoras. A instabilidade de tensão assume a forma de queda progressiva dos níveis de tensão ao longo do sistema de transmissão, resultando na incapacidade de controle da tensão terminal por parte das unidades geradoras, o que pode levar a colapso de tensão e perda subsequente de sincronismo das unidades geradoras e desligamento de motores de indução.

Embora o caso mais simples de instabilidade de tensão possa ser obtido através de um aumento de carga acima da capacidade máxima de regime permanente de transferência de potência, a experiência demonstra que a maior parte dos incidentes de tensão tem sido causada por uma grande perturbação transitória. Essas perturbações podem se apresentar na forma de contingências simples ou múltiplas,

CONCEITOS E APLICAÇÕES

sob a forma de desligamentos nas interligações entre os centros de geração e carga ou perda de unidades geradoras em períodos de carga elevada.

Os principais fatores que influenciam a instabilidade de tensão são:

- Capacidade de transmissão de potência do sistema;
- Falta de reserva de potência reativa;
- Otimização energética com altas transferências de potência;
- Elevadas condições de carregamento em linhas de transmissão;
- Carga com baixo fator de potência;
- Características da carga (motores, cargas restabelecidas por LTCs).

As seguintes ações de controle podem ser tomadas contra a instabilidade de tensão:

- ✓ Chaveamento automático de banco de capacitores e reatores;
- ✓ Bloqueio de LTCs;
- ✓ Desligamento de interligações caso seja aceitável para região importadora;
- ✓ Modulação de potência de sistemas de transmissão em Corrente Contínua;
- ✓ Partida rápida de unidades geradoras;
- ✓ Aumento rápido das tensões de geradores caso haja reserva;
- ✓ Corte de carga como último recurso.

Um valor de corte de carga exato, no local certo e por um tempo apropriado, é a ação mais efetiva a fim de interromper o processo de instabilidade de tensão. O objetivo é restabelecer o equilíbrio de sistema no longo prazo, evitando que o sistema perca sincronismo devido ao colapso de tensão.

2.4 Desligamentos em cascata

Desligamentos em cascata de diversos elementos do sistema podem ocorrer quando uma sucessão descontrolada de abertura de circuitos é provocada por uma falta em um único local. Em algumas situações, uma perturbação extrema num sistema de transmissão pode dar início a grandes variações de fluxos de potência ativa e reativa e instabilidade em diferentes níveis de tensão, o que pode provocar a

CONCEITOS E APLICAÇÕES

atuação descontrolada dos dispositivos de proteção e controle. Sobrecargas ou problemas de sobre temperatura também podem causar desligamentos em cascata, uma vez que esses problemas são usualmente causados por elevados fluxos de potência nestes equipamentos e/ou na região afetada. Como os equipamentos desta região já estão com carregamentos elevados, a perda de um elemento pode provocar o desligamento de outros, devido a sobrecargas inadmissíveis, levando a perda de integridade do sistema, corte de carga ou instabilidade de todo o sistema caso o problema não seja sanado rapidamente.

Para prevenir desligamentos em cascata de linhas de transmissão é importante assegurar a existência de margens de coordenação adequadas entre as características operacionais de todos os esquemas gradativos de proteção (relés de proteção “não-unitários”). Entendem-se como proteções unitárias as específicas e inerentemente seletivas dos componentes do sistema, como, por exemplo, as proteções diferenciais de geradores, transformadores e barras e, também, os esquemas de proteção de alta velocidade associados a tele-proteção (usando comunicação).

A confiabilidade e a seletividade dos relés e dos esquemas de proteção, incluindo, onde apropriado, os seus sistemas de comunicação correspondentes, são de extrema importância para a redução do risco de desligamentos em cascata. Porém, só a melhoria do desempenho dos equipamentos de proteção convencionais pode não ser suficiente para eliminar os fenômenos que conduzem ao desligamento em cascata de circuitos. Desta forma o uso de SEP pode, também, ser necessário.

Os seguintes tipos de SEP são usados pelas empresas de energia elétrica:

- ✓ Corte automático de carga ou geração em função do estado (aberto ou fechado) de importantes disjuntores de importantes circuitos de interligação;
- ✓ Partida de turbinas a gás;
- ✓ Bloqueio de relés de distância durante oscilações de potência.

A tabela 2.4-1 a seguir apresenta um quadro resumido dos diferentes tipos de SEP usados para controlar e/ou limitar as conseqüências das instabilidades angular, de frequência, de tensão e a que resulta do desligamento em cascata de diversos elementos:

CONCEITOS E APLICAÇÕES

Tabela 2.4-1 – Efetividade das ações de controle sobre os fenômenos mencionados

	Instabilidade Angular	Instabilidade de Frequência	Instabilidade de Tensão	Desligamentos em Cascata
Rejeição de Geração	√	√	√	√
Controle rápido nas válvulas das turbinas	√			
Partida rápida de unidades geradoras		√	√	√
Ações no CAG			√	√
Corte de carga por subfrequência		√		
Corte de carga por subtensão			√	
Corte de cargas remotas	√			√
Mudança rápida na potência de HVDC		√	√	√
Chaveamento automático de shunts	√		√	
Resistor de freio	√			
Abertura controlada de interligações	√	√	√	
Bloqueio de LTCs		√	√	

3 Classificação e ações de controle

3.1 Classificação

Normalmente, os SEPs agem depois de uma perturbação como, por exemplo, uma falta em instalações de transmissão que ocasione importante perda de geração ou grande perda de carga. A resposta do sistema para tais perturbações geralmente envolve excursões de frequência, tensão e de ângulos das máquinas. Os SEPs permitem que o sistema em sua configuração pós-falta modificada desenvolva as forças estabilizantes necessárias para preservar a integridade do sistema.

De maneira geral, todos os SEPs são constituídos por três partes principais:

- Sinais de Entrada – valores de grandezas físicas como tensões e correntes, se necessário em módulo e ângulo, estado dos disjuntores e chaves, etc.;
- Sistema de Análise – sistema de tomada de decisões baseado nas informações de entrada, avaliando as opções e iniciando as ações;
- Ações de Controle – medidas a serem tomadas dependendo do cenário analisado e de sua necessidade específica como, por exemplo, corte de carga ou geração.

Geralmente, os SEPs são sistemas controladores que têm algumas ou todas as seguintes características:

- Empregam, normalmente, equipamentos digitais;
- Usam leis de controle de alimentação em avanço;
- São sistemas prontos para operar, mas que operam raramente;
- Possuem ações de controle, em sua maioria pré-determinadas;
- Podem ser ativados ou desativados, dependendo da necessidade.

Podem-se classificar os SEPs de diversas maneiras. As três classificações que serão abordadas neste capítulo são feitas de acordo com:

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

- As variáveis de entrada;
- A severidade do distúrbio;
- Tempo de operação.

3.1.1 Variáveis de entrada

Os SEPs formam uma classe especial de controles que não atuam nos parâmetros de controle dinâmicos do sistema (controle de malha-aberta ou malha-fechada). Porém, para alguns tipos de SEPs operando em estágios como, por exemplo, aqueles que agem cortando cargas por subfrequência, a resposta do sistema é levada em conta em cada estágio antes da ativação do próximo estágio do esquema. O SEP desta classe pode ser classificado em uma das seguintes categorias: *Baseado na resposta* ou *Baseado no evento*.

➤ O SEP baseado na resposta (efeito) usa as grandezas elétricas (tensão, ângulo, etc.) e inicia as ações não-contínuas (discretas) a fim de estabilizar o sistema após uma perturbação. A perturbação degrada significativamente as variáveis medidas, de forma que o objetivo deste esquema é agir de forma a corrigir a deterioração destas variáveis por uma ação que é, em geral, local. Dois exemplos deste tipo de SEP são o corte de carga por subfrequência e o corte de carga por subtensão. Este tipo de esquema só deve ser utilizado onde o sistema tem robustez suficiente para permitir que o SEP haja antes que o mesmo se torne instável (logo, é usado para “fenômenos lentos”). As variáveis usadas são selecionadas de acordo com o tipo de severidade do evento e para efetuarem ações restritas e localizadas. Este tipo de esquema pode ser considerado simples e seguro e a sua confiabilidade depende fundamentalmente da seleção correta das variáveis monitoradas e de seus comportamentos.

➤ O SEP baseado no evento (causa) é projetado para operar só após o reconhecimento de uma combinação particular de eventos, portanto baseado na detecção direta do evento (ex.: perda de diversos circuitos de uma mesma subestação). As ações são planejadas previamente e podem ser locais ou

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

remotas. Este tipo de esquema é geralmente usado em eventos cuja severidade excede muito a robustez do sistema ou quando a velocidade do fenômeno de interesse é muito alta para permitir o uso de SEP com base na resposta. As regras básicas de atuação destes esquemas são desenvolvidas através de simulações “off-line” e eles serão efetivos à medida que suas ações rápidas de controle reduzam os desequilíbrios ou até eliminem possíveis oscilações eletromecânicas não suficientemente amortecidas antes que elas ameacem a estabilidade do sistema. A confiabilidade deste tipo de SEP representa uma preocupação freqüente e deverá ser a maior possível, sendo função do nível de redundância empregado, da qualidade do projeto e dos equipamentos envolvidos. Como exemplo, temos os esquemas que atuam cortando carga ou geração remotamente quando identificado um evento pré-definido.

3.1.2 Impacto sobre o sistema

O SEP também pode ser classificado de acordo com a severidade da contingência e seu impacto sobre o sistema. Desta forma, eles podem ser avaliados a partir da sua importância relativa e de acordo com os diferentes níveis de confiabilidade, segurança e critérios de manutenção. Neste contexto, uma das possíveis subdivisões, é a seguinte:

- **TIPO I:** Reconhece ou antecipa condições anormais do sistema resultantes de contingências previstas nos critérios de planejamento e operação. As ações corretivas deste SEP, de maneira conjunta com os demais sistemas de proteção agem de forma a manter o sistema estável, atendendo os requisitos mínimos de operação. A falha ou operação indevida deste tipo de esquema pode resultar num impacto significativo fora de sua área de atuação;
- **TIPO II:** Reconhece ou antecipa condições anormais do sistema resultantes de contingências extremas ou de outras causas externas, não-previstas nos critérios de planejamento. A principal preocupação neste caso é a segurança, de forma que a falha ou operação indevida deste tipo de esquema pode

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

resultar num impacto significativo fora de sua área de atuação, inclusive, afetando todo o sistema elétrico;

- **TIPO III:** A falha ou operação indevida deste tipo de esquema não resulta em um impacto significativo fora de sua área de atuação. Entretanto, mudanças no sistema podem transformá-lo em TIPO I ou TIPO II (por exemplo, desligamentos programados ou indisponibilidade de elementos).

A maioria dos sistemas elétricos é projetada para suportar determinadas contingências, segundo critérios operacionais e de planejamento como, por exemplo, a abertura de uma linha de transmissão após um curto-circuito. A ocorrência de contingências extremas, como a perda de uma subestação, não está prevista nos critérios dado sua baixa probabilidade de ocorrência.

3.1.3 Tempo e atuação

A figura 3.1.3-1 ilustra o tempo aproximado de atuação associado a cada SEP listado na tabela 2.4-1, mostrando a relação entre a duração dos principais fenômenos e os tempos das ações mais comuns dos esquemas utilizados para limitar as conseqüências das perturbações. A escala é logarítmica e a linha contínua representa a faixa operacional típica para cada SEP, enquanto a parte tracejada indica a faixa de operação possível. As áreas indicadas no espectro do tempo não estão cobertas nessa análise, mas merecem menção especial por se tratarem de áreas importantes de estudo. O extremo inicial corresponde ao período de ocorrência dos transitórios eletromagnéticos no qual o interesse se concentra nas sobretensões e, principalmente, nas medidas automáticas para proteção dos equipamentos (sistemas de proteção contra sobrecorrentes, contra sobretensões e para separação de sistemas). No extremo final do espectro de tempo, a preocupação se concentra nas ações automáticas para manter operação adequada depois que ocorrem as mudanças topológicas nos sistemas.

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

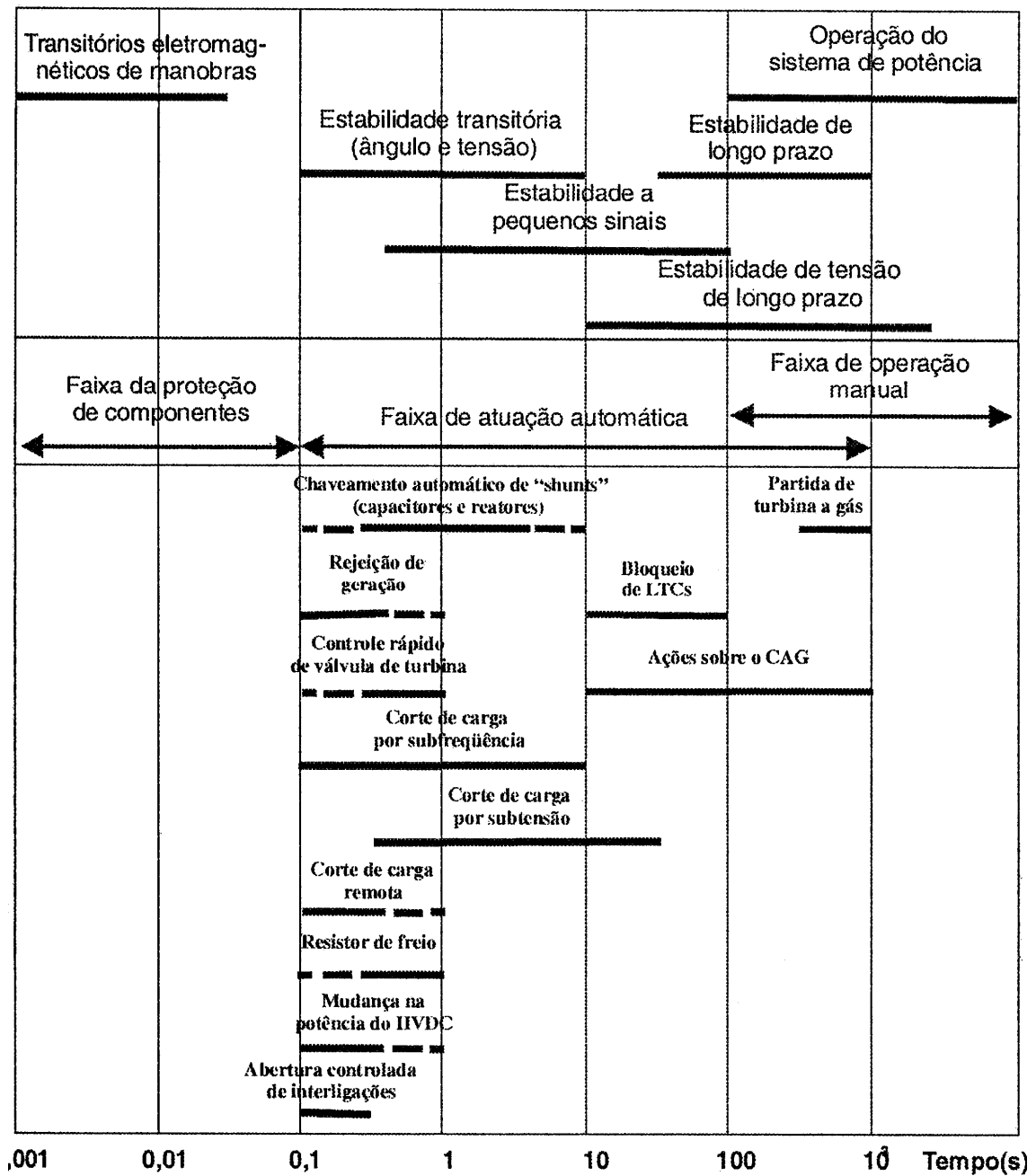


Figura 3.1.3-1 – Horizonte temporal de atuação dos SEP

3.2 Ações de controle

O crescimento do uso de SEPs na indústria da energia elétrica visa garantir os critérios de operação e planejamento relativos à proteção de sistemas contra contingências, assim como a redução dos custos e atenuação de problemas sistêmicos em função do atraso na aprovação e entrada em operação de novas obras de reforço e ampliação da rede. Apesar de melhorar a estabilidade do sistema, os SEPs trazem restrições inerentes às características do sistema e dos equipamentos, de forma que sua utilização deve levar sempre em conta os custos e riscos agregados na sua implementação. Este item descreve várias ações disponíveis dos SEPs para melhorar a estabilidade e confiabilidade do sistema, analisando problemas potenciais ou efeitos prejudiciais ao sistema de potência. Dentre uma grande variedade de SEPs em uso nos sistemas elétricos de todo mundo, a maioria está baseada em uma ou mais das seguintes ações de controle:

- Corte de Geração;
- Controle rápido de válvula da turbina / “runback” de gerador;
- Partida de turbina a gás / partida de energia armazenada por bombeamento / conversão de compensador síncrono em gerador síncrono;
- Ações no CAG, como mudanças nas referências (“setpoints”);
- Corte de carga por subfrequência (CCSF);
- Corte de carga por subtensão (CCST);
- Corte de carga remota;
- Mudança de potência no elo de corrente contínua (Elo CC);
- Chaveamento automático de reatores/capacitores shunt;
- Resistor dinâmico de frenagem;
- Abertura controlada de interligações / ilhamento de áreas;
- Bloqueio e mudança no ajuste dos LTCs;
- Aumento rápido na referência das tensões dos geradores;
- Injeção rápida de potência ativa e reativa armazenada em supercondutores.

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

A maioria das ações descritas pode ser tomada a partir de identificação local da perturbação/evento, ou a partir da detecção e reconhecimento do distúrbio em uma vasta área do sistema.

O SEP local é considerado o tipo mais seguro, uma vez que todas as medidas estão disponíveis no mesmo local onde será tomada a ação de controle, mas, por sua vez, os efeitos de suas ações são geralmente limitados e localizados. A sua alta confiabilidade está associada à maior disponibilidade de ações de controle, de modo que a falha de um SEP local num sistema distribuído não deverá afetar significativamente a operação dos demais esquemas.

Por outro lado, os SEPs distribuídos recebem informações provenientes de uma ou mais subestações localizadas em outros lugares do sistema e, normalmente, são usados para controlar os efeitos de fenômenos complexos e de maior severidade que podem causar perigo a integridade do todo o sistema elétrico. Seu nível de complexidade é elevado e são fortemente dependentes do desempenho dos sistemas de comunicação. A sua confiabilidade é a principal preocupação, uma vez que o impacto de uma atuação não-intencional é geralmente significativa.

3.2.1 Corte de Geração

O corte de geração é uma ação de controle para a qual um montante predeterminado de geração será desligado logo após a detecção de um dado fenômeno que possa levar à perda de estabilidade. O corte é feito, logo após a perturbação, através do desligamento automático de geradores de maneira a reduzir o conjugado acelerante atuando sobre as unidades remanescentes e para garantir a estabilidade transitória do sistema. Sua atuação no seguimento à abertura de circuitos em interligações ou circuitos de escoamento de grande montante de geração é a mais comum, podendo evitar outros problemas como sobrecarga ou estabilidade de tensão.

A prática de desligar geradores é usada em todos os tipos de unidades, mas especialmente em unidades hidrelétricas, por serem bem mais robustas se comparadas às térmicas. O impacto causado pelo desligamento súbito sobre as

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

unidades hidrelétricas é quase nulo enquanto que, em unidades térmicas, essa variação rápida de carregamento elétrico e mecânico pode resultar em maiores sobre velocidades, solicitações térmicas severas e redução expressiva da vida útil do eixo da máquina pela fadiga provocada.

Mesmo após a realização de diversos estudos e simulações para avaliação da eficácia desta ação de controle, existem alguns cuidados adicionais que devem ser tomados visando promover o desempenho mais confiável do SEP. Por exemplo, se após o corte de unidades geradoras em uma usina, há a possibilidade de ocorrência do fenômeno de auto-excitação sobre as unidades remanescentes, caso haja rejeição de carga. Deve-se levar em conta também a possibilidade de abertura do terminal remoto do tronco de transmissão associado ao corte de máquinas, antes da abertura do terminal local.

3.2.2 Controle rápido em turbinas a vapor

Esse controle é aplicado em unidades térmicas, fechando e reabrindo as válvulas de admissão de vapor das turbinas, com o objetivo de reduzir a potência acelerante dos geradores após a ocorrência de uma perturbação severa. Esse procedimento é uma alternativa a rejeição de geração, quando é possível realizar uma redução menor na produção das unidades geradoras. A vantagem desse controle é o fato de manter as unidades geradoras sincronizadas, permitindo, tão logo extinto o evento, a recuperação do nível de potência gerada pré-perturbação. Através da redução da potência mecânica da turbina, este controle contribui para aumento não desprezível da estabilidade transitória após a ocorrência de uma falta severa. Vale lembrar também que este controle não pode ser usado em usinas hidrelétricas devido à inércia da água.

3.2.3 Partida rápida de unidades geradoras

A necessidade de disponibilizar rapidamente energia através da partida de unidades térmicas ou unidades hidrelétricas com energia armazenada via bombeamento, pode ser crucial para manter a integridade do sistema em casos de

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

subfrequência ou colapso de tensão. A partida de unidades térmicas a gás pode levar alguns minutos e só será efetiva em fenômenos de longo prazo com a tomada de ações conjuntas, como o bloqueio de LTCs para disponibilizar tempo hábil para a entrada da unidade.

No Brasil, devido ao seu parque majoritariamente hidráulico e a existência de diversas unidades geradoras hidráulicas capazes de operar como compensadores síncronos, sua conversão de um modo para o outro pode ser feita em período de tempo da ordem de segundos. Da mesma forma, as usinas cujos geradores possuem sistema de bombeamento, ou seja, que geram nos períodos de maior carga e tem seus reservatórios reabastecidos nos períodos de menor carga por bombeamento, podem realizar esta conversão de um modo para o outro, desde que haja disponibilidade de água no reservatório para operar como gerador.

3.2.4 Mudança das referências do CAG

Os objetivos principais do Controle Automático de Geração (CAG) são regular a frequência no valor nominal especificado (no caso do Brasil, 60 Hz) e manter o intercâmbio de potência entre áreas nos valores programados. Esse controle é executado sobre um determinado grupo de usinas que terão ajustes de referência (“setpoints”) de acordo com o monitoramento de uma função que leva em consideração os desvios de frequência e desequilíbrios de carga e geração.

A ação de realocação de geração através da mudança de “setpoint”, efetuada por um sistema especial de proteção (SEP), visa evitar o desligamento de equipamentos sujeitos a violações, antes que esses sejam desligados pela atuação de sua respectiva proteção. Uma vez que a realocação de geração não reduz efetivamente a frequência, nem a inércia do sistema, pode-se assegurar uma operação mais segura mantendo-se o sistema íntegro. Entretanto, este procedimento só poderá ser realizado em situações onde o tempo de exposição do equipamento à sobrecarga ou ao fenômeno de afundamento de tensão for suficientemente lento para permiti-lo e o sistema possua uma reserva girante suficientemente grande na área onde será realizado o redespacho.

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

Uma nova proposta alternativa engloba a utilização de ações de controle diretamente sobre os reguladores de velocidade das usinas selecionadas, utilizando-se esquemas inteligentes (por exemplo, CLPs) a fim de eliminar a sobrecarga dos equipamentos de transmissão no menor período possível (ordem de 10 segundos), evitando assim a atuação de sua proteção de sobrecarga de curta duração.

3.2.5 Corte de carga

3.2.5.1 Por subfrequência

O corte de carga por subfrequência é o tipo de esquema mais comum que permite preservar equipamentos e evitar colapso do sistema na ocorrência de determinadas perturbações.

No caso da perda de unidades geradoras ou de interligações importantes, o corte de carga visa manter o balanço carga x geração através do monitoramento da frequência e da taxa de variação da frequência. Desta forma, serão definidos valores de frequência para os quais serão executados cortes de carga, geralmente divididos em blocos discretos (estágios), a fim de evitar um corte excessivo e permitir a recuperação do sistema elétrico antes que seja necessário um corte adicional de carga.

Em seu funcionamento durante as perturbações, os relés de frequência podem utilizar como parâmetro de entrada as grandezas frequência absoluta, variação de frequência ou podem ser representados por um modelo híbrido. A seguir será apresentada uma breve definição do funcionamento destes relés:

➤ **Relés de Frequência**

O esquema de funcionamento de um relé de sub/sobrefrequência é apresentado na Figura 3.2.5.1-1. O sinal de frequência (f) a ser usado pelo relé é determinado considerando-se uma janela de medida sobre, no mínimo, um ciclo da frequência da tensão e, em seguida, esse sinal passa por um filtro com constante de tempo T_a , com a finalidade de eliminar transitórios de alta frequência.

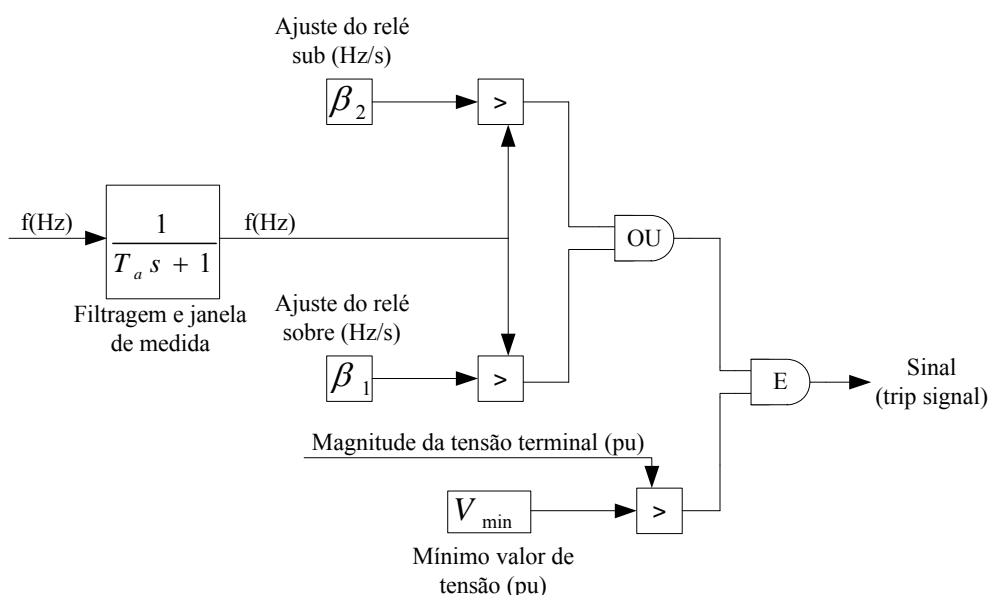


Figura 3.2.5.1-1 – Diagrama de blocos de um relé de sub/sobrefrequência

Como pode ser observado na figura acima, a frequência medida é comparada com os ajustes de sub e sobre frequência do relé, β_2 e β_1 , respectivamente, e caso o valor medido seja superior ao ajuste de sobrefrequência ou inferior ao ajuste de subfrequência, o relé envia um sinal para o disjuntor abrir e desconectar o gerador síncrono. Os relés de frequência podem também ser equipados com um elemento que bloqueia o seu funcionamento se a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor (V_{min}). Isso usualmente é adotado para evitar a operação do relé durante a partida do gerador, por exemplo. Muitas vezes, tais relés são operados de forma temporizada.

