

PEA5016

Automação de sistemas elétricos:
especificação, projeto e implantação

Introdução

Justificativa técnico-econômica

- Confiabilidade
 - Rápida resposta a contingências
- Possibilidade de monitoramento contínuo de equipamentos
 - Ganhos em manutenção e carregamento de equipamentos
- Flexibilidade para ampliações e alterações em lógicas, automatismos, sinalizações
- Compartilhamento de informações com diversos setores da organização
- Redução de pessoal

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition systems

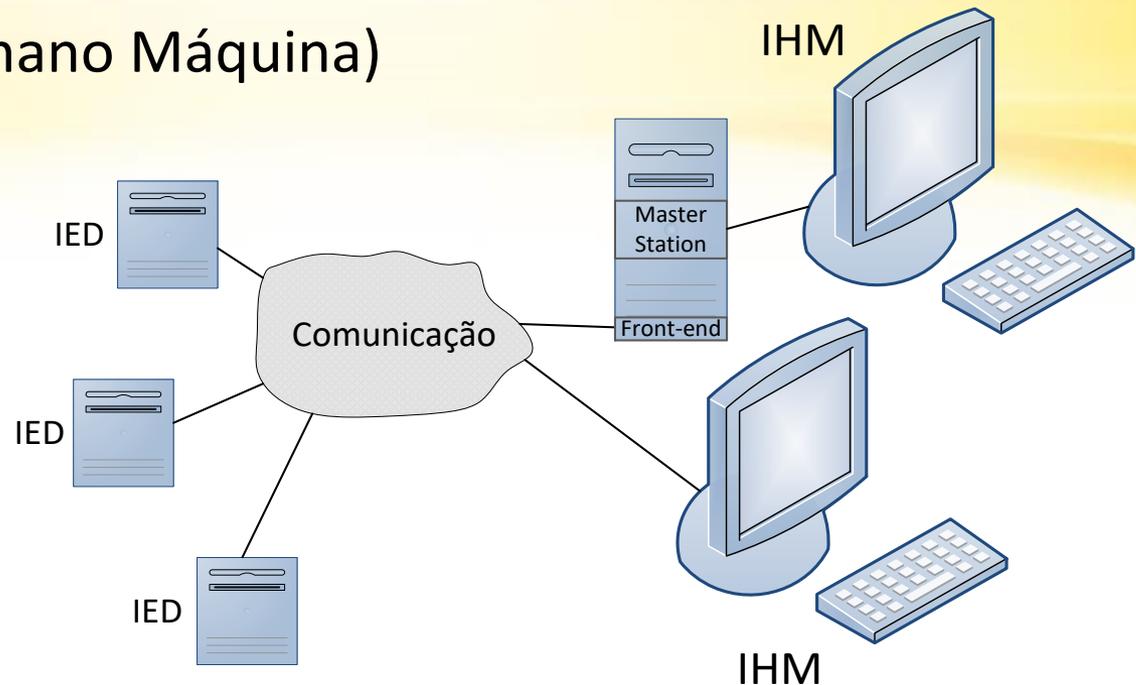
- Definição: *“... a collection of equipment that will provide an operator at a remote location with sufficient information to determine the status of a particular equipment or a process and cause actions to take place regarding that equipment or process without being physically present.”*
(THOMAS, MCDONALD; 2015, *Power System SCADA and Smart Grids*)
- Funções básicas
 - Aquisição de dados
 - Comando (controle) remote
 - Armazenamento e análise de dados remotos
 - Integração de informações com demais setores da organização

Algumas funções específicas de sistemas SCADA

- Geração
 - CAG : Controle Automático de Geração
 - Despacho econômico
 - Programação de intercâmbio entre áreas
- Transmissão
 - Processador de topologia
 - Estimação de estados
 - Análise de contingências
- Distribuição
 - Detecção de faltas, isolamento e restabelecimento (FDIR)
 - Reconfiguração de rede, self-healing
 - Estimação de estados, fluxo de potência desequilibrado
 - Interface com GIS (Geographic Information System)

Componentes básicos funcionais de sistemas SCADA

- IEDs (*Intelligent Electronic Devices*), RTUs (*Remote Terminal Units*), concentradores de dados
 - Aquisição de dados
- Sistema de comunicação
- Master Station
- IHM (Interface Humano Máquina)



