

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETRÔNICA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL

BIANCA ROMANIV DA SILVA

MELHORIA PARA A VISUALIZAÇÃO DE EVENTOS E ALARMES GERADOS
DURANTE UMA PARADA DE EMERGÊNCIA EM UMA UNIDADE GERADORA
HIDRELÉTRICA.

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA
2015

BIANCA ROMANIV DA SILVA

MELHORIA PARA A VISUALIZAÇÃO DE EVENTOS E ALARMES GERADOS
DURANTE UMA PARADA DE EMERGÊNCIA EM UMA UNIDADE GERADORA
HIDRELÉTRICA.

Trabalho de conclusão de curso de especialização, apresentado ao Curso de Especialização em Automação Industrial, do Departamento Acadêmico de Eletrônica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista.

Orientador: Prof. MSc. Guilherme Alceu Schneider

CURITIBA
2015

RESUMO

DA SILVA, Bianca Romaniv. **Melhoria para a visualização de eventos e alarmes gerados durante uma parada de emergência em uma unidade geradora hidrelétrica.** 2015. 51f. Monografia (Curso de Especialização em Automação Industrial), Departamento Acadêmico de Eletrônica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2015.

A operação de uma usina hidrelétrica deve obedecer a normas de órgão reguladores e estas normas controlam o tempo em que uma usina pode permanecer fora de operação. Portanto, em uma parada não programada, o operador é responsável em identificar o problema causador da parada e restabelecer a usina no menor tempo com a maior segurança possível. É nesta problemática que este trabalho atua. Este trabalho tem o objetivo de apresentar uma proposta de melhoria para a visualização dos eventos gerados durante uma parada não programada, ou parada de emergência em uma unidade geradora hidrelétrica. Durante uma parada de emergência ocorre o que chamamos de avalanche de eventos, porém estes eventos nem sempre aparecem na ordem em que ocorreram em campo, ou aparecem com a mesma estampa de tempo, o que gera dúvidas sobre o real motivo da parada de emergência. O método consiste em uma lógica de gerenciamento que controla a ordem em que os eventos ocorreram durante uma parada não programada, gerando o seqüenciamento dos eventos críticos, garantindo assim a rápida interpretação e intervenção por parte dos operadores.

Palavras Chave: Parada de emergência. Visualização de eventos. Seqüenciamento de eventos.

ABSTRACT

DA SILVA, Bianca Romaniv. **Improvement of events and alarm views during an emergency stop at a hidroelectric generation unit.** 2015. 51f. Monografia (Industrial Automation Specialization Degree), Electronic Academic Department, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2015.

The operation of a hidroelectric powerplant must obey the rules of regulation institutions, and this rules control the time that a porwerplant can stay out of operation. Then, at a programmed stop, the operator is responsible for identifying the causing problem of the stop and to restablish the powerplant within the less time and higher security level possible. Its in this problematic that this paper flows. This paper has the objective of presenting an improvement proposal for the viewing of events generated during a non-programmed stop, or an emergency stop at a hidroelectric generation unit. During an emergency stop occurs what is commonly called event avalanche, but this events not always are showed in the same order as they occurred in the field, or they are showed with the same time stamp, and this generates doubts about the real reason of the emergency stop. The method consists at a management logic that controls the order that the events occurred during a non-programmed stop, creating the sequencing of the critical events, this way it will assure the fast interpretation and intervention by operators.

Key words: **Emergency stop. Events view. Events sequencing.**

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte – 2012.....	9
Figura 2 - Tela de Alarmes da Casa de Força.....	35
Figura 3 - Passo inicial	38
Figura 4 - Passo 1	38
Figura 5 - Passo 2.....	39
Figura 6 - Seqüenciamento de eventos para um evento.....	39
Figura 7 - Seqüenciamento de eventos.....	40
Figura 8 - Instrução CAR.....	41
Figura 9 – Lógica de ordenação dos eventos no CLP	41
Figura 10 – Lógica de ordenação dos eventos no CLP.....	42
Figura 11 – Contador Simples.....	42
Figura 12 – Lógica de ordenação dos eventos no CLP – Contador.....	43
Figura 13 – Lógica de ordenação dos eventos no CLP em ladder.....	43
Figura 14 – Fluxograma da lógica de ordenação dos eventos.....	45
Figura 15 – Tela de eventos.....	46

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balço Energético Nacional
CLP	Controlador Lógico Programável
COG	Centro de Operação da Geração
CPU	<i>Central Processing Unit</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IEC	Internacional Electrotechnical Committe
IEEE	<i>Institute Of Electrical And Electronics Engineers</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SDSC	Sistema Digital de Supervisão e Controle
SFC	<i>Sequential Function Chart</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOE	<i>Sequence Of Events</i>
UHE	Usina Hidrelétrica
UTR	Unidade Terminal Remota

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	9
1.1 TEMA	9
1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	11
1.3 PROBLEMA	11
1.4 OBJETIVOS	12
1.4.1 Objetivo Geral	12
1.4.2 Objetivos Específicos	12
1.5 JUSTIFICATIVA	12
1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	14
1.7 EMBASAMENTO TEÓRICO	14
1.8 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	15
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1 USINAS HIDRELÉTRICAS	16
2.2 DADOS DO PROCESSO	19
2.3 AQUISIÇÃO DE DADOS.....	20
2.5 FUNÇÕES DE SUPERVISÃO E COMANDO.....	21
2.5.1 Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados	22
2.5.2 Alarmes	22
2.5.3 Comandos	23
2.5.4 Sequência de partida e parada	24
2.6 PARADAS DE EMERGÊNCIA	25
2.6.1 Parada parcial com excitação	25
2.6.2 Parada parcial sem excitação	25
2.6.3 Parada total sem rejeição.....	26
2.6.4 Parada total com rejeição.....	26
2.7 REGISTRO DE EVENTOS E DE MEDIDAS	27
2.8 REQUISITOS DO ONS PARA TELESUPERVISÃO	29
3 DESENVOLVIMENTO	33
3.1 IDENTIFICAÇÃO DOS PROBLEMAS E PONTOS DE MELHORIA.....	33
3.2 PRINCIPAIS EVENTOS CAUSADORES DE PARADA DE EMERGÊNCIA	35
3.3 SEQUENCIAMENTO DOS EVENTOS.....	36
3.3.1 Estrutura em SFC.....	37

3.3.2 Estrutura em Ladder.....	40
3.4 VISUALIZAÇÃO DOS EVENTOS	46
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
REFERÊNCIAS.....	50

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo trata do tema deste trabalho e a delimitação do mesmo, indicando em que situação será aplicado. Também será explanado o problema que envolve esta pesquisa e os objetivos, gerais e específicos, a serem trabalhados. Justifica-se o desenvolvimento desta pesquisa e apresentam-se os métodos aplicados para a conclusão deste trabalho.

1.1 TEMA

Há uma constante necessidade de atualização tecnológica que é verificada em todas as áreas de atuação da engenharia. Esta necessidade também ocorre em aplicações de controle de usinas hidrelétricas. A matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica, como se pode observar na Figura 1 (BEN, 2013).

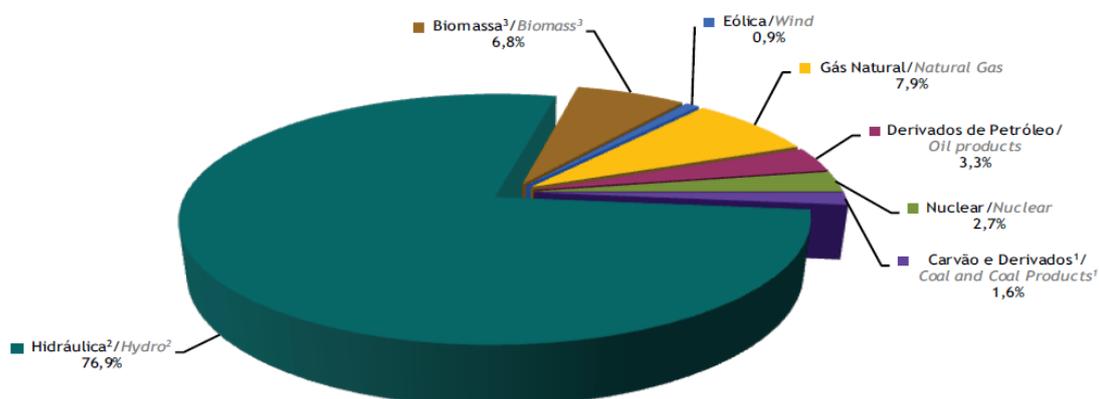


Figura 1- Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte – 2012

Fonte: Balanço Energético Nacional (2013).

De acordo com o Operador Nacional do Sistema – ONS (2009), o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2014).

Faz-se, então, necessária a aplicação de melhorias nos sistemas de automação que controlam essas usinas para responder às exigências dos órgãos reguladores, entre eles o ONS e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

O ONS exige a parametrização de algumas variáveis relacionadas à geração de energia elétrica como: frequência, tensão, medições analógicas, estados dos equipamentos e agrupamento de (ONS, 2009). Além disso, relaciona algumas ações a serem tomadas para determinadas situações, que podem ocorrer durante a operação de uma unidade geradora.