Relés de frequência empregados na proteção das interligações entre os geradores de sistema elétrico com geração distribuída e a concessionária podem ser ajustados para realizar basicamente as seguintes funções de proteção:

- Detectar ilhamento dentro do tempo requerido pelas normas da concessionária;
- Proteger os geradores distribuídos contra variações excessivas de frequência provenientes do sistema de transmissão, porém com atuação temporizada para

permitir que os mesmos auxiliem na recuperação do sistema elétrico após contingências.

A operação deste tipo de relé é fortemente dependente do desbalanço de potência ativa. Logo, ele pode não operar dentro do tempo requerido pela concessionária, caso a geração e a carga do subsistema ilhado esteja em equilíbrio. Isso é particularmente preocupante quando o mesmo é usado para detectar ilhamentos, pois se o desbalanço de potência ativa na rede ilhada for pequeno, o sistema pode permanecer isolado da concessionária por um longo período de tempo.

➤ **Relés de Taxa de Variação de Frequência**

O diagrama esquemático de um relé de taxa de variação de frequência é mostrado na Figura 3.2.5.1-2. A taxa de variação da frequência é calculada considerando-se uma janela de medida de alguns ciclos sobre a forma de onda da tensão, usualmente entre 2 e 50 ciclos. Esse sinal é então processado por filtros e o sinal resultante é usado pelo relé para decidir se o disjuntor deve ser aberto ou não. Se o valor absoluto da taxa de variação da frequência for maior que o ajuste do relé (β), um sinal é imediatamente enviado para o disjuntor do gerador comandando sua abertura.

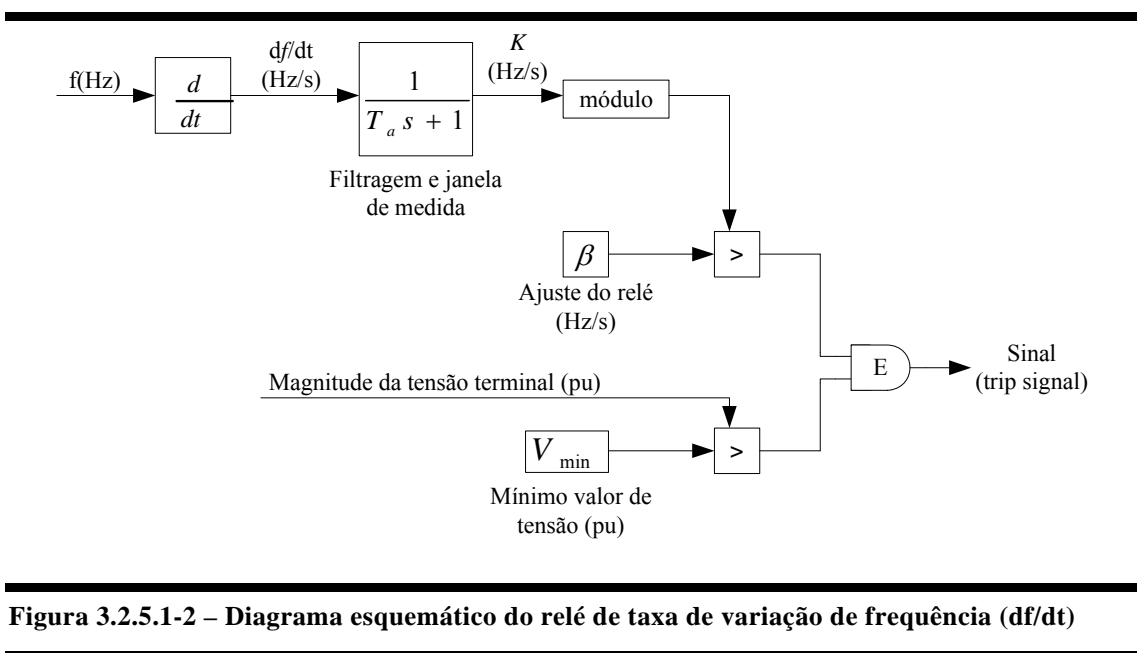


Figura 3.2.5.1-2 – Diagrama esquemático do relé de taxa de variação de frequência (df/dt)

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

Ajustes típicos desses relés instalados nos sistemas de distribuição e usados para a detecção de ilhamentos estão na faixa de 0,10 a 2,00 Hz/s. Eles ainda são equipados com um elemento que bloqueia o funcionamento do relé se a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor (V_{\min}), como pode ser observado na figura 3.2.5.1-2.

Os relés de taxa de variação de frequência são muito empregados em esquemas de detecção de ilhamento, pois podem acelerar a detecção do problema caso a frequência varie de forma relativamente lenta. No entanto, eles também estão sujeitos a falhas caso o desbalanço de potência ativa seja pequeno, assim como ocorre com os relés de frequência.

O ajuste dos relés de subfrequência geralmente visa preservar os geradores termelétricos e os serviços auxiliares das usinas geradoras como um todo, que se apresentam como os elementos mais restritivos ao regime de subfrequência.

Os principais objetivos desse esquema são:

- Proteger as instalações de geração e transmissão contra danos;
- Permitir o maior equilíbrio possível entre geração e carga, em situações de déficit de geração;
- Minimizar o risco de colapso total do sistema em caso de separação de subáreas ou de perda de geração;
- Permitir o pronto restabelecimento da carga e das interligações.

O objetivo de recuperar a frequência a um nível normal de operação ($\pm 0,5\text{Hz}$) visa à melhoria na estabilidade do sistema e minimiza a possibilidade de perda de vida útil das turbinas. Para cobrir todas as situações possíveis de contingências, esse esquema deve satisfazer algumas exigências básicas, como:

- ✓ O corte de carga deve ser adequadamente coordenado entre todas as empresas envolvidas de modo a evitar cortes de carga desequilibrados que poderiam causar sobrecargas na rede de transmissão e grandes variações de tensão;

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

- ✓ O esquema contra a operação fora da faixa nominal de frequência deve ser adotado por todas as empresas distribuidoras de energia, de forma a compartilhar o risco e promover um corte de carga equitativo entre as mesmas;
- ✓ O tempo de operação dos diferentes equipamentos usados no corte de carga deve ser uniformizado, caso contrário somente os equipamentos com resposta mais rápida operarão;
- ✓ A carga a ser desligada deverá ser dividida em pequenos montantes e o total máximo deve ser de aproximadamente 40-50% da demanda total do sistema;
- ✓ Deve-se evitar corte excessivo de carga e a permanência de capacitores “shunt” utilizados para manutenção da tensão em níveis adequados, uma vez que podem provocar sobrefrequência e sobretensões, respectivamente.

3.2.5.2 Por subtensão

Este esquema é aplicado quando o sistema está operando próximo ao seu limite de carregamento, existindo a possibilidade de esgotamento dos recursos para controle de tensão, isto é, incapacidade de fornecimento da potência reativa necessária para manter as tensões em níveis adequados. Nestas situações extremas, quando todas as outras soluções falharem, o corte de carga pode preservar a estabilidade de um sistema na iminência de apresentar colapso de tensão.

O esquema em questão é análogo ao corte de carga por subfrequência e poderá ser aplicado para proteger o sistema de contingências múltiplas, ou temporariamente para alguma contingência simples mais severa, por exemplo em um cenário de otimização energética. A atuação dos relés deve levar em conta os valores de tensão em um determinado conjunto de barramentos de carga pré-definidos, assim como o carregamento de compensadores síncronos, estáticos, capacidade de geração de potência reativa das unidades geradoras mais próximas e esgotamento das demais ações de controle, como chaveamento de elementos “shunt” e LTCs.

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

A coordenação com outros sistemas de controle é importante de forma a assegurar a seletividade do esquema e devem ser tomadas algumas precauções, garantindo a sua coordenação com os seguintes sistemas:

- ✓ Sistemas de controle e proteção dos geradores;
- ✓ Esquemas automáticos e manuais de corte de carga por subfrequência;
- ✓ Esquemas automáticos e manuais de restabelecimento de carga;
- ✓ Sistemas de controle e proteção em geral como, por exemplo, religamento automático de LTs, mudança de TAPs, limitadores de sobre-excitação, manobras de capacitores e reatores, além de outros esquemas de “chaveamento” automático;
- ✓ Qualquer outro sistema ou dispositivo de controle e proteção usado para interromper o suprimento de energia aos consumidores, ajustando-se corretamente os tempos de retardo dos relés, o ajuste de tempo dos relés de tensão mínima e o intervalo de tempo do religamento automático dos alimentadores.

Para todos os esquemas de corte de carga, deve haver a seleção cuidadosa do tipo de carga a ser interrompida. No entanto, deve-se destacar que as características e os locais das cargas cortadas são aspectos de maior importância nos problemas de regulação de tensão. Um corte de carga que provoque sobretensões pode ter seu efeito minimizado ou mesmo anulado em razão do aumento natural da carga em função da elevação da tensão.

3.2.5.3 Remotamente

O conceito de corte de carga remota é semelhante ao de rejeição de geração, sendo um esquema de retaguarda que deve atuar apenas para contingências extremas cuja severidade excede a robustez máxima do sistema de potência. Nestes tipos de contingências que colocam em risco a estabilidade de tensão transitória, dinâmica ou a de curto prazo, ações rápidas e maciças, baseadas na identificação direta da contingência, são requeridas.

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

Os componentes de um sistema de corte de carga remota podem ser classificados da seguinte forma:

- Entrada – Pela identificação direta da perturbação, exigindo-se que o centro de operação do sistema tome a decisão do local e do montante de carga a ser interrompido remotamente;
- Saída – Desligamento de alimentadores, envolvendo as cargas menos prioritárias. Podem ser utilizados os mesmos relés de corte de carga por subfrequência ou relés de dupla ação que aceitem corte de carga remota e por subfrequência.

3.2.6 Variação da potência em Elo CC

Os sistemas de transmissão em corrente contínua (CCAT) são altamente controláveis e esta característica pode ser aproveitada para auxiliar na manutenção da estabilidade do sistema de corrente alternada. Como o fluxo de potência pode ser modulado pelos conversores CC/CA, as variações da potência ativa e da potência reativa injetadas por cada conversor pode promover a estabilização do sistema após uma perturbação e afetar o controle de tensão nos terminais CA dos conversores.

O efeito benéfico da modulação de potência do elo CC no sistema CA é semelhante ao efeito de rejeição de geração ou corte de carga, podendo ser usadas para:

- ✓ Regular o fornecimento de potência reativa para o sistema;
- ✓ Dar suporte nas variações dinâmicas das tensões CA;
- ✓ Amortecer oscilações de frequência;
- ✓ Melhorar a estabilidade transitória.

Quando o elo CC é a interligação mais importante entre dois sistemas CA, a modulação rápida de potência pode ser efetiva na atenuação dos transitórios das perturbações, mas o efeito da perturbação pode se propagar para os demais sistemas ligados ao elo CC. Caso não haja benefício mútuo, os sistemas menos sujeitos a

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

perturbações podem não querer compartilhar a responsabilidade de controlar outros sistemas.

A interligação entre o sistema brasileiro e o paraguaio impede a utilização da controlabilidade do elo CC devido à diferença de porte entre os sistemas. Entretanto, durante algum tempo já foi alterada a modalidade de operação do elo CC de potência constante para corrente constante, a fim de dar um suporte maior de potência reativa ao SIN. Esta medida foi tomada logo após a ocorrência de dois blecautes em 24 e 25 de Abril de 1997, caracterizados por colapso de tensão.

3.2.7 Chaveamento de elementos “shunt”

Esse tipo de esquema é amplamente utilizado para o controle de tensão e pode ser obtido pelo chaveamento automático de reatores ou banco de capacitores instalados nos barramentos de alta tensão das subestações e nos terciários das transformações EAT/AT.

Estes equipamentos são geralmente manobrados de acordo com o nível de tensão da barra, através dos relés de controle de tensão cujas funções básicas de chaveamento são:

- Controle de Sobretensões – inserção de reatores e/ou desligamento de capacitores “shunt” para controlar as sobretensões causadas por eventos que reduzam significativamente o fluxo de potência no sistema (corte de carga/geração);
- Controle de Subtensões – desligamento de reatores “shunt” e/ou inserção de bancos de capacitores pode controlar as subtensões decorrentes de eventos que elevem o fluxo de potência na rede, afetando sua capacidade de transmissão (perda de LTs);

Os reatores “shunt” ligados aos barramentos de alta tensão melhoram a estabilidade transitória das unidades geradoras, assim como seu desligamento logo após a ocorrência de uma contingência severa.

O chaveamento de bancos de capacitores “shunt” pode proporcionar parte ou todo o suporte dinâmico necessário para salvar o sistema em casos de colapso de tensão. No entanto, o fator a mais importante na análise deste fenômeno é a característica da carga.

3.2.8 Resistores dinâmicos de frenagem

Os resistores de frenagem são dispositivos elétricos que limitam a sobre velocidade dos geradores durante distúrbios e sua aplicação é extremamente efetiva para sistemas predominantemente hidráulicos. Estes dispositivos são aplicados próximos as unidades geradoras, e podem ser chaveados em período de tempo menor que o da primeira oscilação, através da detecção de uma grandeza de aceleração da máquina.

O objetivo deste dispositivo é absorver a energia cinética causada pela perturbação, melhorando o comportamento dinâmico do gerador e reduzindo o impacto da contingência sobre o sistema. O equipamento é composto por um resistor “shunt”, equipamento de manobra e um sistema de controle similar ao “detector de nível de potência de aceleração” indicado na figura 3.2.8-1:

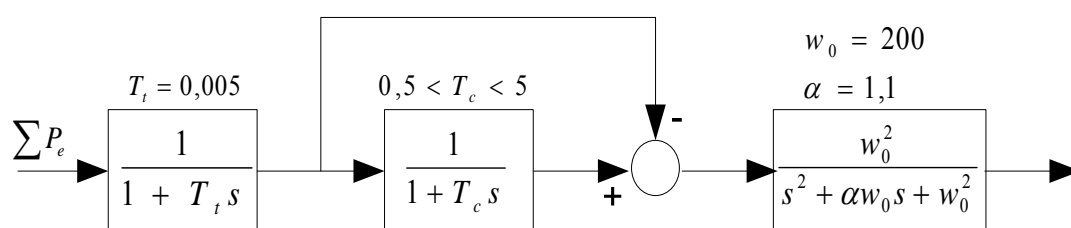


Figura 3.2.8-1 – Diagrama de um detector de nível de potência de aceleração

Como pode ser observado na figura 3.2.8-1, a grandeza $\sum P_e$ representa o total de potência produzida pelas unidades geradoras em paralelo, de forma que sua variação brusca e de curta duração fornecerá ao somador, aproximadamente, a potência acelerante das máquinas. O sinal de potência acelerante é enviado a um

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

filtro passa baixa, conforme indicado acima e, caso seja excedido o seu limite positivo, o resistor de freio será energizado.

A considerar que em condições de curto-circuito no sistema, a potência de saída das máquinas cai bruscamente como resultado da queda de tensão e, desta forma, as máquinas mais próximas ao distúrbio tendem a acelerar em relação ao resto do sistema. Essa aceleração provoca o aumento da diferença angular entre as unidades geradoras próximas e as mais distantes, o que pode levar a perda de sincronismo. O ajuste apropriado do sistema de controle se faz necessário para evitar que o dispositivo entre em operação em caso de faltas mais remotas, uma vez que aumentaria a diferença angular e pioraria a estabilidade do sistema.

No caso de máquinas térmicas, a súbita inserção de um resistor de freio pode provocar esforços torcionais excessivos nos eixos das turbinas e, neste caso, deve-se avaliar a robustez da turbina para suportar tal manobra, assim como o seu isolamento e a possibilidade de fadiga no eixo. Vale ressaltar que este tipo de ação não é utilizada no SIN.

3.2.9 Mudanças na topologia da rede

A separação do sistema em subsistemas representa a última medida que pode ser tomada a fim de evitar a instabilidade e o colapso total do sistema e só deve ser tomada quando é possível manter o equilíbrio carga x geração nos subsistemas resultantes. Outro fator que influencia é a definição dos pontos de interligação entre os subsistemas, fato que se torna cada vez mais difícil à medida que o sistema cresce e se torna mais malhado. Portanto, a separação controlada de sistemas só é usada em áreas onde existe um razoável equilíbrio entre geração e carga e onde é fácil definir as linhas de interligação do sistema externo à área a ser ilhada.

Seja através do ilhamento de pequenas regiões ou pela separação de grandes subsistemas, existem circunstâncias, para as quais o sistema não conseguirá manter a estabilidade e/ou sincronismo. Assim, a atuação deste esquema será a melhor opção para minimizar o risco de um colapso total do sistema através da separação coordenada de áreas pré-definidas. O esquema de proteção mais utilizado com essa

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

finalidade é denominado Proteção para Perda de Sincronismo (PPS), e se trata de um sofisticado sistema que deve atuar coordenado com as demais proteções individuais de atuação mais rápida.

Conforme mencionado anteriormente, a atuação da PPS é significativamente mais lenta que a proteção de distância das linhas de transmissão e, desta forma, deve atuar de maneira conjunta com as mesmas, provendo os relés de distância de unidades de bloqueio contra oscilações de potência. Por outro lado, a maioria dos relés de proteção para perda de sincronismo tem sua característica de operação mais ampla que os de distância, abrangendo uma área maior do sistema.

As atuais proteções de distância utilizam relés multifuncionais onde estão integradas diversas funções, inclusive de caráter sistêmico (por perda de sincronismo). A função de disparo por perda de sincronismo é basicamente executada por um par de unidades de proteção de distância que medem a taxa de variação da impedância simétrica ao eixo das reatâncias do diagrama polar.

A figura 3.2.9-1 ilustra o funcionamento dos relés utilizados para identificação de perda de sincronismo. Nesta figura estão diferenciados os fenômenos oscilatórios estáveis, para os quais o relé não deverá atuar e os fenômenos instáveis, ou seja, onde há perda de sincronismo e o relé deverá atuar. Observa-se desta forma, que o relé só deverá atuar se trajetória da impedância cruzar a curva característica de ajuste deste relé, definida no eixo polar, de um lado ao outro.

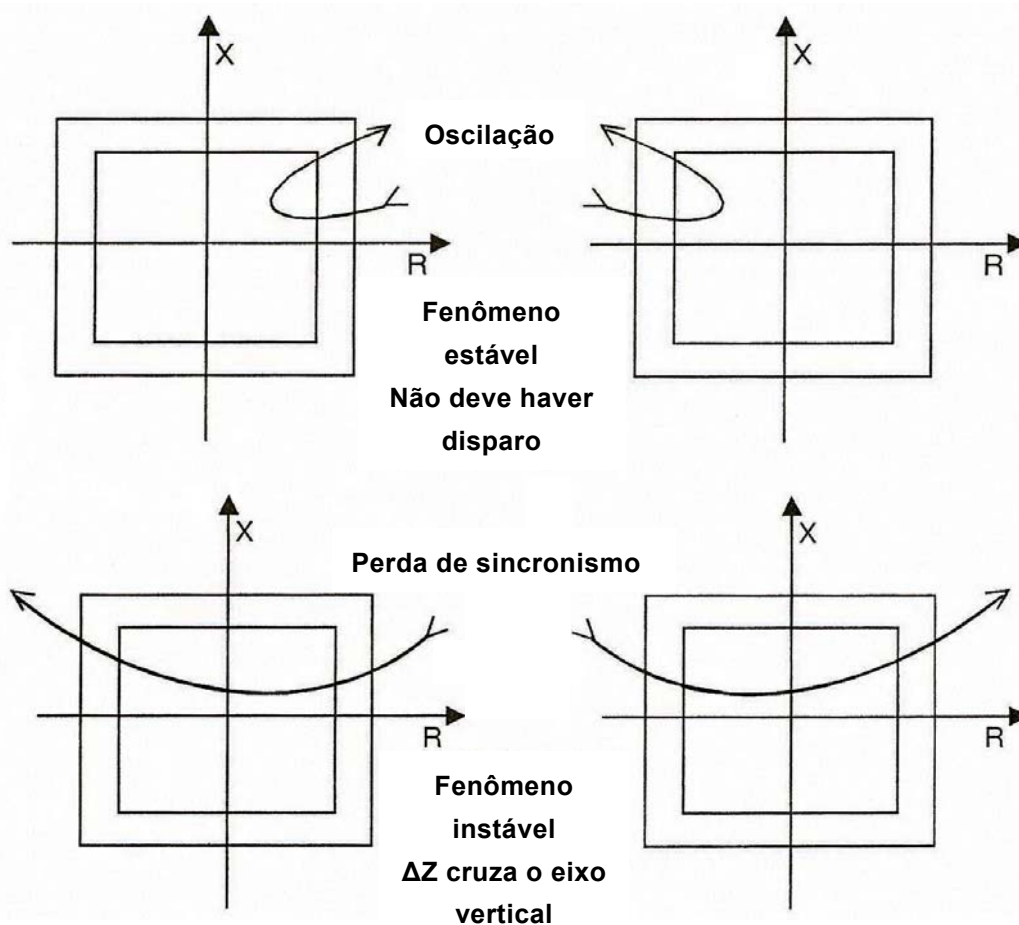


Figura 3.2.9-1 – Critérios para atuação da PPS

A PPS baseia-se na identificação de variações lentas da impedância medida e na discriminação entre oscilações estáveis e instáveis e só irá comandar as ações previstas caso a trajetória da impedância cruze a característica definida no eixo polar de um lado ao outro. A discriminação entre uma simples oscilação e uma falta que pode levar a perda de sincronismo é feita através do tempo que o vetor de impedância leva para atravessar as características externa e interna, pontos 1 e 2 da figura 3.2.9-2. Se a duração da variação de impedância (ΔZ) entre os pontos 1 e 2 for superior a um determinado tempo, pré-definido através de exaustivas simulações e estudos de transitórios eletromecânicos, fica caracterizada uma oscilação de potência.

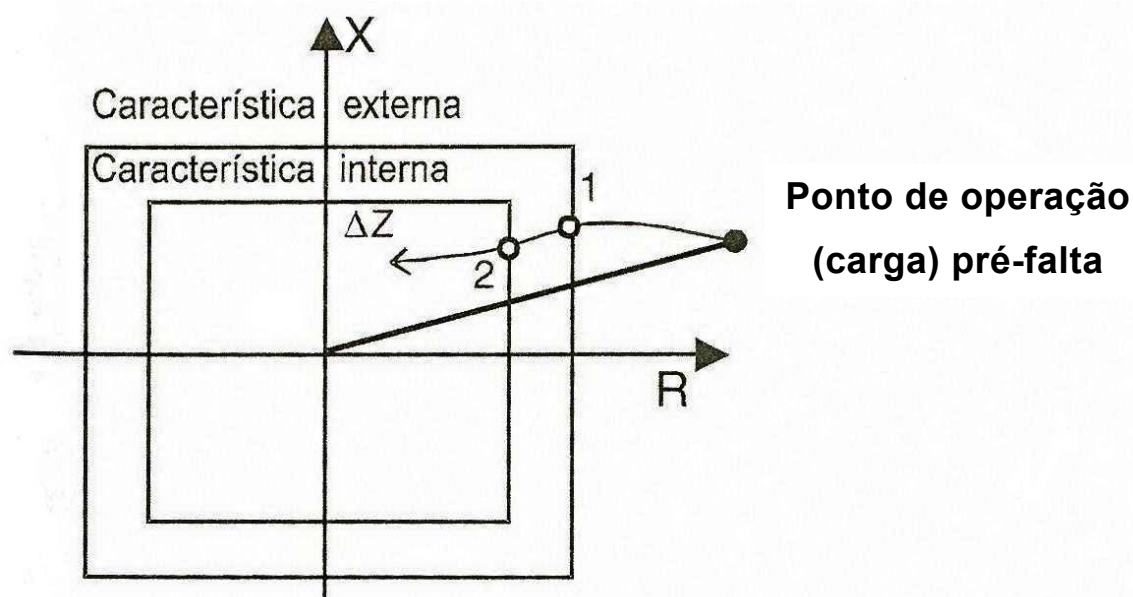


Figura 3.2.9-2 – Lógica de detecção da atuação da PPS

Este tipo de esquema é amplamente utilizado no SIN e sua principal representação pode ser feita pela PPS na interligação entre as regiões N/NE com a região S/SE/CO. Após a entrada em operação das novas interligações entre essas regiões, a PPS dessa interligação se manteve ativa com novos ajustes, porém a sua atuação se torna cada vez mais improvável, sendo possível apenas em casos extremos.

3.2.10 Bloqueio de LTC e mudança nas referências

O LTC dos transformadores de potência tem a função de manter a tensão controlada de um lado do transformador (normalmente na baixa tensão) e realizam essa tarefa variando a posição dos “tapes” (derivações) automaticamente.

Para pequenas perturbações, o LTC garante o restabelecimento da tensão em um valor aceitável da carga em poucos minutos. Entretanto, para grandes perturbações, a atuação de todos os LTCs do sistema pode levar a malha principal de transmissão a uma condição estressada, com sobrecargas devido ao alto fluxo de

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

potência reativa e subtensões. Dependendo da gravidade da perturbação, os LTCs podem levar o sistema a uma condição de instabilidade por colapso de tensão.

O bloqueio dos LTCs ou reajuste de seus “setpoints” pode ser indispensável para preservar a estabilidade do sistema em situações de elevado carregamento. O bloqueio do LTC pode ser implementado por relés de tensão que acompanhem a variação da tensão no lado de alta tensão e iniba a atuação do LTC para valores de tensões abaixo de valores pré-determinados por um tempo superior a um valor pré-definido. Da mesma forma, o desbloqueio acontecerá se a tensão for restabelecida acima do valor mínimo por um período pré-estabelecido.

O reajuste de “setpoints”, pode ser feito de forma a tirar proveito da característica das cargas e algumas estratégias interessantes são citadas a seguir:

- ✓ Em condições normais e seguras, todos os LTCs devem funcionar de forma usual. Seus ajustes serão realizados de maneira a minimizar as perdas ativas nas redes de subtransmissão;
- ✓ Em condições de emergência ou em contingências, os LTCs devem ser bloqueados, mantendo relações mínimas de transformação nos autotransformadores de EAT/AT;
- ✓ Em uma rede com elevado carregamento e grande probabilidade de ocorrência de instabilidade de tensão em contingências, deve-se minimizar as perdas de potência reativa e conseguir o maior suporte possível de reativo dos elementos “shunt”, através da mudança de “setpoints” dos LTCs.