IEDs, RTUs

- RTU: Remote Terminal Units
 - Converte sinais elétricos digitais e analógicos em mensagens de protocolos de comunicação enviadas para a master station
 - Recebe mensagens de comandos e setpoints da master station e as converte em sinais elétricos
 - Algumas têm a capacidade de executar lógicas programáveis
 - Sistema modular
 - Não executa funções de proteção



IEDs, RTUs

- Intelligent Electronic Devices
 - Definição IEC: *“any device incorporating one or more processors with the capability of receiving or sending data/control from or to an external source (for example, electronic multifunction meters, digital relays, controllers)”*
 - Possibilidade de integrar funções de diversas naturezas, diversidade de canais de comunicação

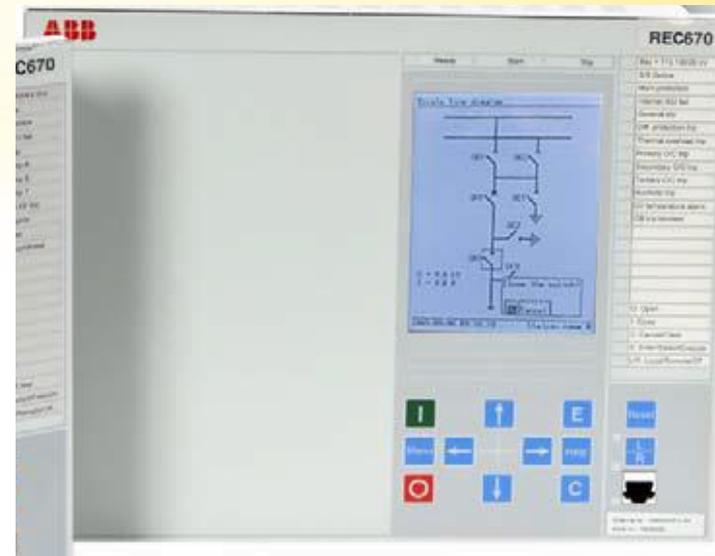
Histórico: Automação eletromecânica do sistema elétrico

- Dispositivos eletromecânicos, painéis mímicos, anunciadores de alarmes, registradores de perturbações em papel.



