



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

FI/GPC/02  
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**

**André G. L. Perim (\*)**  
Ministério de Minas e Energia

**Raul B. Sollero**  
CEPEL

**José B. Trabuco**  
Ministério de Minas e Energia

**João Daniel de A. Cascalho**  
Ministério de Minas e Energia

**RESUMO**

Este artigo reporta os resultados da aplicação do “Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção”, instituído pela Portaria MME nº 576/2012, preservando a confidencialidade dos dados das empresas e focando nas oportunidades de melhoria e nas melhores práticas de manutenção de sistemas de proteção. Ao final, espera-se avaliar a contribuição do Protocolo para a evolução da segurança e confiabilidade das instalações elétricas do SIN. Adicionalmente, espera-se mostrar a contribuição das constatações do processo de avaliação desta etapa para os procedimentos do Despacho ANEEL nº 966/2013 que regulamentou a continuação do processo, e como referência para realização de outras avaliações.

**PALAVRAS-CHAVE**

Sistemas de proteção, Protocolo, subestações, planos de ação, avaliação.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Durante a sua 117ª Reunião, em 04 de outubro de 2012, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE deliberou pela realização de um processo de avaliação dos sistemas de proteção das instalações da Rede Básica. Assim, a partir dessa data foi constituído um grupo de trabalho para definir o processo dessas avaliações. As reuniões desse grupo de trabalho foram realizadas nos dias 16/10/2012, 17/10/2012 e 31/10/2012.

Em sequência, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu, na forma da Portaria MME nº 576, de 31 de outubro de 2013, as diretrizes para a instituição do processo de avaliação dos sistemas de proteção das instalações do SIN, com o objetivo permanente de promover o incremento contínuo da segurança operacional do sistema elétrico.

A citada Portaria define um Protocolo de Avaliação inspirado em um modelo consagrado na indústria nuclear, com duas vertentes básicas: manutenção das instalações (políticas, recursos e estado da instalação) e aspectos da engenharia de projeto dos sistemas de proteção associados à segurança operacional.

Para avaliar preliminarmente a 1ª Etapa e dar início à 2ª Etapa, foi também realizada, em 09/11/2012, uma reunião com os líderes das equipes avaliadoras e as empresas envolvidas para tratar das subestações a serem avaliadas e esclarecer dúvidas dos participantes sobre o Protocolo.

**2.0 - ESTRUTURA E OPERACIONALIZAÇÃO**

Na Portaria MME nº 576, a estrutura do processo de avaliação foi estabelecido em 124 (cento e vinte e quatro) itens de controle para avaliação, dividido em 9 subitens. As avaliações foram definidas para serem realizadas de uma

(\*) Esplanada dos Ministérios Bloco U – sala 610 - 6ºAndar – CEP 70065-900 Brasília, DF – Brasil  
Tel: (+55 61) 2032-5408 – Email: [andre.perim@mme.gov.br](mailto:andre.perim@mme.gov.br) / [monitoramento@mme.gov.br](mailto:monitoramento@mme.gov.br)

forma cruzada entre as empresas, permitindo a troca de conhecimento entre as mesmas. Foram definidas para serem avaliadas, contando 1ª e 2ª etapas, 36 (trinta e seis) subestações, dentre elas subestações consideradas como estratégicas no Sistema Interligado Nacional – SIN.

## 2.1 O Protocolo de Avaliação

Cada equipe de avaliação seria composta por 5 (cinco) pessoas, sendo 1 (um) líder, 3 (três) especialistas das áreas de proteção e telecomunicação e 1 (um) representante da Academia e/ou de Centro especializado em energia elétrica relacionado à área em questão. A equipe de avaliação seria formada por especialistas de uma única empresa, distinta da empresa avaliada.

A empresa avaliada forma uma equipe espelho da equipe de avaliação, com exceção do representante da Academia e/ou de Centro especializado em energia elétrica. Caberia ao Agente responsável pela instalação avaliada elaborar e implementar um Plano de Ação para atendimento das recomendações contidas no Relatório de Avaliação.

Para efeito deste artigo, os nove subitens foram agrupados nos 4 aspectos a seguir:

- a. Gestão da Manutenção – Processos, recursos, indicadores de desempenho da proteção, registros e histórico, conhecimento e habilidade do pessoal de manutenção (subitens 7.1, 7.3, 7.5 e 7.7);
- b. Procedimentos de manutenção e adequação dos equipamentos de testes (subitens 7.2 e 7.4);
- c. Condição da instalação e dos equipamentos de proteção e telecomunicação (subitens 7.6 e 7.8);
- d. Engenharia de projeto e operação (subitem 7.9).

