



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPC/04
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC

**AValiação DA SEGURANÇA ELÉTRICA DAS INSTALAÇÕES DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL -
DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO ATUAL E PROPOSIÇÕES DE MELHORIAS**

João Daniel de A. Cascalho(*)
MME

José Brito Trabuço
MME

André Grobério L. Perim
MME

José Luiz Scavassa
MME

Thiago Guilherme F. Prado
MME

Paulo Gomes
ONS

Fernando A. Viotti
ONS

Jorge Miguel Ordacgi F.
ONS

Raul B. Sollero
CEPEL

Roberto P. de Magalhães
CEPEL

Antônio R. Carvalho
CEPEL

RESUMO

Este trabalho reporta as análises efetuadas no âmbito do Grupo de Trabalho de Avaliação da Segurança das Instalações do SIN instituído pela Portaria MME nº 43/2013, de 04 de fevereiro de 2013. Apresenta a metodologia adotada para a avaliação da segurança das instalações e para a definição de medidas de redução do nível de risco relativos aos arranjos operativos e proteções de barramentos. Também aborda o diagnóstico geral das subestações da Rede Básica quanto ao atendimento aos Procedimentos de Rede, a contribuição do Grupo de Trabalho para a evolução da segurança e confiabilidade das instalações do SIN e apresenta exemplos de subestações analisadas.

PALAVRAS-CHAVE

Segurança Elétrica, Arranjos de Barramentos, Flexibilidade Operacional, Melhoria de Desempenho, Confiabilidade.

1.0 - INTRODUÇÃO

O Grupo de Trabalho de Avaliação da Segurança das Instalações do SIN foi instituído pela Portaria MME nº 43/2013, de 04 de fevereiro de 2013, com o objetivo de identificar necessidades de melhoria nas condições de segurança elétrica e confiabilidade das instalações da Rede Básica do SIN e de outras relevantes para a operação dessa Rede, bem como propor ações destinadas a promover os aperfeiçoamentos necessários. O Grupo é composto por representantes da Secretaria de Energia Elétrica, que o coordena, e da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, ambas do Ministério de Minas e Energia - MME, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL.

A coordenação técnica dos trabalhos foi realizada pelo ONS e as análises tiveram a participação do CEPEL, da EPE e dos Agentes proprietários das instalações. Como resultado foram identificadas as subestações que necessitam de complementação do arranjo ou de outras medidas julgadas necessárias para melhorar a segurança intrínseca das mesmas. O trabalho foi dividido em 6 volumes, considerando as instalações em operação em outubro de 2014, apresentadas nas referências (5 a 9) e um volume adicional em elaboração.

(*) Esplanada dos Ministérios Bloco U sala 610 – CEP 70.065-900 Brasília, DF – Brasil
Tel: (+55 61) 2032-5839 – Email: joao.cascalho@mme.gov.br

Os volumes estão em fase final de aprovação pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e o trabalho do grupo está definindo priorização quanto à execução das propostas, considerando os prazos apontados pelas empresas como necessários para a implantação das soluções e o grau de impacto no desempenho do Sistema Interligado como um todo.

2.0 - CRITÉRIOS E METODOLOGIA

Para a realização do trabalho, foram apontadas as medidas de aperfeiçoamento dos arranjos operativos dos barramentos, visando a redução do nível de risco inerente a cada instalação. Para atingir este objetivo foram considerados os aspectos que estão ligados diretamente à segurança intrínseca da instalação, tais como arranjo físico dos barramentos, esquemas de proteção e aspectos operativos.

2.1 Premissas

O trabalho desenvolvido teve como premissas básicas as análises já realizadas em trabalhos anteriores, com destaque para o Relatório II da Comissão Mista ONS/ELETRONAS/CEPEL de outubro de 1999, referência (1), e experiências adquiridas nos processos permanentes de observação, análise, diagnóstico e prevenção de perturbações. Para fins da avaliação da segurança intrínseca das subestações, a metodologia adotada constou basicamente de:

- Verificação do pleno atendimento aos requisitos estabelecidos no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede quanto ao arranjo de barramentos.
- Em subestações com arranjo do tipo barra dupla com disjuntor simples, foi proposta a instalação de proteção de barra adaptativa, conjugada com a proteção de falha de disjuntor, conforme estabelecido no item 6.5.4 do Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede. Esta adequação é necessária para garantir a seletividade e confiabilidade requerida para este tipo de arranjo.
- Avaliação da possibilidade de redução dos reflexos das contingências que eventualmente possam conduzir a distúrbios de grande porte, como a ocorrência de falha na abertura de disjuntor;
- Proposição de medidas para minimização de riscos através de aperfeiçoamentos relativos aos arranjos de barramento.