3.2.11 Ajuste rápido de tensão em compensadores síncronos

Os compensadores síncronos são excelentes dispositivos de controle de tensão, podendo gerar ou absorver potência reativa. Uma vez que a capacidade de controle de tensão de um compensador síncrono não é afetada pela variação da tensão do sistema e seu ajuste pode ser feito por um regulador automático de tensão (controlando a tensão em sua barra terminal em um determinado valor), a produção/absorção de potência reativa pode ser elevada até o limite térmico do compensador.

CLASSIFICAÇÃO E AÇÕES DE CONTROLE

Nos casos de colapso de tensão, quanto mais próximo da carga ele estiver melhor será seu desempenho, sendo um equipamento extremamente eficiente e com ação praticamente instantânea. Em casos de perturbações, sua atuação pode ser melhorada com um aumento automático da tensão de referência de sua barra terminal. A ação deste esquema promoverá o aumento rápido da referência de tensão através de uma rampa, até atingir um determinado percentual da capacidade do compensador ou um limite de tempo. Uma vez que sua resposta será muito rápida, este sistema de controle de tensão pode ser considerado primário, diferentemente do chaveamento de elementos “shunt”, uma ação considerada secundária.

4 Critérios e definições para implementação de um SEP

4.1 Conceituação

O conceito de esquemas de proteção está associado ao aspecto de segurança global do sistema elétrico, entendendo-se por segurança uma preocupação em nível de confiabilidade do sistema frente a eventuais falhas no fornecimento de energia elétrica sobre um número considerável de consumidores. Neste âmbito, devem-se enquadrar dois tipos de sistemas especiais de proteção, os ECEs e os ECSs, respeitando suas características de atuação.

Os ECEs atuam como uma proteção sistêmica, porém seus tempos de atuação são da ordem de segundos. Estes esquemas são projetados para detectar os efeitos resultantes de algum distúrbio, como, por exemplo, sobrecargas em equipamentos, variações de frequência, tomando as medidas necessárias para evitar sua propagação.

Por outro lado, os ECSs são sistemas especiais de proteção com tempos de atuação da ordem de algumas centenas de milissegundos e envolvem o monitoramento de grupos de subestações e usinas. Sua operação, quando necessária, ocorre em sequência à proteção convencional, promovendo uma ou mais ações de controle citadas no capítulo anterior. Suas ações podem ser baseadas tanto no efeito, como os ECEs, quanto na causa, ou seja, no distúrbio propriamente dito, por isso podem atuar em tempos menores.

A seguir na figura 4.1-1, pode ser vista a representação de alguns dos componentes utilizados para a instalação de um SEP. A arquitetura deste esquema utiliza relés da SCHWEITZER, com uma plataforma computacional, conversores de protocolo e processadores de lógicas e sistema de comunicação Sistema de Posicionamento Global, popularmente conhecido por GPS que torna possível estabelecer comunicações uma precisão da ordem de micro-segundos (0,000001 segundo).

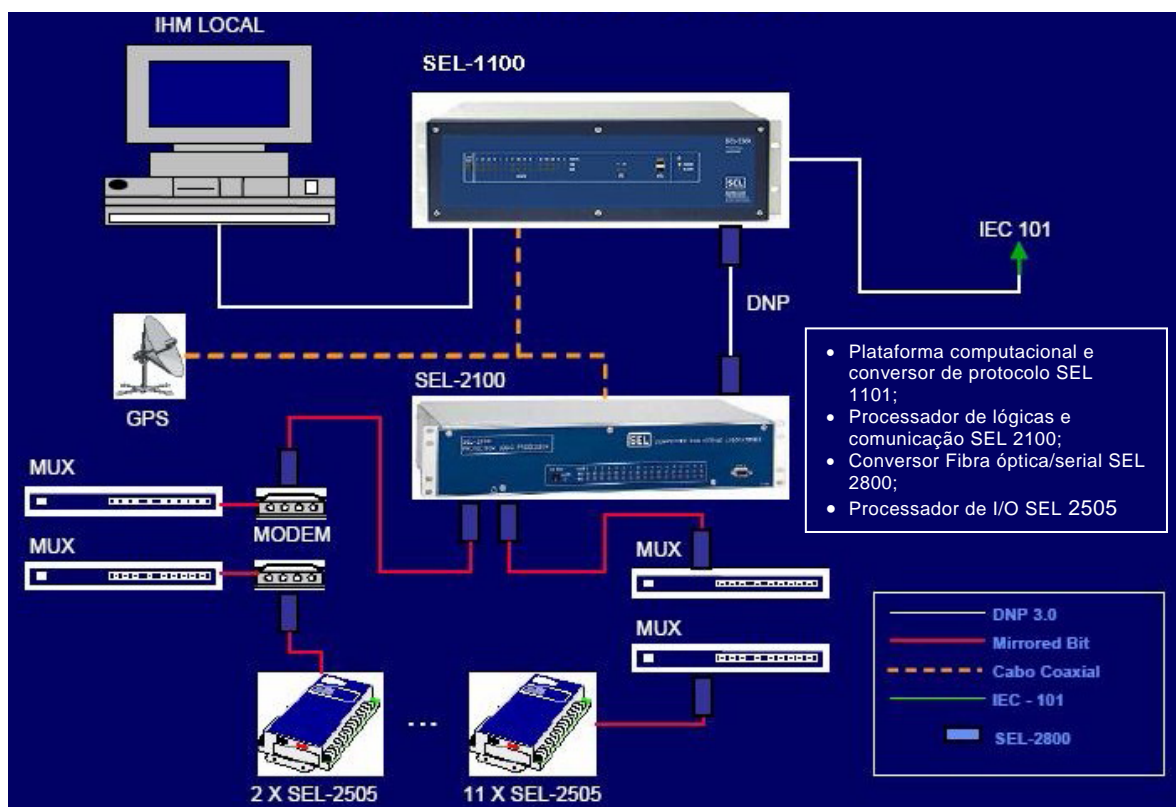


Figura 4.1-1 – Arquitetura de um SEP

4.2 Critérios e definições

Para a instalação de um esquema, faz-se necessária uma avaliação criteriosa que envolve a parte técnica, onde entram os estudos de fluxo de potência, estabilidade eletromecânica e a parte financeira, onde serão contemplados os seus custos. Desta forma, os tópicos básicos cobertos no projeto de um novo esquema podem ser resumidos da seguinte forma:

- Finalidade – Todo esquema tem um objetivo específico que deverá ser apresentado de forma a ser avaliada a melhor ação de controle;
- Tipo de Ação Requerida – A ação ou ações de controle que serão tomadas pelo SEP para eliminar ou mitigar o problema;
- Equipamentos Envolvidos – Além das ações de controle, deverão ser definidos todos os equipamentos sujeitos a atuação deste SEP;

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

- Descrição – Envolve um breve descritivo do histórico de operação dos equipamentos envolvidos e as situações mais restritivas;
- Montante de Carga/Geração Rejeitada – Este montante poderá estar associado à própria ação de controle ou ao fenômeno analisado, devendo ser avaliada a melhor ação para minimizar este montante sempre que possível;
- Custo de Implementação – Outro fator de extrema importância é o custo de instalação em relação ao risco de não atendimento ou de colapso do sistema;
- Grau de Redundância Requerida – Quanto maior a importância do equipamento pro sistema, e a severidade de sua indisponibilidade, maior deverá ser a confiabilidade deste esquema;
- Custo de uma Atuação Não Prevista – Outro fator associado à confiabilidade é o risco de uma atuação incorreta ou não atuação deste esquema, que deve ser levado em conta para avaliar os seus custos associados;
- Efetividade – Este fator está associado à capacidade do SEP de atuar corretamente frente a uma vasta gama de distúrbios, promovendo seletividade adequada às suas ações.

4.3 Avaliações

A utilização de SEP visa minimizar o efeito de grandes perturbações, de forma a atender níveis aceitáveis de interrupção em um determinado período de tempo (um ano, por exemplo). Sendo assim, alguns aspectos mais amplos devem ser vislumbrados no projeto de um novo esquema:

- ✓ Deve-se fazer um levantamento detalhado de toda região do sistema onde o SEP será implementado, ou que estará sujeita a sua atuação;
- ✓ Um planejamento criterioso se faz necessário, levando-se conta os seguintes aspectos:
 - Limites de carregamento/térmicos e de estabilidade considerados;
 - Todas as possíveis contingências críticas a serem vislumbradas;
 - Parâmetros de monitoramento e atuação dos dispositivos de proteção;

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

- Análise de todos os critérios de desempenho do sistema baseado nos estudos off-line.
- ✓ Apresentação de todos os parâmetros levados em conta no design e implementação tanto para operação quanto para recomposição do sistema;
- ✓ Utilização de sistemas de comunicação de alta confiabilidade;
- ✓ Preparação de manuais detalhados de funcionamento, assim como para facilitar a manutenção dos dispositivos;
- ✓ Planejamento detalhado de testes pré-operacionais do esquema;

4.4 Exemplos de implementação de um SEP

Os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), que englobam os Esquemas de Controle de Emergências (ECEs) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECSs), são sistemas automáticos de controle implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica com o objetivo de:

- Permitir maior utilização dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
- Aumentar a confiabilidade da operação do sistema interligado;
- Prover proteção adicional a componentes do sistema elétrico;
- Melhorar a segurança do sistema, evitando tanto a propagação de desligamentos em cascata, quanto de distúrbios de grande porte.

Os SEPs recebem informações de grandezas elétricas de transformadores para instrumentos (Transformador de Potencial - TP e Transformador de Corrente - TC), de topologia da rede elétrica e de posições de disjuntores, seccionadoras, chaves seletoras e outros dispositivos e atuam comandando:

- Abertura/fechamento de linhas de transmissão, geradores, transformadores e outros;
- Redução/elevação de potência de geradores;
- Alívio/restauração de cargas;
- Outras ações.

4.4.1 Esquema de controle e segurança da área Goiás – Brasília

Na figura 4.4.1-1 está representado o diagrama unifilar da área Goiás – Brasília destacando os principais pontos de suprimento a região que são as subestações de Serra da Mesa, Samambaia e Itumbiara.

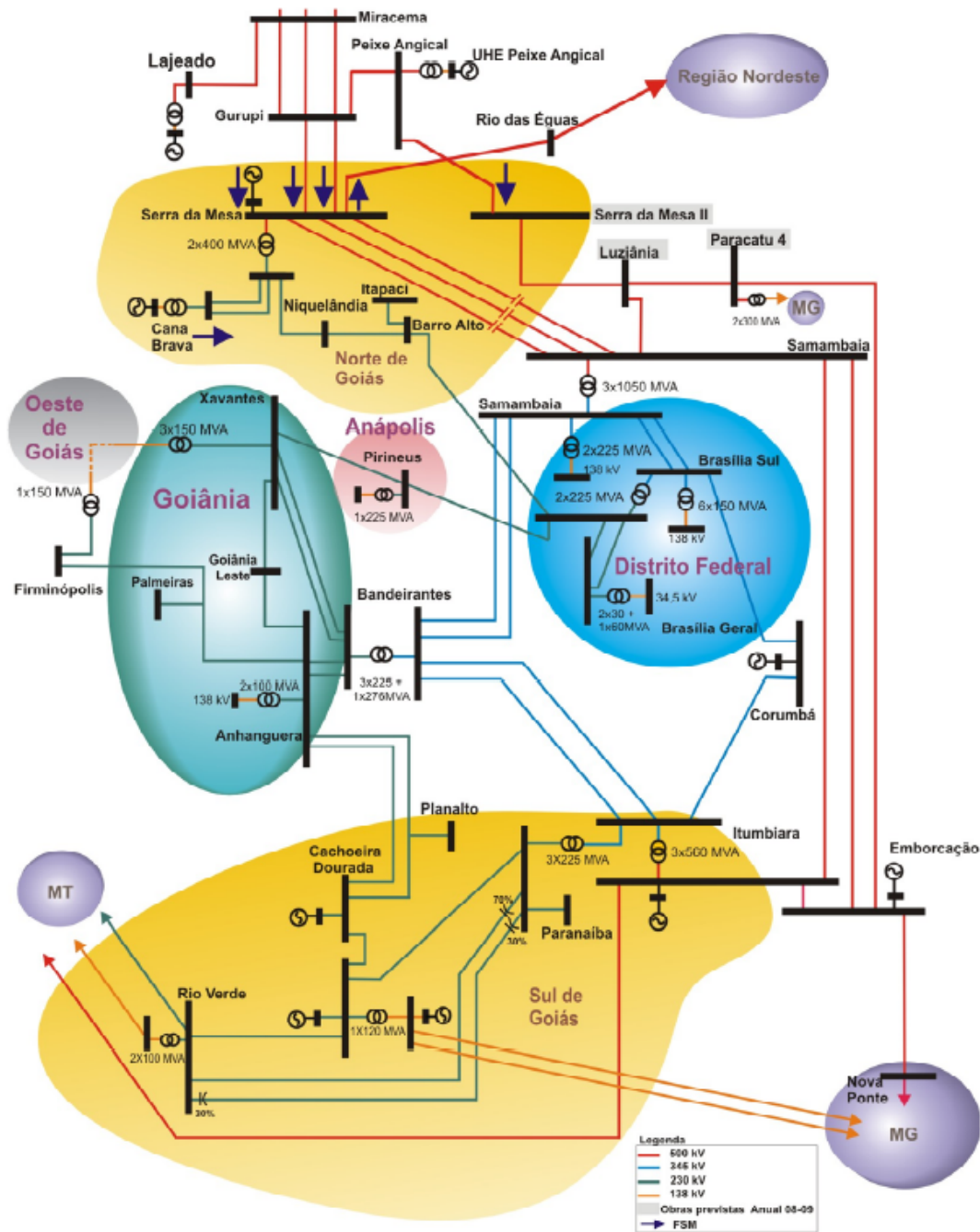


Figura 4.4.1-1 – Diagrama unifilar da Área Goiás – Brasília

4.4.1.1 Finalidade

A finalidade da implementação deste SEP na região, advém na importância em se manter a confiabilidade do suprimento a estas regiões, uma vez que a interrupção de uma das fontes de suprimento pode causar o colapso total do atendimento à região. Desta forma serão observados os seguintes pontos:

- Manter a confiabilidade dos sistemas de transmissão de 345 kV e 500 kV de atendimento as regiões de Goiás e Brasília, que envolvem as Usinas Hidroelétricas (UHEs) de Itumbiara e Serra da Mesa;
- Eliminar ou mitigar os riscos de colapso de tensão e sobrecargas em equipamentos;
- Em caso de perturbações, preservar as cargas prioritárias da região.

4.4.1.2 Descrição

Este esquema está associado a zonas de segurança, nas quais foi identificada a possibilidade de ocorrer emergências, estas zonas se referem às áreas de atuação do esquema. A sua ação é baseada na causa dos eventos, através da monitoração de mudanças topológicas, avaliando a necessidade de atuação em função da monitoração das condições sistêmicas. A implementação deste ECS foi feita através de Controladores Lógicos Programáveis (CLP) e a sua atuação é da ordem de centésimos de milissegundos, promovendo desligamentos específicos (alta seletividade).

Este ECS possui um CLP Master instalado na subestação de Brasília Sul e outros CLP nas subestações de Serra da Mesa, Corumbá, Brasília Geral, Brasília Sul, Samambaia, Bandeirantes, Itumbiara, Xavantes, Anhanguera, Brasília Norte, Brasília Centro e SE-06.

Em nível de redundância, existe outro CLP Master instalado na subestação de Brasília Sul que funciona como retaguarda.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Os estudos off-line foram realizados utilizando os programas ANAREDE e ANATEM do CEPEL, além do programa PLOT CEPEL para visualização dos resultados:

ANAREDE: O Programa de Análise de Redes Elétricas é o programa computacional mais utilizado no Brasil na área de sistemas elétricos de potência. É formado por um conjunto de aplicações integradas que inclui fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo / análise de segurança de tensão. O programa dispõe ainda de modelo de curva de carga, modelo de bancos de capacitores / reatores chaveados para controle de tensão, modelos de equipamentos equivalentes e individualizados, algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema. Sua poderosa interface gráfica, aliada à utilização dos aplicativos de pós-processamento de resultados FormCepel e do EditCepel, torna o seu uso simples e rápido. O programa destaca-se por sua robustez e confiabilidade. Entre os usuários do programa destacam-se as empresas concessionárias que operam redes de transmissão ou subtransmissão, universidades, ONS, EPE, MME, ANEEL e outras. Os arquivos de dados do **ANAREDE** estão disponíveis para download na web em endereços eletrônicos (“sites”) de algumas das empresas listadas acima, permitindo o fácil acesso às informações de todo o sistema elétrico brasileiro no formato adequado ao programa. A base de dados disponível para simulação encontra-se em formato de savecase do programa ANAREDE e também é utilizada pelo programa ANATEM para os estudos de estabilidade transitória.

ANATEM: O Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos é uma aplicação computacional para estudos de estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência. O ANATEM estabelece um ambiente para a simulação de casos de estabilidade considerando a rede elétrica e todos os tipos de modelos de controle.

PLOT CEPEL: Módulo de gerenciamento dos gráficos exportados pelo ANATEM, através do qual é possível visualizar um ou mais gráficos e compará-los.

4.4.1.3 Lógicas associadas a SE Brasília Sul

A figura 4.4.1.3-1 destaca a localização dos CLP instalados para a zona de segurança, esta zona se referindo à área de atuação do esquema dentro da área Goiás – Brasília, onde estão associados às lógicas da SE Brasília Sul, além de ilustrar a localização de diversos outros CLPs que não estarão no foco desta análise.

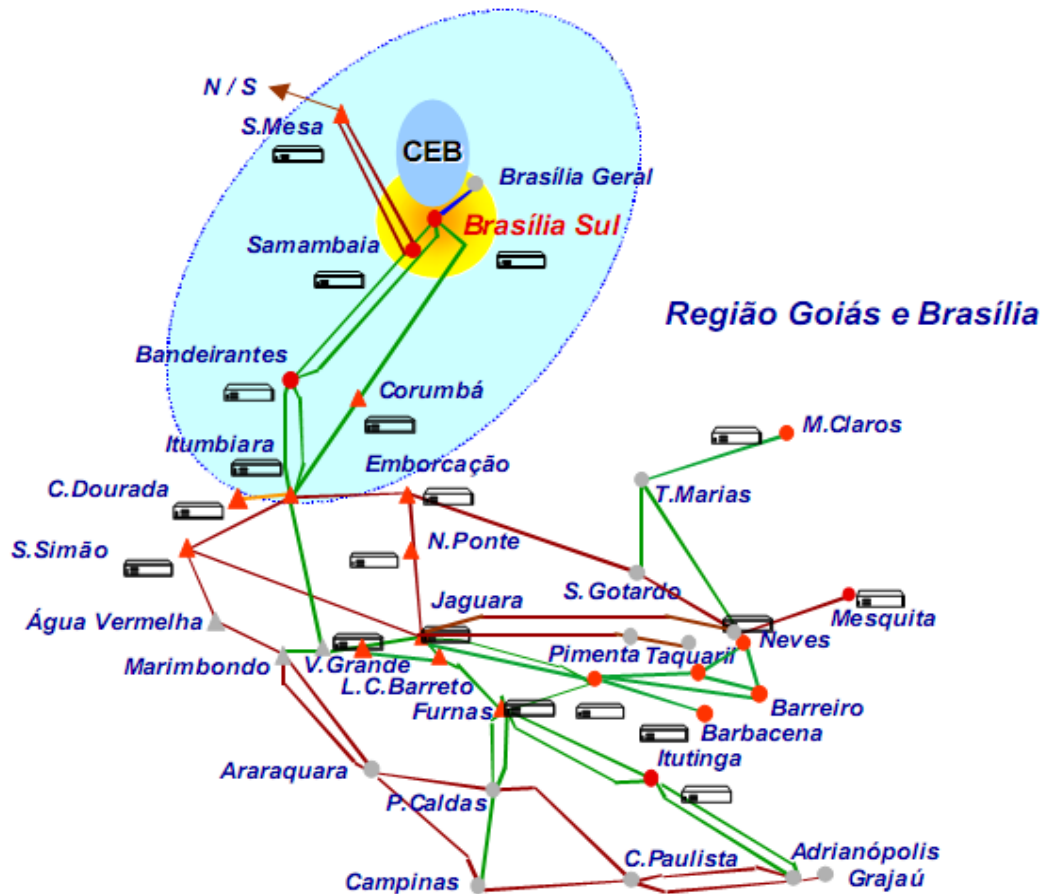


Figura 4.4.1.3-1 – Representação dos CLP associados à lógica da SE Brasília Sul

As lógicas associadas a esta SE estão definidas a seguir:

- **Lógica de detecção de perda dupla**

Verifica a perda de dois circuitos da LT 345 kV Samambaia – Brasília Sul através dos CLP dessas subestações, utilizando a informação do estado dos disjuntores e chaves seccionadoras associados a essas linhas de transmissão.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Os gráficos indicados foram obtidos em simulação no programa ANATEM de análise da estabilidade transitória do SIN na condição pré-falta de carga pesada, sendo 0,2 s sem falta, sendo aplicada uma perturbação resultante de curto-circuito fase-terra por 100 ms, próximo ao barramento de Brasília Sul 345 kV, seguido pela sua extinção no instante 0,3 s, com abertura dos dois circuitos 345 kV Samambaia / Brasília Sul.

Esta perda dupla causa queda de tensão na SE 345 kV Brasília Sul (0,841 pu) e em toda rede de transmissão em 138 kV e 34.5 kV da região de Brasília (com tensões variando entre 0,81 e 0,84 pu), fato que levaria a rejeição indiscriminada de carga por subtensão, como pode ser observado nos gráficos das simulações expostos nas figuras 4.4.1.3-2 e 4.4.1.3-3 apresentadas a seguir.

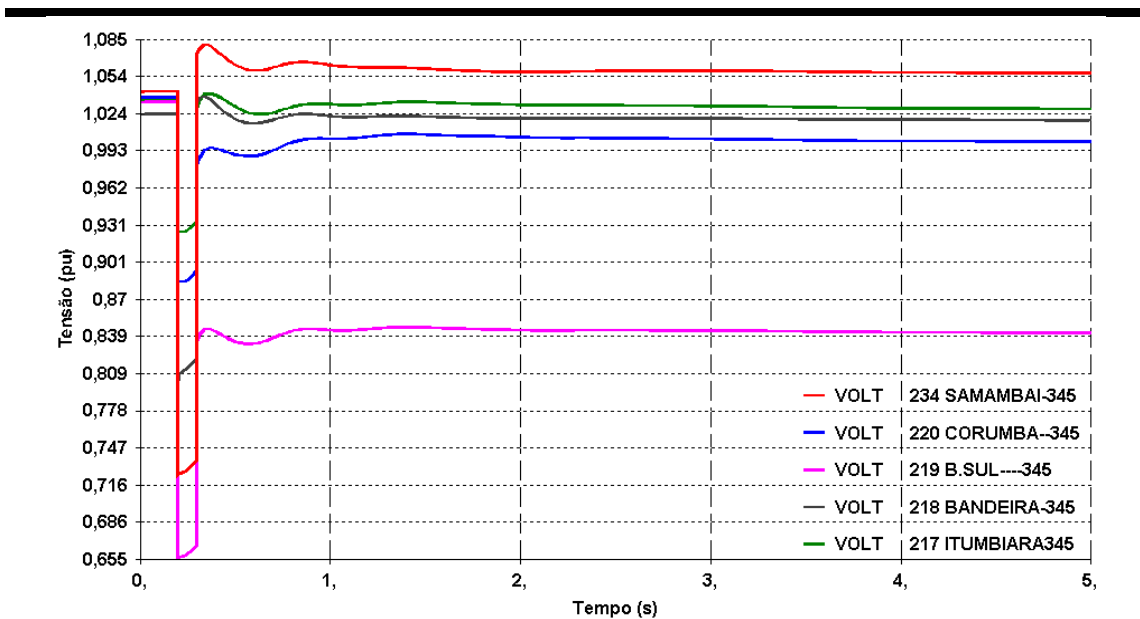


Figura 4.4.1.3-2 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília

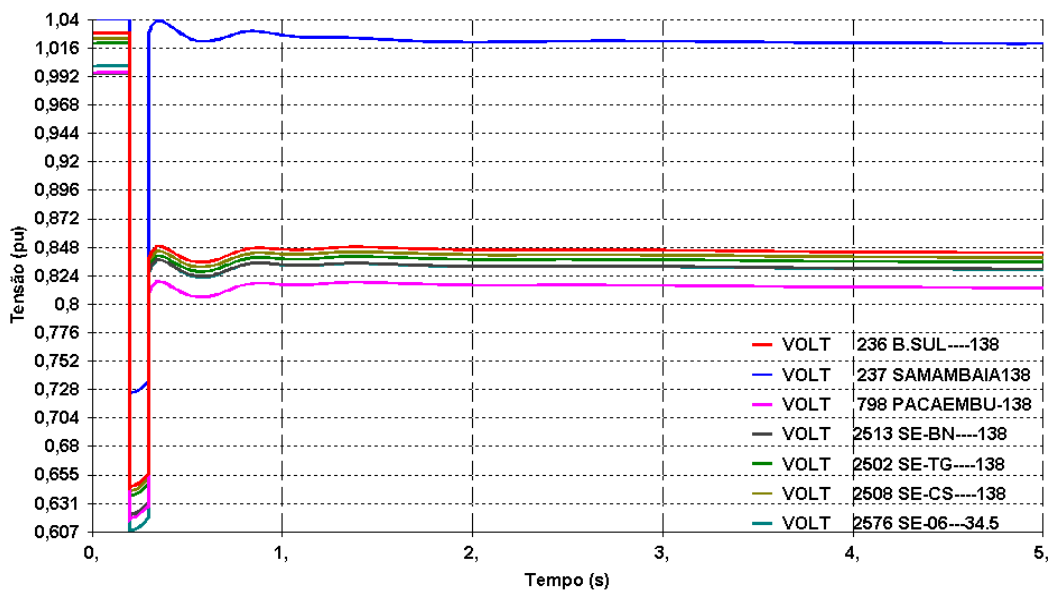


Figura 4.4.1.3-2 – Tensão na rede de 138 e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul

Além disso, pode ser observada na figura 4.4.1.3-4 a ocorrência de sobrecarga inadmissível no circuito de 138 kV Samambaia – Brasília Norte (com capacidade nominal de 176 MVA), no seguimento à perturbação referida. Este circuito se torna o caminho alternativo de parte do fluxo interrompido pelas linhas em contingência.