Os documentos gerados em cada avaliação do Protocolo foram:

- Anexo I – Plano de trabalho - 124 (cento e vinte e quatro) itens de controle para avaliação, divididos em nove tópicos;
- Anexo II – Ata da Reunião de Abertura – Ata da reunião formal de abertura da avaliação na instalação, com a presença do responsável pela instalação e a equipe espelho;
- Anexo III – Ata da Reunião de Encerramento - A visita de avaliação foi concluída formalmente através de uma reunião de encerramento, com a presença do responsável pela instalação, equipe espelho e gerentes das áreas envolvidas, assim como da equipe de avaliação. A ata deveria conter as recomendações.
- Anexo IV – Relatório Final - O Relatório de Avaliação seria elaborado pela equipe de avaliação com participação da equipe espelho. Esse relatório conteria as recomendações cabíveis e deverá ser encaminhado ao CMSE e à empresa em avaliação.

## 2.2 Abrangência de instalações, responsabilidades e cronograma

A seleção das trinta e seis subestações avaliadas e a ordem de prioridade para as avaliações foram estabelecidos pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Foram utilizadas como parâmetro as Cartas ONS-1479/100/2012 e ONS-1311/100/2012, que definem as subestações estratégicas do Sistema Interligado Nacional - SIN, classificadas em critérios de E1 a E4:

- 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 e 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% e subestações cuja perda provoque a interrupção local de carga em montantes superiores a 750 MW.
- Tipo E4: Subestações que participam dos corredores fluentes de recomposição.

Tendo em vista que muitas subestações do SIN têm ativos compartilhados por mais de um agente, as 36 subestações selecionadas para a primeira e segunda etapas de aplicação do protocolo correspondem a 71 avaliações distintas.

O processo foi iniciado na 1ª semana de novembro/2012 e concluído ao final de janeiro/2013, exceto o bay da State Grid na SE Araraquara, realizado de 18/02/13 a 22/02/2013, devido à mudança de proprietário durante as atividades do Protocolo. A tabela a seguir identifica as 36 subestações selecionadas para avaliação nessas etapas, a empresa responsável pela avaliação, data de início e a classificação da subestação.

TABELA – Subestações avaliadas no Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção

SUBESTAÇÕES	ETAPA	AVALIADOR	DATA INÍCIO AVALIAÇÃO	CLASSIFICAÇÃO DA SUBESTAÇÃO	ENTRADA EM OPERAÇÃO SUBESTAÇÃO
Imperatriz	1ª Etapa	CHESF	05/11/2012	E1	1981
T. Preto	1ª Etapa	Eletrosul	05/11/2012	E1	12/09/1982
Gravataí	1ª Etapa	Eletronorte	05/11/2012	E2	13/09/1982
Areia	1ª Etapa	Eletronorte	05/11/2012	E2	09/01/1977
Camaçari II	1ª Etapa	Furnas	05/11/2012	E2	06/1980
Recife II	1ª Etapa	Furnas	05/11/2012	E2	03/1980
P.Dutra	1ª Etapa	CHESF	05/11/2012	E1	1982
F Iguaçu 60 Hz	1ª Etapa	Eletrosul	26/11/2012	E1	18/12/1986
F Iguaçu 60 Hz	2ª Etapa	Furnas	03/12/2012	E1	18/12/1986
Ivaiporã	2ª Etapa	Eletrosul	17/12/2012	E1	13/10/1982
Itaberá	2ª Etapa	COPEL	07/01/2013	E1	13/10/1982
T. Preto	2ª Etapa	Eletrosul	03/12/2012	E1	12/09/1982
V.Conde	2ª Etapa	State Grid	21/01/2013	E2	1981
Imperatriz	2ª Etapa	Furnas	21/01/2013	E1	1981
P.Dutra	2ª Etapa	CHESF	10/12/2012	E1	1982
Colinas	2ª Etapa	State Grid	03/12/2012	E1	1999
S. João Piauí	2ª Etapa	Furnas	10/12/2012	E1	08/1981
Miracema	2ª Etapa	State Grid	07/01/2013	E1	1999
Gurupi	2ª Etapa	CTEEP	07/01/2013	E1	02/03/1999
Serra da Mesa	2ª Etapa	CTEEP	21/01/2013	E1	09/03/1998
Rio das Éguas	2ª Etapa	CHESF	17/12/2012	E2	04/03/2003
Samambaia	2ª Etapa	COPEL	17/12/2012	E2	09/03/1998
Camaçari II	2ª Etapa	CHESF	03/12/2012	E2	06/1980
Itá	2ª Etapa	CEMIG	26/11/2012	E1	19/09/1987
C. Novos	2ª Etapa	Furnas	26/11/2012	E1	13/09/1982
Gravataí 2	2ª Etapa	CEMIG	10/12/2012	E4	1982
Ivaiporã	2ª Etapa	CEMIG	17/12/2012	E1	03/05/1982
Araraquara	2ª Etapa	Eletronorte	28/01/2013	E1	20/06/1973
B. Despacho3	2ª Etapa	CHESF	03/12/2012	E2	05/04/2004
Neves 1	2ª Etapa	CTEEP	10/12/2012	E2	01/04/1979
Ouro Preto2	2ª Etapa	CTEEP	17/12/2012	E2	25/11/1988
Vitória	2ª Etapa	CTEEP	21/01/2013	E2	05/11/1978
Grajaú	2ª Etapa	CTEEP	07/01/2013	E2	12/1976
Brasília Sul	2ª Etapa	Eletronorte	03/12/2012	E2	18/03/1973
Bandeirantes	2ª Etapa	Eletronorte	03/12/2012	E2	28/10/1972
Rio Branco	2ª Etapa	CEEE-GT	21/01/2013	E2	2002
Porto Velho	2ª Etapa	CEEE-GT	14/01/2013	E2	1989
Milton Fornassaro	2ª Etapa	CEMIG	07/01/2013	E2	27/12/1989
Bandeirantes SP	2ª Etapa	Eletronorte	17/12/2012	E2	16/10/1979
Norte	2ª Etapa	Furnas	10/12/2012	E2	11/09/1988
Pirituba	2ª Etapa	CEMIG	14/01/2013	Incluída a pedido CTEEP	02/11/1914

### 3.0 - RESULTADOS E CONSOLIDAÇÃO DOS RELATÓRIOS DE AVALIAÇÃO

A aplicação da primeira e segunda etapas do Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção mobilizou o setor elétrico na busca de pontos de melhoria em proteções de subestações em três meses de avaliações das subestações estratégicas do SIN. Dentre os resultados obtidos pode-se destacar:

- 36 subestações avaliadas de um total de 114 subestações listadas na Carta ONS 1479/100/2012 (a rede básica do SIN possui 463 subestações);
- 16 agentes de transmissão envolvidos;
- Foram mobilizadas 38 equipes pelos agentes participantes, possibilitando a troca de experiências sobre as melhores práticas entre as empresas;
- 71 relatórios de avaliação elaborados e entregues ao MME;
- 8804 itens avaliados, sendo 73% considerados satisfatórios, 11% não satisfatórios e 16% não aplicáveis;
- 982 itens não satisfatórios, gerando 999 recomendações.

### 3.1 Resultados dos relatórios recebidos das empresas avaliadoras

Com o recebimento dos relatórios pelo MME, foi feita uma coleta dos dados apresentados pelas avaliações. Primeiramente, foi realizada uma análise quantitativa do conjunto dos relatórios e uma estratificação por empresa avaliada, agrupando as instalações que a ela pertence. Essa análise é representada nos gráficos da FIGURA 1 abaixo.