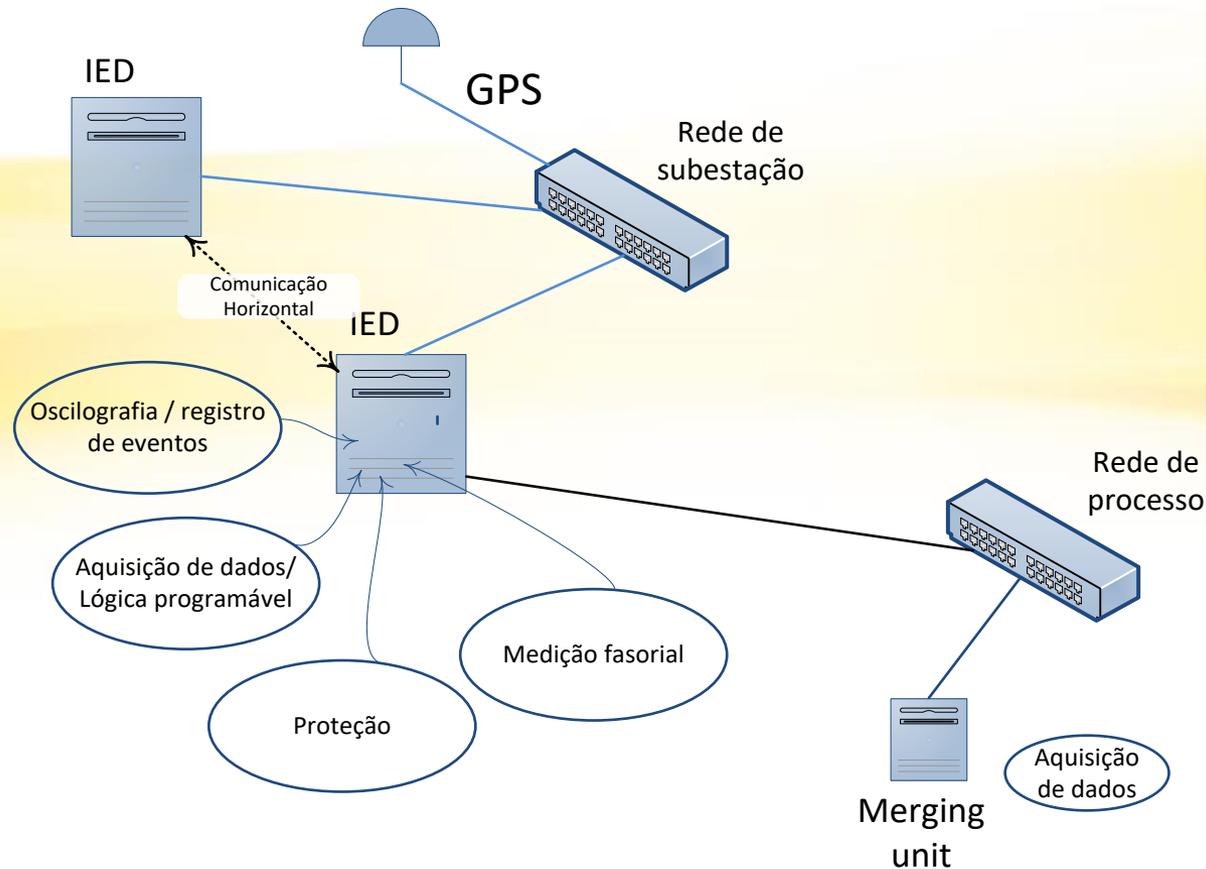


Relés de proteção eletrônicos



IEDs (Intelligent Electronic Devices)

Integração de funções em IEDs



- Vantagens da crescente utilização de IEDs
 - Redução do espaço necessário para montagem
 - Redução do tempo necessário para montagem, comissionamento e eventual manutenção
 - Menos ocorrências de falhas no funcionamento
 - Possibilidade de ajustes adaptativos de proteção
- Interações com o IED
 - Configuração: softwares razoavelmente amigáveis, com uso extensivo de recursos gráficos
 - IHM
 - Visualização simplificada de eventos e mensagens de erro
 - Possibilidade de visualização de diagramas e realização de comandos

Concentradores de dados

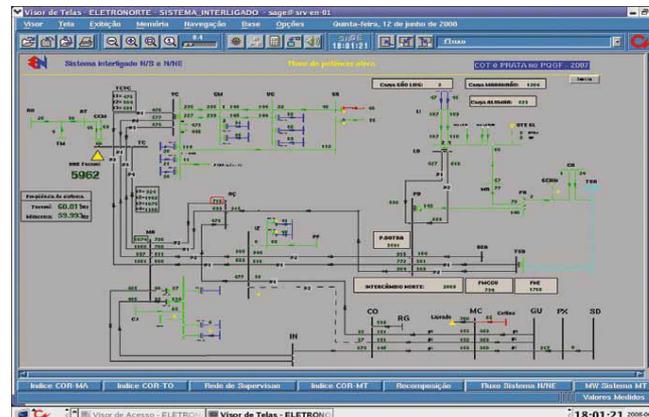
- Merging units
 - Função similar à das RTUs: converter sinais elétricos de/para mensagens de comunicação
 - Comunicação não ocorre diretamente com a master station, e sim com os IEDs
 - Protocolo: SV (Sampled Values), definido na norma IEC 61850, adequado para substituir até mesmo os sinais de TPs e TCs convencionais
- PDC (Phasor Data Concentrator)
 - Armazena e disponibiliza dados oriundos de PMU (Phasor Measurement Unit)
 - Aplicações de *Wide Area Monitoring and Control*

IHM (Interface Humano Máquina)

“the space where the interaction between the humans and the system happens”

“easy and self-exploratory, eficiente, enjoyable, and user-friendly”

(THOMAS, MCDONALD; 2015, *Power System SCADA and Smart Grids*)



IHM (Interface Humano Máquina)

- Possibilidade de múltiplos monitores
- Opção de zoom/decluttering
- Alarmes sonoros
- Diagrama unifilar
 - Sinalização de cores (aberto/fechado, alarmes)
 - Cores para diferentes níveis de tensão
 - Identificação operacional dos equipamentos
 - Navegação entre telas distintas