Assim, foram seguidos os seguintes passos:

- Análise, caso a caso, do arranjo físico das subestações de Rede Básica do SIN e das demais subestações incluídas no Volume VI.
- Identificação de possíveis medidas para redução de riscos;
- Avaliação qualitativa dos benefícios para o sistema interligado, ou área de abrangência da subestação;
- Proposição de alterações nos arranjos de barramento e/ou conexões das linhas de transmissão e transformadores aos vãos ou seções de barra de forma a reduzir os impactos locais e sistêmicos decorrentes da perda múltipla de componentes;
- Proposição de complementação dos arranjos considerados incompletos;
- Análise preliminar, junto às áreas de engenharia das empresas, da viabilidade física e técnica para a implementação das proposições de melhoria.

Para melhor avaliação das possíveis dificuldades técnicas, sobretudo em relação aos espaços físicos existentes e aos desligamentos de componentes do SIN necessários para implementação das propostas, foi fundamental a participação das empresas proprietárias das instalações para analisar factibilidade de execução das proposições.

Nesse sentido, em alguns casos específicos, a execução das propostas será viabilizada por meio da utilização de tecnologias híbridas, com módulos compactos para vãos dos equipamentos e construção de novos setores utilizando tecnologia a GIS - *Gas Insulated Switchgear*. Essas tecnologias têm sido amplamente utilizadas em contexto mundial, conforme (3).

2.2 Instalações analisadas

Para a definição das instalações do Volume I, o critério fundamental foi a identificação das instalações de grande potencial de impacto, denominadas estratégicas, bem como as instalações adicionais consideradas no Protocolo

de Avaliação dos Sistemas de Proteção do MME/SEE. As instalações estratégicas estão definidas de acordo com o critério abaixo:

- Tipo E1 - Subestações cuja perda afete o suprimento de energia, em pelo menos 3 estados da federação com corte de carga superior a 30% do total das cargas dos estados afetados (Impacto Regional).
- Tipo E2 - Subestações cuja perda afete o suprimento de energia a 2 estados da federação, com corte de carga superior a 30 % do total das cargas dos estados afetados; subestações cuja perda afete 1 estado com corte de carga superior a 50%;
- Tipo E3 - Subestações cuja perda afete pelo menos um estado da federação, com corte de carga superior a 30%; Subestações cuja perda afete uma capital, com corte de carga superior a 30%; subestações cuja perda provoque a interrupção local de carga em montantes superiores a 750 MW.

As demais subestações da Rede Básica foram contempladas nos volumes complementares, de modo a permitir o diagnóstico geral das condições de atendimento das instalações do SIN. Adicionalmente, estão sendo incluídas no Volume VI subestações da rede de operação do ONS que possam afetar o suprimento de cargas das capitais de estado em até 20%.

2.3 Priorização de execução

Considerando o número de propostas factíveis, bem como a complexidade e o tempo de implementação das medidas, uma vez que as subestações já estão em operação e muitas delas efetuam atendimento a centros urbanos e parques industriais, foi estabelecida priorização da execução das propostas do Volume I, a partir de tratativas com as empresas proprietárias das subestações. A priorização foi estabelecida a partir dos seguintes critérios:

- a. Classificação quanto ao impacto no SIN (perda total da instalação). Definidas de acordo com os critérios expostos no item 2.2.
- b. Classificação quanto à complexidade de implantação da melhoria proposta foi estabelecido os seguintes critérios:
 - Grau I – Muito elevado – Propostas que necessitem de:
 - Readequação de mais de 50% dos vãos nos arranjos Barra Simples, Barra Principal e Transferência ou barra dupla com limitação de transferência de vãos.
 - Desligamento do barramento principal ou trecho do barramento nos arranjos Barra Simples, Barra Principal e Transferência ou similares.
 - Grau II – Elevado – Propostas que necessitem de:
 - Readequação em até 50% dos vãos nos arranjos Barra Simples, Barra Principal e Transferência ou similares.
 - Readequação em mais de 50% dos vãos nos arranjos Barra Dupla com disjuntor simples, que não se enquadre no caso anterior, Barra Dupla com disjuntor e meio e anel.
 - Grau III – Moderado – Propostas que necessitem de:
 - Readequação em até 50% dos vãos nos arranjos Barra Dupla com disjuntor simples, que não se enquadre no caso anterior, Barra Dupla com disjuntor e meio e anel.
 - Desligamento apenas dos barramentos ou de trechos dos barramentos alternadamente nos arranjos que não se enquadre nos casos anteriores, à exceção do arranjo Barra Dupla com disjuntor e Meio e anel completo.
 - Grau IV – Baixo – Propostas que necessitem de:
 - Construção de pátio novo, com remanejamento alternado dos vãos.
 - Desligamento apenas dos barramentos ou de trechos dos barramentos alternadamente para os arranjos Barra Dupla com disjuntor e Meio e anel completo.
- c. A priorização final das propostas obtida a partir das classificações anteriores, da seguinte ordem de prioridade:
 - P1 – Subestações Estratégicas E1 e E2 e graus de complexidade III e IV, exceto pátio novo.
 - P2 – Subestações Estratégicas E1 e E2 e grau de complexidade I e II. Adicionalmente, subestações estratégicas E3 e graus de complexidade II, III e IV, com pátios novos em instalação que não tenha propostas nos demais setores.
 - P3 – Subestações Estratégicas E3 e graus de complexidade I, além de demais construções de pátios novos.