O SIN exige uma coordenação sistêmica para garantir que a energia gerada por todos os empreendimentos em operação chegue ao consumidor com segurança, além de garantir o suprimento de forma contínua, com qualidade e com preço acessíveis para todos (ONS, 2009). Esta coordenação do SIN é função do ONS, que monitora a confiabilidade e estabilidade do sistema, além de regulamentar a operação de geração de energia e a transmissão de energia, estabelecendo premissas, diretrizes, responsabilidades e critérios para a recomposição da rede de operação após perturbações gerais ou parciais, para que se restabeleçam as cargas, equipamentos e para que o sistema volte às condições normais de operação (ONS, 2009).

Ao realizar essas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, o ONS busca o ótimo sistêmico, compatibilizando a otimização energética com a segurança elétrica e com a continuidade do suprimento energético (ONS, 2009).

Desta forma, é necessário um moderno sistema de automação para que haja uma operação segura e eficaz. Como parte desta modernização do sistema de automação, vem os investimentos em novos equipamentos de aquisição de dados e controle, o que conseqüentemente exige uma atualização de *softwares*. A inserção desses novos equipamentos como, por exemplo, o Controlador Lógico Programável (CLP) gera uma necessidade de modernas estruturas de programação atualizadas de acordo com o novo sistema da usina.

Neste trabalho busca-se uma melhoria no processo de visualização do seqüenciamento de eventos gerados durante uma parada não programada de uma unidade geradora hidrelétrica, atendendo os requisitos do ONS e visando garantir a confiabilidade da geração e a rápida atuação dos operadores.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Durante uma parada não programada de uma unidade geradora, ocorrem diversas atuações de sensores e desligamentos e isso resulta em alarmes e eventos. Esses eventos são os responsáveis por alertar e orientar o operador sobre o que gerou a parada da máquina. Portanto, é de extrema importância que a sequência em que esses eventos apareçam em tela sejam exatamente a ordem em que ocorreram em campo.

Para garantir a sequência correta desses eventos, será proposto um estudo de melhoria na visualização do seqüenciamento destes eventos pelo operador, durante uma parada não programada de uma unidade geradora hidrelétrica. A partir de um fluxograma será sugerido um método de gerenciamento do seqüenciamento de eventos que deverá ser aplicada diretamente ao CLP (Controlador lógico programável) utilizado e observado no SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*.

1.3 PROBLEMA

De acordo com Brand, Lohmann e Wimmer (2003), os requisitos básicos e os maiores benefícios dos sistemas de automação elétrica, incluindo a proteção, são minimizar o número de desligamentos e os tempos de interrupções, diminuir os custos operacionais, aumentar a produtividade e melhorar o desempenho do sistema de energia.

Segundo o item 4.2.6.12 do Submódulo 1.2 do Manual de Procedimentos de Rede da ONS: “A integridade do SIN envolve a concepção de medidas automáticas – cuja implantação depende fundamentalmente do envolvimento dos agentes – que devem ser baseadas, preferencialmente, em ações de controle sistêmico que levam em conta a resposta dinâmica da rede elétrica” (ONS, 2009, p.18). Ou seja, a integridade do sistema elétrico é responsabilidade dos agentes, que são as estruturas responsáveis pela geração e transmissão de energia. A integridade está diretamente ligada a minimizar a frequência de ocorrência de grandes perturbações; evitar a propagação de grandes perturbações; e reduzir o tempo de restabelecimento do sistema após grandes perturbações (ONS, 2009). Estas perturbações podem ser quedas de energia locais ou nacionais, o que prejudica o

país inteiro e pode trazer grandes transtornos. Por isso a necessidade de um controle efetivo e capaz de ser preciso e rápido, para que as ações de restabelecimento sejam capazes de minimizar os danos.

Portanto, um sistema de automação para controle da operação possui as seguintes funções: interface com o processo (aquisição de dados - estados e medidas - e envio de comandos), interface com os operadores (visualização do processo, gerenciamento de eventos e alarmes, etc.) e automatismos. Este sistema deverá adquirir os dados de campo e dar informações precisas aos operadores para que eles possam restabelecer a geração o mais rápido possível, identificando possíveis falhas e orientando o ONS sobre a situação da usina.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo Geral

Propor uma melhoria na visualização dos eventos gerados durante uma parada não programada de uma unidade geradora hidrelétrica, através de uma lógica de gerenciamento do seqüenciamento dos eventos.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Levantar os principais pontos de uma unidade geradora hidrelétrica que são tratados como eventos durante uma parada não programada;
- Propor uma lógica em GRAFCET e em ladder para o gerenciamento do seqüenciamento de eventos com base nos pontos de eventos levantados;
- Estudar a visualização destes eventos seqüenciais em um SCADA;

1.5 JUSTIFICATIVA

A modernização do sistema de automação visa garantir maior segurança nos processos de partida e parada de uma unidade geradora hidrelétrica, proporcionando fidelidade nos dados obtidos de eventos e alarmes, oferece maior rendimento e vida útil dos equipamentos, maior confiabilidade do sistema e, conseqüentemente, gera segurança ao operador. Além disso, visa garantir um desempenho satisfatório da usina hidrelétrica como um todo com um sistema de fácil

manuseio e simplicidade de operação, e ainda facilita possíveis expansões no sistema.

Desta forma, comandos e manobras passam a ser realizados remotamente a partir de um centro de operação ou de forma automática pelo *software* supervisor, sem a necessidade do operador se deslocar até o equipamento.

Os benefícios da modernização que podem ser observados em uma central geradora, segundo Mendes (2009), são:

- Operação autônoma;
- Supervisão e operação à distância;
- Agilidade de manutenção da usina através da representação gráfica do processo e tele diagnóstico;
- Redução do tempo de parada mediante a detecção rápida sobre as origens das falhas do sistema;
- Sistema GPS - *Global Positioning System* com registro de eventos com 1 ms de resolução.

Devido ao desenvolvimento de novas tecnologias de dispositivos de automação, computadores e componentes de rede mais rápidos e com maior capacidade de processamento, faz-se necessária uma atualização dos sistemas encontrados em usinas, indústrias, entre outros. Essa evolução muito rápida dos sistemas de automação ocorre pela necessidade constante de melhorar os tempos de respostas, obter uma comunicação mais precisa para troca de dados em tempo real e enviar informações precisas aos órgãos competentes. Além de garantir a estabilidade do sistema e obter respostas rápidas a perturbações que possam ocorrer.

Desta forma, verifica-se a necessidade de sistemas de automação com funcionalidades para as atividades de operação, que operem de forma confiável, eficiente e segura, assim como funcionalidades de suporte às atividades de manutenção e ainda deve atender aos requisitos do processo e gerenciar os recursos necessários (MENDES, 2009).

Automatizar os processos resulta em muitos ganhos. Com a tecnologia adequada utilizada de maneira correta, a automação aumenta a eficiência, oferece maior facilidade operacional, ajuda na tomada de decisões, reduz os erros humanos e os custos.

1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Visando atingir os objetivos desta pesquisa científica bibliográfica, serão feitas aquisições de dados de campo com funcionários da concessionária de energia do Paraná envolvidos em automatização de unidades geradoras. Além disso, serão feitas pesquisas em documentos técnicos dos órgãos reguladores e bibliografia especializada, na forma de uma pesquisa documental. Organizou-se a metodologia deste trabalho em etapas, conforme descrito a seguir:

- Levantamento de dados relativos a usinas hidrelétricas, através de pesquisas com especialistas e buscas em manuais de operação;
- Pesquisa em bibliografia técnica especializada e documentos de órgãos reguladores;
- Pesquisa em trabalhos acadêmicos;
- Detalhamento da pesquisa documental;
- Desenvolvimento de uma lógica modelo que servirá de base para o desenvolvimento do gerenciamento do seqüenciamento de eventos e visualização em um sistema de supervisão.

1.7 EMBASAMENTO TEÓRICO

Em relação aos requisitos dos órgãos reguladores serão utilizados como referencial teórico o Manual de Procedimentos de Rede disponível no site do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2009), documentos disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, relatórios do Balanço Energético Nacional e artigos técnicos de congressos e anais.

Foi realizado um estudo sobre usinas hidrelétricas e suas principais partes componentes de um sistema de automação.

Também foi preciso pesquisar sobre os eventos causadores de paradas de emergência em unidades geradoras hidrelétricas.

Com intuito de identificar as necessidades e as melhorias esperadas foi realizada uma pesquisa de campo junto aos usuários, com técnica de observação participante, explorando suas experiências, práticas e atividades diárias. Esta pesquisa foi importante, pois possibilitou subsidiar a elaboração de uma proposta que viesse de encontro as expectativas dos usuários finais.

Por fim, uma vez executada a consistência dos requisitos frente à instalação existente e alinhado ao objetivo estabelecido, foi desenvolvida uma proposta de melhoria na visualização dos eventos gerados durante uma parada não programada de uma unidade geradora hidrelétrica, apresentada e discutida no capítulo 3.

1.8 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho será composto de quatro capítulos. O primeiro capítulo se destina à introdução sendo subdividido em tema, problema, objetivo geral e objetivos específicos, justificativa e procedimentos metodológicos.

O segundo capítulo irá explicar o funcionamento da automação de uma usina hidrelétrica, os requisitos do ONS para telessupervisão e o seqüenciamento de eventos e acionamentos em uma parada de emergência.

O terceiro capítulo remete ao desenvolvimento de uma lógica modelo para o desenvolvimento do gerenciamento de eventos para a melhor visualização do seqüenciamento dos mesmos por parte do operador no SCADA utilizado.