ONS no Rio de Janeiro - Centro Regional de Operação Sudeste - COSR-SE

Fonte:

<http://www.ons.org.br/pt/paginas/conhecimento/ace-rvo-digital/audiovisual>

IHM (Interface Humano Máquina)

- Diálogos de comando
 - Confirmação (integrado ou não comandos do tipo “select-before-operate”)
 - Registro do usuário que efetuou o comando
 - Intertravamentos mais simples (Local / remoto, bloqueio 86)



IHM (Interface Humano Máquina)

- Lista de eventos
 - SOE (Sequence Of Events)
 - Registro temporal e contínuo de eventos
 - Histórico da operação
 - Inclui acesso de usuários e execução de comandos
 - Utilizada na análise de ocorrências
 - Precursor: registro em impressora

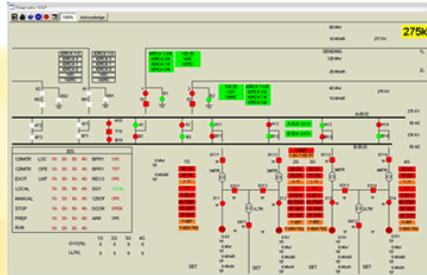
IHM (Interface Humano Máquina)

- Alarmes
 - Indicação de situações anormais
 - Valores analógicos ou entradas binárias
 - temperatura do óleo > limite_max
 - tensão < limite_min
 - seccionadora em transição > tempo_max
- Curva de tendências
 - Exibição temporária de valores analógicos selecionados
- Supervisão do próprio SCADA (Arquitetura)
 - Comunicação com IEDs e outros componentes do sistema
- Acesso a arquivos de oscilografias dos IEDs

Níveis de comando de sistemas elétricos



SCADA remoto / EMS / DMS
(Energy/Distribution Management System)