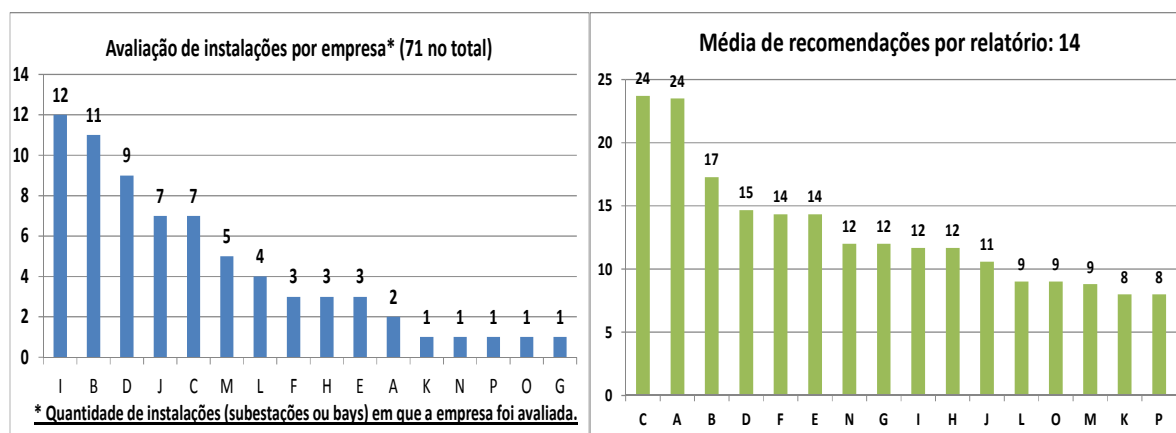


FIGURA 1 – (a) Avaliação de instalações por empresa; (b) Média de recomendações por relatório.

Este gráfico abaixo na FIGURA 2 permite mostrar em qual aspecto avaliado pelo Protocolo foi observado maior número de itens não satisfatórios. Dos 982 itens não satisfatórios apontados, tem-se a seguinte distribuição, segundo os quatro aspectos principais definidos neste relatório:

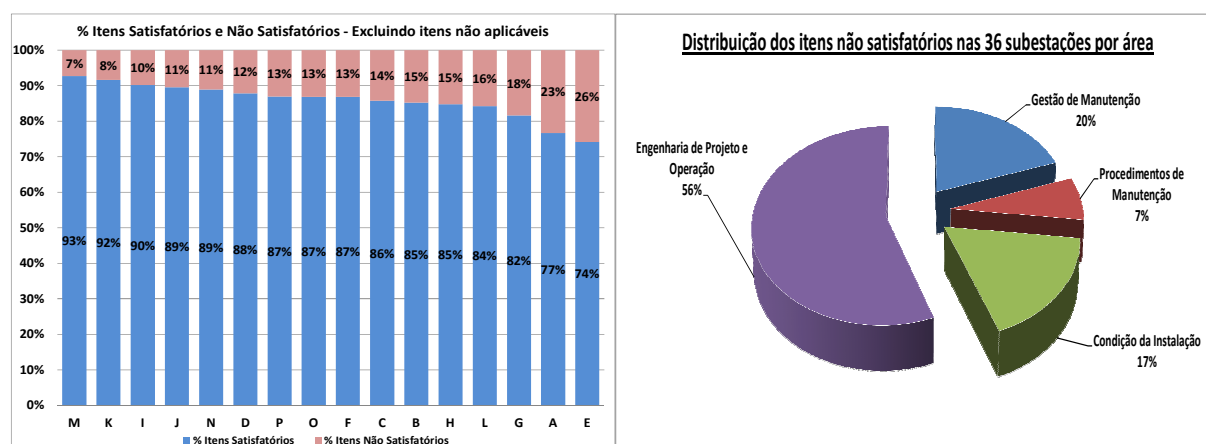


FIGURA 2 – (a) % de Itens Satisfatórios; (b) Distribuição dos itens não satisfatórios

### 3.2 Análise de oportunidades de melhoria nas subestações do SIN

A análise individual dos Relatórios de Avaliação permitiu identificar uma série de oportunidades de melhorias nas instalações avaliadas, registradas como recomendações. Algumas destas recomendações são pontuais e exclusivas de uma instalação, enquanto outras são mais recorrentes. Os itens a seguir trazem uma síntese dos pontos mais significativos identificados pelas equipes de avaliação, extraídos dos respectivos relatórios de avaliação e estratificados segundo as quatro vertentes principais do Protocolo utilizadas neste Relatório.