Por fim, o quarto capítulo irá conter as considerações finais obtidas com o desenvolvimento do trabalho realizado.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo é dedicado a explicar o funcionamento da automação de uma usina hidrelétrica, os requisitos do ONS para telessupervisão e o seqüenciamento de eventos e acionamentos em uma parada de emergência.

2.1 USINAS HIDRELÉTRICAS

Uma usina hidrelétrica é o conjunto de obras e equipamentos cuja finalidade é gerar energia elétrica aproveitando o potencial hidráulico de rios (MENDES, 2011).

As usinas têm diferentes portes e estão espalhadas pelo país, são desde pequenas centrais hidrelétricas até grande hidrelétricas como a Usina Hidrelétrica de Itaipu. Mas independente de seu porte, elas tem elementos em comum. São elementos básicos das usinas hidrelétricas: barragem, casa de força, vertedouros, turbinas, geradores, transformadores e serviços auxiliares (MENDES, 2011).

Para operar e proteger todos os componentes de uma usina hidrelétrica existem os sistemas secundários de automação e de proteção. Normalmente eles são alimentados em corrente contínua. Retificadores fornecem energia elétrica para esses sistemas e também para o banco de baterias que são usados no caso de falta de alimentação do serviço auxiliar (MENDES, 2011).

O sistema de automação monitora e comanda os componentes das unidades geradoras instalados em uma usina hidrelétrica, estes interagem entre si por meio de redes de comunicação. Portanto, o sistema de automação deve ser capaz de adquirir dados de campo, processá-los e armazená-los. São dados de campo os estados dos equipamentos – são entradas digitais ou binárias, e as medidas – entradas analógicas. O sistema de automação deve, além de adquirir e processar esses dados, ser capaz de enviar comandos, digitais e analógicos, para os equipamentos.

A usina está dividida em sistemas primário e secundários. Equipamentos como turbinas, geradores, transformadores, os equipamentos de manobra das subestações elevadoras e os auxiliares mecânicos como bombas, válvulas, compressores compõem o sistema primário que é a infra-estrutura de uma usina. Esse sistema é responsável pela geração, transformação e despacho da energia elétrica. Em complemento ao sistema primário, há o sistema secundário que é

composto por todos os equipamentos e dispositivos usados para supervisionar, monitorar, controlar e proteger a usina hidrelétrica, como Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), computadores, equipamentos de redes de comunicação, entre outros.

Mendes (2011) explica o sistema de automação dividindo-o em níveis hierárquicos, de acordo com os equipamentos, dispositivos e funcionalidades. Para as usinas de grande porte podem ser definidos cinco níveis:

Nível 0 – Processo: onde estão as interfaces com o processo, ou seja, os sensores e atuadores (que podem ser inteligentes). Eles ficam próximos ou integrados aos equipamentos primários. Eles permitem a supervisão e operação de partes de um único equipamento;

É o nível onde estão localizados os dispositivos de entrada e saída. Eles fornecem todas as interfaces que são necessárias para supervisionar e operar os equipamentos primários, ou seja, o processo. Os dispositivos são instalados no campo junto ao processo, nos equipamentos e painéis da unidade geradora. As interfaces permitem a aquisição de dados e atuação no processo. Todos os dados são coletados a partir de sensores e relés, e todos os comandos emitidos pelos operadores ou automatismos são executados através dos atuadores. Nos sistemas convencionais isso é feito de modo paralelo usando cabos metálicos com circuitos de corrente ou tensão. No nível de processo é possível fazer supervisão e operação de partes de cada equipamento separadamente. Isso é feito diretamente nos equipamentos.

Nível 1 – Unidade (ou vão): onde estão os equipamentos e dispositivos de automação (e proteção). Eles ficam próximos ao processo (equipamentos primários) e permitem a supervisão e operação restritas da unidade geradora. Nas subestações de energia, normalmente este nível é chamado de vão (ou bay);

Este nível é responsável pela automação e proteção do processo. Nele estão os painéis com os dispositivos de supervisão, automação, proteção e monitoramento por unidade, além de algumas IHMs – Interface Homem-Máquina, instaladas nos próprios dispositivos e painéis. Eles são alojados na sala de controle local da unidade geradora a qual eles pertencem e também podem ser distribuídos pelo processo. Neste nível estão as funções de automatismo e intertravamentos. Isso possibilita a operação autônoma em caso de perda de comunicação com o nível superior. Os sistemas mais atuais, numéricos, empregam CLPs e Unidades de

aquisição e controle (UACs). O nível de unidade é responsável pela aquisição dos dados de uma unidade geradora.

Nível 2- Controle local (ou Estação local): onde está a IHM, o processamento e o arquivamento locais e demais equipamentos para supervisionar e operar uma unidade geradora (e o vão associado). Eventualmente é projetado para se controlar mais de uma unidade geradora. A partir da tecnologia numérica esse nível passou a ser chamado de “estação”;

O nível de controle local permite a supervisão e operação completa da unidade geradora. Normalmente é alojado em uma sala de controle simples, onde estão as mesas de operação e as IHMs, através das quais o sistema de automação fornece todas as informações necessárias para a supervisão e recebe os comandos para a operação do processo. Também podem ser feitos arquivamentos e recuperação de dados nesse nível.

Nível 3- Controle Central (ou Estação Central): onde está a IHM, o processamento e o arquivamento centrais e demais equipamentos para supervisionar e operar toda a usina hidrelétrica. Ele ocupa uma ou mais salas especiais dentro da usina;

O controle central é o nível de operação superior da usina e nele supervisiona-se e opera-se toda a instalação. Ele é semelhante ao anterior mas com área de atuação maior. É comum que esse nível seja um sistema de aquisição de dados e controle supervísório (SCADA). O nível de controle central é situado na sala de controle principal da instalação. Ao concentrar as operações em um único local é possível economizar espaço e aproveitar melhor os recursos. Neste nível também se encontram as estações de engenharia para desenvolvimentos e manutenção do sistema. Os dados armazenados podem ser enviados para os sistemas de gerenciamento para planejamentos de operação e de manutenção e para controle de ativos. Relatórios de faltas automáticos podem ser emitidos e enviados para o pessoal de manutenção e de estudos elétricos, por exemplo. Também podem existir canais de comunicação com sistemas remotos, externos à usina, descritos no próximo nível.

Nível 4- Controle Remoto (ou Centro de Operação): onde está a IHM e demais dispositivos e equipamentos para supervisionar e operar várias usinas (e subestações) de modo limitado.

Geralmente esse nível é o centro de operação de diversas usinas, que está fisicamente distante delas, daí o nome remoto. Ele também é um sistema SCADA.

Nele é possível monitorar e gerenciar o sistema de energia remotamente para fornecer energia elétrica ao sistema de acordo com os contratos e demanda. Existem basicamente dois níveis de controle remotos. De acordo com a abrangência eles podem ser classificados como Centro de Operação Regional (COR) o Centro de Operação do Sistema (COS). O sistema elétrico adota para os sistemas de supervisão e controle uma arquitetura hierárquica, composta por um COS e vários CORs. No COR ocorrem a operação e o atendimento das usinas e subestações de uma região. No COS encontram-se as facilidades para a operação global centralizada do sistema e a coordenação da geração e carga do país ou região. Geralmente existem procedimentos que especificam os requisitos de supervisão e os dados do processo que devem ser disponibilizados para os CORs e COS. A comunicação do nível de estação central com o centro de controle remoto pode ser feita com cabos metálicos, fibras ópticas, linhas telefônicas com modems ou através de microondas, conforme a tecnologia desses níveis. No caso de modems é utilizada uma linha dedicada, para maior confiabilidade.

2.2 DADOS DO PROCESSO

Os dados do processo de geração de energia elétrica são os estados e as medidas. Os estados são binários e indicam as condições operativas de equipamentos como válvulas ou chaves, por exemplo, que podem estar abertas ou fechadas (MENDES, 2011).

As medidas são valores analógicos como correntes, tensões ou temperaturas, por exemplo, que são representadas por funções contínuas no tempo. Todos os dados devem ser precisos e confiáveis e estarem prontamente disponíveis para o sistema de automação e de proteção (MENDES, 2011).

Várias funções de automação necessitam trocar dados entre elas, sendo que estes dados podem ser usados em diversas funções com diferentes requisitos de segurança, confiabilidade, precisão e tempos. Algumas delas têm tempos críticos.

Os dados no formato digital também têm outras aplicações. Eles podem ser usados, por exemplo, em sistemas de monitoramento para acompanhar e avaliar as condições dos ativos. Nos sistemas digitais numéricos e modernos, cada dado de

entrada ou de saída do sistema de automação é chamado de ponto ou “tag” (MENDES, 2011). Nesses sistemas é necessária a aquisição dos dados.

2.3 AQUISIÇÃO DE DADOS

Para a automação usando dispositivos digitais é necessária a leitura dos estados e a conversão das medidas da forma analógica para a digital, transformando grandezas elétricas em números (MENDES, 2002).

Esse é o processo para a interface de entrada dos dados provenientes do processo. O mesmo dado de um componente do processo pode ser necessário para diferentes funções em diferentes localizações. Assim ele pode ser adquirido mais de uma vez em mais de um ponto. A conversão das medidas é feita por amostradores e conversores analógico para digital (MENDES, 2002).