SCADA Local



Painel de controle / mímico do IED

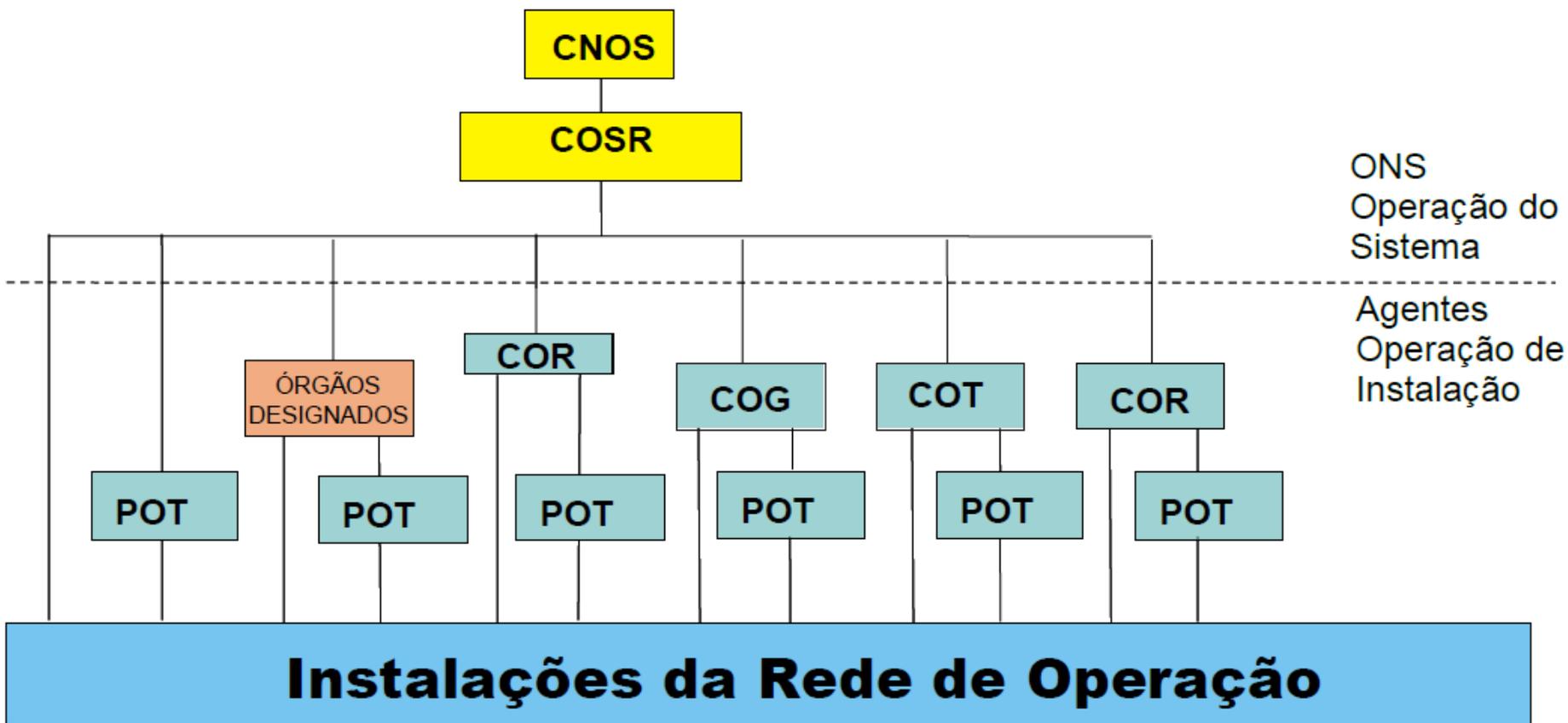


Equipamento



O nível superior só comanda se todos os níveis inferiores a ele estiverem em posição "remoto"

Hierarquia operacional (Procedimentos de Rede do ONS)



- Centros Próprios do ONS
- Centros dos Agentes de Operação
- Órgãos designados pelos Agentes de Operação

MME, ANEEL, ONS

- O Ministério de Minas e Energia “(...) representa a União como Poder Concedente e formulador de políticas públicas, bem como indutor e supervisor da implementação dessas políticas nos seguintes segmentos: (...)
 - IV - petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear.Cabe, ainda (...) energização rural, agroenergia, inclusive eletrificação rural, quando custeada com recursos vinculados ao Sistema Elétrico Nacional; (...)”
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL “tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.” (Lei 9427, de 26 de dezembro de 1996)

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
 - Criado em 26/08/1998, substituiu o GCOI (Grupo de Controle das Operações Integradas, subordinado à Eletrobrás)
“As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) e as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado (Sisol) serão executadas, mediante autorização do poder concedente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada e regulada pela Aneel (...)”

Sistema Interligado Nacional

- Rede Básica (conf. Res. Norm. ANEEL 67, de 08/06/2004)
 - *“I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e*
 - *II – transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário”*
- Instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais
- Demais Instalações de Transmissão (DIT)

[Texto Anterior](#) | [Próximo Texto](#) | [Índice](#)**ENERGIA****Relatório avalia que companhia demorou para solucionar curto-circuito e agiu mal ao tentar religar sistema sozinha****Agência responsabiliza Cesp por blecaute****CHICO SANTOS**

da Sucursal do Rio

O relatório de fiscalização da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) sobre o blecaute do dia 11 de março responsabiliza a Cesp (Companhia Energética de São Paulo) pelo desligamento do sistema. Segundo o relatório, a demora na solução de um curto-circuito numa barra de proteção da subestação acarretou o blecaute.

O curto-circuito, causado pelo raio inicialmente apontado como culpado pelo blecaute, durou 6,066 segundos. O raio que causou o curto, segundo o relatório, caiu em uma linha de transmissão, e não na subestação de Bauru, como o governo inicialmente divulgou.

De acordo com o relatório da Aneel, o raio caiu num ponto a um máximo de 50 km da subestação, e não foi a causa direta do blecaute. O documento diz ainda que a Cesp falhou ao tentar, inicialmente, religar o sistema sozinha, sem pedir ajuda ao ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). O relatório diz que o blecaute foi causado pela associação de problemas em equipamentos (relés e pára-raios) da subestação de Bauru, pertencente à Cesp, associados à forma de operação da unidade e à demora na eliminação do curto-circuito provocado pelo raio.