Desse modo, são priorizadas as propostas com maior impacto no SIN e com menor complexidade de implantação. A Tabela 1 apresenta quantitativo em relação à priorização:

TABELA 1 – Priorização prevista para as instalações estratégicas

Classificação	Número de propostas	Percentual de propostas
P1	38	35,2%
P2	48	44,4%
P3	22	20,4%
Total	108	100%

As propostas constantes nos demais relatórios serão objeto de análise nos processos autorizativos à medida que tenha expansão em suas instalações.

3.0 - AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA INTRÍNSECA DAS INSTALAÇÕES E PROPOSTAS DE MELHORIAS

A seguir são apresentadas algumas instalações que, atualmente, apresentam vulnerabilidades relativas aos arranjos e proteções de barramentos, que podem acarretar distúrbios de grandes proporções para o SIN.

3.1 Subestação de Itumbiara 500 kV

3.2.1 Situação Atual

O arranjo de barra do pátio de 500 kV é do tipo anel modificado, conforme apresentado na Figura 1:

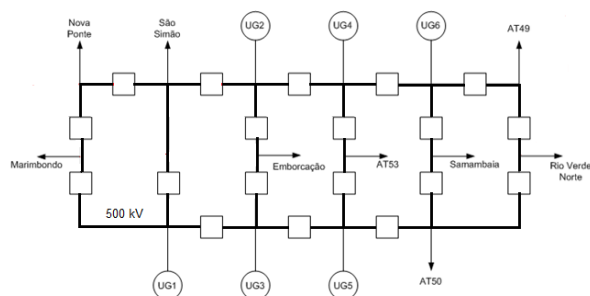


Figura 1 –Subestação de Itumbiara 500 kV – Situação Atual

3.2.2 Avaliação de Risco

Ocorrendo a perda de unidades geradoras adjacentes (UG2 e UG3, por exemplo), haverá a separação dos barramentos. Em função das condições operativas isto poderá provocar a abertura da interligação da Região Norte com a Região Sudeste com reflexos para o SIN (corte de carga e até mesmo blecaute). Esta separação também poderá ocorrer no caso de desligamento de uma das unidades geradoras quando de indisponibilidade de disjuntor associado a outra unidade geradora por ocasião da execução de serviços de manutenção.

3.2.3 Medidas para Redução do Nível de Risco

De forma a manter a interligação da Região Norte com a Região Sudeste, ou seja, entre as usinas dos rios Grande e Paranaíba com as áreas Mato Grosso e Goiás/Brasília, e permitir maior confiabilidade no arranjo do barramento, foi apresentada como proposta a instalação de três (3) disjuntores adicionais, conforme diagrama unifilar simplificado apresentado na Figura 2:

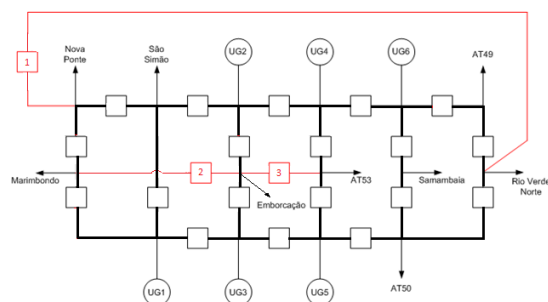


Figura 2 –Subestação de Itumbiara 500 kV – Arranjo Proposto

A inclusão do disjuntor 1, em vermelho, impede que haja separação do barramento na perda de unidades geradoras adjacentes (UG2 e UG3, por exemplo). Esta alteração preserva a interligação das usinas do Rio Grande e Paranaíba com as áreas Mato Grosso e Goiás/Brasília, quando de contingências envolvendo o setor de 500 kV da SE Itumbiara. Ademais, o disjuntor 2 confere uma maior confiabilidade no arranjo, uma vez que mantém uma conexão adicional da Usina de Emborcação à Usina de Marimbondo e o disjuntor 3 mantém uma conexão adicional do AT-53 com o restante do barramento.