O sistema de automação deve amostrar os sinais analógicos em intervalos regulares convertendo-os em sinais discretos no tempo. Para representação de sinais contínuos, o tempo entre amostrar ou período de amostragem deve ser maior do que duas vezes a maior frequência contida no sinal de interesse. Esse parâmetro é muito importante para a correta aquisição dos dados analógicos (MENDES, 2011).

A taxa de amostragem também depende da aplicação. Para a automação, a baixa taxa de amostragem é adequada: em torno de 20 amostras por ciclo (período da rede). Tipicamente, para proteção a taxa de amostragem é bem maior: em torno de 80 amostras por ciclo (MENDES, 2011).

O processo de aquisição de sinais analógicos em sistemas de tempo real não é simples. Além de cada aplicação requer uma taxa de amostragem, os dados devem ser adquiridos e compartilhados em tempos críticos. Assim, em sistemas de automação integrados com sistemas de proteção cada dispositivo pode trabalhar com diferentes taxas de amostragem, filtragem e resolução. Caso isso ocorra, deve-se tomar cuidado com eventuais inconsistências de cálculos entre os vários dispositivos (MENDES, 2011).

O processo de aquisição de dados inicia-se nos dispositivos primários. Eles fornecem sinais de baixa potencia que representam estados ou grandezas em determinadas escalas. No caso de grandezas, os dispositivos primários são as fontes dos sinais para os conversores A/D (Analógico/Digital) (MENDES, 2011).

Os valores adquiridos são usados pelos próprios dispositivos onde estão as entradas digitais e/ou conversores A/D, para alguma função interna, e/ou são transmitidos para outros dispositivos, para o seu uso ou armazenamento em base de dados. No caso de utilizar esses dados para registros históricos, também é necessária a transmissão de uma etiqueta de tempo do instante da aquisição, sincronizada por uma referência (MENDES, 2011).

Antigamente, as amostragens das entradas analógicas geralmente eram feitas de modo seqüencial dentro do período de amostragem devido ao elevado custo dos conversores analógico para digital. Todas as amostras colhidas dessa forma durante o período eram marcadas com o mesmo tempo, portanto existiam pequenos desvios de tempo entre as amostras. Atualmente, com a redução dos conversores, a maioria dos dispositivos faz a amostragem de todas as entradas no mesmo instante não existindo, portanto, erros de tempo.

Geralmente os dados adquiridos devem ser armazenados para posterior uso de acordo com as necessidades. Devem existir, portanto, bancos de dados de tempo real para automação e bancos de dados históricos. Esses últimos devem dispor de meios eficientes para armazenar grandes quantidades de dados (MENDES, 2011).

A quantidade de dados dos sistemas de automação cresce de acordo com a evolução tecnológica. Nos sistemas de automação elétrica modernos, grande quantidade de dados deve ser automaticamente armazenada, gerenciada, analisada e apresentada. Portanto, modernas arquiteturas de informação para armazenamento de dados são essenciais para proporcionar aos usuários fácil acesso à abundância de dados e informações (MENDES, 2011).

2.5 FUNÇÕES DE SUPERVISÃO E COMANDO

As macrofunções principais dos sistemas de automação industrial são supervisionar e enviar comandos para o processo (MENDES, 2011).

As características básicas dessas funções nas usinas hidrelétricas, mais especificamente nas unidades geradoras, são apresentadas nesta seção.

2.5.1 Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados

Um Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados, também conhecido como sistema SCADA é um sistema que utiliza softwares para monitorar e supervisionar variáveis, dispositivos, e equipamentos de controle conectados a ele através de protocolos de comunicação específicos. Ele é o meio pelo qual os operadores interagem com o processo de geração de energia elétrica, manipulam o sistema primário e também verificam visualmente o estado do sistema e acompanham os resultados das manipulações.

A inserção da automação trouxe diversos benefícios para as plantas industriais. Aumento na qualidade, redução significativa dos custos operacionais e maior desempenho na produção agregando competitividade no mercado específico (QUEIROZ, 2010).

Os sistemas de supervisão e controle trouxeram grandes benefícios, como a rapidez nas leituras dos instrumentos de campo, a geração de relatórios com os valores das leituras (automaticamente ou sob demanda) e a agilidade nas intervenções executadas pelo operador.

Os operadores podem monitorar e controlar toda a usina a partir das salas de controle. No momento em que um alarme é exibido na tela do operador indicando alguma falha, ele terá condições de intervir imediatamente no sistema a fim de corrigir ou atuar em uma possível parada da máquina.

A exibição das informações supervisionadas é realizada através de telas e listas de eventos/alarmes. Nas telas podem ser exibidos diagramas unifilares, desenhos de máquinas e equipamentos, dentre outros. As listas de alarmes e eventos apresentam as ocorrências do sistema, classificando-as segundo sua severidade.

2.5.2 Alarmes

Os alarmes tem papel fundamental nos sistemas de automação. Eles mantêm os operadores constantemente atentos ao estado do processo. Os alarmes são sinais usados, principalmente, para alertar os operadores sobre desvios das condições normais de operação. Portanto eles são informações para manter o sistema operando dentro dos limites de segurança (MENDES, 2011).

Utilizando recursos visuais e sonoros os alarmes atraem a atenção dos operadores para a parte da instalação que exige cuidados. As ocorrências de alarmes são indícios da existência de problemas, que podem ser falhas ou defeitos em algum equipamento, dispositivos ou sistema. Geralmente os alarmes são classificados por níveis de prioridade, indo dos mais simples para os mais críticos. Os sistemas modernos têm no mínimo cinco níveis de prioridades. Quando ocorre uma abundância de alarmes, principalmente críticos, significa que há um grave problema.

Os alarmes podem indicar uma infinidade de situações. Por exemplo, eles podem indicar atuações de proteções e limitadores, ultrapassagens de limites de temperaturas (alta e muito alta), níveis de tanques (muito baixo, baixo, alto e muito alto) e pressões (baixa e alta).

Os alarmes devem ser reconhecidos pelos operadores e quando a situação se normaliza eles são rearmados. Para facilitar a visualização os alarmes podem ser agrupados sistematicamente, por áreas, equipamentos, classes, prioridades, etc.

O tratamento de alarmes nos sistemas digitais dispõe de vários recursos adicionais, comparando com os sistemas convencionais. O primeiro recurso é que os alarmes tem a data e hora de ocorrência bem como do rearme. Os outros recursos dizem respeito à classificação e seleção. Por exemplo, cada operador recebe apenas os alarmes da área de responsabilidade dele, o seja, de interesse para o trabalho desse operador específico. As áreas de responsabilidade podem estar associadas a setores da instalação (usina ou subestação). Geralmente isso é feito utilizando as configurações do usuário e da estação de trabalho. Outra facilidade é a possibilidade de filtrar os alarmes selecionando os atributos desejados, por exemplo, uma prioridade. Os sistemas podem até interpretar grupos de alarmes para identificar o evento provável que os gerou.

2.5.3 Comandos

Existem dois tipos de comandos básicos: binários e analógicos. Os comandos para os equipamentos podem ser através de saídas binárias usando relés e através de saídas analógicas usando conversores digital para analógico nas formas de tensão ou corrente (MENDES, 2011).

Esses comandos atuam diretamente nos equipamentos primários controlando as funções dele. Os comandos de saída binária podem ser de dois tipos: abrir/fechar (trip/close) ou aumentar/diminuir (raise/lower). Eles são usados para operar equipamentos ou sistemas (abrir/fechar disjuntor, seccionadora, válvula, etc., partir/parar uma unidade geradora, aplicar/desaplicar freios, etc.) ou para modificar algum comportamento através da mudança de dados (habilitar/desabilitar uma função, definir uma referencia, alterar um parâmetro, ECT). Já os comandos de saída analógicos se restringem á alteração de comportamentos (definir referencias e parâmetros). Os ajustes podem ser de referencias ou de limitações para os reguladores de velocidade ou tensão, por exemplo.

2.5.4 Sequência de partida e parada

A automação da sequência de partida leva a unidade geradora do estado “unidade em repouso” para “unidade operando em vazio”. Após uma preparação de partida para se alcançar o estado preparação de partida completa, ao ser solicitada a partida ocorre uma sequência de ações que leva a unidade geradora do repouso para uma velocidade bem próxima da nominal e com tensão também próxima da nominal. Neste processo, quando a rotação da unidade geradora atinge um percentual definido da velocidade nominal, o intertravamento permite que se ligue o sistema de excitação, fazendo circular corrente no rotor do gerador. Essa corrente (e o campo magnético) vai aumentando, ao mesmo tempo em que a rotação aumenta até que a tensão terminal do gerador chegue próxima a nominal.

Nesse estado a unidade geradora está “operando em vazio”, pronta para a sincronização (conexão ao sistema elétrico). Durante o processo ocorrem vários eventos como aberturas de válvulas, partidas de bombas, liberação de travas e de freios, abertura do distribuidor, etc.

A automação da sequência de parada normal sem bloqueio é praticamente o inverso da sequência de partida. Esta leva a unidade geradora do estado unidade “operando em vazio” ou “unidade operando no sistema” para o estado “unidade em repouso”. Geralmente os operadores levam a unidade do estado “unidade operando no sistema” para o estado “unidade operando em vazio” (ou próximo dele: baixa carga), antes de efetuar o comando de parada para disparar essa sequência.

Existem diversas formas de parada, entre elas: paradas completas, paradas parciais e paradas de emergência.