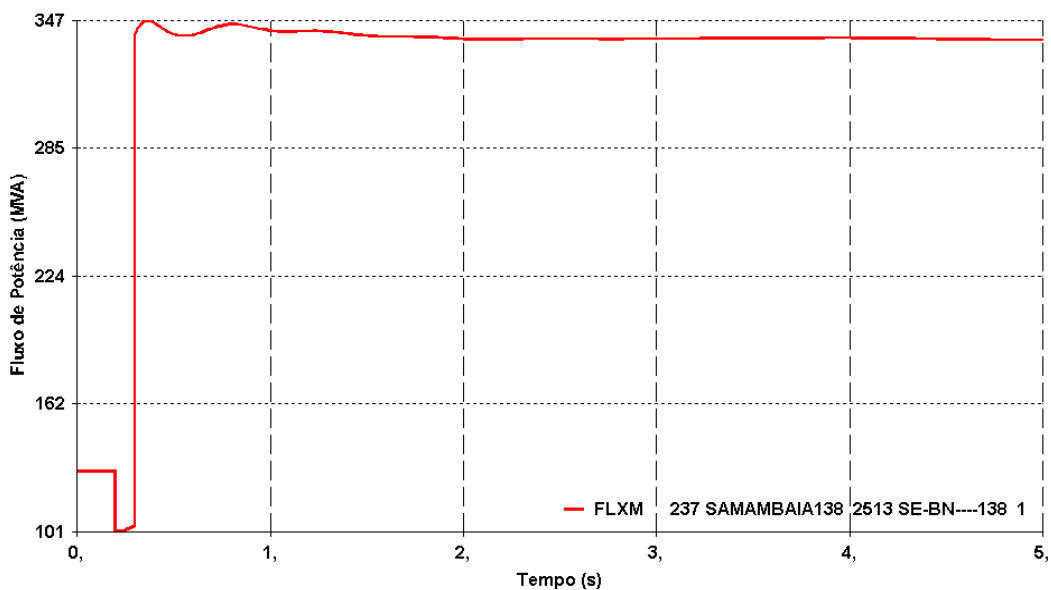


Figura 4.4.1.3-3 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

As simulações demonstram o risco de perda total das cargas atendidas pela SE Brasília Sul, caso ocorra o evento estudado. Desta forma, medidas pré-definidas podem ser tomadas para que, na ocorrência desta contingência, o atendimento às cargas prioritárias da região possa ser mantido com o menor corte de carga possível.

Assim, no estudo de implementação da lógica foi feito o levantamento de todos os equipamentos em risco e das cargas que podem ser cortadas para solucionar o problema de colapso de tensão. Por exemplo, deve ser considerada a atuação da proteção de sobrecorrente da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte (176 MVA), promovendo sua abertura para carregamento superior a 205 MVA em um tempo total da ordem de 1,5 s.

A seguir podem ser observados gráficos com resultados das mesmas simulações descritas anteriormente, considerando as seguintes possíveis ações a serem implementadas pela lógica do ECS:

- ✓ Fechamento dos disjuntores dos bancos de capacitores de Brasília Sul;
- ✓ Envio de comando para ligar os bancos de capacitores das SE Brasília Centro, SE Brasília Norte e SE-06;
- ✓ Comando de abertura dos circuitos 1 e 2 da LT para Taguatinga, causando corte total de carga na referida SE;
- ✓ Comando de abertura dos circuitos 1 e 2 das LT para Ceilândia, para tensão do setor de 345 kV de Brasília Sul inferior a 90%, causando corte total de carga na referida SE;
- ✓ Desligamento da LT para Pacaembu, após detecção de tensão no setor de 345 kV de Brasília Sul inferior a 90%, causando corte total de carga na referida SE;

O estudo deverá observar as ações a serem efetuadas e maneira automática e as que devem ser tomadas com determinada temporização, em função dos patamares de carga da região, tomando como referência a caracterização das cargas da Companhia Energética de Brasília (CEB), representados na tabela 4.4.1.3-1 a seguir:

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Tabela 4.4.1.3-1 – Caracterização dos patamares de carga

Período	Fora do Horário de Verão		Horário de Verão	
	Segunda à Sábado	Domingos e Feriados	Segunda à Sábado	Domingos e Feriados
00 – 07 h	Leve	Leve	Leve	Leve
07 – 17 h	Média	Leve	Média	Leve
17 – 18 h	Pesada	Média	Média	Leve
18 – 22 h	Pesada	Média	Pesada	Média
22 – 23 h	Média	Leve	Pesada	Média
23 – 24 h	Média	Leve	Média	Leve

As figuras 4.4.1.3-5, 4.4.1.3-6 e 4.4.1.3-7 se referem à ação da lógica de detecção de perda dupla, sob condição pré-falta de carga pesada do SIN, verificando-se a necessidade de execução de todas as ações de controle referidas anteriormente.

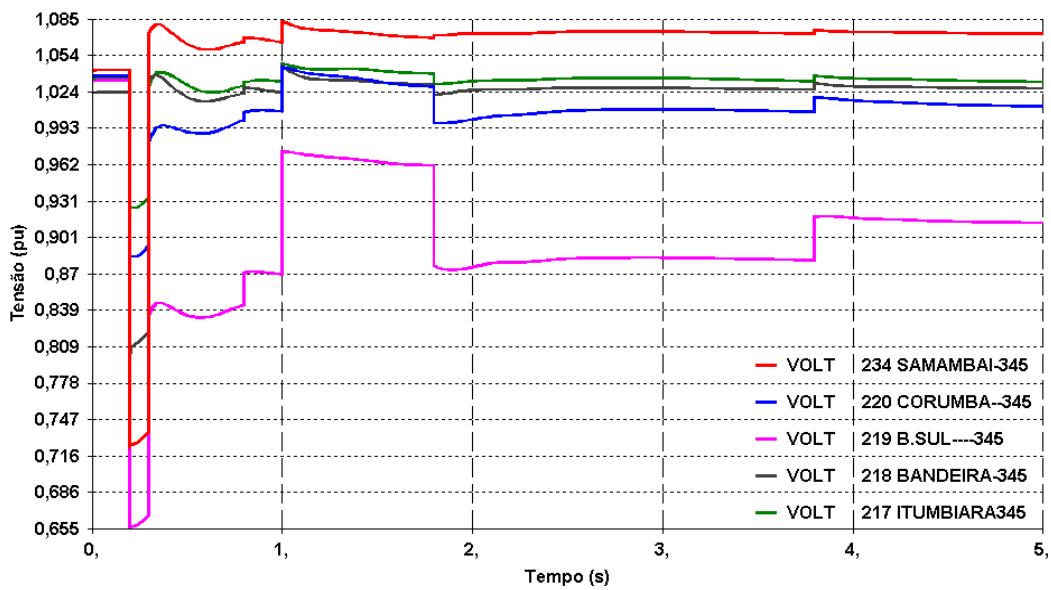


Figura 4.4.1.3-5 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília

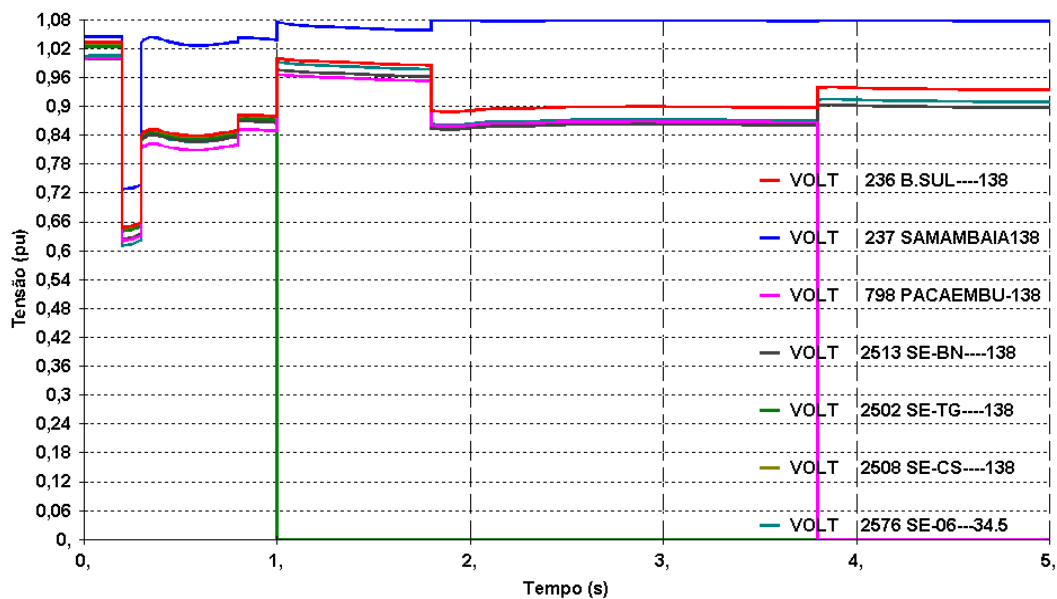


Figura 4.4.1.3-6 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul

Os gráficos indicam simulação por 0,2 s sem falta e, em seguida, a aplicação de um curto circuito fase-terra por 100 ms, no período 0,2 a 0,3 s. As duas primeiras ações resultaram na conexão de todos os capacitores que não estiverem em operação nas SEs Brasília Sul, SE Brasília Centro, SE Brasília Norte e SE-06, no instante 0,8 s, o montante total disponível nestas SEs é ordem de 90 Mvar. As próximas ações resultaram no corte total de carga da subestação de Taguatinga com a abertura dos dois circuitos da LT Brasília Sul – Taguatinga e da subestação de Ceilândia com a abertura dos dois circuitos da LT Brasília Sul – Ceilândia, no instante 1,0 s. Pode-se observar do exame das figuras acima que há melhoria efetiva do perfil das tensões em todos os níveis de tensão. Entretanto, a atuação da proteção de sobrecorrente, no instante 1,8s, causa o desligamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte por sobrecarga, no nível de 260 MVA, com a conseqüente queda do nível de tensão em Brasília Sul, convergindo para valor inferior a 0,9 pu. Desta forma, o último o evento associado a esta lógica ocorre de maneira temporizada, 2 (dois) segundos após na simulação, ou seja, no instante 3,8 s, levando a abertura da LT Brasília Sul – Pacaembu e ao corte total das cargas da SE Pacaembu. A figura 4.4.1.3-7 a seguir mostra a evolução do carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte, com a indicação de sobrecarga, até a sua abertura final.

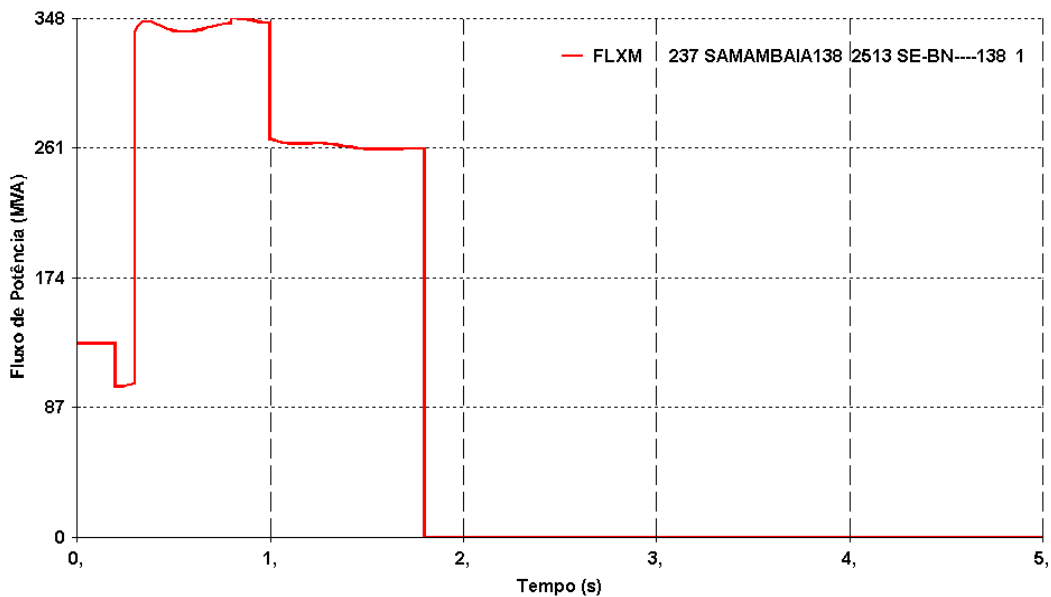


Figura 4.4.1.3-7 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte

Neste caso crítico, mesmo com a abertura da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte que apresentou sobrecarga inadmissível, o esquema estudado foi capaz de impedir o colapso de tensão da área e a perda total das cargas, promovendo apenas o mínimo de corte necessário e preservando as cargas prioritárias.

Com base nas simulações, foram definidos procedimentos para evitar o colapso de todo o sistema atendido pela SE Brasília Sul, de forma que a figura 4.4.1.3-8 representa a implementação lógica, diferenciando apenas os procedimentos utilizados em carga pesada / média, indicados no exemplo anterior, dos utilizados em carga leve.

Para o caso de carga leve, também simulado, apenas alguns comentários são feitos a seguir, sem apresentação dos resultados de simulação. Neste caso, o montante necessário de corte de carga será relativamente menor e, da mesma forma que para os períodos de carga pesada / média, foi fixado um corte adicional de carga, aplicado de forma temporizada, se a tensão na SE Brasília Sul 345 kV permanecer abaixo de 90%.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Como pode ser observado na figura 4.4.1.3-8, em carga leve, a lógica atua da seguinte forma:

- ✓ Comanda a abertura das LT para Taguatinga 1 e 2;
- ✓ Comanda a abertura das LT para Ceilândia, circuitos 1 e 2, caso a tensão do setor de 345 kV de Brasília Sul seja inferior a 90%;

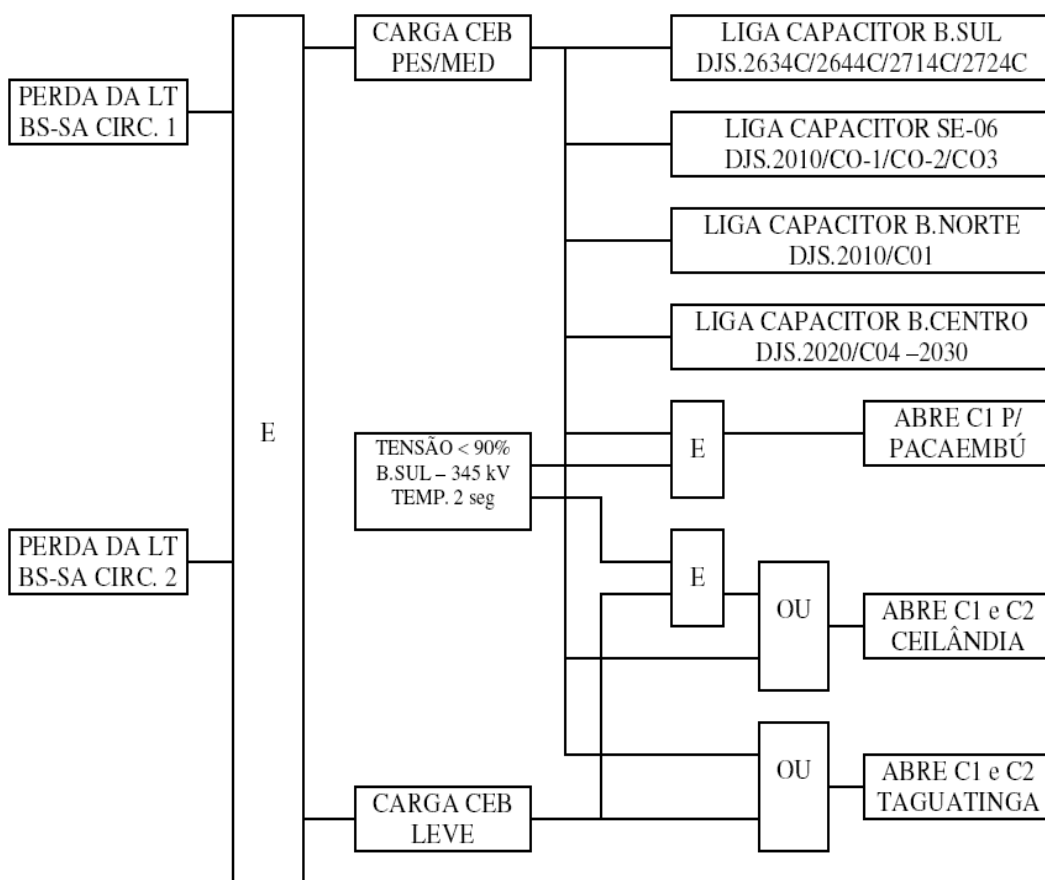


Figura 4.4.1.3-8 – Lógica de detecção de perda dupla na SE Brasília Sul

A figura 4.4.1.3-8 ilustra o funcionamento da lógica com todas as medidas definidas e implementadas nas simulações, inclusive com a função de monitoramento das tensões no barramento de 345 kV de Brasília Sul, com a posterior ação temporizada de corte adicional de carga, caso necessário.

- **Lógica de detecção de perda dupla associada à perda de barra de 345 kV**

Esta lógica verifica a perda de uma das barras de 345 kV de Brasília Sul, pela operação da proteção de falha de disjuntor “86-BF” ou pela proteção diferencial de seção de barra “86-B” associada à perda dupla das LTs de 345 kV Samambaia / Brasília Sul. Na figura 4.4.1.3-9 está representado o diagrama da subestação de Brasília Sul e observar-se a distribuição dos equipamentos conectados em cada seção de barra (A e B), sendo a representação NA de disjuntor normalmente aberto e NF para normalmente fechado.

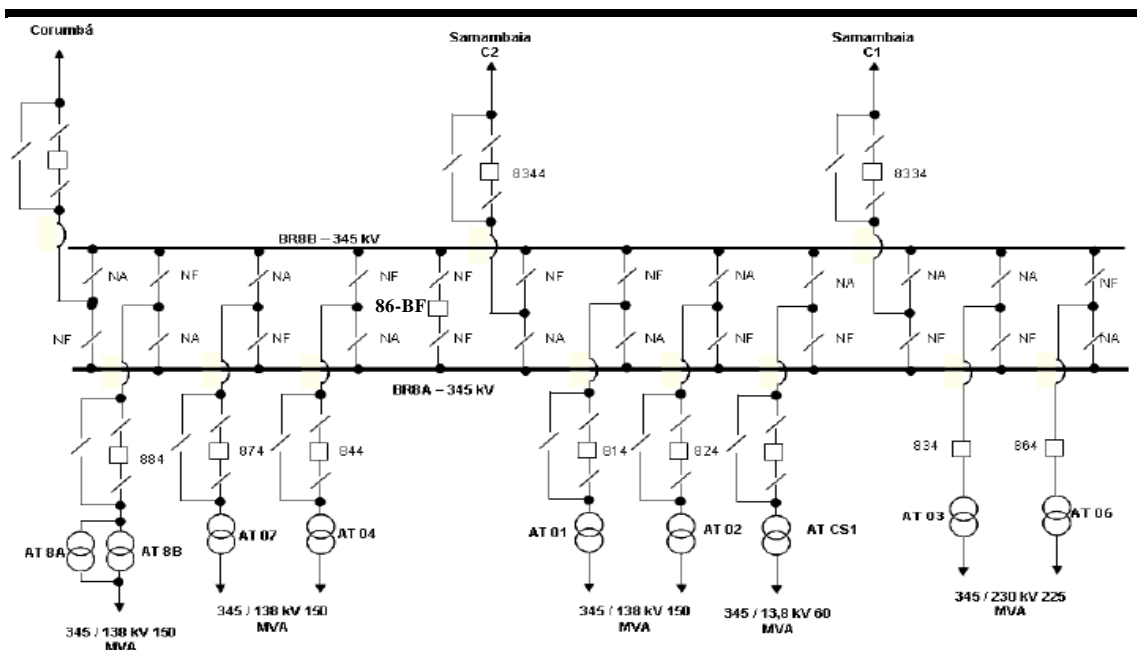


Figura 4.4.1.3-9 – Diagrama unifilar da SE Brasília Geral 345 kV

A perda dupla das LT 345 kV Samambaia / Brasília Sul com falha de disjuntor, provoca a atuação do disjuntor de interligação de barras “86-BF” e de todos os disjuntores dos equipamentos ligados a barra onde houve a falha para a extinção da falta. A perda de uma das barras de 345 kV da SE Brasília Sul provoca colapso de tensão na SE 345 kV Brasília Sul e em toda rede de transmissão em 138 kV e 34.5 kV da região de Brasília.

Perda dupla da LT 345 kV Samambaia / Brasília Sul com perda da barra A

Os gráficos indicados foram obtidos em simulação no programa ANATEM de análise da estabilidade transitória do SIN na condição pré-falta de carga pesada, sendo 0,2 s sem falta, sendo aplicada uma perturbação resultante de curto-circuito fase-terra por 100 ms, próximo ao barramento de Brasília Sul 345 kV, seguido pela sua extinção no instante 0,3 s, com abertura dos dois circuitos 345 kV Samambaia / Brasília Sul e dos demais equipamentos ligados a barra A. Esta perda dupla causa colapso de tensão na SE 345 kV Brasília Sul (0,58 pu) e em toda rede de transmissão em 138 kV e 34.5 kV da região de Brasília (com tensões variando entre 0,55 e 0,58 pu), conforme pode ser observado nas figuras 4.4.1.3-10 e 4.4.1.3-11 apresentadas a seguir.

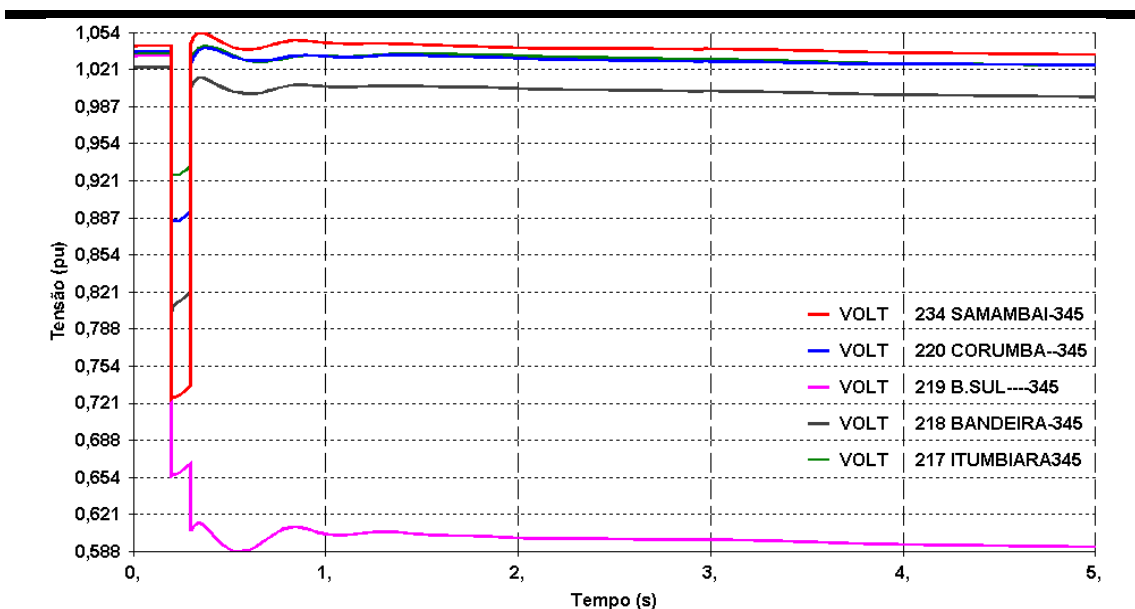


Figura 4.4.1.3-10 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília

Além disso, pode ser observada na figura 4.4.1.3-12 a ocorrência de sobrecarga inadmissível no circuito de 138 kV Samambaia – Brasília Norte (capacidade nominal de 176 MVA), no seguimento à referida perturbação. Este circuito se torna o caminho alternativo de parte do fluxo interrompido pelas linhas em contingência.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

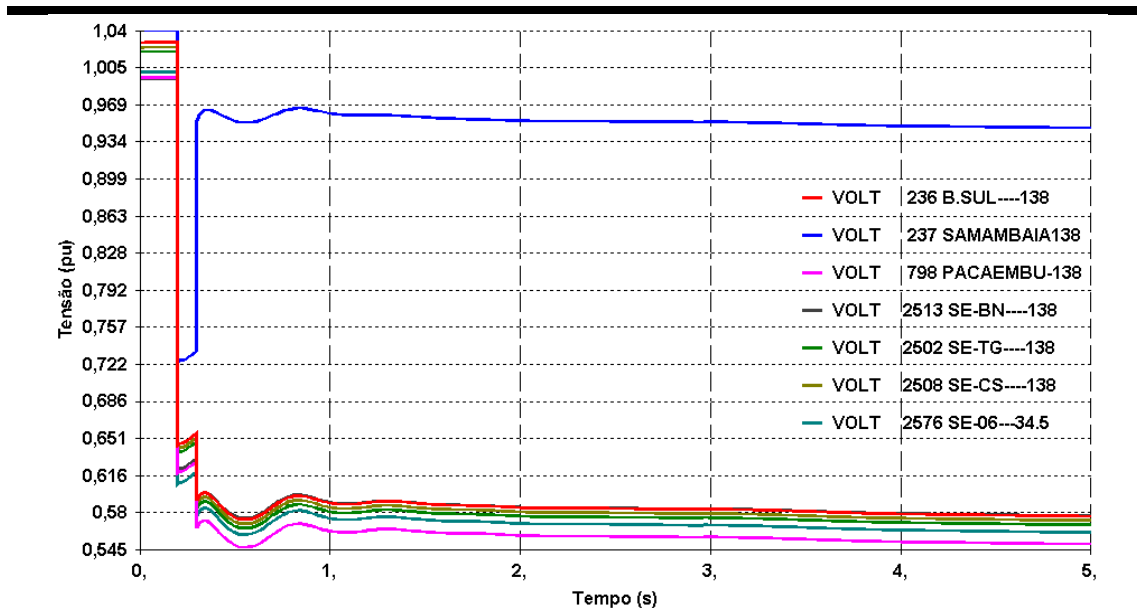


Figura 4.4.1.3-11 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul

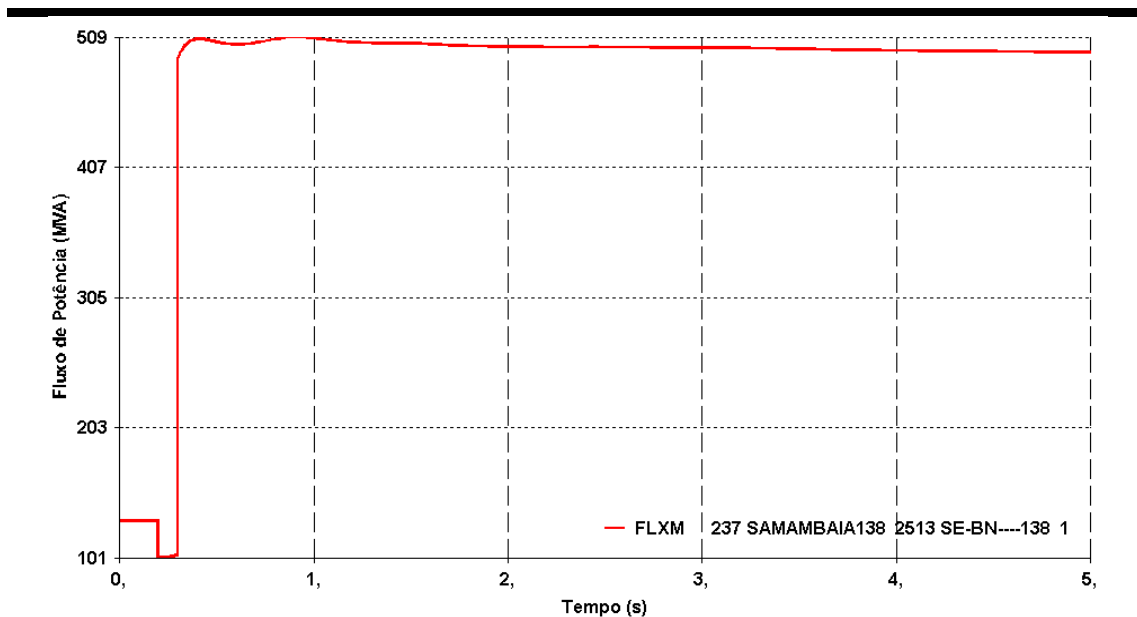


Figura 4.4.1.3-12 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte

As simulações demonstram o risco de perda total das cargas atendidas pela SE Brasília Sul, caso ocorra o evento estudado. Desta forma, medidas pré-definidas podem ser tomadas para que, na ocorrência desta contingência, o atendimento às cargas prioritárias da região possa ser mantido com o menor corte de carga possível.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Assim, no estudo de implementação da lógica além dos cortes de carga já realizados para o evento da perda dupla, há a ativação de duas lógicas para supervisionar a tensão e os cortes de carga adicionais para a perda de cada barra. Sendo ainda considerada a atuação da proteção de sobrecorrente da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte (176 MVA), que promove a sua abertura para carregamento superior a 205 MVA em um tempo total da ordem de 1,5 s.