"A demora na eliminação do curto-circuito, associado aos problemas relatados no item 1, foi que causou o blecaute, e não a descarga atmosférica que gerou o curto", diz o item 3 do relatório, de 31 de março de 99, assinado pelo engenheiro Manoel Eduardo M. Negrisoni, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade da Aneel.

O item 1 fala dos demais problemas que originaram o acidente: "O desligamento total do sistema no último dia 11, devido ao curto-circuito provocado por uma descarga elétrica atmosférica na linha de transmissão de 440 kV, Assis-Bauru, poderia ter sido evitado, não fossem a forma de operação da subestação naquele instante e os tipos de relés existentes hoje na subestação de Bauru", diz.

Sem proteção

Na continuação do item 3 das conclusões, o relatório responsabiliza explicitamente a Cesp.

Após afirmar que a demora na eliminação do curto-circuito "foi devida à ausência de proteção específica para esse tipo de defeito (curto-circuito na barra)", além da "não-atuação adequada das proteções existentes", o texto do item conclui:

"caracterizando, portanto, a responsabilidade da Cesp pelo

desligamento do sistema".

O diretor da Aneel Eduardo Henrique Ellery Filho disse que o relatório representa o ponto de vista do fiscal Negrisoni e que é o primeiro passo em um processo que pode resultar em punições à Cesp, caso as conclusões se confirmem.

Ele disse que a Cesp foi notificada no dia 6 deste mês e tem 15 dias a partir daquela data para apresentar sua contestação.

O relatório da Aneel diz que, embora haja pouca probabilidade, um blecaute pode voltar a ocorrer "se nenhuma modificação for feita na operação da subestação". Sobre a suposta falha da Cesp no processo de religação do sistema -o blecaute durou até quatro horas e 15 minutos em certas regiões-, o texto diz que o correto seria ela ter pedido ao GCOI/ONS "a recomposição coordenada do sistema".

A sigla GCOI é o Grupo Coordenador das Operações Integradas, órgão coordenado pela Eletrobrás que está sendo substituído gradualmente pelo ONS, órgão formado pelo conjunto das empresas que atuam no sistema.

O ONS respaldou a primeira versão sobre o blecaute, divulgada pelo ministro das Minas e Energia, Rodolpho Tourinho, no dia seguinte ao acidente.

Texto Anterior: [Vigilância suspende importação de palmito](#)

Próximo Texto: [Secretário da Energia contesta conclusão da](#)

[Aneel](#)

[Índice](#)

ASSINE

BATE-PAPO

BUSCA

E-MAIL

SAC

SHOPPING UOL

© Folha da Manhã S/A. Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução do conteúdo desta página em qualquer meio de comunicação, eletrônico ou impresso, sem autorização escrita da [Agência Folha](#).

Blecaute Bauru, 11/03/1999

Contextualização do Setor Elétrico Brasileiro

- PMI (Plano de Modernização de Instalações), elaborado pelo ONS, anualmente, com um horizonte de 3 anos
- Resolução Normativa ANEEL Nº 443, de 26 de julho de 2011:
 - Art. 2º Melhoria é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de transmissão de energia elétrica, conforme disposto na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, incluindo:
 - I – automação, reforma e modernização de subestações;
 - (...)
 - § 4º As Melhorias não referidas no inciso II e que constarem no Plano de Modernização de Instalações, elaborado pelo ONS, serão avaliadas e a eventual receita adicional estabelecida no reajuste anual de RAP subsequente à sua entrada em operação comercial.

2 HISTÓRICO

Desde a sua criação, o ONS vem concentrando esforços substanciais para analisar a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) no que concerne aos aspectos relacionados com a segurança elétrica operacional. Para tanto, este Operador tem coordenado diversas ações, em conjunto com os Agentes de Transmissão, Geração e Distribuição, de modo a identificar as principais fragilidades do SIN e, com base nesse diagnóstico, indicar as providências que devem ser tomadas com o objetivo de revitalizar as instalações existentes, adequando-as aos padrões de segurança prescritos nos Procedimentos de Rede, principalmente no que se refere aos Módulos 11 – Proteção e Controle, 21 – Estudos para Reforço da Segurança Operacional Elétrica, Controle Sistêmico e Integração de Instalações e 22 – Análise de Ocorrências e Perturbações.