#### a. Gestão da Manutenção:

- Foram identificadas instalações que abrigam equipamentos de terceiros para a função de Sistemas Especiais de Proteção que, por pertencerem a outro agente, não integram o programa de manutenção local. Além disso, em geral, a equipe local não tem conhecimento suficiente do sistema para efetuar alguma intervenção de emergência.
- Foi observada, em algumas instalações, atenção insuficiente ao monitoramento do desempenho da proteção e geração de indicadores de desempenho.
- Foram observadas diferentes práticas de intervalos para manutenções preventivas para sistemas eletromecânicos, estáticos e digitais. É necessária maior atenção a esse aspecto, através da troca de experiências ou, eventualmente, através do desenvolvimento de metodologia apoiada em estatísticas

- globais de desempenho registradas pelo próprio agente e pelo ONS.
- Foi verificada em algumas subestações a necessidade de definição de responsável pelas proteções em fronteira de acessantes e agente principal de uma instalação.
- b. Procedimentos de manutenção:
- Foram constatados níveis discrepantes nas práticas e normatizações para as intervenções de parametrização de proteções. É necessário que os Agentes disponham de normatização específica, incluindo verificações e testes quando de alteração de lógicas e ajustes, comparação dos parâmetros implantados no relé com os de engenharia e treinamento adequado do pessoal para a aplicação da normatização.
- c. Condição da instalação e dos equipamentos de proteção e telecomunicação:
- Algumas instalações são protegidas por equipamentos que estão em serviço há muitos anos (em alguns casos mais de 30 anos), tipicamente utilizando tecnologias eletromecânica e eletrônica analógica. É importante que todos os equipamentos sejam cuidadosamente acompanhados quanto à eventual obsolescência.
  - Foram observadas instalações que apresentam condições deficientes em caixas comuns de TC's e TP's e em cubículos de reatores e transformadores quanto à vedação, limpeza interna, oxidação, umidade e ausência de identificação de terminais, exigindo revisão e ação imediata.
  - Verificados casos de sistemas críticos, como o banco de baterias para alimentação da proteção, em condições inadequadas, tais como operação provisória com baterias automotivas e um único banco em operação montado a partir dos melhores elementos possíveis de dois bancos. Situações como essa em uma subestação do SIN exigem regularização imediata.
  - Alguns avaliadores utilizaram como padrão de avaliação as recomendações feitas pelo ONS no relatório ONS RE 3/109/2011 – Filosofias das Proteções das LTs de Alta e Extra Alta Tensão da rede de operação do ONS. Foram verificadas discrepâncias entre esse documento e o encontrado nas instalações, por exemplo: desabilitar funções de proteção não recomendadas para utilização pelo ONS e função de perda de sincronismo habilitada em linha de transmissão em que o ONS não permite o uso dessa função.
  - Foram verificadas algumas subestações que não dispõem de gerador de emergência para serviços auxiliares, utilizando apenas alimentação de terciário de transformadores e da distribuidora local.
- d. Engenharia de projeto e operação:
- Verificadas instalações que dependem de retaguarda remota para alguns tipos de faltas, em função da ausência de proteção de barras ou esquemas para falhas de disjuntor. Em outras instalações a proteção de barra está presente, mas não atende aos requisitos de seletividade e adaptabilidade, o que pode ampliar desnecessariamente o número de elementos desligados durante certas perturbações. Para esses casos, mesmo que a situação se observe em instalações anteriores aos Procedimentos de Rede vigentes, e em que pese a complexidade e tempo necessário para a instalação ou substituição destas proteções, julga-se necessário que o Agente busque formas de adequar-se às exigências atuais assim que possível.
  - Foi verificado que uma subestação do SIN está com arranjo em anel, em processo de modificação para disjuntor e meio, com a presença de "pontos cegos" devido a essa configuração provisória.
  - Foram constatadas, em várias instalações, proteções intrínsecas de transformadores e reatores que não são alimentadas por circuitos CC independentes ou possuam chaveamento confiável de circuitos alimentados por conjuntos de baterias e carregadores.
  - Protocolo estabelece que cada conjunto de proteção deve ser alimentado por conjuntos de baterias, carregadores e circuitos de alimentação de corrente contínua independentes e segregados. Quanto a esse tema, os Procedimentos de Rede acrescentam de forma textual que "os serviços auxiliares CC não podem, para o sistema de proteção, em nenhuma condição, prever o paralelismo entre os conjuntos formados por banco de baterias e retificador, ou seja, os circuitos e cargas de cada conjunto devem ser completamente independentes". Por outro lado, foi verificado que praticamente todas as instalações possuem meios para o paralelismo eventual dos barramentos CC através de chaves ou diodos, tipicamente para ações de manutenção. Foram verificadas diferentes interpretações quanto ao atendimento deste item do Protocolo por diferentes avaliadores. Assim, recomenda-se reavaliar este item dos Procedimentos de Rede e do Protocolo, de forma a mapear soluções alternativas para se garantir a máxima segurança necessária.