A seguir podem ser observados gráficos com resultados das mesmas simulações descritas anteriormente, considerando as seguintes possíveis ações a serem implementadas pela lógica do ECS para atender a esta contingência:

- ✓ Fechamento dos disjuntores dos bancos de capacitores de Brasília Sul;
- ✓ Envio de comando para ligar os bancos de capacitores das SE Brasília Centro, SE Brasília Norte e SE-06;
- ✓ Comando de abertura das LT para Taguatinga 1 e 2, causando corte total de carga na referida SE;
- ✓ Comando de abertura dos circuitos 1 e 2 das LT para Ceilândia, para tensão do setor de 345 kV de Brasília Sul inferior a 90%, causando corte total de carga na referida SE;
- ✓ Comando de abertura da LT para Pacaembu, para tensão no setor de 345 kV de Brasília Sul inferior a 90%, causando corte total de carga na referida SE;
- ✓ Ativação da lógica de supervisão de tensão, referida mais a frente.
- ✓ A ativação da lógica de corte de carga, referida mais a frente, ocorre quando é identificada a perda dupla da LT 345 kV Brasília Sul – Samambaia, junto com a perda de uma das barras da SE Brasília Sul;

As figuras 4.4.1.3-13, 4.4.1.3-14 e 4.4.1.3-15 se referem à ação da lógica de detecção de perda dupla associada à perda de barra de 345 kV, sob condição pré-falta de carga pesada do SIN, verificando-se a necessidade de execução de todas as ações de controle referidas anteriormente.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

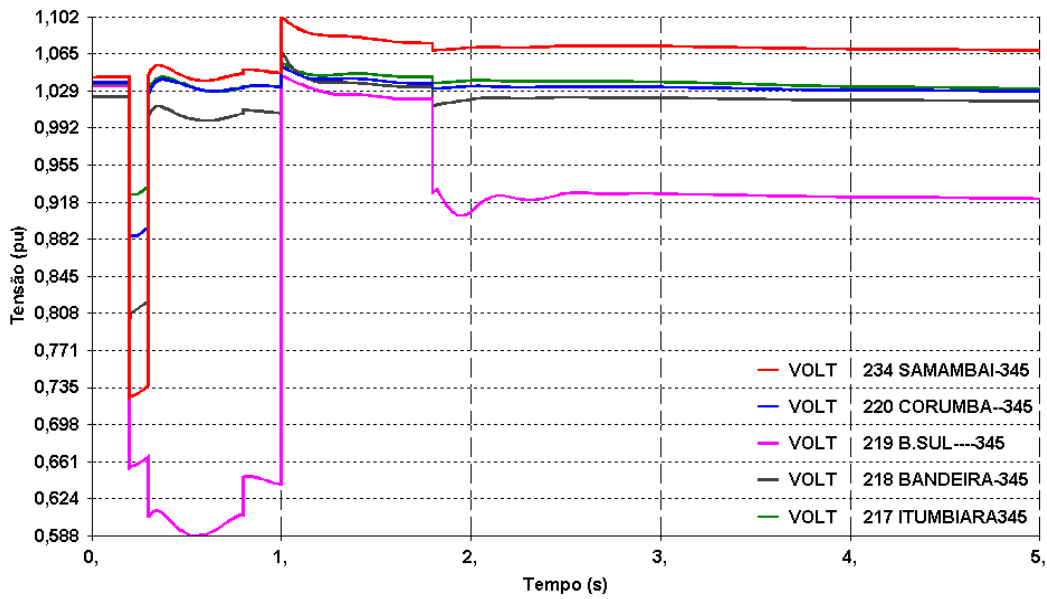


Figura 4.4.1.3-13 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília

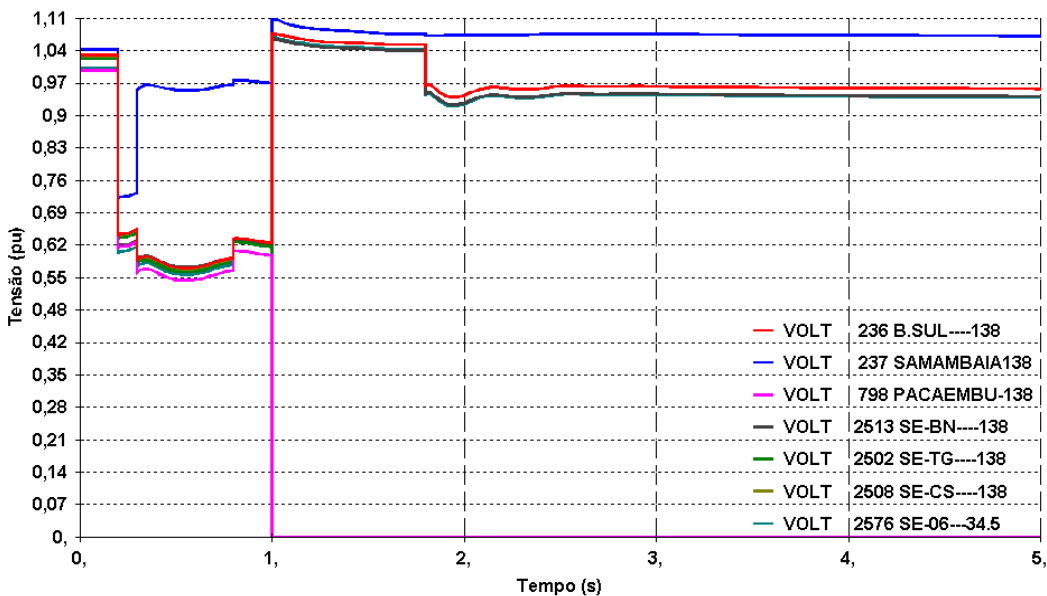


Figura 4.4.1.3-14 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul

Foi identificado através das simulações que o corte de carga nas SE Taguatinga, SE Ceilândia e SE Pacaembu não foi suficiente para trazer as tensões de volta para valores acima de 90% e, desta forma, foi definido um montante adicional

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

de corte de carga que é interrompido pela lógica de corte de carga quando for identificada a perda da barra A.

Os gráficos indicam simulação por 0,2 s sem falta e, em seguida, a aplicação de um curto circuito fase-terra por 100 ms, no período 0,2 a 0,3 s. As duas primeiras ações resultaram conexão de todos os capacitores que não estiverem em operação nas SEs Brasília Sul, SE Brasília Centro, SE Brasília Norte e SE-06, no instante 0,8 s, o montante total disponível nestas SEs é ordem de 90 Mvar. As próximas ações tomadas no instante 1,0 s resultaram no corte total de carga nas SE Taguatinga, SE Ceilândia e SE Pacaembu e que não foram suficientes para restabelecer trazer as tensões para valores acima de 90%. Desta forma, foi definido um montante adicional de corte de carga que é interrompido pela lógica de corte de carga quando for identificada a perda da barra A simultaneamente aos citados anteriormente. A atuação da proteção de sobrecorrente, no instante 1,8s, causa o desligamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte por sobrecarga, no nível de 260 MVA, com a conseqüente queda do nível de tensão em Brasília Sul, entretanto o montante cortado pela lógica de carga se mostra efetivo e a tensão não fica abaixo de 0,90 pu, não sendo necessária nenhuma medida adicional.

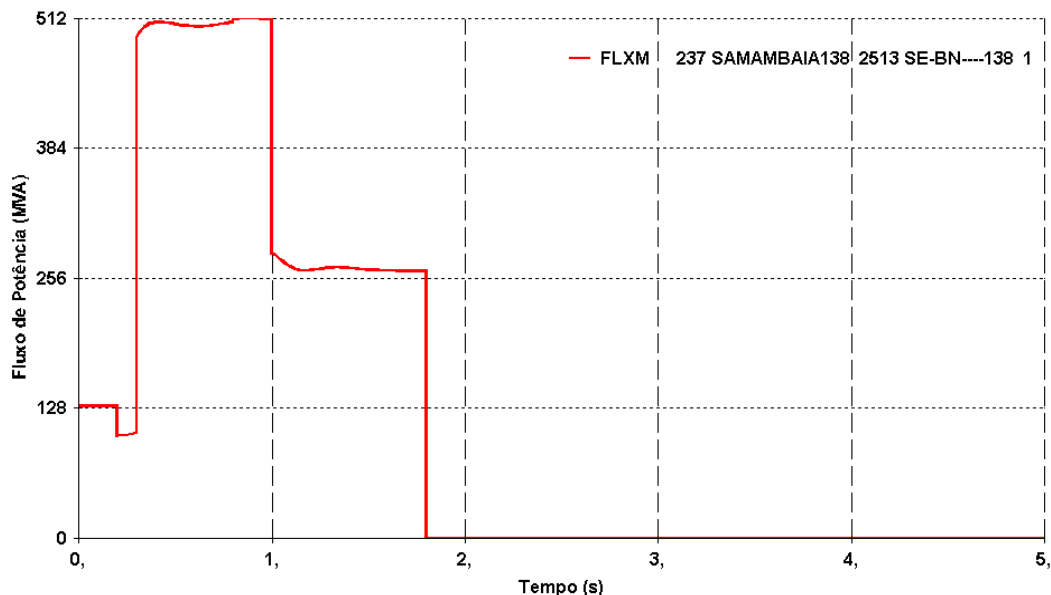


Figura 4.4.1.3-15 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Neste caso crítico, com a perda da barra A, mesmo com a abertura da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte que apresentou sobrecarga inadmissível, o esquema estudado foi capaz de impedir o colapso de tensão da área e a perda total das cargas, promovendo apenas o corte mínimo necessário, com preservação das cargas prioritárias.

Perda dupla da LT 345 kV Samambaia / Brasília Sul com perda da barra B

Os gráficos indicados foram obtidos em simulação no programa ANATEM de análise da estabilidade transitória do SIN na condição pré-falta de carga pesada, durante 0,2 s sem falta, sendo aplicada, a seguir, uma perturbação resultante de curto-circuito fase-terra por 100 ms, próximo ao barramento de Brasília Sul 345 kV, seguido pela sua extinção no instante 0,3 s, com abertura dos dois circuitos 345 kV Samambaia / Brasília Sul e dos demais equipamentos ligados a barra B. Esta perda dupla causa colapso de tensão na SE 345 kV Brasília Sul (0,84 pu) e em toda rede de transmissão em 138 kV e 34.5 kV da região de Brasília (com tensões variando entre 0,76 e 0,79 pu), conforme pode ser observado nas figuras 4.4.1.3-16 e 4.4.1.3-17 apresentadas a seguir.

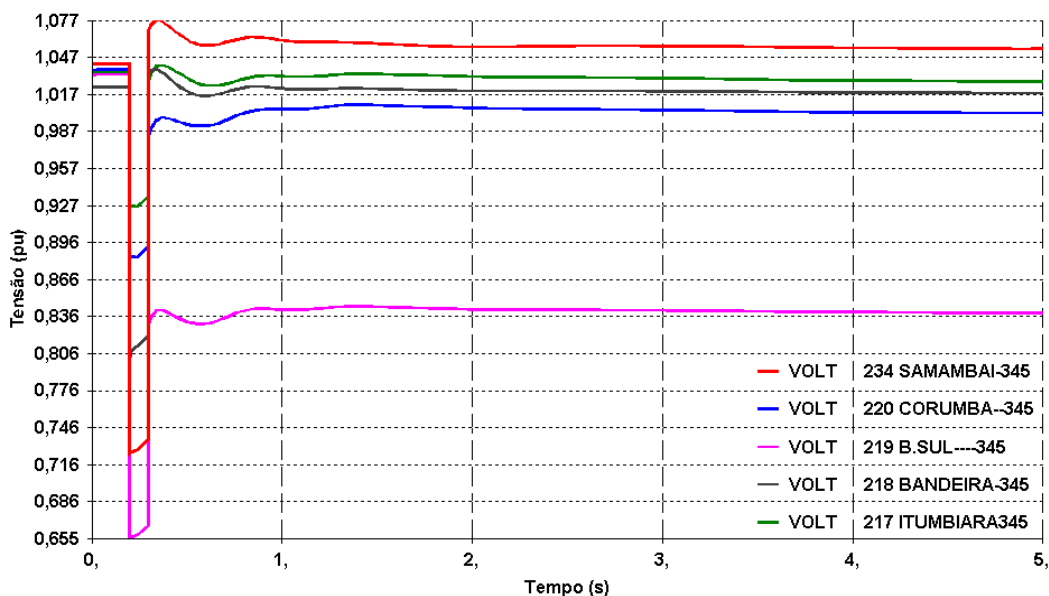


Figura 4.4.1.3-16 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília

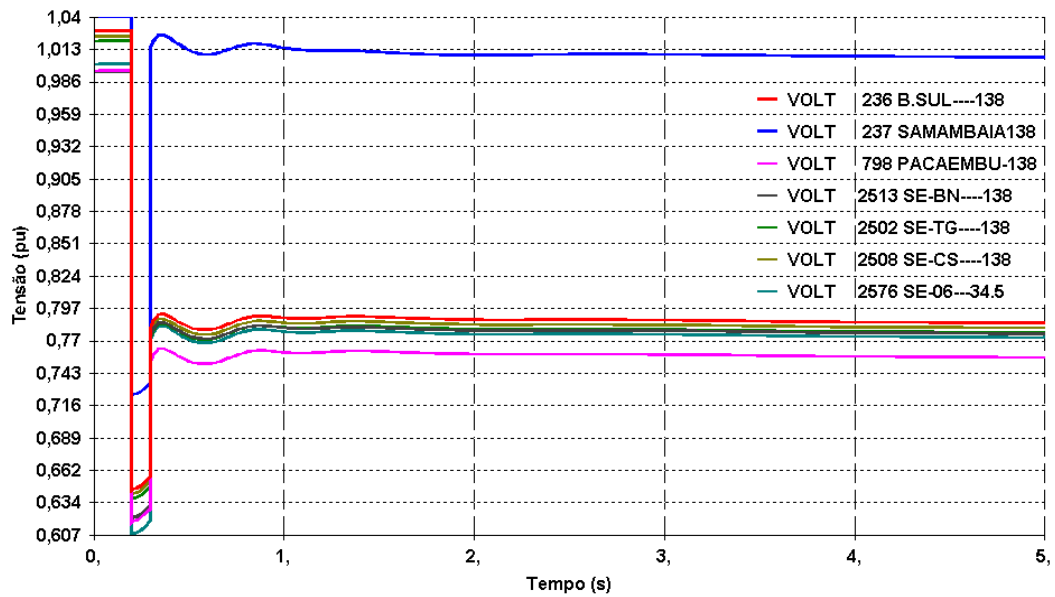


Figura 4.4.1.3-17 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul

Além disso, pode ser observada na figura 4.4.1.3-18 a ocorrência de sobrecarga inadmissível no circuito de 138 kV Samambaia – Brasília Norte (capacidade nominal de 176 MVA), no seguimento à referida perturbação. Este circuito se torna o caminho alternativo de parte do fluxo interrompido pelas linhas em contingência.

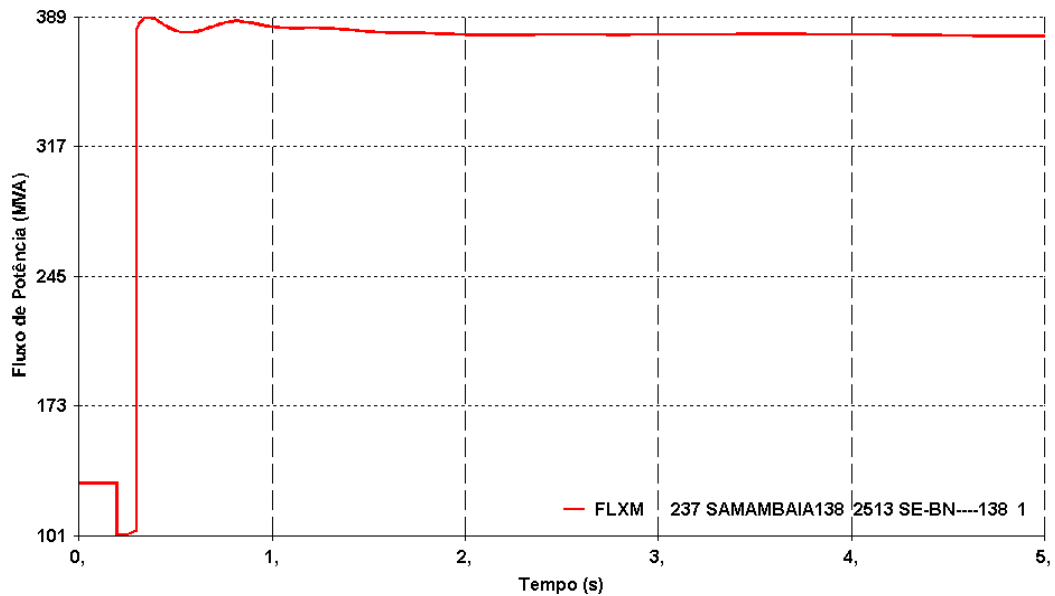


Figura 4.4.1.3-18 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

As simulações demonstram o risco de perda total das cargas atendidas pela SE Brasília Sul, caso ocorra o evento estudado. Desta forma, medidas pré-definidas podem ser tomadas para que, na ocorrência desta contingência, o atendimento às cargas prioritárias da região possa ser mantido com o menor corte de carga possível.

Assim, no estudo de implementação da lógica, além dos cortes de carga já realizados para o evento da perda dupla, há a ativação de duas lógicas para supervisionar a tensão e os cortes de carga adicionais para a perda de cada barra. Sendo ainda considerada a atuação da proteção de sobrecorrente da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte (176 MVA) e que promove a sua abertura para carregamento superior a 205 MVA em um tempo total de 1,5 s.

A seguir podem ser observados gráficos com resultados das mesmas simulações descritas anteriormente, com a ação do esquema de perda dupla com perda de barra.

Da mesma forma como ocorrido para a perda da barra A, foi identificado através das simulações que o corte de carga nas SE Taguatinga, SE Ceilândia e SE Pacaembu não foi suficiente para trazer as tensões de volta para valores acima de 90% e, desta forma, foi definido um montante adicional de corte de carga que é interrompido pela lógica de corte de carga quando for identificada a perda da seção de barra B.

As figuras 4.4.1.3-19, 4.4.1.3-20 e 4.4.1.3-21 se referem à ação da lógica de detecção de perda dupla associada à perda de barra de 345 kV, sob condição pré-falta de carga pesada do SIN, verificando-se a necessidade de execução de todas as ações de controle referidas para a perda de barra.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

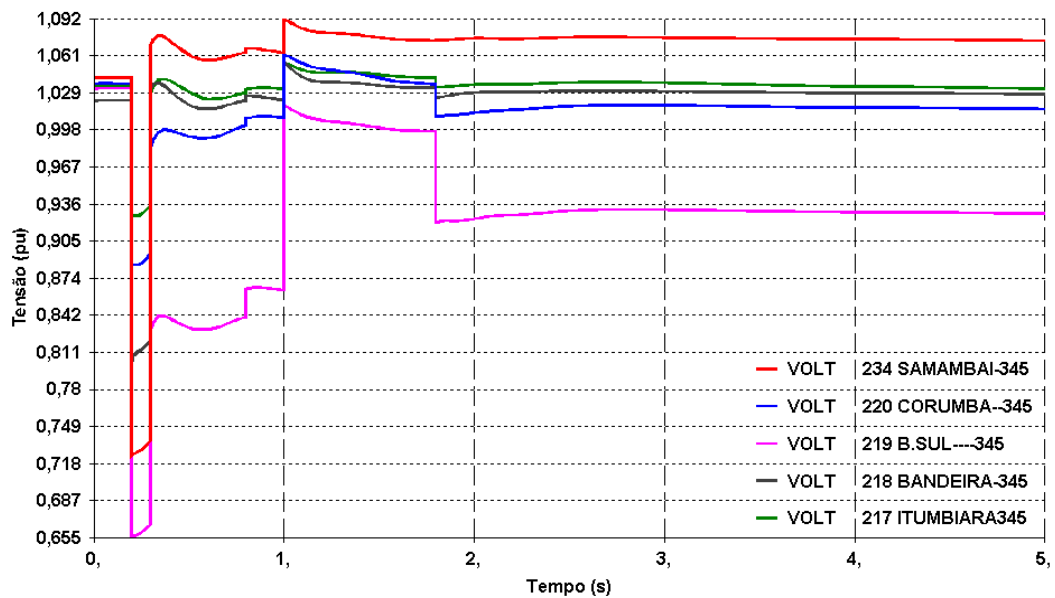


Figura 4.4.1.3-19 – Tensão na rede de 345 kV de atendimento a Brasília

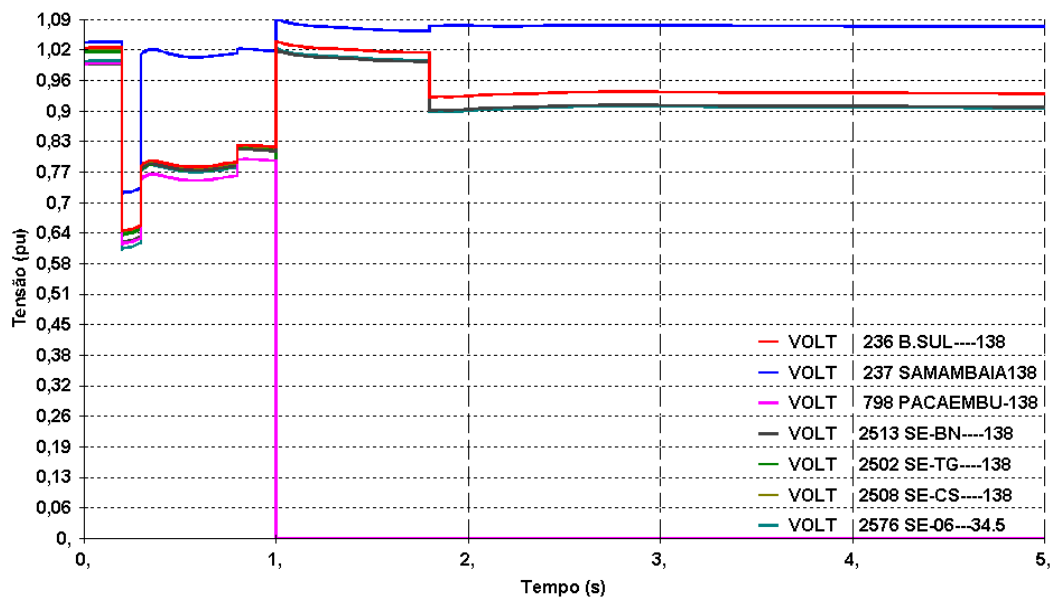


Figura 4.4.1.3-20 – Tensão na rede de 138 kV e 34,5 kV atendidas pela SE Brasília Sul

Os gráficos indicam simulação por 0,2 s sem falta e, em seguida, a aplicação de um curto circuito fase-terra por 100 ms, no período 0,2 a 0,3 s. As duas primeiras ações resultaram na conexão de todos os capacitores que não estiverem em operação

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

nas SEs Brasília Sul, SE Brasília Centro, SE Brasília Norte e SE-06, no instante 0,8 s, o montante total disponível nestas SEs é ordem de 90 Mvar. As próximas ações tomadas no instante 1,0 s resultaram no corte total de carga nas SE Taguatinga, SE Ceilândia e SE Pacaembu que não foram suficientes para restabelecer trazer as tensões para valores acima de 90%, e desta forma foi definido um montante adicional de corte de carga que será interrompido pela lógica de corte de carga quando for identificada a perda da barra B. A atuação da proteção de sobrecorrente, no instante 1,8s, causa o desligamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte por sobrecarga, no nível de 230 MVA, com a conseqüente queda do nível de tensão em Brasília Sul, entretanto o montante cortado pela lógica de carga se mostra efetivo e a tensão não fica abaixo de 0,90 pu, não sendo necessária nenhuma medida adicional.

Neste caso crítico com a perda da secção de barra B, mesmo com a abertura da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte que apresentou sobrecarga inadmissível, o esquema estudado foi capaz de impedir o colapso de tensão da área e a perda total das cargas, promovendo apenas o mínimo de corte necessário e preservando as cargas prioritárias.