3.2 Subestação de Edgard Souza 230 e 88 kV

3.2.1 Situação Atual

Os setores de 230 e 88 kV apresentam configuração do tipo barra dupla 3 chaves, conforme Figura 3:

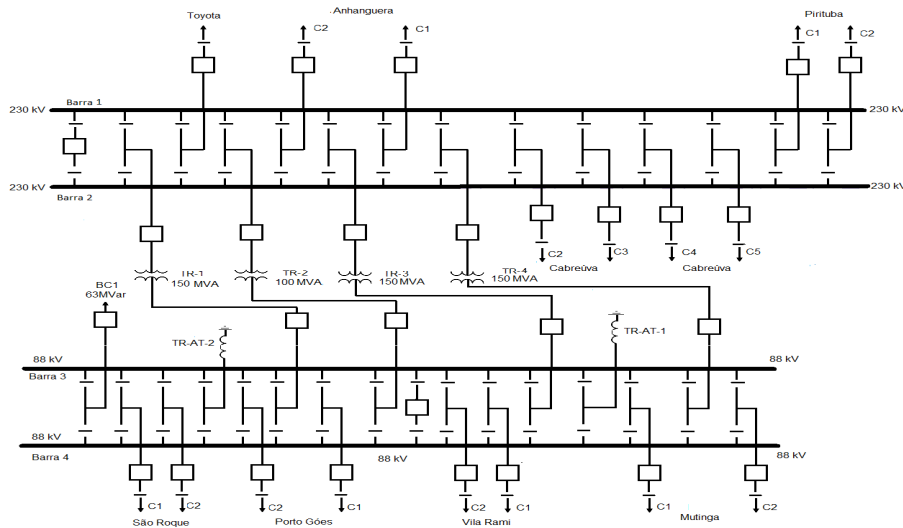


Figura 3 – Subestação Edgard Souza – Situação Atual

3.2.2 Avaliação de Risco

Para o setor de 230 kV:

- A realização de manutenção em qualquer disjuntor acarretará a indisponibilidade da linha de transmissão ou do transformador associado ao mesmo.
- Quando da ocorrência de falta em qualquer barra, em condição operativa diferente da definida em projeto, haverá a operação não seletiva da proteção diferencial de barras convencional acarretando o desligamento automático de todos os circuitos do setor de 230 kV. A mesma situação de perda de seletividade, poderá ocorrer quando de falta seguida de falha na abertura de disjuntor.

Para o setor de 88 kV:

- A realização de manutenção em qualquer disjuntor acarretará a indisponibilidade da linha de transmissão ou do transformador associado ao mesmo.
- Minimização do impacto de perda de barras e circuitos associados pela separação das barras em duas semi-barras através de disjuntores. Cada semi-barra estará associada a cada um dos quatro transformadores,
- Quando da ocorrência de falta em qualquer barra, em condição operativa diferente da definida em projeto, haverá a operação não seletiva da proteção diferencial de barras convencional acarretando o desligamento automático de todos os circuitos do setor de 88 kV. A mesma situação de perda de seletividade, poderá ocorrer quando de falta seguida de falha na abertura de disjuntor.

3.2.3 Medidas para Redução do Nível de Risco

Para o setor de 230 KV:

- Alterar o arranjo de barra dupla 3 chaves para barra dupla 5 chaves
- Instalar proteção de barras adaptativa conjugada com a proteção de falha de disjuntor

Para o setor de 88 KV:

- Alterar o arranjo de barra dupla 3 chaves para barra dupla 5 chaves

- Instalar proteção de barras adaptativa conjugada com a proteção de falha de disjuntor
- Seccionar longitudinalmente ambas as barras por disjuntor
- Instalar disjuntor de interligação de barras adicional
- Instalar 2 transformadores de aterramento adicionais

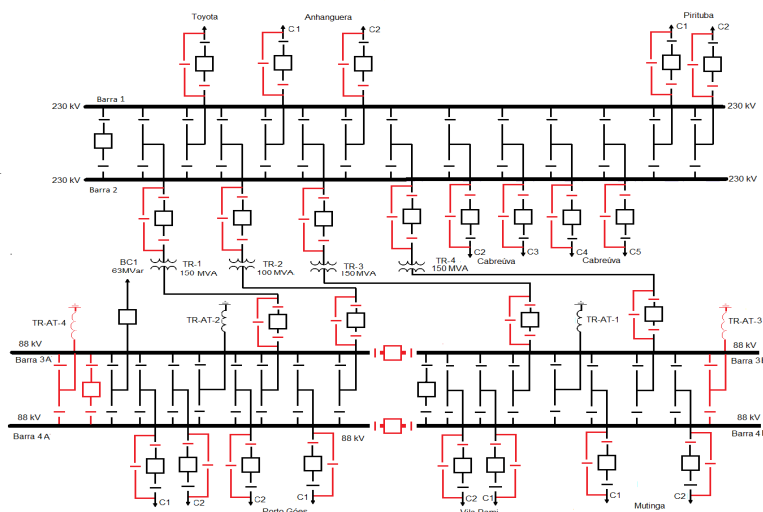


Figura 4 – Subestação Edgard Souza – Alterações propostas

4.0 - AVALIAÇÃO DE BENEFÍCIOS ESPERADOS

A efetiva caracterização dos custos envolvidos se dará durante a execução do processo autorizativo, de acordo com as prioridades estabelecidas e ampliações nas instalações. No entanto, considerando o objetivo principal do GT de avaliar as melhorias necessárias para ampliar a segurança das instalações, a título de ilustração, foram estimados os custos de interrupção de ocorrências recentes e o respectivo custo de implantação das propostas para as subestações de Itumbiara e Edgard de Souza (4), conforme Tabela 2.