2.6 PARADAS DE EMERGÊNCIA

Também chamada de parada não programada, anormal ou excepcional, ocorrerá quando houver uma perturbação no sistema ou no grupo gerador que venha desarmar o disjuntor. Corresponde a uma retirada brusca da carga, desfazendo-se o paralelismo.

A sequência de parada de emergência deve sempre prevalecer sobre as demais, então assim que ocorrer um evento que ative essa sequência, as demais devem automaticamente parar. Acontecendo isto, o sistema de proteção do grupo gerador, tendo como componente principal o regulador de velocidade, deve atuar fechando o distribuidor ou o defletor da turbina hidráulica de modo que o grupo gerador, após ter sua rotação alcançando o valor previsto de sobrevelocidade ou rotação (em torno de 30% a mais da rotação nominal) retorne a nominal.

As paradas de emergência podem ser:

- Parciais com ou sem excitação;
- Total com ou sem rejeição de carga.

2.6.1 Parada parcial com excitação

A parada parcial com excitação é prevista de forma a isolar a unidade geradora do SIN em caso de interrupção ou oscilação do sistema, garantindo a integridade da unidade e mantendo os serviços auxiliares alimentados por esta unidade.

2.6.2 Parada parcial sem excitação

A parada parcial sem excitação ocorre quando a falha que deu origem à parada é interna à UHE – Usina Hidrelétrica, ou seja, entre o gerador e a barra de interligação com o sistema.

2.6.3 Parada total sem rejeição

A parada total sem rejeição nada mais é que uma parada normal da unidade com o objetivo de minimizar as conseqüências de uma parada abrupta para os sistemas mecânicos.

Neste tipo de parada, os sinais de proteção, que atuam no relé 86M, são basicamente fluxos de água e óleo, nível e temperatura do óleo e temperatura dos mancais, além de fluxo de água de vedação e de resfriamento, aplicação indevida dos freios, sinais do regulador de velocidade e do cabeçote (GUZELLA, 2008).

Assim as potências ativa e reativa são zeradas com uma rampa predefinida e, só depois, a unidade prossegue sua parada até rotação nula.

2.6.4 Parada total com rejeição

A parada total com rejeição consiste em desconectar rapidamente a unidade do sistema e pará-la de forma rápida e segura.

A sequência a seguir diz respeito à parada total com rejeição que está presente em qualquer UHE e que possuem os seguintes passos básicos:

- Abrir disjuntor de grupo;
- Fechar Distribuidor (reduzir rapidamente velocidade pelo atuador e/ou limitador de velocidade);
- Fechar válvula ou comporta de serviço.

Os quatro passos acima descritos devem ocorrer ao mesmo tempo e só dependem da condição da atuação de uma das proteções que caem na parada de emergência ou relé de bloqueio do gerador.

Assim que ocorre o fechamento do disjuntor de grupo, os seguintes passos devem ocorrer:

- Abrir disjuntor de campo ou desexcitar gerador;
- Parar e/ou bloquear o regulador de velocidade;
- Desligar bombas de pressurização do regulador de velocidade;
- Aplicar freios;
- Desligar bombas de lubrificação dos mancais;
- Desaplicar freios.

2.7 REGISTRO DE EVENTOS E DE MEDIDAS

Um evento é uma alteração anormal em estados ou medidas de algum equipamento no sistema de automação da usina. Quando ocorre um evento, além da informação nele contida, ele recebe uma estampa de tempo que traz a informação do instante em que ele ocorreu (dia, mês, ano, hora, minuto, segundo e milissegundo). A estampa de tempo de um evento é criada no equipamento que faz a aquisição das informações de campo (Relé de Proteção, Unidade de Controle, CLP, etc.), normalmente sincronizado por GPS.

Essa estampa de tempo que acompanha o evento é o que permite a organização do mesmo, proporcionando uma análise da seqüência dos acontecimentos com base no tempo de atuação deles. Esta seqüência é fundamental para a análise de uma perturbação na usina, como abertura de disjuntores, sobrevelocidade, etc. Essa funcionalidade recebe o nome de SOE (*Sequence Of Events*) e é possível apenas através de protocolos de comunicação que sejam capazes de trabalhar com estampa de tempo.

O SOE nada mais é que a capacidade de um controlador digital gravar uma estampa de tempo quando ocorre uma variação em suas entradas (discretas ou analógicas). Cada evento registrado tem a identificação do ponto, o estado, a data e o instante com precisão de milissegundos (JOSÉ, 2013).

O registro de eventos é o armazenamento de ocorrências do processo, ou seja, o registro dos dados adquiridos. Este registro gera um arquivo ou relatório com a seqüência cronológica de eventos que são chamados simplesmente de seqüência de eventos ou SOE - *Sequence Of Events*.

O objetivo deste registro é facilitar ao operador o mapeamento de uma cadeia de eventos causadora de algum distúrbio ocorrido na usina, o que permite um diagnóstico e uma manutenção mais rápida, de maneira precisa e, confiável (JOSÉ, 2013).

A função do operador é manter a estabilidade do sistema, porém uma vez ocorrendo algum distúrbio, é disparada uma série de alarmes e eventos em seqüência, criando o que chamamos de avalanche de alarmes/eventos, que na prática não demonstra ao operador a origem e muito menos a causa de um problema operacional (VENTURELLI, 2014).

Interessante observar que as avalanches de alarmes são um legado negativo da evolução da tecnologia, pois no passado ter um alarme era caro. Eles precisavam ser elaborados, projetados e implantados um a um, em um sistema muitas vezes eletromecânico (VENTURELLI, 2014).

Com o advento das novas tecnologias como CLPs e SCADAs, as possibilidades de alarmes e eventos se tornaram mais viáveis e necessárias, uma vez que hoje em dia os alarmes são de extrema importância para a manutenção e recuperação das usinas.

Essa avalanche de eventos pode ser usada para verificação da correta operação dos sistemas de automação e de proteção, se for programada corretamente. Todos os eventos devem estar sincronizados, geralmente se utiliza resolução de 1 milissegundo. Para conseguir o sincronismo de tempo para o sistema completo (todas as leituras de estados), utiliza-se uma fonte de tempo externa que serve como base. Para que os tempos dos eventos sejam exatos, é necessário compensar os tempos gastos pelos relés auxiliares.

O registro destes eventos é feito utilizando-se bancos de dados. De modo semelhante ao que é feito para os estados, também é possível registrar as medidas analógicas (correntes, tensões, temperaturas, etc). Esses dados permitem criar uma infinidade de gráficos para análises. As resoluções utilizadas normalmente são de 1 ou 2 segundos para sistemas de automação. Essa é a taxa de registro dos valores, as amostragens são realizadas em frequências bem maiores (JOSÉ, 2013).

Os controladores que fazem uso do recurso de registro de eventos podem usar seu próprio relógio (Clock) para disponibilizar a estampa de tempo necessária. Para isso deve-se prestar atenção nas especificações dos CLPs utilizados, pois diferentes marcas de CLPs possuem distintos tempos de varredura, o que pode gerar registros de eventos com estampas diferentes.

Os CLPs também podem empregar uma base de tempo universal, através do uso de GPS, utilizando para sincronização do relógio do controlador pulsos carregados através dos protocolos de tempo mais comuns de mercado, tais como o SNTP (IEC 61850), IRIG-B, CIP Sync (IEEE 1588), entre outros (JOSÉ, 2013).

Tradicionalmente e, tecnicamente falando, fixa-se a precisão para eventos digitais em 1 ms ou 2 ms (mais comum 1 ms) e, analógicos em 5 ms. Os eventos digitais são estampados tanto na subida (1) quanto na descida (0). Já os analógicos

são estampados na falha ou na variação e, é o que deve ser considerado basicamente, nada mais que isso (JOSÉ, 2013).

2.8 REQUISITOS DO ONS PARA TELESUPERVISÃO

Os recursos e requisitos de supervisão, bem como os requisitos para quaisquer atividades/áreas do setor elétrico são definidos pelo conjunto de documentos denominados Procedimentos de Rede. São documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

Nestes documentos, o ONS especifica alguns requisitos técnicos para o seqüenciamento de eventos. Os requisitos de agrupamento e seqüenciamento de eventos do ONS são descritos no Submódulo 2.7 (Requisitos de telessupervisão para a operação), Item 8. Todos os proprietários de equipamentos integrantes das redes de operação em usinas e subestações (agentes) deverão se adequar a estes requisitos. Novas instalações já deverão ser comissionadas atendendo a essas exigências. Os eventos descritos nesse Submódulo 2.7 são divididos em 3 grupos (A, B e C).

Definições dos grupos de eventos (ONS, 2009, p. 26):

- Grupo “A”: compreende os eventos que devem ser enviados diretamente para o ONS, em tempo real, através das mesmas interligações de dados utilizadas para atender aos requisitos de supervisão e controle;

- Grupo “B”: compreende os eventos que devem ser enviados de forma agrupada para o ONS, em tempo real, através das mesmas interligações de dados utilizadas para atender aos requisitos de supervisão e controle. Os eventos disponíveis na instalação do agente na forma individualizada devem ser enviados para o ONS, quando solicitados por este, através de meio eletrônico, em até 24 (vinte e quatro) horas;

- Grupo “C”: compreende os eventos que devem estar disponíveis na instalação do agente e ser enviados para o ONS, quando solicitados por este, através de meio eletrônico, em até 24 (vinte e quatro) horas.