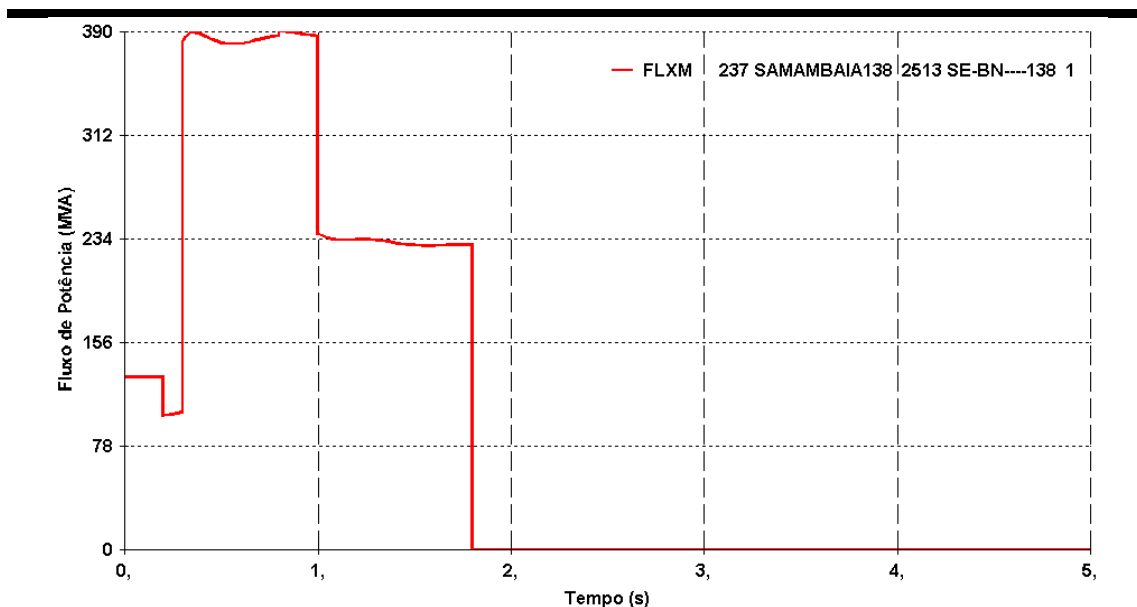


Figura 4.4.1.3-21 – Carregamento da LT 138 kV Samambaia – Brasília Norte

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Com base nas simulações, foram definidos procedimentos para evitar o colapso de todo o sistema atendido pela SE Brasília Sul, de forma que a figura 4.4.1.3-22 representa a implementação lógica, diferenciando apenas o montante de carga a ser interrompido pela lógica de corte de carga em carga pesada / média, indicados no exemplo anterior, dos utilizados em carga leve.

Para o caso de carga leve, também simulado, apenas alguns comentários são feitos a seguir, sem apresentação dos resultados de simulação. Neste caso, o montante necessário de corte de carga será relativamente menor e, da mesma forma que para os períodos de carga pesada / média, foi fixado um corte adicional de carga, aplicado de forma temporizada, se a tensão na SE Brasília Sul 345 kV permanecer abaixo de 90%.

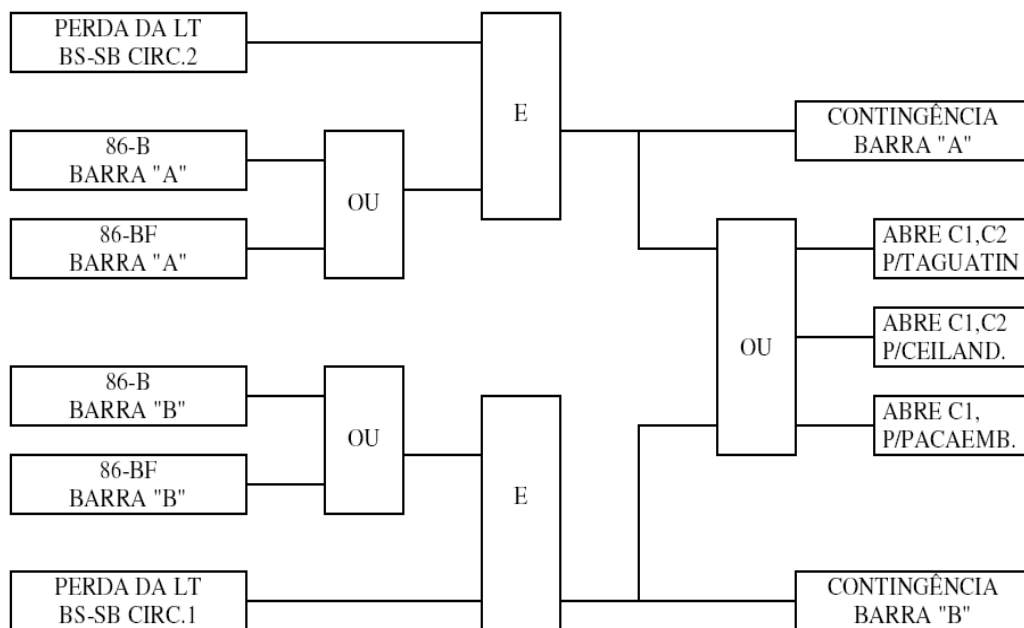


Figura 4.4.1.3-22 – Lógica de detecção de perda de barra de 345 kV na SE Brasília Sul

A figura 4.4.1.3-22 representa as lógicas envolvendo apenas as ações automáticas de corte de carga nas SEs Taguatinga, Ceilândia e Pacaembu, ficando as demais ações automáticas ou temporizadas a critério da atuação conjunta das lógicas de supervisão de tensão e corte de carga apresentadas a seguir.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

- **Lógica de corte de carga**

A ativação desta lógica está condicionada a ocorrência da perda dupla das LT 345 kV Brasília Sul – Samambaia com falha de disjuntor, o que causa a perda de uma seção de barra desta SE. Assim, a lógica determina o montante de carga que foi definido para ser cortado nas SEs da Companhia Energética de Brasília (CEB). O referido montante é determinado em função da contingência, do sentido do fluxo da Interligação Norte/Sul e do período de carga.

As cargas são ordenadas segundo a ordem de prioridade pré-definida em uma tabela e são cortadas para cada patamar de carga, levando em conta os cenários Norte e Sudeste exportadores, em ambas as barras, são apresentadas nas tabelas a seguir.

As tabelas de corte de carga associadas às lógicas de perda de barra da SE Brasília Sul são mostradas nas tabelas 4.4.1.3-1 e 4.4.1.3-2, tendo sua atuação diferenciada pelo evento de perda da Barra A ou Barra B e pelos patamares de carga. Observa-se que as tabelas definem um corte automático de carga que será executado em conjunto com os cortes de carga das SE Taguatinga, Ceilândia e Pacaembu, conforme definido pelas nas simulações, sendo os cortes adicionais comandados por ações temporizadas em conjunto com a lógica de supervisão de tensão.

Tabela 4.4.1.3-1 – Tabelas de corte de carga associados a perda da Barra A

Perda Dupla associada à perda da Barra A - Carga Pesada e Média		
	Fluxo Norte – Sul	Fluxo Sul – Norte
Corte Automático	250 MW	250 MW
Corte Adicional – A1	35 MW	35 MW
Corte Adicional – A2	40 MW	40 MW

Perda Dupla associada à perda da Barra A - Carga Leve		
	Fluxo Norte – Sul	Fluxo Sul – Norte
Corte Automático	105 MW	105 MW
Corte Adicional – A1	30 MW	30 MW
Corte Adicional – A2	15 MW	15 MW

Tabela 4.4.1.3-2 – Tabelas de corte de carga associados a perda da Barra B

Perda Dupla associada à perda da Barra B - Carga Pesada e Média		
	Fluxo Norte – Sul	Fluxo Sul – Norte
Corte Automático	80 MW	105 MW
Corte Adicional – B1	25 MW	30 MW
Corte Adicional – B2	25 MW	15 MW

Perda Dupla associada à perda da Barra B - Carga Leve		
	Fluxo Norte – Sul	Fluxo Sul – Norte
Corte Automático	25 MW	25 MW
Corte Adicional – B1	25 MW	25 MW
Corte Adicional – B2	15 MW	15 MW

Esta lógica permanece em estado de espera, sendo ativada apenas quando for identificada a perda dupla da LT 345 kV Brasília Sul – Samambaia com falha de disjuntor, o que provoca a perda de um dos barramentos de 345 kV da SE Brasília Sul.

- **Lógica de supervisão de tensão**

A ativação desta lógica está condicionada a ocorrência da perda dupla das LT 345 kV Brasília Sul – Samambaia com falha de disjuntor e que causa a perda de uma seção de barra da SE Brasília Sul 345 kV. Desta forma, após ter sido efetuado o corte de carga, a lógica de supervisão de tensão verifica as amplitudes das tensões pós-distúrbio nos barramentos das SE Brasília Sul 138 kV, Brasília Norte 13,8 kV, Brasília Centro 13,8 kV e SE-06 13,8 kV, ilustrada na figura 4.4.1.3-23.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

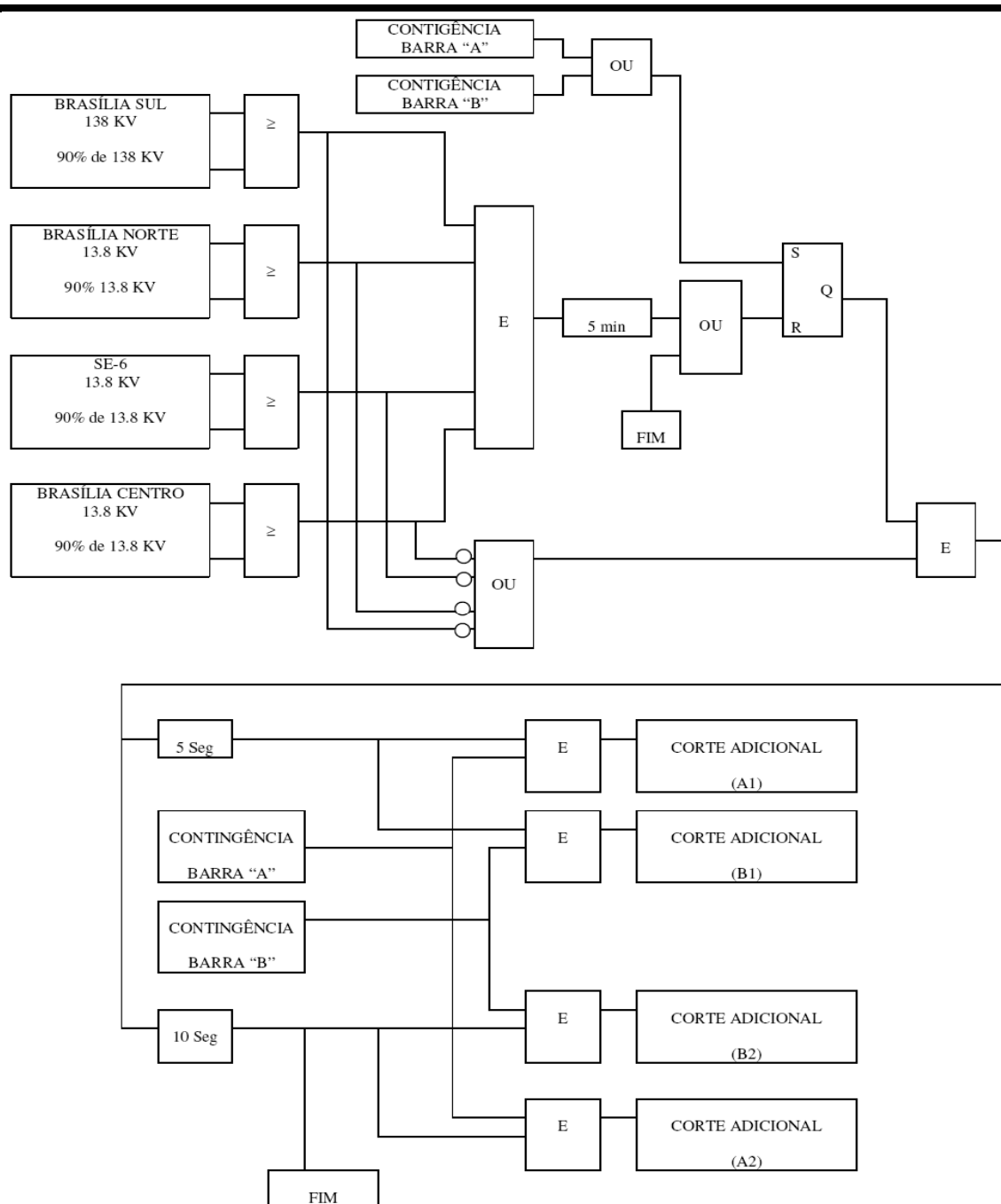


Figura 4.4.1.3-23 – Lógica de supervisão de tensão

Como pode ser observado na figura 4.4.1.3-23, quando todas as tensões citadas se mantiverem maiores ou iguais a 90% da nominal por pelo menos 5 minutos, o processo é encerrado e, a lógica de perda dupla com falha de disjuntor fica em estado de espera. Caso isto não se verifique, é enviado um sinal para comandar um corte de carga adicional a ser realizado em um ou dois estágios. O

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

tempo considerado para a estabilização da tensão dentro dos limites pré-estabelecidos é de 5s para o 1º estágio do corte adicional de carga e de 10s para o 2º estágio.

Para valores de tensão inferiores a 50% do nominal, as informações de subtensão não são levadas à lógica.

4.4.1.4 Lógica associada a SE Bandeirantes

A Figura 4.4.1.4-1 traz do diagrama unifilar da SE Bandeirantes, onde é possível observar a distribuição dos equipamentos e linhas de transmissão conectadas e cada seção de barra (A e B).

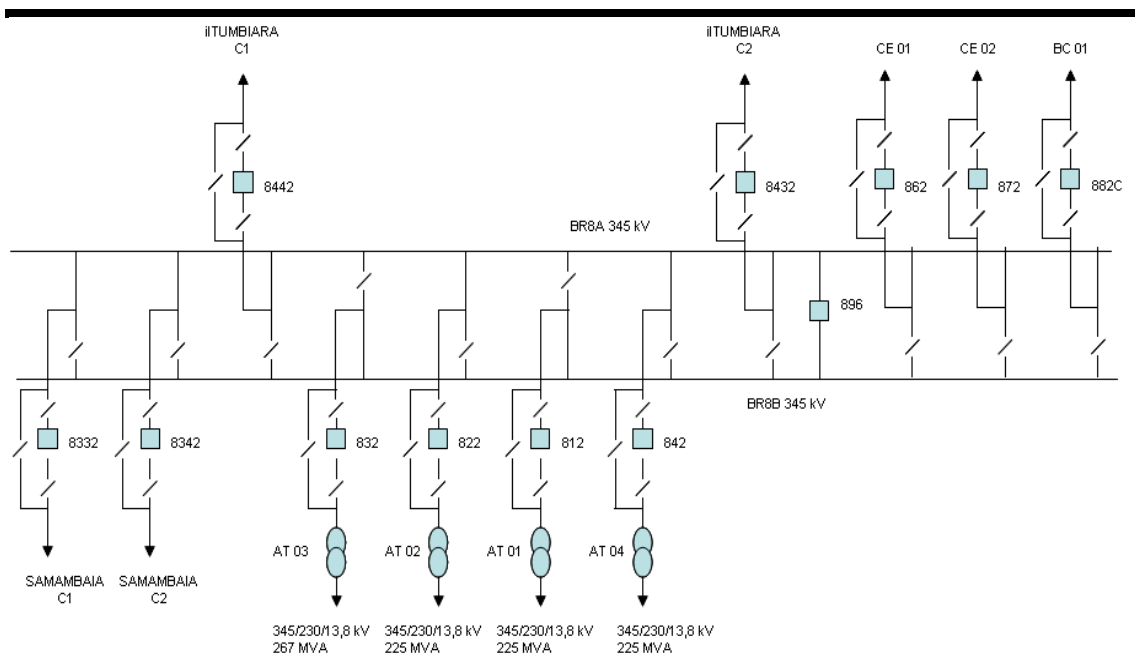


Figura 4.4.1.4-1 – Diagrama unifilar da SE Bandeirantes 345 kV

A figura 4.4.1.4-2 destaca a localização dos CLP instalados para a zona de segurança, esta zona se referindo à área de atuação do esquema dentro da área Goiás – Brasília e como os demais CLPs a ele associados.

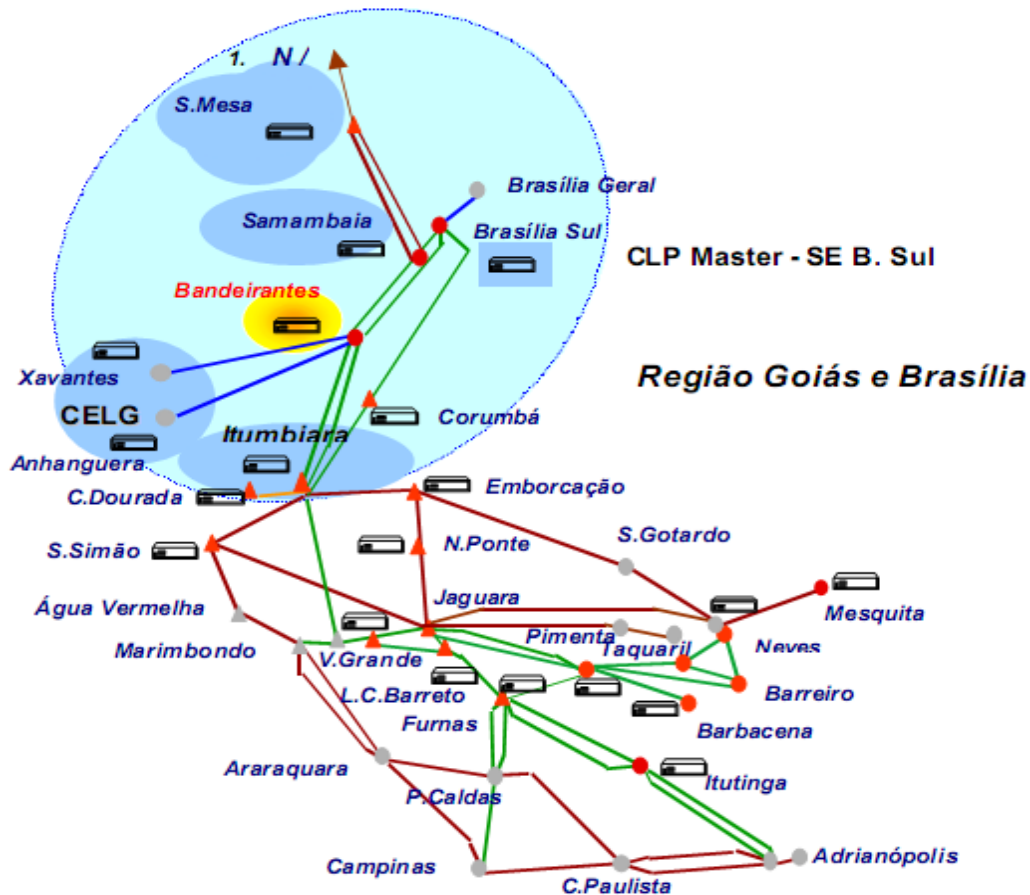


Figura 4.4.1.4-2 – Representação dos CLP associados à lógica da SE Bandeirantes

Nesta SE está associada apenas uma lógica que será descrita a seguir de maneira rápida, por tratar de eventos similares aos simulados anteriormente. Os comentários são feitos a seguir, sem apresentação dos resultados de simulação.

- **Lógica de perda dupla de circuitos com e sem falha de disjuntor**

A lógica referida verifica a perda de dois circuitos das LT 345 kV Itumbiara / Bandeirantes C1 e C2 ou das LT 345 kV Bandeirantes / Samambaia C1 e C2 em pelo menos um de seus terminais. Esta lógica é válida também para o evento de perda das seções de barras “A” e “B” de 345 kV da SE Bandeirantes, uma vez que este fato causa a perda simultânea de dois circuitos.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Na ocorrência de uma das perdas duplas descritas, a lógica atuará na SE Serra da Mesa e nas cargas da Companhia Energética de Goiás (CELG), da seguinte forma:

- ✓ Nas SE Xavantes e SE Anhanguera

A lógica comandará o corte de carga na CELG através da abertura temporizada em 4 estágios com intervalos de 2 segundos, de alimentadores na SE Xavantes e na SE Anhanguera apenas se for verificada a ocorrência de subtensão na SE Bandeirantes ou sobrecarga nas LTs 230 kV Cachoeira Dourada – Anhanguera C1 ou C2. A tabela 4.4.1.4-1 detalha os montantes de carga cortados em cada estágio assim como as respectivas SEs onde o mesmo será efetuado.

Tabela 4.4.1.4-1 – Tabela de corte de carga

Subestação	Corte de Carga (MVA)
1º Estágio	
Ferrovário	44 + j19
Campinas	56 + j24
Meia Ponte	23 + j10
Goya	36 + j15
Independência	29 + j12
Total	188 + j80
2º Estágio	
Trindade	19 + j6
Inhaumas	80 + j29
Firminópolis	23 + j9
Iporã	42 + j16
Palmeiras	25 + j10
Total	189 + j70
3º Estágio	
Bela Vista	34 + j12
Real A/B	28 + j13 / 16 + j6
Anhanguera	33 + j13
Total	111 + j44
4º Estágio	
Atlântico A/B/C	22 + j10 / 21 + j9 / 24 + j10
Aeroporto A/B/C	20 + j9 / 26 + j13 / 16 + j2
Total	129 + j53
TOTAL	617 + j247

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Com a entrada em operação da interligação Norte – Sudeste 3 e dos seus reforços, não será mais necessária a manutenção da ação de bloqueio (abertura da interligação Norte – Sudeste) nesta lógica da SE Bandeirantes que atuava em conjunto com a proteção de perda de sincronismo (PPS) desta interligação.

A figura 4.4.1.4-3 demonstra o funcionamento da lógica efetuando o monitoramento de tensão na SE Bandeirantes do carregamento dos circuitos 1 e 2 da LT Cachoeira Dourada / Anhangüera. Uma vez sensibilizada, ela permanece ativa por 5 minutos e efetuará cortes de carga temporizados conforme definido na tabela 4.4.1.4-1, a fim de manter a tensão acima de 0,90 pu e evitar sobrecargas.

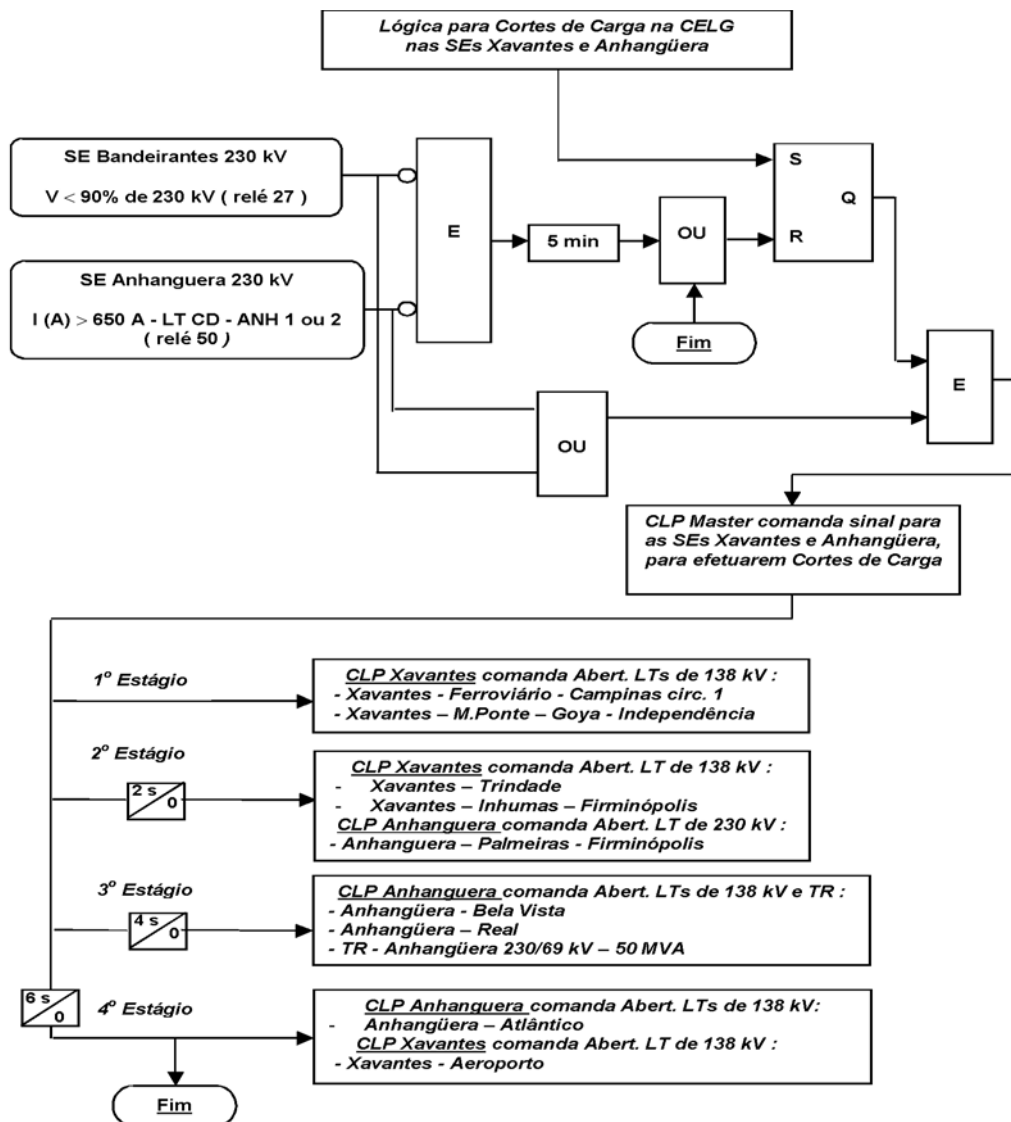


Figura 4.4.1.4-3 – Lógica de perda dupla associada a SE Bandeirantes

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

Como pode ser observado na figura 4.4.1.4-3, quando todas as tensões citadas se mantiverem maiores ou iguais a 90% da nominal por pelo menos 5 minutos, o processo é encerrado e, a lógica de perda dupla com falha de disjuntor fica em estado de espera. Caso isto não se verifique, é enviado um sinal para comandar um corte de carga adicional a ser realizado de 1 (um) a 4 (quatro) estágios. O tempo considerado para a estabilização da tensão dentro dos limites pré-estabelecidos é de 2s para cada estágio do corte adicional de carga.

Esta lógica também está associada a SE Itumbiara para a perda dupla das LT 345 kV Itumbiara / Bandeirantes C1 e C2.

4.4.1.5 Lógica associada a SE Itumbiara

A Figura 4.4.1.5-1, a seguir, apresenta o diagrama unifilar da SE Itumbiara, onde é possível observar a distribuição dos equipamentos e linhas de transmissão conectadas e cada secção de barra (A, C e B).