TABELA 2 – Estimativas de custo de interrupção e o custo de implantação das propostas¹

Data	Local de início da perturbação	MW	Tempos Médios de Interrupção	Regiões Atingidas	Energia não Suprida (MW)	Custo de Interrupção (R\$)	Custo das medidas (R\$)
16/09/2004	SE Edgard de Souza	803	33 min	Metropolitana de São Paulo	441,65	3,97x10 ⁶	16x10 ⁶
15/12/2012	SE Itumbiara	9.000	38,5 min	SE e NE	5.715	51,43, x10 ⁶	21x10 ⁶

A perturbação do dia 15/12/2012, envolvendo a SE Itumbiara, com duração de 38,5 minutos, teve um custo de interrupção estimado de 51 milhões de reais. No entanto, a estimativa de custo para a implantação das melhorias visando o aumento da segurança intrínseca desta subestação é de 21 milhões de reais, ou seja, o correspondente à mesma perturbação, porém com um tempo de duração de 15,5 minutos.

Nos últimos três anos foram verificadas perturbações em subestações terminais na área São Paulo (440/138 kV, 230/88 kV) que interromperam o suprimento a cargas da capital em montantes da ordem de 800 a 1200 MW. O custo da interrupção para uma perturbação envolvendo o corte de 1000 MW de carga, com uma duração média de 1 hora é da ordem de 9,0 milhões de reais. A avaliação feita pela CTEEP para a implantação das melhorias na SE Edgard de Souza, que é uma das Subestações responsável pelo suprimento à cidade de São Paulo, leva a um custo da ordem de 16 milhões de reais. Isto significa que uma perturbação com duração de 1,8 horas apresenta um custo de interrupção da mesma ordem de grandeza que o previsto para a implantação das melhorias.

5.0 - RESULTADOS – DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO ATUAL E PROPOSTAS DE MELHORIAS

A partir da análise caso a caso efetuada pelo Grupo de Trabalho, pôde-se efetuar diagnóstico das instalações quanto aos arranjos de barramentos.

¹ Considerando o custo social de interrupção de R\$9,00 ou 3.0 USD/Kwh interrompido

Com os cinco primeiros volumes, foram analisadas 439 instalações de Rede Básica e uma instalação adicional que pertence à Rede de Operação do ONS e efetua o atendimento a uma capital em 138 kV. Das instalações da Rede Básica, em 210 instalações, referentes a 48% do total, não foram necessárias propostas adicionais e em 50, correspondente a 11% do total analisado, os critérios mínimos dos Procedimentos de Rede já são atendidos e tiveram propostas adicionais visando aumentar a confiabilidade da instalação e do sistema como um todo. Ao todo, 265 propostas foram consideradas factíveis, em 216 instalações. A figura 5 apresenta o quadro geral das propostas por região.

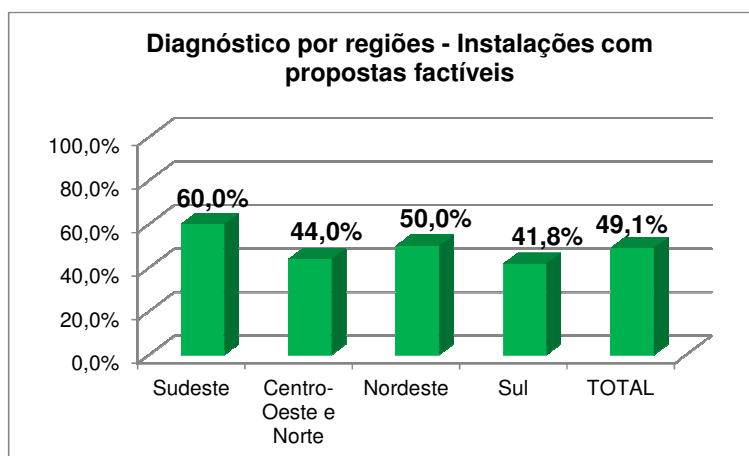


FIGURA 5 – Diagnóstico por regiões – Instalações com propostas factíveis

A figura 6 apresenta o diagnóstico geral das instalações analisadas quanto ao atendimento aos Procedimentos de Rede.