Além de requisitos sobre o seqüenciamento de eventos de uma unidade geradora de uma usina hidrelétrica, o ONS também exige alguns requisitos básicos sobre a supervisão das centrais geradoras e estes requisitos estão descritos no Submódulo 2.7, Item 11.3 (Informações requeridas para a supervisão das centrais geradoras).

São eles (ONS, 2009, p. 39):

- Medições analógicas: Todas as medições deverão ser feitas de forma individualizada e transferidas periodicamente aos centros de operação designados pelo ONS. O período de transferência deverá ser parametrizável por centro, e os sistemas devem ser projetados para suportar períodos menores ou iguais a 4 (quatro) segundos.

As seguintes informações relativas à instalação coletora deverão ser obtidas e transferidas para o centro de operação designado pelo ONS (ONS, 2009, p. 39):

- Posição dos tapetes dos transformadores elevadores, quando equipados com comutadores sob carga;

- 1 (uma) medição do módulo de tensão fase-fase em kV para os transformadores, elevadores. Esta medição deve ser no lado ligado à barra de menor potência de curto-circuito, geralmente o de menor tensão, caso o ONS não explicita que seja no outro lado do transformador;

- 1 (uma) medição da tensão fase-fase (kV) em todas as seções dos barramentos da subestação passíveis de formar um nó elétrico;

- Potência ativa trifásica em MW e reativa em MVar do lado de baixa dos transformadores elevadores;

- Potência ativa trifásica em MW e reativa em MVar em ambos os terminais das linhas de conexão à rede básica;

- Disponibilidade, em MW, de cada grupo de máquinas ou, mediante concordância do ONS, o número de máquinas disponíveis e sincronizadas em operação, em cada grupo de máquinas. Esta informação poderá passar por processamento prévio;

- Sinalizações de estado;

- Todas as sinalizações devem ser transmitidas por exceção.

O sistema de supervisão e controle da instalação ou a UTR – Unidade Terminal Remota devem estar aptos a responder às varreduras de integridade feitas pelo ONS que poderão ser periódicas, com período parametrizável, tipicamente a

cada 1 (uma) hora, sob demanda ou por evento, como por exemplo, uma reinicialização dos recursos de supervisão e controle do ONS.

As seguintes informações relativas à instalação coletora devem ser obtidas e transferidas para o(s) centro(s) de operação designado pelo ONS (ONS, 2009, p.39):

- Posição de todas as chaves e disjuntores de interligação à rede do lado de alta tensão da subestação;
- Sequência de eventos.

Aplicam-se aos equipamentos da instalação coletora os mesmos requisitos de sequência de eventos especificados neste Submódulo para a rede de operação.

O agente (proprietário dos equipamentos da rede de operação) possui responsabilidades descritas no Submódulo 2.7, Item 4.2, citadas a seguir (ONS, 2009, p. 6):

- Instalar os recursos de supervisão e controle e disponibilizar todas as informações a um ou mais centros de operação designados pelo ONS, conforme os requisitos especificados neste Submódulo, incluindo o protocolo de comunicação e os tempos de aquisição;
- Garantir a qualidade e a disponibilidade dos recursos de supervisão e controle fornecidos ao ONS desde sua origem até a disponibilização no(s) centro(s) de operação designado(s) pelo ONS.
- Os agentes são responsáveis – com relação aos equipamentos na rede de supervisão – por fornecer recursos de supervisão e controle em dois sistemas de aquisição de dados designados pelo ONS, sendo um local e outro remoto. O sistema local e o sistema remoto são sistemas de aquisição de dados (front-ends) do ONS que operam numa arquitetura de alta disponibilidade, sendo o local localizado no centro de operação de propriedade do ONS, e o outro, localizado em outra instalação designada pelo ONS.

Para que estes requisitos sejam alcançados e repassados ao ONS é necessário uma automação moderna que comporte todos os dados de uma operação.

Os protocolos mais utilizados pelos agentes do setor elétrico para comunicação com o ONS são o DNP3.0 sobre ethernet e o IEC60870-5-104. O motivo da opção ocorre devido à simplicidade da estrutura e o vasto domínio desses protocolos pelos profissionais de automação.

O ONS aceita conexão com novos agentes através dos protocolos IEC60870-5-101, IEC60870-5-104, DNP3.0 e TASE.2/ICCP, sendo o último para a comunicação entre centros de operação.

Nos sistemas locais, o padrão mais utilizado é o protocolo da norma IEC61850. Essa norma é muito mais abrangente do que um simples protocolo. Ela prevê a padronização na implementação, nomenclatura de blocos lógicos, equipamentos e módulos internos de IEDs (dispositivos de entrada e saída), proporcionando maior interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes (QUEIROZ,2010).

3 DESENVOLVIMENTO

Este capítulo remete ao desenvolvimento de uma lógica modelo para o desenvolvimento do gerenciamento de eventos para a melhor visualização do seqüenciamento dos mesmos por parte do operador no SCADA utilizado.

3.1 IDENTIFICAÇÃO DOS PROBLEMAS E PONTOS DE MELHORIA

Sob o ponto de vista de automação, identificam-se a seguir os principais problemas e pontos de melhorias:

1 – Excesso de tempo gasto na identificação de problemas de manutenção ou intertravamentos normais de segurança do processo em paradas de emergência, que impedem a partida da Unidade Geradora.

2 – Falta de relatórios de alarmes e eventos de forma dinâmica e objetiva durante a operação da Unidade Geradora, para tomada de decisão em tempo hábil e também posterior avaliação dos pontos de melhorias de performance.

Um sistema de supervisão (SCADA) é o meio pelo qual os operadores interagem com o processo de geração de energia elétrica, manipulam o sistema primário e também verificam visualmente o estado do sistema e acompanham os resultados das manipulações. A atualização tecnológica trouxe melhorias na operação das usinas e agilidade nos processos que antes eram todos manuais. Porém, trouxe também um acúmulo de informações importantes que são exibidas ao mesmo tempo nas telas dos supervisórios destas usinas. Este acúmulo pode gerar um tempo maior na decisão e na compreensão dos eventos que estão ocorrendo na usina.

Em situações críticas, como as paradas de emergência, tem-se telas de alarmes e eventos onde foram atuados todos os eventos em um mesmo momento e em uma ordem que nem sempre é a ordem real de atuação.

Quando ocorre um evento que desencadeia uma parada de emergência, muitos outros eventos ocorrem na seqüência, em conseqüência do desligamento dos diversos equipamentos até a parada total.

Juntamente com os eventos “naturais”, podem aparecer eventos que também poderiam desencadear uma parada de emergência.

Desta forma, tem-se uma tela carregada de informações mas nem todas são de relevância ao processo momentâneo que no caso será a retomada da usina e a correção do problema que levou à parada não programada.

Neste contexto, insere-se este trabalho, como uma forma de melhorar a visualização dos eventos ocorridos na usina hidrelétrica durante uma parada não programada, orientando o operador de qual é a atuação principal e o que ocorreu em consequência desta falha.

A proposta deste trabalho é, primeiramente, isolar o que é “natural”, ou seja, ocorreu devido ao desligamento ou acionamento correto para a parada da unidade, daqueles eventos que realmente provocam a parada de emergência.

Um exemplo de atuação “natural” durante uma parada devido a uma falha pode ser vista durante a atuação do relé de proteção do gerador com a falha de Sobrevelocidade Elétrica. Ao ser verificada esta falha pelo relé, imediatamente uma cascata de eventos irá surgir ao operador e entre estes eventos estarão alguns outros como: Fechamento do Distribuidor, Fechamento da Válvula de serviço (borboleta ou espiral) e até Sobrefrequência. Porém a análise do operador estará comprometida, pois a parada ocorreu devido a falha de Sobrevelocidade elétrica e não devido à Sobrefrequência, mas se o processo de visualização não estiver organizado todos os eventos estarão dispostos em momentos iguais na tela do supervisor, gerando uma dificuldade de interpretação da real falha geradora do TRIP na máquina. Dito isso, vê-se a necessidade de uma organização na exibição destes eventos para uma melhor interpretação e ação por parte do operador.

Nas telas, como mostra a Figura 2, são exibidos todos os eventos e alarmes ocorridos na usina nos últimos instantes, porém a estampa de tempo deles algumas vezes são exatamente iguais à exibição de tempo em até os milésimos de segundos e as atuações ocorrerem em tempos muito próximos uns dos outros. Este é um dos motivos pelo qual se torna necessário uma efetiva organização dos eventos, objetivo geral deste estudo.