Esse tema começou a ser tratado pelo ONS a partir da perturbação de 11 de março de 1999, no âmbito da Comissão Mista ONS/ELETROBRÁS/CEPEL/Agentes. Na oportunidade foram geradas diversas recomendações inerentes à Área de Proteção e Controle, fruto de ações conjuntas entre o ONS e os Agentes, que já foram implantadas em sua grande maioria.

Sistema Interligado Nacional

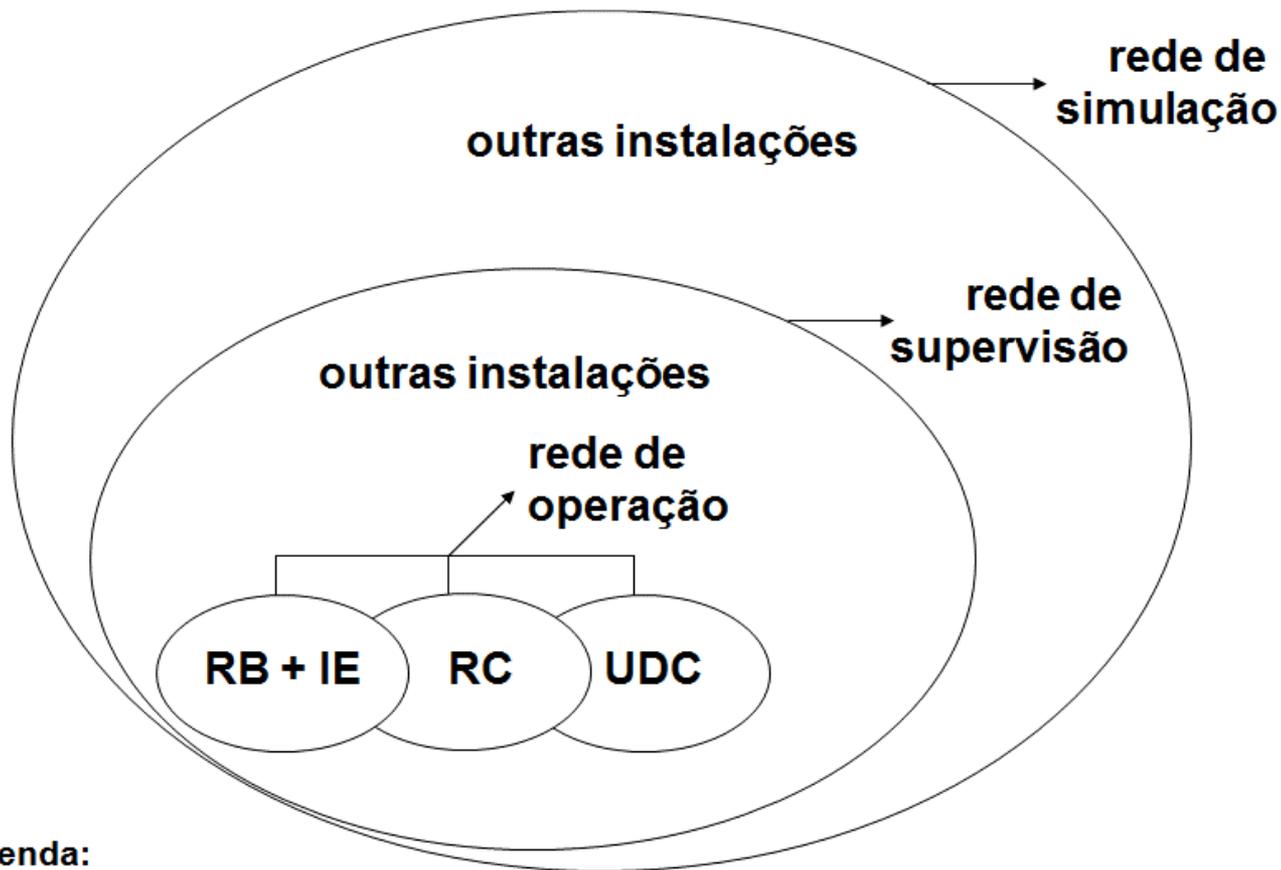
- Submódulo 23.2 dos Procedimentos de Rede (Critérios para definição das redes do Sistema Interligado Nacional)
 - (a) Rede Básica: instalações de transmissão pertencentes ao SIN, classificadas segundo regras e condições estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
 - (b) Rede Complementar: rede fora dos limites da Rede Básica, cuja operação afeta a otimização energética do SIN ou os parâmetros de avaliação do desempenho elétrico em instalações e equipamentos da Rede Básica, que levem a condições operativas fora dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede;