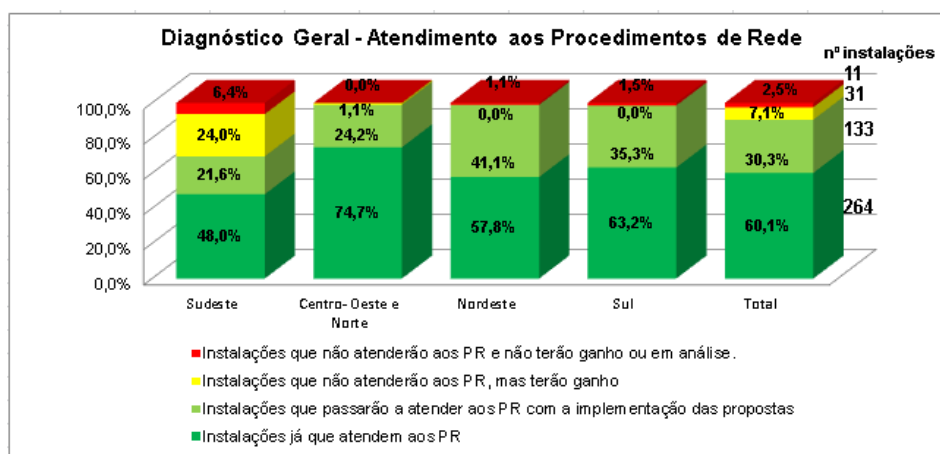


FIGURA 6 – Diagnóstico geral – Atendimento aos Procedimentos de Rede

Desse modo, foi obtido que 60,23 % das instalações analisadas, correspondentes a 265 instalações, atendem aos Procedimentos de Rede. Adicionalmente, com a implementação das propostas, 90,23% das instalações passarão a atender aos Procedimentos de Rede.

Destaca-se que, do grupo identificado em vermelho, 6 instalações não atenderão aos PR e não tiveram ganho. Dessas, 3 instalações referem-se a setores de 345 kV que, mesmo não atendendo aos critérios dos PR, têm o arranjo do tipo barra dupla a 5 chaves e confiabilidade significativa.

Quando se consideram todos os setores com propostas factíveis, incluindo também setores abaixo de 230 kV, ao todo foram 216 instalações com medidas avaliadas como exequíveis pelos agentes proprietários.

Desse modo, foi obtido que as regiões Norte e Centro – Oeste, conjuntamente, têm o maior percentual de atendimento aos PR comparativamente às demais, com 74,73 % das instalações analisadas dessas regiões, o que corresponde a 68 instalações. No entanto, em números absolutos a região Sul, apresenta maior atendimento, com 84 instalações, 63,13% do total analisado da região. A região Sudeste apresenta o menor valor percentual fortemente caracterizado pelo número total de instalações e número de setores por subestação. A região Nordeste apresenta atendimento percentual de 57,78%. Observa-se que grande parte das instalações que não atendem aos PR referem-se a instalações com maior tempo de implantação e que atendem às capitais.

Com as propostas factíveis, a região Nordeste haverá expressivo aumento no atendimento aos Procedimentos de Rede, 41,11 % das instalações da região analisadas, grande parte em função de aplicação de tecnologias não convencionais, como módulos compactos e subestações blindadas. As regiões Norte e Centro-Oeste, conjuntamente, e Sul terão considerável aumento de confiabilidade em relação aos critérios, com atendimento de 98,9 % e 98,5, % respectivamente. A região Sudeste terá um atendimento de 61,8% das instalações, fortemente influenciado pela complexidade da execução das propostas e do impacto no atendimento às cargas. No entanto, haverá melhoria em 24% das instalações.

6.0 - CONCLUSÃO

Atualmente, em torno de 60% das instalações da Rede Básica atendem aos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede no que se refere a arranjos de barramentos. Com a implementação das propostas de melhorias nas instalações, esse atendimento atinge um patamar em torno de 90%.

Destaca-se as propostas terão diferentes graus de complexidade para execução, sobretudo por se tratar de instalações em operação e que atendem grandes blocos de carga, o que demonstra que priorizações serão fundamentais para a exequibilidade das propostas. Aliada a esse fato, a aplicação de tecnologias não convencionais tem se mostrado alternativa viável nas adequações das instalações, principalmente devido à ausência de espaço físico em grande parte das subestações.

Nesse sentido, conclui-se que os resultados obtidos pelo Grupo de Trabalho de Segurança das Instalações da Rede Básica do SIN trazem contribuição para o diagnóstico da situação atual das instalações quanto aos arranjos físicos e contemplam soluções viáveis de melhoria na segurança das instalações e do SIN como todo.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Relatório II da Comissão Mista ONS/ELETRONBRAS/CEPEL de outubro de 1999.

(2) ONS - Procedimento de Rede, submódulo 2.3, Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos, revisão 2.0, de 11/11/2011.

(3) CIGRÉ - Study Committees B3, C1 and C2 artigo intitulado: "Circuit Configuration Optimisation in Substations", Electra nº 257 de Agosto/2014.