Rec	DataHora (Entrada)	Nome da Fonte	Mensagem	Retorno	Área
Sim	10/11/2014 15:59:06	GPS_CF_CAB2_M2	CF CAB 2 - Sali Tensão Consumidor	ATUADO	GPS_CF_CAB
Sim	10/11/2014 15:59:06	GPS_CF_CCMRE	CF CCM RE - SISTEMA RESFRIAMENTO AUTOMÁTICO	ATUADO	GPS_CF_AUX
Sim	10/11/2014 15:59:06	GPS_CF_CCMRE	CF CCM RE - TRIP GERAL EXAUSTOR 4 AREA DE MONTAGEM	ATUADO	GPS_CF_ED
Sim	10/11/2014 15:59:06	GPS_CF_CCMRE	CF CCM RE - TUBULAÇÃO DE ASPIRAÇÃO DA BOMBA	ATUADO	GPS_CF_ED
Sim	10/11/2014 15:59:06	GPS_CF_CCMRE	CF CCM RE - TRIP GERAL EXAUSTOR 3 SALA TRAFIO	ATUADO	GPS_CF_ED
Sim	10/11/2014 15:59:06	GPS_CF_DGB15	CF DGB 15 - TRIP GERAL EXAUSTOR 7 - SALA DE BATERIA	ATUADO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_CCMRE	CF CCM RE - DISJUNTOR EXAUSTOR 4 AREA DE MONTAGEM	EXTRAIDO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_CCMRE	CF CCM RE - DISJUNTOR 52.106 RESERVA	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_CCMRE	CF CCM RE - DISJUNTOR SECUNDARIO TSA 118 BARRA D	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB34_5	CF DGB 3.4 - DISJUNTOR COMPRESSOR DE REGULACAO 2	EXTRAIDO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB34_5	CF DGB 3.4 - DISJUNTOR 52.172	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB34_5	CF DGB 3.4 - DISJUNTOR C/M UNIDADE 4 - BARRA C	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB34_5	CF DGB 3.4 - DISJUNTOR SECUNDARIO TSA 093 BARRA C	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB12_5	CF DGB 1.2 - DISJUNTOR 52.172	EXTRAIDO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB12_5	CF DGB 1.2 - DISJUNTOR TOMADA TRATAMENTO GLEO UN 1 E 2	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB12_5	CF DGB 1.2 - DISJUNTOR 52.172	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB12_5	CF DGB 1.2 - DISJUNTOR SECUNDARIO TSA 093 BARRA C	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGCPR_4	CF DGC PR - DISJUNTOR INTERLIGACAO BARRAS A E B 125 VCC	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB10	CF DGB 10 - DISJUNTOR RESERVA	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB10	CF DGB 10 - DISJUNTOR RESERVA	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGB10	CF DGB 10 - DISJUNTOR SECUNDARIO TSA 093 BARRA C	ABERTO	GPS_CF_ED
Sim	27/08/2012 11:08:33	GPS_CF_DGA18	CF DGA 18 - DISJUNTOR INTERLIGACAO BARRAS C E D	ABERTO	GPS_CF_ED

CASA DE FORÇA							
UNID BR GERAR	RRR - US	RRR 4.2	RRR 3.4	CCM - RE	DDC - PR (1)	DDC - PR (2)	CCM 4
SI SWMS	EVENTOS	ABERTOS	RESERVA				

11/11/2014
18:21:42
GPS_SERVER1

Figura 2 - Tela de Alarmes da Casa de Força
Fonte: Do autor.

Para que esse objetivo seja atingido é preciso além de ordenar os eventos, mostrá-los em uma tela específica garantindo ao Operador a informação da causa da parada com maior agilidade, segurança e confiabilidade. Conseqüentemente, o Operador poderá tomar a decisão de partir novamente a unidade ou até rearmar a proteção, fazendo assim com que antes da parada completa o operador consiga reconhecer a proteção atuada e impedi-la de causar a queda total da máquina.

3.2 PRINCIPAIS EVENTOS CAUSADORES DE PARADA DE EMERGÊNCIA

O primeiro passo para realizar a organização dos eventos e programá-los para que sejam exibidos na ordem de atuação é definir os eventos que não são “naturais”, ou seja, aqueles que não geraram ou ocorreram de uma parada normal, mas que provocaram uma parada de emergência. Como objetos de estudo serão listados somente alguns eventos genéricos que provocam este tipo de parada anormal, com base nas máquinas de UHEs em funcionamento no estado do Paraná.

Podemos listar alguns dos principais eventos causadores de paradas de emergências, incluindo os eventos de relés de proteção do gerador e transformador.

São eles:

- Sobrevelocidade Mecânica;
- Sobrevelocidade Elétrica;
- Relé de bloqueio do gerador;

- Nível baixo de óleo no acumulador do regulador de velocidade;
- Comando de Disjuntor de Grupo Subtensão 125Vcc;
- Pressão baixa disjuntor de transferência;
- Disparo anti-incêndio no Transformador elevador;
- Atuação do Relé 86 proteção do Gerador;
- Atuação 50/51 Proteção do Trafo;
- Tempo máximo de parada lenta;
- Comando no supervisório de aplicar parada de emergência;
- Sobreexcitação;
- Subtensão.

Esclarecendo que a lista corresponde apenas a um exemplo com parte dos eventos contidos em uma usina hidrelétrica e que tais eventos dependem de fatores como o porte da usina e equipamentos instalados.

3.3 SEQUENCIAMENTO DOS EVENTOS

A lógica que será responsável por organizar os eventos de forma com que eles apareçam na real ordem em que ocorreram será exatamente a mesma para cada um dos eventos causadores de parada de emergência. Esta lógica tem como função principal, servir como complemento ao relatório de alarmes do supervisório utilizado.

Os softwares de supervisão e controle possuem em sua interface, uma maneira de receber, tratar e exibir os eventos, alarmes, medidas e todas as informações da máquina supervisionada por ele. A exibição dessas informações se dá por meio de telas, que são uma interface do software com o operador.

É de extrema importância que uma tela de alarmes e eventos seja concisa, focada em alertar o operador e possibilitar comandos ágeis pelo mesmo, pois é a partir desta que será feito o reconhecimento do que está acontecendo na UHE e será comandada uma ação de recuperação da unidade.

Porém, eventos desordenados ou com estampas de tempo iguais geram dúvidas e pode aumentar o tempo de reação dos operadores. Pensando nisso, analisando as condições de operação nas pequenas e grandes UHEs, desenvolveu-se uma forma de melhorar a visualização dos eventos de maior importância em uma

unidade hidrelétrica, gerando reações e recuperações de máquinas mais ágeis e precisas. Para isso desenvolveu-se uma lógica simples que deverá ser inserida no CLP com link direto para o supervisor.

3.3.1 Estrutura em SFC

O SFC (também conhecido como Grafcet) tem suas origens na França, onde foi desenvolvido nos anos 70, por um grupo de pesquisadores e gerentes industriais envolvidos com sistemas discretos de grande complexidade (SILVEIRA, 1999).

O SFC é utilizado para estruturar a organização interna de um programa, além de auxiliar a decomposição do problema de controle em partes menores. Cada elemento do SFC pode ser programado em qualquer uma das linguagens definidas na norma IEC 61131-3 (GEORGINI, 2000).

O SFC apresenta fácil desenvolvimento e entendimento, pois é constituído por uma simbologia gráfica com regras de evolução que definem o comportamento dinâmico dos elementos comandados (MACIEL, 1996).

O SFC é baseado na descrição do sistema a ser automatizado (DAL'BÓ, 1994). É uma linguagem, composta de passos, transições, arcos, ações qualificadas e expressões booleanas, e é desenhada verticalmente (CASTRUCCI, 2000).

Cada passo representa um estado do sistema que está sendo descrito e se desenha como um retângulo. Cada transição, por sua vez é subordinada a uma condição, que, uma vez satisfeita, desativa o passo anterior e ativa o passo posterior (CASTRUCCI, 2000).

A situação em que o sistema está é determinada pelo grupo de etapas ativas. Uma etapa pode estar ativa ou inativa e é associada a uma ação. As ações podem ser representadas de maneira literal, descrevendo-se as atuações que ocorrerão sobre o sistema, ou de forma simbólica, onde a correlação entre símbolos e os meios físicos foi pré-definida (DAL'BÓ, 1994).

Para iniciar o desenvolvimento da estrutura em SFC, necessita-se, além dos pontos de alarmes e eventos, também dos dados de sequenciamento da parada de emergência, e das condições para que cada passo seja efetuado.

Os dados aqui apresentados foram extraídos de manuais de operação de usinas, junto com o auxílio dos operadores e responsáveis pela manutenção das mesmas.

Dessa forma, a partir dos dados coletados foi possível estruturar uma sequência de passos e assim iniciar o desenvolvimento do SFC.

Parada de emergência, anormal ou excepcional, de uma unidade geradora, ocorre quando houver uma perturbação no sistema ou no grupo gerador que venha desarmar o disjuntor, correspondendo a uma retirada brusca da carga, desfazendo-se o paralelismo.

Para que ocorra uma parada de emergência uma ou mais das situações listadas no item 3.2 devem acontecer enquanto a usina está em funcionamento. Portanto consideraremos, para questão de estudo, o passo inicial da nossa lógica, Figura 3, a máquina em funcionamento.

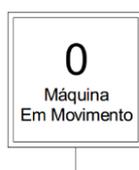


Figura 3 - Passo inicial
Fonte: Autoria própria.

A atuação de uma proteção e o valor do registro desta proteção igual a zero serão em conjunto a condição para o próximo passo, Figura 4, que será incrementar o contador e mover o valor do contador para o registro da proteção. O contador será o responsável por armazenar a posição em que o evento atuou, a cada novo evento este contador será incrementado. Já o registro da proteção tem por objetivo informar se a proteção já atuou – registro recebe valor diferente de zero - ou não – registro recebe valor zero.

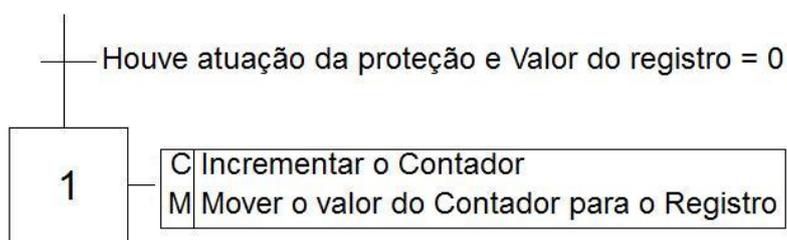


Figura 4 - Passo 1
Fonte: Autoria própria.