#### 4.0 - RESULTADOS E CONSOLIDAÇÃO DOS PLANOS DE AÇÃO

A análise dos Planos de Ação já recebidos identifica o julgamento que as empresas avaliadas fizeram das recomendações propostas e apresenta ações e prazos assumidos por estes agentes quando houve concordância quanto a real necessidade de se atender à recomendação. Do conjunto de Planos de Ação entregues foram compilados os seguintes dados conforme mostrado na FIGURA 3 abaixo:

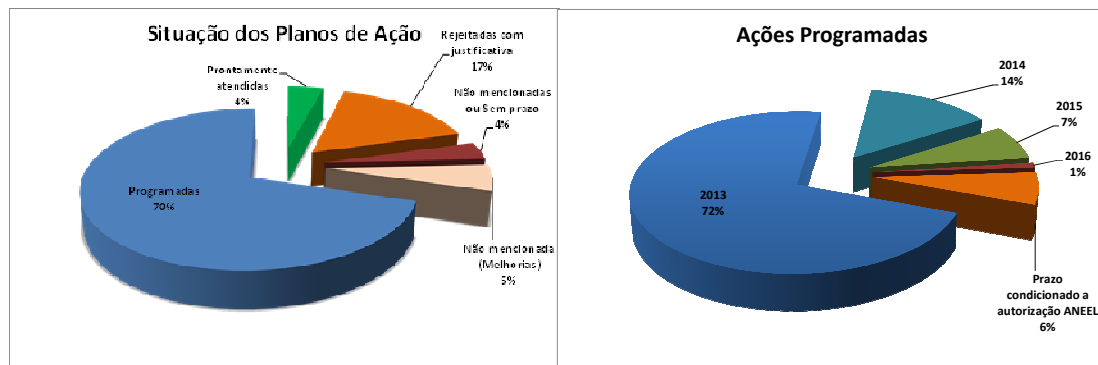


FIGURA 3 – (a) Estratificação das ações contidas nos planos dos avaliados; (b) Estratificação das ações programadas

Algumas ações a serem tomadas são pontuais e exclusivas de uma instalação, enquanto outras são mais recorrentes. Os itens a seguir trazem uma síntese dos pontos mais significativos, extraídos dos respectivos Planos de Ação:

- Mudanças estruturais dos sistemas de proteção, que exigem investimentos significativos, geralmente têm prazos previstos de realização de 18 meses ou mais. Mudanças de procedimentos e rotinas de manutenção foram agendadas para realização até 2014, mas um número significativo dessas recomendações já foi prontamente atendido.
- A maioria das empresas avaliadas condicionou a realização das ações que exigem investimento, tais como modernizações dos sistemas de proteção e instalação de novas funções de proteção, necessárias para o atendimento aos Procedimentos de Rede, a diretrizes definidas pela ANEEL, após avaliação pelo ONS, e autorização dos investimentos necessários.
- Houve casos em que as recomendações propostas não foram aceitas de forma unânime, segundo justificativas que variam segundo a experiência e filosofia individuais das empresas, tais como:
  - Instalação de chaves de testes nos circuitos dos contatos que atuam diretamente nas bobinas de disparo do disjuntor em instalações existentes;
  - Diferenças de periodicidade dos sistemas de manutenção preventiva adotadas pelas empresas;
  - Realização de ensaios em circuitos de controle de disjuntores de operação;
- Algumas empresas não indicaram prazo de conclusão nas ações propostas e algumas recomendações não foram contempladas em Planos de Ação específicos.

## 5.0 - EXPERIÊNCIA NA APLICAÇÃO DO PROTOCOLO – CONSOLIDAÇÃO DE CRITÉRIOS

O processo de avaliação dos sistemas de proteção do Sistema Interligado Nacional através de um Protocolo específico, com esta amplitude, é uma experiência nova no Setor. Assim, nesta primeira aplicação, foram compiladas observações tanto das equipes de avaliação quanto das equipes espelho quanto a itens que trouxeram dúvidas ou diferentes interpretações. Esses pontos mais importantes são reportados aqui, para referência em futuras aplicações.