(4) ONS REL 009/2014 – Subsídios Econômicos associados às propostas de melhorias da segurança intrínseca de instalações do SIN, janeiro de 2014.

(5) ONS REL 049/2013 – Propostas para melhoria da segurança das instalações estratégicas do Sistema Interligado Nacional – Avaliação dos aspectos relacionados aos arranjos de barramentos - - VOLUME I – Instalações do Protocolo do MME, fevereiro de 2015.

(6) ONS REL 123/2013 - Propostas para melhoria da segurança das instalações estratégicas do Sistema Interligado Nacional – Avaliação dos aspectos relacionados aos arranjos de barramentos - VOLUME II – Instalações Complementares da Região Sudeste, setembro de 2013.

(7) ONS REL 163/2013 - Propostas para melhoria da segurança das instalações estratégicas do Sistema Interligado Nacional – Avaliação dos aspectos relacionados aos arranjos de barramentos - VOLUME III – Instalações Complementares da Região Nordeste, fevereiro de 2015.

(8) ONS REL 141/2013 - Propostas para melhoria da segurança das instalações estratégicas do Sistema Interligado Nacional – Avaliação dos aspectos relacionados aos arranjos de barramentos - VOLUME IV – Instalações Complementares das Regiões Norte e Centro - Oeste, outubro de 2013.

(9) ONS REL 176/2013 - Propostas para melhoria da segurança das instalações estratégicas do Sistema Interligado Nacional – Avaliação dos aspectos relacionados aos arranjos de barramentos - VOLUME V – Instalações Complementares da Região Sul, fevereiro de 2015.

(10) Propostas para Melhoria da Segurança das Instalações Estratégicas do Sistema Interligado Nacional – Avaliação dos Aspectos Relacionados aos Arranjos de Barramentos e Proteções Associadas- XII STPC, Rio de Janeiro, novembro/2014.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



João Daniel de Andrade Cascalho é engenheiro eletricitista formado na Universidade Federal de Goiás - UFG em 2007 e é mestrando na Universidade de Brasília – UnB, na área de sistemas de potência. Trabalhou no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS de 2008 a 2011 e é Analista de Infraestrutura no Ministério de Minas e Energia desde 2011, no Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico.

José Brito Trabuco nasceu em Riachão do Jacuípe, BA, 1950. Graduado como engenheiro eletricitista pela Universidade Federal da Bahia (UFBA) em 1977. Atualmente ocupa o cargo de Coordenador Geral no Ministério de Minas e Energia, trabalhando no Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico, desde 2005.

André Grobério Lopes Perim nasceu em Vitória, 1985. Recebeu o título de B.Sc. no domínio de Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) no ano de 2010 e atualmente é mestrando de Engenharia Elétrica na UnB. Atualmente, é Analista de Infraestrutura no Ministério de Minas e Energia, trabalhando no Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico, desde 2012.

José Luiz Scavassa nasceu em Araçatuba-SP, 1955. Engenheiro eletrotécnico graduado pela Universidade Federal de Goiás, em 1978, pós-graduado pela Universidade Presbiteriana Mackenzie, em 2000. Trabalhou por cerca de 10 anos em empresa de consultoria, há 26 anos é empregado da Eletrobras Eletronorte, foi gerente na área de planejamento elétrico. Desde 2005 é Coordenador-Geral e Diretor Substituto no Departamento de Planejamento Energético da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético no Ministério de Minas e Energia.

Thiago Guilherme Ferreira Prado é bacharel em Engenharia Elétrica na Universidade de Brasília (UnB) com Mestrado em Energia e Eletrotécnica pela Universidade de São Paulo (USP), Especialista em Fontes Alternativas de Energia pela Universidade Federal de Lavras (UFLA), com MBA Pleno na Fundação Getúlio Vargas (FGV) em Gerenciamento de Projetos, Doutor em Engenharia Elétrica na UnB e Engenheiro de Segurança pela Universidade Estácio de Sá. Profissionalmente atuou nas Centrais Elétricas do Norte (ELETRONORTE) e Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Renováveis (IBAMA) e, atualmente, pertence ao quadro efetivo da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Desde 2007 é Gerente de Projetos do Departamento de Planejamento Energético (DPE) na SPE-MME.