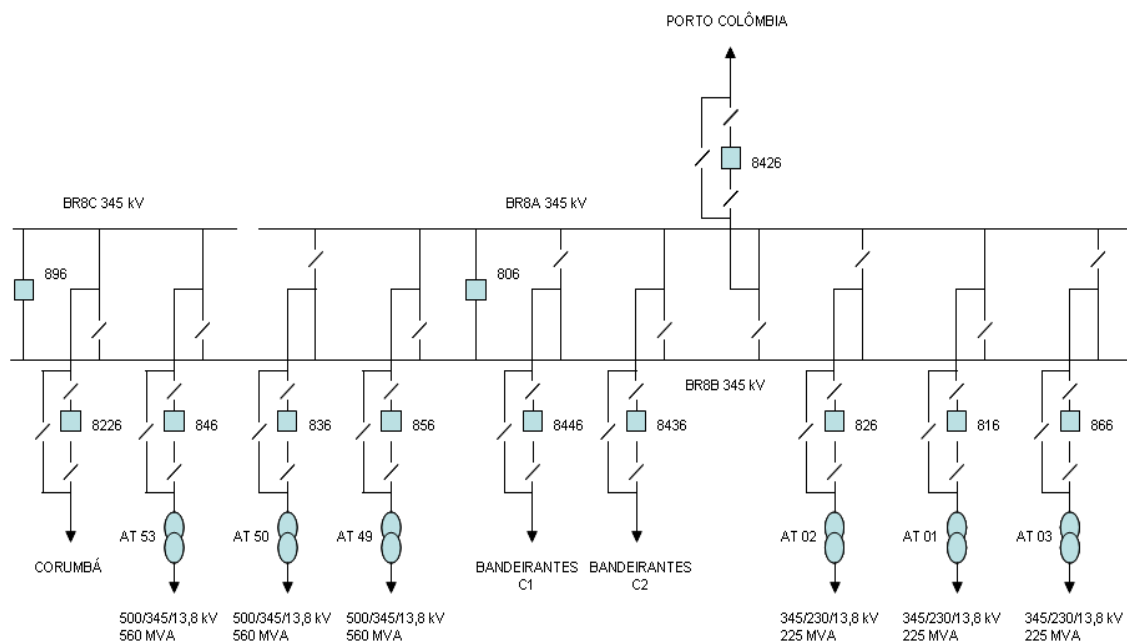


Figura 4.4.1.5-1 – Diagrama unifilar da SE Itumbiara 345 kV

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

A figura 4.4.1.5-2 destaca a localização dos CLP associados à lógica da SE Itumbiara e instalados na zona de segurança, esta zona se referindo à área de atuação do esquema dentro da área Goiás – Brasília. Nesta SE estão programadas a lógica de perda dupla para as LT 345 kV Itumbiara / Bandeirantes C1 e C2, já descrita anteriormente, e a lógica de perda de barras.

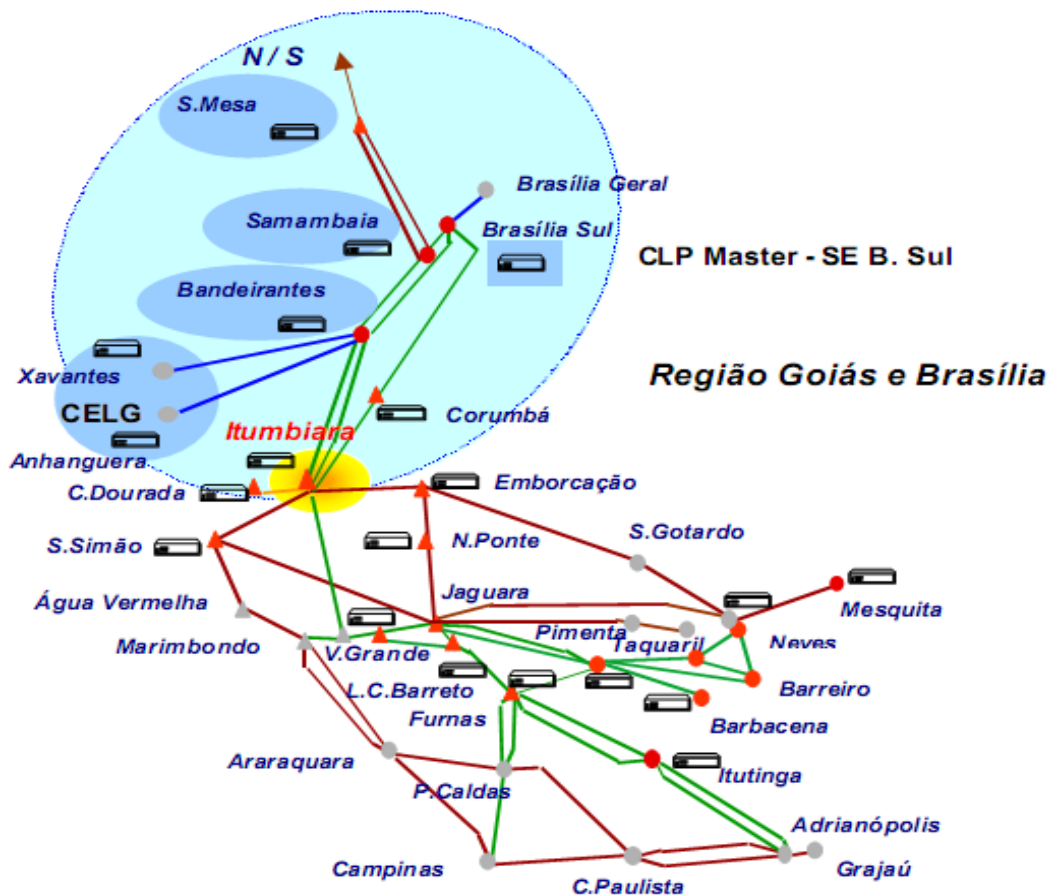


Figura 4.4.1.5-2 – Representação dos CLP associados à lógica da SE Itumbiara

- **Lógica de perda de barras**

Esta lógica verifica a perda da barra “B” de 345 kV desta SE, quando ocorre a atuação da proteção diferencial associada a esta barra (86-B) ou a atuação da proteção de falha de disjuntor de algum equipamento associada à Barra “B” (86-BF), se houver sobrecarga no ATR T-49 superior a 150%. Caso, após a abertura da barra, ocorra sobrecarga por pelo menos 2 s no referido ATR, o CLP deve comandar o

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

isolamento de 2 ou 3 unidades geradoras do anel de 500 kV para atendimento apenas ao setor de 345 kV da SE Itumbiara, após a verificação das condições de operação das unidades 1 a 6, conforme abaixo:

A seleção de 2 (duas) máquinas da UHE Itumbiara acontece se as seguintes circunstâncias são verificadas:

- Se o somatório da potência ativa gerada pelas unidades 4, 5 e 6 > 760 MW
ou
- Se o somatório da potência ativa gerada pelas unidades 1, 2 e 3 ≤ 150 MW

A seleção de 3 (três) máquinas da UHE Itumbiara acontece se as seguintes circunstâncias são verificadas:

- Se o somatório da potência ativa gerada pelas unidades 4,5 e 6 ≤ 760 MW
e
- Se o somatório da potência ativa gerada pelas unidades 1,2 e 3 > 150 MW

Quando acontece a perda das barras “A e B” de 345 kV desta SE, ocorre a atuação da proteção diferencial de barras (86-B) de uma das barras, seguida da atuação da proteção de falha do disjuntor que interliga as barras “A e B” (86-BF), proteção esta associada à barra não defeituosa. Sendo verificada a perda das barras “B e C” desta SE, o procedimento é similar ao descrito anteriormente, somente substituindo a barra “A” pela barra “C”. Caso, após a abertura das barras, ocorra sobrecarga em um dos ATRs T-49 ou T-53 superior a 150%, o CLP comanda a segregação de 2 ou 3 unidades geradoras do anel de 500 kV para atendimento do setor de 345 kV, após verificar as condições de operação das unidades de 1 a 6, conforme descrito anteriormente.

Com a entrada em operação da interligação Norte – Sudeste 3 e dos seus reforços, não se faz necessária a manutenção da ação de bloqueio (abertura da interligação Norte – Sudeste) nesta lógica de Itumbiara e que atuava em conjunto a proteção de perda de sincronismo (PPS) desta interligação.

CRITÉRIOS E DEFINIÇÕES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SEP

A figura 4.4.1.5-3 demonstra o funcionamento da lógica que atua nas SE Itumbiara na ocorrência de sobrecarga em um dos autotransformadores de 500/345 kV.

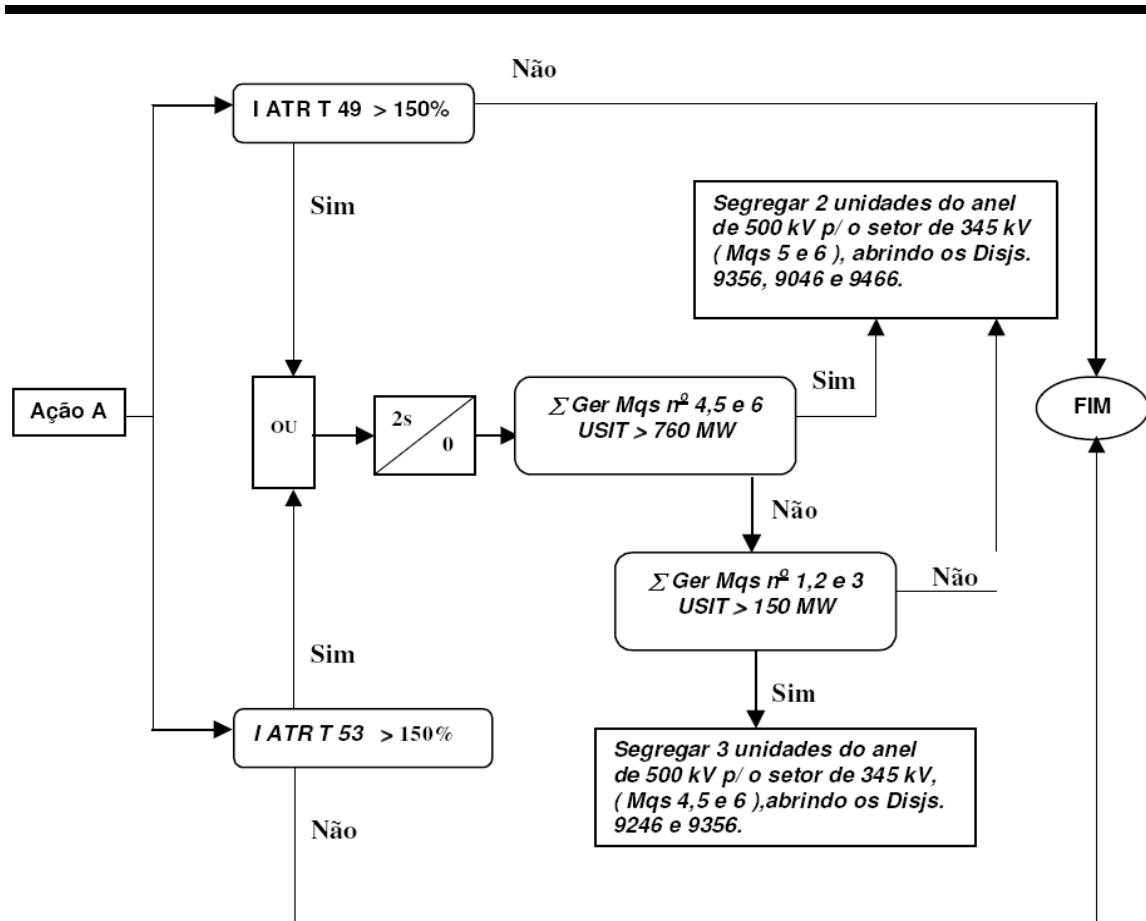


Figura 4.4.1.5-3 – Lógica de perda de barra associada a SE Itumbiara

- ✓ O CLP da SE Itumbiara atua da seguinte maneira:

Caso o autotransformador 500/345 kV T53 ou T49 da SE Itumbiara apresente sobrecarga maior que 50%, a lógica de segregação de unidades geradoras na SE Itumbiara direciona parte da geração para o setor de 345 kV e parte para o 500 kV. O número de unidades geradoras a serem segregadas para o 345 kV é definido em função do montante de geração existente na SE Itumbiara, de acordo com o procedimento descrito anteriormente (2 ou 3 unidades geradoras).

4.4.1.6 Procedimentos operativos

Como procedimento operativo padrão para um sistema especial de proteção, este esquema permanece sempre ativado independente da indisponibilidade de equipamentos da rede de operação ou do próprio ECS.

A demonstração da atuação e dos estudos necessários para a implementação do ECS da Área GO/BR, visa ilustrar a complexidade do processo de definição e posterior aplicação de um esquema em uma determinada região. Da mesma forma, é possível observar o impacto que a ausência deste esquema causaria ao sistema desta região.

5 Análise de desempenho dos SEPs

5.1 Gravidades das perturbações

A classificação em categorias e o tratamento numérico tornam mais fáceis a análise e comparação dos fenômenos físicos. A criação de índices é o caminho mais utilizado e eles são importantes para identificar o grau de prejuízo que uma determinada perturbação pode causar ao sistema. A seguir serão enumerados alguns indicadores para a avaliação do grau de severidade de uma perturbação:

- Estados Afetados – Embora o número de estados não identifique de forma precisa a extensão do distúrbio em termos de área geográfica, o seu efeito político é importante porque ele registra o número de unidades da federação afetadas;
- Montante de Carga Interrompida – este indicador está diretamente associado aos consumidores, visto que a falta de energia é a maior preocupação para eles. Caso sejam disponibilizadas maiores informações sobre os tipos de consumidores cortados e a duração da interrupção, é possível mensurar economicamente o malefício causado;
- Tempo de Recomposição – A duração do distúrbio é um dado importante em termos econômicos, sendo um importante indicador para a tomada de ações de melhoria nos procedimentos de recomposição do sistema;
- Severidade – É um indicador clássico para avaliar distúrbios em diversos países e utiliza os dados de energia não servida em MWh, relacionados a uma base de potência em MW, usualmente considerando a maior carga do sistema (ponta). A tabela 5.1-1 mostra como podem ser classificados os distúrbios, de acordo com sua severidade;

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

Tabela 5.1-1 – Tabela de avaliação do grau de severidade em função do tempo de interrupção

Classificação	Severidade (sistema-minuto)	Avaliação	Observações
Sem graduação	< 1	Aceitável	Condição Normal
1º Grau	1 a 10	Não Grave	Significativa para poucos Agentes / Consumidores
2º Grau	10 a 100	Grave	Sério impacto para todos os Agentes / Consumidores
3º Grau	100 a 1000	Muito Grave	Elevado impacto sócio-econômico com alto grau de insatisfação
4º Grau	> 1000	Catastrófica	Colapso do Sistema / Blecaute

- **Prejuízo Econômico** – Este indicador é composto pelos custos de não faturamento em conjunto com os custos da interrupção. Os custos de não faturamento podem ser interpretados como os custos associados às tarifas de energia, que representam os prejuízos das empresas, enquanto o custo de interrupção reflete o impacto causado nos consumidores. Para obter-se uma estimativa do prejuízo econômico causado pela interrupção de fornecimento de energia elétrica, é necessário o registro da duração da interrupção, o conhecimento da natureza da carga (residencial/comercial/industrial) e a estimativa do montante de energia não suprida em MWh.

A tabela 5.1-2 mostra como pode ser classificada a gravidade de alguns distúrbios ocorridos no Sistema Interligado Nacional (SIN), de acordo com os indicadores expostos.

Tabela 5.1-2 – Tabela de avaliação da gravidade de algumas perturbações ocorridas no SIN

Perturbação (Data)	Estados Afetados	Carga Interrompida	Tempo de Recomposição	Severidade (sistema-minuto)	Carga Máxima
18/04/1984	6	15762 MW	160 minutos	97	26000 MW
18/08/1985	10	7793 MW	74 minutos	22	26213 MW
26/03/1996	9	5746 MW	100 minutos	16	35913 MW
11/03/1999	11	24900 MW	260 minutos	117	55334 MW
21/02/2002	11	23766 MW	254 minutos	106	56948 MW

5.2 Impacto da atuação dos SEPs no sistema

A implementação de esquemas de proteção visa impedir ou minimizar o colapso do sistema na ocorrência de determinadas perturbações, considerando, portanto, que mesmo os esquemas mais robustos estão sujeitos a falhas. Para viabilizar a análise das possíveis falhas, podemos classificar a atuação dos SEP nas seguintes categorias:

- Operações Corretas – consiste na operação do esquema de maneira correta e para a finalidade que foi concebido;
- Operações Incorretas – quando ocorre a operação do esquema devido à ocorrência do evento previsto, mas de forma não desejada, pode-se até agravar a severidade da perturbação. Este fato pode ser causado por falhas de equipamentos, aquisição de dados, erro na implementação da lógica do esquema, entre outros;
- Operações Desnecessárias ou Acidentais– neste caso o esquema atua quando não deveria atuar, isto é, não houve nenhum dos eventos para os quais estaria prevista sua atuação. Este fato pode ser causado por erro de projeto e/ou implementação, mau funcionamento, falha humana, entre outras;
- Falha ou Recusa em Operar – neste caso o esquema não impedirá ou minimizará o efeito de perturbação de grau de severidade igual ou menor ao qual foi projetado e o sistema sofrerá o efeito pleno do distúrbio.

5.3 Índices de Desempenho

Algumas informações são necessárias para se avaliar o desempenho dos SEPs. Estes índices de desempenho podem ser associados ao número de suas atuações, da seguinte maneira:

Tabela 5.3-1 – Índices de avaliação de desempenho dos SEPs

Índice de Eficiência	=	$\frac{N_1}{N_1 + N_2 + N_3}$	Este índice traduz a eficiência do SEP em atingir seu objetivo, conforme definido em [3].
Índice de Confiabilidade	=	$\frac{N_1}{N_1 + N_2}$	Este índice avalia se o SEP atingiu o nível de desempenho esperado, de acordo com [3].
Índice de Operações Desnecessárias ou Acidentais	=	$\frac{N_4}{N_1 + N_2 + N_3 + N_4}$	Este índice ilustra a influência das atuações desnecessárias causados por fatores externos, como falha humana.

O primeiro grande desafio está na obtenção dos dados referentes ao número de atuações para cada SEP. A partir da definição, os dados históricos de operação podem ser registrados como abaixo, para facilitar o cálculo dos índices citados previamente:

- ♦ N_1 – Número de atuações corretas ou bem sucedidas;
- ♦ N_2 – Números de atuações incorretas;
- ♦ N_3 – Número de falhas ou recusas em operar;
- ♦ N_4 – Número de atuações desnecessárias ou acidentais;

A análise de desempenho pode ser complementada com a inclusão de outros aspectos e fatores de comparação, da seguinte forma:

- Finalidade do SEP em relação ao grau de redundância adotado;
- Finalidade do SEP em relação à frequência de atuação;
- Custo de implementação em relação ao custo de sua atuação incorreta;

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

- Custo de implementação/desativação em relação ao custo de outras alternativas (novos equipamentos ou linhas de transmissão, restrições de intercâmbios ou de geração, entre outros);
- Número estimado de distúrbios que podem provocar a atuação do SEP.

A tabela 5.3-2 a seguir mostra um resumo das características de operação dos SEPs assim como a avaliação da severidade e dos eventos para os quais é enquadrado cada tipo de atuação.

Tabela 5.3-2 – Descrição da avaliação da operação dos SEPs

Descrição da Resposta		Severidade X Projeto	Status da Operação
Tipo e Número de Operações	Avaliação		
Correta N ₁	Atuou da maneira como foi planejado.	Para um evento de severidade igual ou superior para o qual foi projetado.	O SEP deve operar e está armado para operar.
Incorreta N ₂	Opera mas falha em evitar ou minimizar o efeito do distúrbio.	Evento de severidade superior para o qual estava especificado.	
Falha ou Recusa N ₃	Não opera e não evita ou minimiza o efeito do distúrbio.	Evento de severidade igual ou inferior ao especificado.	
Desnecessária ou Acidental N ₄	Opera quando não deveria operar.	Não há um evento severo ou o mesmo não necessita de sua operação.	O SEP não deve operar mas está armado para operar.

Outro aspecto de grande importância que deve ser levado em conta é o período que o SEP permanece ativado ou pronto para atuar e as principais causas de atuações incorretas ou desnecessárias para cada SEP.

5.3.1 Exemplo de avaliação de um SEP

A entrada em operação do SEP de corte de carga por subfrequência nas regiões Sudeste / Centro-Oeste ocorreu em 1981. Em um período de 5 anos de

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

monitoramento do funcionamento deste esquema, de 1996 a 2000, foram observados os seguintes dados de operação:

Número de operações: 22

Número de Operações Corretas: 22

Número de Operações Incorretas: 0

Número de Falhas ou Recusas em Operar: 0

Número de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 0

Utilizando a formulação proposta anteriormente para avaliação do desempenho deste SEP, durante o período de monitoramento, observamos os seguintes resultados:

Índice de Eficiência: 1.0 (100%)

Índice de Confiabilidade: 1.0 (100%)

Índice de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 0

Vale ressaltar que as alternativas a este SEP são economicamente injustificáveis, uma vez que seriam necessários reforços e ampliações na rede para cobrir todas as possíveis contingências sistêmicas que causam subfrequência e conseqüente colapso do sistema.

5.4 Aplicação da análise no PMIS

A primeira etapa deve ser o entendimento do que representa o Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistêmico – PMIS para a evolução do Sistema Interligado Nacional – SIN.

O PMIS é elaborado após uma criteriosa análise das melhorias e reforços identificados pelo ONS e Agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição), sendo apresentados em forma de anexos para as empresas de geração, transmissão e distribuição, de modo a facilitar a ANEEL na aprovação e forma de ressarcimento dessas revitalizações, através de Resoluções específicas.

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

Cabe aqui um pequeno parêntesis para definir o entendimento de melhorias e reforços no âmbito desta análise:

- **Melhorias** – São consideradas melhorias, a instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas e a conservação das instalações de transmissão, em conformidade com o contrato de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica e com os Procedimentos de Rede do ONS;
- **Reforços** - São consideradas reforços, a implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e autorizadas pela ANEEL, para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do SIN, ou, ainda, que resulte em alteração física e a configuração da rede elétrica ou de uma instalação.

Após a seleção das revitalizações pertinentes, o presente trabalho consolida os diversos diagnósticos, de modo que as mesmas estejam classificadas de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 21.10, e Resolução Normativa (REN) nº 158/2005 e priorizadas, em função de sua importância para a integridade do SIN.

5.4.1 Classificação das revitalizações

As revitalizações foram classificadas nos Procedimentos de Rede nas especializações a seguir, tendo sido acrescentado ao final de cada especificação a sua correspondência com a REN 158/2005, utilizando-se as letras R e M, conforme cada caso, para identificar o Reforço e a Melhoria, respectivamente.

- Proteções de Caráter Sistêmico – PCS
- Sistemas Especiais de Proteção – SEP
- Sistemas de Proteção e Controle de Componentes – SPC

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

- Recomposição do Sistema – REC
- Substituição e/ou Instalação de Equipamentos – SEQ
- Otimização de Controladores Sistêmicos– OCS
- Sistemas de Registro de Perturbações – SRP
- Sistemas de Observabilidade e Controlabilidade – SOC
- Outras Revitalizações – OTR

5.4.1.1 Proteções de caráter sistêmico – PCS

Revitalizações para instalação, substituição ou melhorias em proteções de caráter sistêmico. As proteções de caráter sistêmico têm por objetivo garantir a integridade do SIN por ocasião de perturbações que resultem em condições anormais de operação, tais como subfrequência e sobrefrequência, subtensão e sobretensão, perda de sincronismo, oscilações de potência, etc.

Os benefícios esperados com a realização destas revitalizações são:

- Redução dos riscos de desligamentos em cascata e blecautes;
- Redução dos riscos de perda de estabilidade;
- Redução dos riscos de desequilíbrios entre carga e geração;
- Melhoria da qualidade do fornecimento.

5.4.1.2 Sistemas especiais de proteção – SEP

Conjunto de revitalizações para implantação de novos Sistemas Especiais de Proteção – SEP (englobam os Esquemas de Controle de Emergência – ECE, os Esquemas de Controle de Segurança – ECS e os Esquemas Regionais de Alívio de Carga – ERAC) ou a alteração de SEP existentes. Os SEP são sistemas automáticos de controle/proteção implantados nas subestações de geração, transmissão e distribuição do SIN, com o objetivo de evitar desligamentos de componentes em cascata e distúrbios de grande porte.

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

Os benefícios esperados com a realização destas revitalizações são:

- Redução dos riscos de perda de estabilidade;
- Redução dos riscos de colapso de tensão;
- Redução dos riscos de desequilíbrio entre carga e geração;
- Melhoria da qualidade do fornecimento.

5.4.1.3 Sistemas de proteção e controle de componentes – SPC

Conjunto de revitalizações para instalação, substituição ou melhorias de equipamentos de proteção e/ou controle, julgadas necessárias para a adequação das instalações em operação ao nível de segurança operacional desejado.

Os benefícios esperados com a realização destas revitalizações são:

- Redução dos tempos de eliminação de faltas;
- Redução do risco de múltiplos desligamentos forçados (aumento da confiabilidade dos sistemas de proteção);
- Redução do risco de perda de sincronismo durante faltas;
- Melhoria da qualidade do fornecimento.

5.4.1.4 Recomposição do sistema – REC

Revitalizações para instalação e/ou remanejamento de componentes para compensação reativa, da revisão ou adequação dos ajustes de equipamentos de controle e comando, visando otimizar o processo de recomposição do sistema após desligamentos decorrentes de perturbações de maior vulto.

Os benefícios esperados com a realização destas revitalizações são:

- Reduzir a duração das interrupções decorrentes de perturbações;
- Otimizar os processos de recomposição;

- Melhoria da qualidade do fornecimento.

5.4.1.5 Substituição e/ou instalação de equipamentos – SEQ

Substituição e/ou Instalação de equipamentos por motivo de:

- ✓ Adequação de instalações aos requisitos mínimos dos Procedimentos de Rede;
- ✓ Automação, reforma e modernização de SE;
- ✓ Obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de danos às instalações;
- ✓ Desgastes prematuros, restrições operativas intrínsecas de qualquer ordem;
- ✓ Diminuir a indisponibilidade das instalações de transmissão;
- ✓ Superação da capacidade normatizada de módulo de manobra ou das instalações de infra-estrutura de SE;
- ✓ Adequação do módulo de manobra à capacidade de transmissão contratada;
- ✓ Remanejamento de equipamentos de transmissão para uso em outros pontos da rede para implementação de módulo de manobra para conexão de LT ou transformadores de potência de propriedade dos acessantes.