### 5.1 Item 7.1 - Indicadores - Monitoração e Avaliação

Este item estabelece o seguinte: “Os gerentes e as equipes técnicas responsáveis pelo sistema de proteção deverão, rotineiramente, monitorar, observar e avaliar as atividades desenvolvidas pelas equipes e as condições das instalações, de forma a manter e reforçar elevados padrões de desempenho. Estes indicadores devem incluir o desempenho da atuação da proteção por modelo e tipo de proteção”. A amplitude dos tópicos abordados dificulta uma avaliação objetiva única. Assim, sugere-se desdobrar a avaliação nos seguintes itens:

- Processo de monitoramento das equipes
- Processo de monitoramento das instalações
- Indicadores de desempenho das proteções por modelo
- Indicadores de desempenho das proteções por tipo
- Indicadores de desempenho da proteção nos últimos 2 anos

### 5.2 Item 7.4 – Testes nos circuitos de controle de disjuntores

Este item do protocolo prevê verificar evidências de testes realizados nos circuitos de controle de disjuntores.

- Tendo em vista a falta de uniformidade na avaliação deste item propõe-se padronizar a exigência de que esses testes sejam feitos, com periodicidade fixa ou durante desligamentos por outros motivos, e que sejam adequados ao seu fim. Por outro lado, sempre que houver um desligamento pela proteção, esta atuação pode (e deve) ser usada para validar o circuito de disparo.

### 5.3 Item 7.5 – Tecnologia dos sistemas de proteção e teleproteção

Este item do protocolo refere-se à verificação da tecnologia empregada em cada proteção e teleproteção (eletromecânico, estático, semi-estático, numérico, etc.) em relação ao desempenho e obsolescência. Em relação a esse item foram verificadas diferentes visões sobre obsolescência, sendo que alguns avaliadores a vincularam, automaticamente, a uma tecnologia.

- Assim, para fins de padronização propõe-se que a avaliação deste item tenha como foco exclusivo a adequação dos equipamentos às suas funções, seu desempenho funcional, confiabilidade e disponibilidade de infraestrutura e peças de reposição.

### 5.4 Item 7.7 – Requisitos de engenharia – Fontes CA para serviços auxiliares

Este item do protocolo prevê verificar que o projeto de serviços auxiliares CA possui duas fontes de alimentação independentes e com transferência automática e que, adicionalmente, a subestação tem grupo motor-gerador com partida automática. Foram observadas situações em que os serviços auxiliares da SE são alimentados por uma fonte CA permanente e dois grupos motor-gerador (GMG) com partida automática.

- Propõe-se considerar a configuração acima como aceitável, desde que seja demonstrada independência entre os dois GMGs e que estes tenham capacidade de atendimento integral da carga dos serviços auxiliares.

### 5.5 Item 7.8 – Requisitos de engenharia – Proteção de linhas de transmissão

Este item do Protocolo prevê verificar se cada terminal de linha é protegido por dois conjuntos de proteção, denominados proteção principal e proteção alternada, idênticos e independentes, cada um deles provendo completa proteção unitária e de retaguarda. Foram feitas avaliações que consideraram satisfatórias proteções tipo principal e retaguarda (não unitárias) por serem antigas e anteriores aos Procedimentos de Rede atuais.

- Visando à segurança operacional propõe-se manter o prescrito no Protocolo, indicando-se a adequação dessas instalações antigas aos Procedimentos de Rede atuais (respeitando-se as devidas distinções de requisitos entre as linhas de tensão inferior a 345 kV e linhas de tensão igual ou superior a 345 kV).

### 5.6 Item 7.9 – Requisitos de engenharia – Proteção de transformadores

Este item do Protocolo prevê verificar se os transformadores são protegidos por dois conjuntos de proteção, denominados proteção principal e alternada, idênticos e independentes, cada um deles provendo completa proteção unitária e de retaguarda. Foram feitas avaliações que consideraram satisfatórias proteções tipo principal e retaguarda (não unitárias) por serem antigas e anteriores aos Procedimentos de Rede atuais.

- Visando à segurança operacional propõe-se manter o prescrito no Protocolo, indicando-se a adequação dessas instalações antigas aos Procedimentos de Rede atuais (respeitando-se as devidas distinções de requisitos entre os transformadores de tensão inferior a 345 kV e aqueles de tensão igual ou superior a 345 kV).

### 5.7 Item 7.11 – Requisitos de engenharia – Proteção de reatores em derivação

Este item do Protocolo prevê verificar se os reatores são protegidos por dois conjuntos de proteção, denominados proteção principal e alternada, idênticos e independentes, cada um deles provendo completa proteção unitária e de retaguarda.