Paulo Gomes, graduado em Engenharia Elétrica pela UERJ (1973), mestrado pela EFEI (1976), doutorado - UNIFEI (2001). Pós-doutorado em Engenharia Elétrica em andamento (COPPE). Em 1995 concluiu o MBA em Administração pela FGV -RJ e, em 2008 o MBA Capacitação em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro pela - PUC/RJ. Iniciou sua carreira em 1972 na ELECTRA - ELETROTÉCNICA CONSULTORIA E PROJETOS. Na ELETROBRÁS (1974-1996) exerceu diversas funções e cargos. Participou e coordenou diversos Grupos de Trabalho do GCOI. Em 1996 fundou a POWER SYSTEM SECURITY & QUALITY - PSQ, tendo prestado serviços de consultoria a diversas empresas nacionais e internacionais. Em 1999 ingressou no ONS. Atualmente é Assessor da Diretoria de Planejamento e Programação da Operação. Foi representante brasileiro do SC- C2 (Operation & Control) da CIGRÉ e coordenador do Comitê de Estudos C2 (Operação e Controle) da CIGRÉ-Brasil (2006- 2014). Foi "Special Reporter" nas Sessões Bienais de 2008 e 2014, em Paris. Recebeu o "Technical Committee Award", em 2012 e o prêmio de Distinguished Member do CIGRÉ em 2014. Tem participado em atividades do IEEE, tendo recebido os seguintes prêmios: PSDP Committee Technical Award 'IEEE Special Publication 07TP190, IEEE PES e o PES Prize Working Group Award - IEEE Publication 07TP190, IEEE PES. É professor associado da UERJ. No âmbito do Very Large Power Grid Operators –no qual participam os maiores Operadores de Sistemas Elétricos no mundo. Atualmente é o coordenador do Comitê # 2 (Strong Power Grid).

Fernando Aquino Viotti, Engenheiro eletricitista formado pela UFMG em 1970. Pós graduado em Tecnologia Digital Aplicada a Controle e Proteção de Usinas e Subestações pela PUC Rio em 1989 e MBA pelo IAG/ PUC Rio em 2006. Iniciou sua carreira profissional na Copel em 1971, como engenheiro de proteção e análise de sistemas elétricos. Em 1975, passou a trabalhar na Eletrosul, participando de especificação de equipamentos, comissionamento de instalações e desenvolvimento de estudos de proteção. Em 1977, passou a trabalhar na Internacional de Engenharia-IESA, atuando no desenvolvimento de projetos de subestações e usinas. No período de 1981 a 1997, trabalhou na Eletrobras, tendo participado da integração de grandes empreendimentos como UHE Itaipu e UHE Tucuruí. Coordenou o Grupo de Trabalho de Proteção-GTP do GCOI no período de 1991 a 1996. Em 1999 ingressou no ONS exercendo o cargo de Gerente de Proteção e Controle até 2012. É membro da CIGRÉ-Brasil, com participação ativa no Comitê de Estudos B5- Proteção e Automação.

Jorge Miguel Ordacgi Filho, Engenheiro Eletricitista pela UFF em 1974. Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas, Itaipu Binacional e Eletrobrás. Atualmente trabalha no ONS. Foi Coordenador do CE B5 do CIGRÉ-Brasil de 2004 a 2008, exercendo a respectiva representação do Brasil no SC B5 do CIGRÉ. No mesmo período foi Coordenador do WG B5.51 Substation Automation.

Raul Balbi Sollero, Engenheiro Eletricitista pela UFMG e mestrado pela COPPE/UFRJ (1982), é pesquisador e atual chefe do Depto de Automação de Sistemas do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Tem longa

experiência em proteção e automação de sistemas elétricos, tendo liderado vários projetos da área, reportados em dezenas de artigos técnicos publicados no Brasil e exterior. É o atual coordenador do Comitê de Estudos B5 do Cigré Brasil e representante do Brasil no Study Committee B5, do Cigré.

Roberto Perret de Magalhães, Graduado em Engenheiro Eletricista em 1969 e mestrado em 1977, ambos pela UFRJ. Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas de 1970 a 1998 atuando nas áreas de proteção, controle e supervisão. Posteriormente prestou serviços à ANEEL, ELETROBRAS, CEPEL E ONS. Atualmente como funcionário da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro presta serviços ao CEPEL na área de Estudos Elétricos.

Antônio Ricardo C. D. Carvalho, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1981) e mestrado pela COPPE/UFRJ (1987), Em 2002 concluiu MBA pelo IBMEC sobre *O Novo Modelo do Setor de Energia Elétrica no Brasil*. Até 1986 trabalhou em Furnas, tendo se dedicado principalmente aos estudos associados ao início da operação dos bipolos CCAT associados à UHE Itaipu. A partir de então ingressou no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel e atualmente é pesquisador e Assistente da Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação. Atuou em diversos projetos na área de transmissão em Corrente Contínua - CCAT e equipamentos FACTS, incluindo os estudos elétricos do Projeto CCAT/CCC de Garabi e nos estudos das alternativas CCAT para o Aproveitamento das usinas do rio Madeira e de Belo Monte. Liderou vários projetos, reportados em inúmeros artigos técnicos publicados no Brasil e exterior. É membro do Comitê de Estudos B4 do Cigré Brasil, coordenador do GT B4-38 e representante do Brasil no WG B4-64 do Cigré.