Sistema Interligado Nacional

- Submódulo 23.2 dos Procedimentos de Rede (Critérios para definição das redes do Sistema Interligado Nacional)
 - (c) Rede de Operação: união da Rede Básica, da Rede Complementar, das usinas despachadas centralizadamente (usinas classificadas na modalidade de operação como Tipo I ou Tipo II-A, conforme critérios e sistemática estabelecidos no Módulo 26 Modalidade de operação de usinas) e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica;
 - (d) Rede de Supervisão: Rede de Operação e outras instalações cuja monitoração via sistema de supervisão é necessária para que o ONS cumpra suas responsabilidades de coordenação e controle do SIN; e

Sistema Interligado Nacional

- Submódulo 23.2 dos Procedimentos de Rede (Critérios para definição das redes do Sistema Interligado Nacional)
 - (e) Rede de Simulação: Rede de Supervisão e outras instalações que necessitam ser representadas nos programas de simulação para garantir que os estudos elétricos desenvolvidos pelo ONS apresentem resultados que reproduzam, com grau de precisão adequado, os fenômenos que ocorrem no SIN.



Legenda:

RB + IE- Rede Básica e instalações de transmissão destinadas a interligações internacionais conectadas à RB e suas equiparadas

RC- Rede Complementar

UDC- Usinas Despachadas Centralizadamente – usinas Tipo I e Tipo II-A

Remuneração da Transmissão e Penalidades

- Receita Anual Permitida (RAP): *“remuneração que as transmissoras recebem para disponibilizar o sistema ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e prestar o serviço público de transmissão aos usuários. Seu valor, para as transmissoras decorrentes de licitação, é aquele obtido como resultado do leilão de transmissão e é pago às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada cinco anos, nos termos dos contratos de concessão.”* (<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=97&idPerfil=2>)
- Pagamento Base (PB): *“parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP), associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma Função Transmissão (FT);”* RN ANEEL 191/2005

Remuneração da Transmissão e Penalidades

- Parcela Variável : parcela a ser deduzida do Pagamento Base PB de uma Função de Transmissão (FT)
 - Atraso na Entrada em Operação da FT (PVA);
 - Indisponibilidade por Desligamento Programado ou Outros Desligamentos (PVI);
 - Restrição Operativa – PVRO.

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_o_j \cdot PAOD_j) \right)$$

24.60.D = minutos no mês

PB = pagamento base

$PADP_i$, $PAOD_j$ = minutos de cada desligamento programado e de outro tipo de desligamento

K_p , K_o_j = fatores para desligamento programado e de outro tipo, que dependem da função de transmissão (FT). Ex.: para linha de transmissão, $K_p=10$ e $K_o=150$; banco de capacitor, $K_p=5$ e $K_o=100$.

Legislação e regulação aplicadas a GTD (geração, transmissão e distribuição)

- Geração e Transmissão
 - Resoluções ANEEL (Função de Transmissão, Parcela Variável, Pagamento Base...)
 - Procedimentos de Rede do ONS
- Distribuição
 - Resoluções ANEEL (Condições gerais de fornecimento)
 - PRODIST

Geração e Transmissão – documentação relevante

- Resolução Normativa ANEEL 614/2014
 - Indisponibilidade de geração conectada ao SIN
- Resoluções Normativas ANEEL 191/2005, 729/2016
 - Pagamento base, capacidade operativa, parcela variável
- Procedimentos de Rede ONS
 - Submódulo 2 – Requisitos mínimos para instalações de transmissão
 - 2.6 e 2.7 : sistemas de proteção, registro de perturbações, teleproteção, supervisão e controle
 - Submódulo 10 - Manual de Procedimentos da Operação
 - Hierarquia operacional (centros de operação), recomposição da rede, controle da geração e transmissão, operação em contingência entre outros.