- Tendo em vista o descompasso da visão dos avaliadores quanto às melhores práticas propõe-se adequar este item do Protocolo aos Procedimentos de Rede atuais, que exigem uma proteção unitária, uma proteção gradativa e uma proteção intrínseca (no mínimo) para reatores em derivação.

## 6.0 - CONCLUSÕES E AGRADECIMENTOS

O Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção teve a aplicação das suas 2 etapas iniciais em 36 subestações da Rede Básica do SIN, entre novembro de 2012 e fevereiro de 2013.

Esse processo contribui para a evolução da segurança e confiabilidade das instalações elétricas do SIN, não apenas pelo número de itens não satisfatórios encontrados, mas por indicar um direcionamento para as empresas do Setor Elétrico sobre os itens que exigem maior atenção. Esses itens de atenção especial, em alguns casos, exigem uma solução de maior agilidade por parte da empresa avaliada. Pode-se citar, como exemplo:

- Instalações que abrigam equipamentos de terceiros para a função de Sistemas Especiais de Proteção que, por pertencerem a outro agente, não integram o programa de manutenção local.
- Bancos de baterias utilizados para alimentação da proteção em condições inadequadas;
- Níveis discrepantes nas práticas das intervenções de parametrização de proteções;
- Subestação teleassistida sem comando remoto de disjuntor operacional, em decorrência de pendência de manutenção corretiva;
- Dependência de proteção de retaguarda remota em subestações antigas.

Diante do exposto neste artigo, pode-se afirmar que a primeira e a segunda etapa de aplicação do Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção atingiu o seu objetivo, pois identificou as condições dos sistemas de proteção das subestações visitadas e forneceu para as empresas participantes dados que possibilitam realizar ações para melhorar a segurança e confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro.

Por fim, gostaríamos de agradecer a todos os participantes que contribuíram na elaboração e execução do Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção, sendo este um trabalho do Setor Elétrico e não apenas dos autores deste artigo. No documento oficial de elaboração do Protocolo, encontram-se registrados os nomes dos elaboradores: Francisco Romário Wojcicki, Ildo Wilson Grüdtner, Moacir Carlos Bertol, Jarbas Raimundo de Aldano Matos, José Brito Trabuço, João Daniel de Andrade Cascalho, Gustavo Santos Masili, José Orlando Cintra, Marcos Parentoni, Elizabeth Almeida Franceschett, Eron de Oliveira Barreto, Raul Balbi Sollero, Sidney Custodio Santana Junior, Pedro Figueiredo, Olivio da Conceição Napolitano, Geraldo M. Aoun, Marco Antonio Fernandes Ramos, Mário Cesar Nunes Torraca, José Antonio Paula Motta, Leonardo Gomes Lima, Ronaldo Becker, Leandro Vieira Fernandes, Carlos Antonio F Floriano, Anilson Luiz Duarte, Roberto Perret de Magalhães.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS. Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações v2.0 – 11/11/2011 - Procedimentos de rede - Submódulo 2.6. Brasil.
- (2) ONS. Requisitos de telessupervisão para a operação v2.0 – 11/11/2011 - Procedimentos de rede - Submódulo 2.7. Brasil.
- (3) MME. Portaria MME nº 576, de 31 de outubro de 2012 – “Protocolo de Avaliações dos Sistemas de Proteção”. Brasil.
- (4) MME e CEPEL. Relatório Final da FT “Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção”. Brasil.
- (5) ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica. Brasil.
- (6) WANO PO&C. Performance Objective And Criteria. Word Association of Nuclear Operators, revisão 3 de 2005.
- (7) ELETRONUCLEAR. PA-MG 20 - Avaliação da performance da organização de manutenção – Usina Nuclear de Angra – Revisão 2011. Brasil.

## 8.0 - BIOGRAFIA



**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 Brito Trabuço** nasceu em Riachão do Jacuipe BA, 1950. Graduado como engenheiro eletricista 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.

**Raul Balbi Sollero** é pesquisador e atual chefe do Depto de Automação de Sistemas do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Raul tem longa experiência em proteção e automação de sistemas elétricos, tendo liderado vários projetos da área, reportados em dezenas de artigos técnicos no Brasil e exterior. Raul é membro do IEEE e o atual coordenador do Comitê de Estudos do Cigré Brasil e representante do Brasil no Study Committee B5, do Cigré.

**João Daniel de A. Cascalho** é engenheiro eletricista 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.