Entende-se por módulo de manobra, o conjunto de equipamentos necessários para a conexão de linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de compensação de potência reativa ou interligação de barramentos;

Os benefícios esperados com a realização destas revitalizações são:

- Liberação de restrições na operação do SIN por adequação da suportabilidade do equipamento superado;
- Redução de riscos de danos físicos e pessoais (Agentes);
- Redução dos riscos de desligamentos em cascata;
- Redução dos tempos de eliminação de defeitos;

- Redução dos riscos de perda de estabilidade;
- Redução do tempo de recomposição do sistema.

5.4.1.6 Otimização de controladores sistêmicos– OCS

As revitalizações que podem ser identificadas como necessárias para a melhoria do desempenho dos controladores automáticos resultam da identificação da necessidade de reajustes em parâmetros ou estruturas dos controladores automáticos associados aos equipamentos do sistema elétrico, assim como da necessidade de implantação de novos controladores.

Estão agrupados neste item, os controladores sistêmicos voltados para funções de controle de excitação e velocidade de máquinas rotativas, controles de sistemas de transmissão em corrente contínua e estações conversores de frequência, compensadores estáticos de reativos, compensadores série controláveis e demais elementos de redes de transmissão CA flexíveis (FACTS), cujos controles tenham repercussão sistêmica.

Os benefícios esperados com a realização destas revitalizações são:

- Garantir desempenho adequado e otimizado do SIN;
- Operação mais segura na exploração dos limites ampliando o grau de utilização do SIN;
- Redução dos riscos de perda de estabilidade;
- Redução dos riscos de colapso de tensão;
- Melhoria da qualidade do fornecimento.

5.4.1.7 Sistemas de registro de perturbações – SRP

Os sistemas de registro de perturbações consistem no conjunto de revitalizações necessárias para garantir a obtenção do grau adequado de supervisão de distúrbios de curta e longa duração. A oscilografia de curta duração é voltada

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

essencialmente para o registro das formas de onda das tensões e correntes durante os períodos de pré-falta e de falta e é utilizada para subsidiar as análises dos distúrbios rápidos, principalmente causados por curtos-circuitos. A oscilografia de longa duração registra valores eficazes de tensão e corrente de seqüência positiva e ângulos relativos para fins de análise de distúrbios lentos, principalmente os eletromecânicos.

Os benefícios esperados com a realização destas revitalizações são:

- Melhoria do grau de supervisão do SIN para perturbações de curta e longa duração (faltas e oscilações);
- Permitir a análise do desempenho do SIN, bem como validar os estudos dinâmicos de sistema e modelagens utilizadas;
- Melhoria do processo de análise de perturbação;
- Redução dos custos de manutenção dos Agentes;
- Redução do tempo de recomposição do sistema.

5.4.1.8 Sistemas de observabilidade e controlabilidade – SOC

Os sistemas de observabilidade e controlabilidade consistem no conjunto de revitalizações necessárias para permitir plena observabilidade e controlabilidade do SIN.

Os benefícios esperados com a realização destas revitalizações são:

- Operar a rede elétrica com segurança e explorando adequadamente os recursos de geração e transmissão do SIN;
- Identificar rapidamente, e com precisão, fenômenos ocorridos na rede elétrica, caracterizando suas causas e efeitos e adotando medidas correspondentes;
- Suportar o processo de recomposição do sistema, subsidiando seu contínuo desenvolvimento;

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

- Coletar dados para viabilizar informações para o cálculo de indicadores de desempenho;
- Coletar dados para a apuração dos encargos de uso da Rede Básica;
- Acompanhar a qualidade de energia e definir ações para seu constante aprimoramento;
- Realizar estudos de fenômenos elétricos que permitam antecipar situações e contingências que possam afetar a confiabilidade e estabilidade da rede elétrica;
- Realizar estudos, com base nas seqüências de eventos registradas nos equipamentos de supervisão e controle das instalações, com a finalidade de definir a cronologia dos eventos, para apoiar a adequada restauração da rede elétrica após distúrbios;
- Subsidiar o processo de análise de perturbação.

5.4.1.9 Outras revitalizações – OTR

As outras revitalizações consistem na melhoria da segurança operacional elétrica do SIN identificadas como necessárias em outros processos, tais como eliminação de interferências localizadas em faixas de servidão ou outras indicadas pelos Agentes e referendadas pelo ONS.

5.4.2 Análise direcionada do PMIS

Toda a análise apresentada poderá ser utilizada no PMIS com enfoque nos sistemas especiais de proteção e seus elementos, de forma a apontar e priorizar melhorias para os esquemas de maior importância com elevado índice de falhas, operações incorretas ou maior grau de obsolescência.

É possível observar que os elementos que compõem os SEPs estão presentes em quase todas as áreas de revitalizações ou estão ligados a elas indiretamente. Sendo assim, a indicação de um esquema para o PMIS, pode representar a necessidade de revitalização de equipamentos que se enquadram desde sistemas

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

especiais de proteção propriamente ditos até sistemas de observabilidade e controlabilidade, uma vez que a falha pode ser na aquisição de dados.

No próximo item será apresentada uma avaliação do desempenho global dos esquemas especiais de proteção do SIN no período de 2002 – 2006.

5.5 Análise da operação dos SEPs entre 2002 - 2006

A análise de desempenho será feita de maneira global, considerando todos os equipamentos afetados pela atuação do SEP em cada um de seus terminais, uma vez que ainda não existe monitoramento de atuação de cada esquema de forma individualizada. A aquisição de dados considerando a atuação de cada SEP só será implementada a partir de 2010 pelo ONS.

A tabela a seguir traz os dados de operação individualizados, ou seja, de cada terminal do equipamento afetado pela atuação dos SEP, levando em conta o número total de desligamentos e a precisão na detecção do problema.

Tabela 5.5-1 – Dados de atuação de equipamentos ligados a operação dos SEPs

Período	Total de atuações	Corretas	Incorretas	Recusa em Operar	Desnecessárias (Falha Humana)
2002	272	232*	2	2	36 (16)
2003	282	255	2	2	23 (05)
2004	385	373	2	0	10 (05)
2005	370	351	1	0	17 (06)
2006	404	372	0	0	32 (22)

* 42 atuações corretas porém não impediram o blecaute de 2002

5.5.1 Análise do ano de 2002

A avaliação do desempenho operacional dos sistemas especiais de proteção do SIN durante o ano de 2002 pode ser calculada a partir dos dados da tabela 5.5-1, obtendo os seguintes resultados:

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

Número de Operações: 272

Número de Operações Corretas: 232

Número de Operações Incorretas: 2

Número de Falha ou Recusas em Operar: 2

Número de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 36

Utilizando a formulação proposta para avaliação do desempenho dos SEPs, durante o período de monitoramento, observamos os seguintes resultados:

Índice de Eficiência: 0.9831 (98,31%)

Índice de Confiabilidade: 0.9915 (99,15%)

Índice de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 0.1324 (13,24%)

Ao longo do ano de 2002, houve um grande blecaute no dia 21/01/2002 que levou a 42 atuações de diferentes equipamentos, relacionados a diversos SEPs. Os esquemas atuaram corretamente, mas não estavam projetados para um fenômeno da magnitude que ocorreu. Este blecaute se enquadra na categoria muito grave, por atingir diversos estados e provocar uma interrupção de fornecimento de pouco mais de 4 horas em algumas regiões conforme apresentado anteriormente na tabela 5.1-2.

É importante observar o número elevado de atuações desnecessárias ou acidentais, da ordem de 13% do total de atuações, dos quais pelo menos 44% estão relacionados à falha ou erro humano. Os demais fatores são erro de projeto, falhas de equipamentos, surtos em circuitos de alimentação entre outros, que são verificados e na maioria dos casos resolvidos sem maiores transtornos.

5.5.2 Análise do ano de 2003

A avaliação do desempenho operacional dos sistemas especiais de proteção do SIN durante o ano de 2003 pode ser calculada a partir dos dados da tabela 5.5-1, obtendo os seguintes resultados:

Número de Operações: 282

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

Número de Operações Corretas: 255

Número de Operações Incorretas: 2

Número de Falha ou Recusas em Operar: 2

Número de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 23

Utilizando a formulação proposta para avaliação do desempenho dos SEPs, durante o período de monitoramento, observamos os seguintes resultados:

Índice de Eficiência: 0.9846 (98,46%)

Índice de Confiabilidade: 0.9922 (99,22%)

Índice de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 0.0816 (8,16%)

Novamente deve ser observado o elevado número de atuações desnecessárias ou acidentais, da ordem de 8,2% do total de atuações, dos quais pelo menos 21% estão relacionados à falha humana. Os demais fatores são erro de projeto, erro no ajuste da proteção, falhas de equipamentos, entre outros, que são verificados e na maioria dos casos resolvidos sem maiores transtornos.

Houve uma ligeira melhora de todos os índices de 2003 em relação ao ano anterior. Entretanto o número de atuações relacionadas à falha humana se manteve.

5.5.3 Análise do ano de 2004

A avaliação do desempenho operacional dos sistemas especiais de proteção do SIN durante o ano de 2004 pode ser calculada a partir dos dados da tabela 5.5-1, obtendo os seguintes resultados:

Número de Operações: 385

Número de Operações Corretas: 373

Número de Operações Incorretas: 2

Número de Falha ou Recusas em Operar: 0

Número de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 10

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

Utilizando a formulação proposta para avaliação do desempenho dos SEPs, durante o período de monitoramento, observamos os seguintes resultados:

Índice de Eficiência: 0.9947 (99,47%)

Índice de Confiabilidade: 0.9947 (99,47%)

Índice de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 0.0260 (2,6%)

As falhas observadas neste ano foram extremamente reduzidas, mesmo assim serão levantadas as principais causas de falhas observadas neste período. O número de atuações desnecessárias ou acidentais foi reduzido drasticamente em relação aos anos anteriores, sendo da ordem de 3,1% do total de atuações, dos quais pelos menos 50% estão relacionados à falha humana. Os demais fatores são falhas de equipamentos e causas não identificadas.

Houve uma grande melhora nos índices de falhas de 2004 em relação aos anos anteriores, mas mesmo sem representar um valor expressivo no total de atuações o número de atuações relacionadas à falha humana continua sendo destaque.

5.5.4 Análise do ano de 2005

A avaliação do desempenho operacional dos sistemas especiais de proteção do SIN durante o ano de 2005 pode ser calculada a partir dos dados da tabela 5.5-1, obtendo os seguintes resultados:

Número de Operações: 370

Número de Operações Corretas: 351

Número de Operações Incorretas: 1

Número de Falha ou Recusas em Operar: 0

Número de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 17

Utilizando a formulação proposta para avaliação do desempenho dos SEPs, durante o período de monitoramento, observamos os seguintes resultados:

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

Índice de Eficiência: 0.9972 (99,72%)

Índice de Confiabilidade: 1.0 (100%)

Índice de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 0.0460 (4,60%)

As falhas observadas neste ano continuaram num patamar reduzido, e os índices de Eficiência e Confiabilidade apresentaram melhora.

O número de atuações desnecessárias ou acidentais quase dobrou em relação ao ano anterior, sendo da ordem de 4,6% do total de atuações, dos quais pelos menos 35% estão relacionados à falha humana. Os demais fatores são erro de montagem, falhas de equipamentos, falhas na interface de comunicação e causas não identificadas.

Ainda que o valor não seja expressivo no total de atuações, o número de atuações relacionadas à falha humana continua alto e segue representando quase metade das falhas identificadas como desnecessárias ou acidentais.

5.5.5 Análise do ano de 2006

A avaliação do desempenho operacional dos sistemas especiais de proteção do SIN durante o ano de 2006 pode ser calculada a partir dos dados da tabela 5.5-1, obtendo os seguintes resultados:

Número de Operações: 404

Número de Operações Corretas: 372

Número de Operações Incorretas: 0

Número de Falha ou Recusas em Operar: 0

Número de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 32

Utilizando a formulação proposta para avaliação do desempenho dos SEPs, durante o período de monitoramento, observamos os seguintes resultados:

Índice de Eficiência: 1.0 (100%)

Índice de Confiabilidade: 1.0 (100%)

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

Índice de Operações Desnecessárias ou Acidentais: 0.0792 (7,92%)

Pode ser observado que a busca por melhoria dos índices é contínua e os índices de Eficiência e Confiabilidade atingiram 100% neste ano.

O número de atuações desnecessárias ou acidentais novamente teve um aumento expressivo em relação ao ano anterior, sendo da ordem de 7,9% do total de atuações, dos quais pelos menos 68% estão relacionados à falha humana. Os demais fatores são erro de ajuste, falhas de equipamentos e causas não identificadas.

Desta vez o número de atuações relacionadas à falha humana atingiu o maior valor observado ao longo de todo o período 2002-2006, mostrando que a preocupação com a manutenção preventiva e ajuste dos SEPs não vem sendo acompanhada de treinamento adequado para os operadores e para as equipes de manutenção. A tabela 5.5-2 ilustra a evolução dos índices analisados neste período.

Tabela 5.5-2 – Evolução dos índices de desempenho do período 2002-2006

	2002	2003	2004	2005	2006
Índice de Eficiência	0.9831	0.9846	0.9947	0.9972	1.0
Índice de Confiabilidade	0.9915	0.9922	0.9947	1.0	1.0
Índice de Operações Desnecessárias (Percentual de Falhas Humanas)	0.1324 (44%)	0.8160 (21%)	0.0260 (50%)	0.0460 (35%)	0.0792 (68%)

Outro fato que deve ser observado neste período foi o número de falhas causadas por erro humano relacionadas a outras empresas, ou seja, empresas contratadas para realizar determinados serviços de modernização nas subestações. Este número foi igual a 7 (sete) do total de 22 (vinte e duas) falhas causadas por erro humano.

A figura 5.5-1 representa o total de falhas, composto pelo somatório das atuações incorretas, falha ou recusas em operar e atuações desnecessárias ou acidentais, assim como os itens individualizados, incluindo o item de número de falhas provocadas por ação humana que está contido no número de operações desnecessárias ou acidentais.

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SEPs

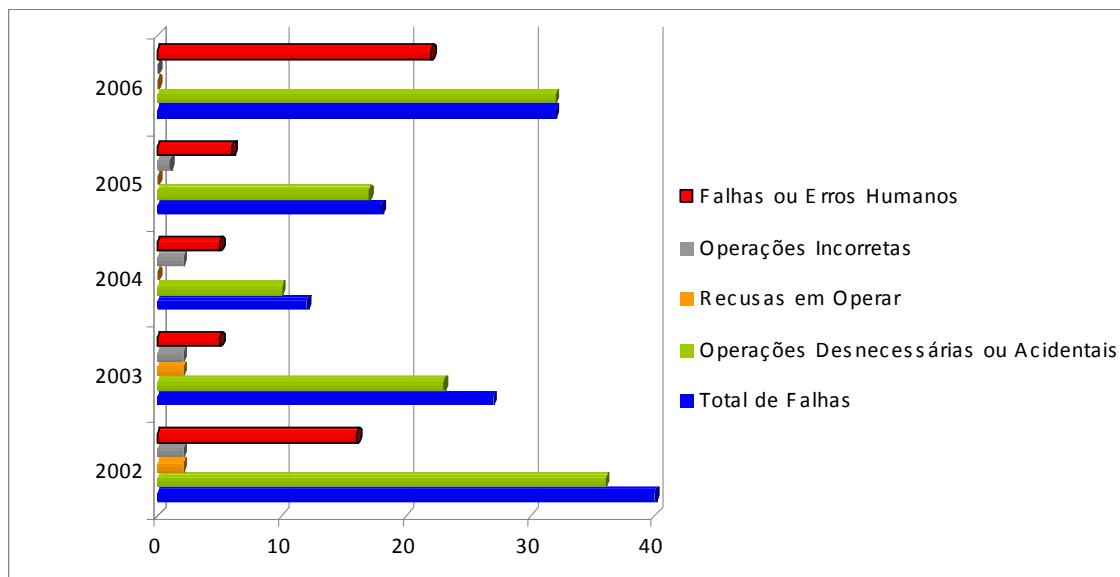


Figura 5.5-1 – Composição das falhas na operação dos SEPs entre 2002-2006

6 Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

Apresentamos, a seguir, as conclusões da presente dissertação de mestrado.

O trabalho procurou mostrar, a partir da definição de cada efeito elétrico, o funcionamento e operação dos sistemas especiais de proteção, a partir das ações de controle que serão tomadas para atenuar ou mitigar o colapso de um determinado subsistema ou mesmo de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN). A seguir formam definidos os procedimentos para a implementação de um esquema, assim como discutida a aplicação dos conceitos.

Foram realizadas simulações para ilustrar os resultados obtidos nos estudos de implementação da lógica do ECS da Área Goiás – Brasília, para a verificação dos efeitos avaliados, assim como as conseqüências da operação do SEP para a região. A partir dos resultados obtidos, foram definidas ações de controle que visam minimizar o corte de carga e a manutenção da estabilidade do sistema.

A seguir, foram definidos todos os parâmetros para análise de um distúrbio, em função da severidade do impacto, tempo de interrupção, prejuízo econômico, assim como os critérios para análise do desempenho dos sistemas especiais de proteção (SEPs). A partir da definição destes índices e parâmetros, foram levantados os dados históricos de operação disponíveis junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS) e, a partir deles, feita a análise de desempenho dos esquemas para o período 2002 a 2006.

Concluiu-se que ao longo do período analisado houve uma expressiva evolução dos índices de eficiência e confiabilidade, justificados pela maior regulamentação do setor, o que levou as empresas a realizarem mais testes e manutenções preventivas, gradativamente eliminando falhas e possíveis atuações incorretas. Entretanto, foi verificado que o índice de operações desnecessárias ou acidentais, que representa as atuações acidentais e falha humana, não seguiu a mesma linha de redução, mantendo-se nos mesmos níveis ou até registrando aumentos, no período analisado.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Quando foi realizada uma análise mais criteriosa das causas das operações desnecessárias ou acidentais, observou-se aumento do percentual de falha humana ao longo do período, chegando a representar 68% destas atuações no último ano de análise. Entretanto neste período deve-se destacar a realização de serviços de modernização nas subestações de alguns agentes por empresas contratadas e que o percentual de falhas desconsiderando as causadas pelos funcionários destas empresas ficaria em torno de 46%.

De posse da análise dos índices e das informações adicionais referentes às atuações desnecessárias ou acidentais, verifica-se que as falhas referentes aos equipamentos ou ajustes dos mesmos vêm sendo sanadas, ao passo que o treinamento dos operadores e das equipes de manutenção não vem acompanhando esta evolução e representa a maior causa de falhas.

Dado que as conclusões não podem ser consideradas como de caráter geral, por terem tratado apenas de um curto período de análise, serve de indicativo por se tratar de dados recentes da operação dos últimos 5 anos disponíveis (2002 – 2006) e desta forma, recomenda-se o treinamento preventivo das equipes de operação e de manutenção das empresas de forma a minimizar a incidência de falhas causadas por erro humano. Além disso, deve ser avaliado o treinamento dos funcionários de empresas contratadas para serviços em equipamentos e/ou subestações, de forma a evitar problemas como os constatados no ano de 2006.

Espera-se que os resultados aqui apresentados possam servir de contribuição efetiva para o reconhecimento da importância do tema escolhido nesta dissertação. Além disso, de forma a ilustrar a importância dos SEPs para o Sistema Interligado Nacional (SIN), são apresentados a seguir na tabela 6-1, os benefícios advindos de sua operação correta em eventos de elevado grau de severidade que poderiam levar o sistema ao colapso caso os mesmos não atuassem.

Como proposta para outros trabalhos, podemos sugerir a análise de desempenho de cada sistema especial de proteção (SEP) que só será possível a partir de 2010 quando o ONS começará a obter os dados de operação de cada esquema de maneira individualizada.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Tabela 6-1 – Benefícios associados a atuação correta dos SEPs

Ocorrência	Descrição	Ações de Controle	Consequências
06/07/2003 23:59	Perda de 3 circuitos do tronco de 765 kV associado à UHE Itaipu causado por descargas atmosféricas.	Corte de Geração de 2940 MW na UHE Itaipu, de forma a preservar a interconexão entre os subsistemas Sul e Sudeste	- Manutenção da integridade do SIN; - Frequência variou de 60 Hz para 59,2 Hz.
16/09/2003 03:13	Perda de 4 circuitos do tronco de 765 kV conectados a SE Itaberá, causado por descargas atmosféricas e atuação incorreta das proteções das LTs.	Corte de Geração de 1400 MW na UHE Itaipu, de forma a preservar a interconexão entre os subsistemas Sul e Sudeste	- Manutenção da integridade do SIN; - Frequência variou de 60 Hz para 59,6 Hz.
09/12/2003 17:39	Abertura de 10 circuitos de 440 kV e 2 transformadores de 440/138 kV na SE Bauru, causado por um curto circuito no barramento de 440 kV.	Corte de geração de 365MW na bacia do Paranapanema, de forma a controlar oscilações eletromecânicas e carregamento no trafo de 440/230 kV da SE Assis	- Manutenção da integridade do SIN; - Frequência variou de 60 Hz para 60,9 Hz.
26/09/2004 05:38	Abertura de 4 circuitos de 500 kV e 2 transformadores de 500/345 kV na SE Jaguará, causado por um curto circuito em um circuito de 500 kV.	A atuação dos SEPs evitou sobrecarga nos equipamentos da região.	- Manutenção da integridade do SIN; - Frequência variou de 60 Hz para 60,7 Hz.
14/06/2005 15:26	Desligamentos de 2 circuitos do tronco de 765 kV associado à UHE Itaipu causado pela queda de 9 torres em virtude de fortes ventos na região.	Corte de Geração de 2800 MW na UHE Itaipu, evitando a abertura do terceiro circuito em paralelo por sobrecarga.	- Manutenção da integridade do SIN; - Frequência variou de 60 Hz para 59,2 Hz.
04/10/2005 20:40	Desligamento dos 3 circuitos de 765 kV entre Ivaiporã e Foz do Iguaçu, causado pela queda de torres em virtude de fortes ventos na região. Levou a desconexão da UHE Itaipu do restante do SIN, com perda de 4800 MW de geração.	A correta atuação dos SEPs para abertura da interligação Norte – Sul e do esquema de corte de carga por subfrequência (ERAC), manteve a integridade do sistema e evitou a propagação do distúrbio para as regiões Norte e Nordeste.	- Frequência variou de 60 Hz para 58,3 Hz; - Corte de 6,5% do total das cargas das regiões Sul / Sudeste e Centro-Oeste.
06/03/2005 15:04	Atuação acidental da proteção de sobrecorrente nos circuitos do Elo CC durante a manutenção do Bipolo 1, levando ao bloqueio do Bipolo 2 e perda da geração do setor de 50 Hz da UHE Itaipu que representava 2700 MW naquele instante.	A correta atuação dos SEPs para abertura da interligação Norte – Sul e do esquema de corte de carga por subfrequência (ERAC), manteve a integridade do sistema e evitou a propagação do distúrbio para as regiões Norte e Nordeste.	- Frequência variou entre 60,2 Hz para 58,2 Hz; - Corte de 2154 MW de carga das regiões Sul / Sudeste e Centro-Oeste.
04/09/2005 15:04	Perda de 2 circuitos de 765 kV conectados a SE Itaberá devido a um curto circuito, e ainda ocorreu a queda de torres do Bipolo 1 do Elo CC causado por ventos fortes.	Corte de Geração de 2100 MW na UHE Itaipu, no setor de 60 Hz.	- Frequência variou de 60 Hz para 59,3 Hz; - Redução da capacidade de transmissão do elo CC de 6300 MW para 3150 MW.

7 Bibliografia

- [1] Almeida, P. C., Prada, R. B., “Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica”, Capítulos 1 e 2, Rio de Janeiro, EPUB, 2005.
- [2] Gomes, P., Lima, J. W. M., Schilling, M. Th., “Estratégias para o Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas dos Grandes Blecautes”, XVI SNPTEE, Grupo IV, GAT-015, Campinas, Brasil, Outubro 2001.
- [3] Gomes, P., Cardoso Jr, G., Sardinha, S. L. A., “Brazilian Experience with System Protection Schemes”, CIGRÉ, C2-210, Paris, França, Session 2004.
- [4] Madani, V., Adamiak, M., Thakur, M., “Design and Implementation of Wide Area Special Protection Schemes”, IEEE, 57th Annual, Texas A&M University, EUA, March 2004.
- [5] Begovic, M., Novosel, D., Karlsson, D., Henville, C., Michel, G., “Wide Area Protection and Emergency Control”, PROCEEDINGS OF THEE IEEE, Vol. 93, No. 5, May 2005.
- [6] Begovic, M., Novosel, D., “On Wide Area Protection”, Power Engineering Society General Meeting, IEEE, June 2007
- [7] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10”, ONS, Submódulo 10.21, 2008.
- [8] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Banco de Dados de Sistemas Especiais de Proteção”, ONS, DPP/GPE, 2008.
- [9] Vieira, J.C.M., Freitas, W., Salles, D., França, A. L. M., “Um Método Prático Para a Definição dos Ajustes de Relés Baseados em Medidas de Frequência Usados Para a Detecção de Ilhamento de Geração Distribuída”, Revista Controle & Automação, Vol. 19, No 2, Abril, Maio e Junho 2008.
- [10] Gomes, P., Cardoso, Jr G., “Reducing Blackout Risk by System Protection Shemes – Detection and Mitigation of Critical System Conditions”, CIGRÉ, C2-201, Paris, França, Session 2006.

BIBLIOGRAFIA

- [11] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistêmico – PMIS 2008 - 2011”, ONS, RE 3/209/2008, 2008.
- [12] Gomes, P., Chipp H. J., Sardinha S. L., “Os Blecautes que não ocorreram”, Final Draft, XVIII SNPTEE, Grupo IX, GOP-30, Curitiba, Brasil, Outubro 2005.
- [13] Oliano, P. R. C., Bonl A., Cardoso G., Werberich, L. C., “Implantação de novo esquema de controle de emergência do Rio Grande do Sul ECE-RS utilizando lógica e comunicação mirrored BitsTM”, XIX SNPTEE, Grupo V, GPC-25, Rio de Janeiro, Brasil, Outubro 2007.
- [14] Gomes, P., “Segurança Operativa dos Sistemas Elétricos: Diagnósticos e Perspectivas face à Reestruturação do Setor Elétrico”, Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá, Brasil, Outubro 2001.
- [15] Gomes, P., Chipp, H. J., Filho, J. M. O., Sardinha S. L., “Brazilian Defense Plan Against Extreme Contingences” Quality and Security of Power Delivery Systems, CIGRE/IEEE, PES International Symposium, Montreal, Canada, October 2003.
- [16] Anderson, P. M., Le Reverend P. K., “Industry Experience with Special Protection Schemes”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, Vol. 11 n^o 3, August 1996.