Neste momento já temos todas as condições necessárias para o funcionamento da lógica, basta agora inserirmos a condição de reset da lógica de

seqüenciamento, Figura 5, com a ação de zerar o contador e zerar os valores de registro das proteções.

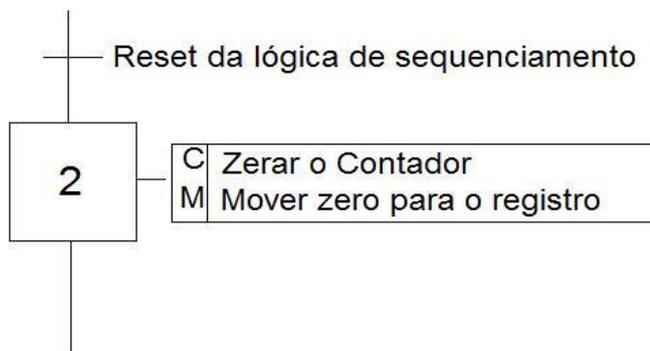


Figura 5 - Passo 2
Fonte: Autoria própria.

Desta forma, tem-se a tela de eventos “limpa” para uma próxima parada de emergência. Deve-se lembrar de que o contador e o comando de reset são únicos para todos os eventos da usina. Somente os registros das proteções serão individuais e diferentes para cada proteção da usina. Na Figura 6, pode se visualizar a programação do evento como um todo.

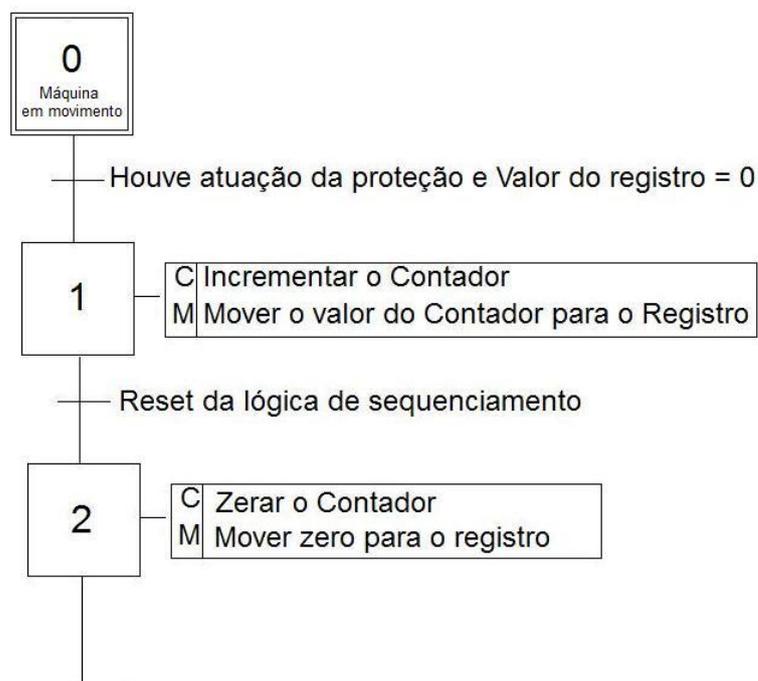


Figura 6 - Seqüenciamento de eventos para um evento
Fonte: Autoria própria.

Seguindo esta atuação, podemos interligar as lógicas de todos os eventos da usina, Figura 7, de forma que eles se intertravem e o contador possa registrar corretamente a ordem.

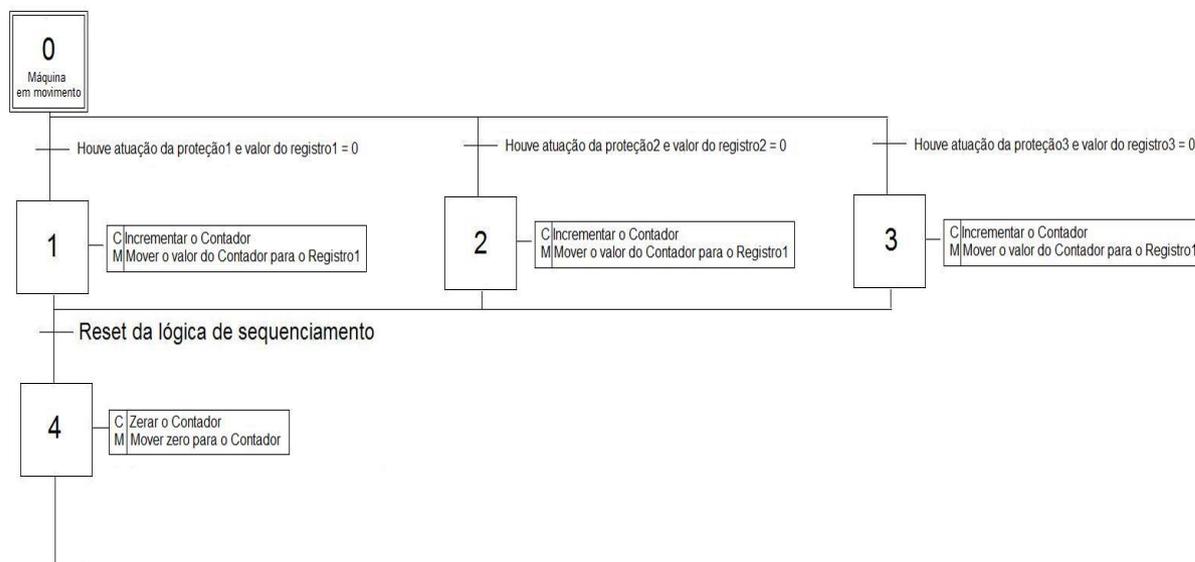


Figura 7 - Seqüenciamento de eventos

Fonte: Autoria própria.

3.3.2 Estrutura em Ladder

A lógica que anteriormente foi apresentada em GRAFCET poderá ser agora representada em Ladder, de maneira genérica para aplicação em diversos CLPs presentes no mercado. Recomenda-se que o CLP utilizado para este tipo de controle tenha um bom tempo de varredura, para que a leitura das informações seja tão rápida quanto a atualização das mesmas.

Inicialmente define-se uma *tag* auxiliar que irá receber o valor de atuação do evento, se já esteve atuado nessa mesma parada de emergência ou não. Para carregar o valor deste auxiliar utilizaremos a instrução CAR (carrega operando).

A instrução CAR, Figura 8, realiza a carga do valor do operando especificado em registrador especial interno ao CP, para subsequente uso das instruções de comparação (maior, menor, igual). O operando permanece carregado até a próxima instrução de carga, podendo ser utilizado por várias lógicas, inclusive em ciclos de varredura subsequentes.



Figura 8 - Instrução CAR
Fonte: Autoria própria.

A saída sucesso é acionada se a carga for realizada. Se algum acesso indireto a operando não for possível (índice inválido), a saída sucesso não é acionada. Neste caso a instrução CAR tem como função carregar o valor do auxiliar do evento para que seja feita uma comparação com o valor “0”, como visto na Figura 9. Isto serve de garantia de que esta é a primeira atuação do evento em questão, no momento da parada.

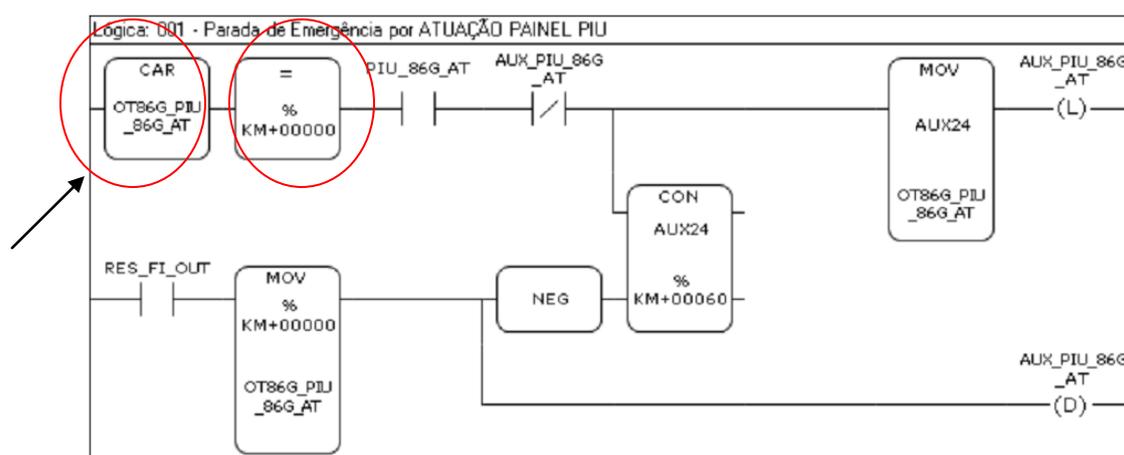


Figura 9 – Lógica de ordenação dos eventos no CLP – Bloco CAR comparação com 0.
Fonte: Autoria própria.

O evento em questão, ou seja, o contato correspondente à falha aparece em seguida. No exemplo da Figura 10 utiliza-se o ponto PIU_86G_AT que é o contato correspondente à proteção de Bloqueio do Gerador.

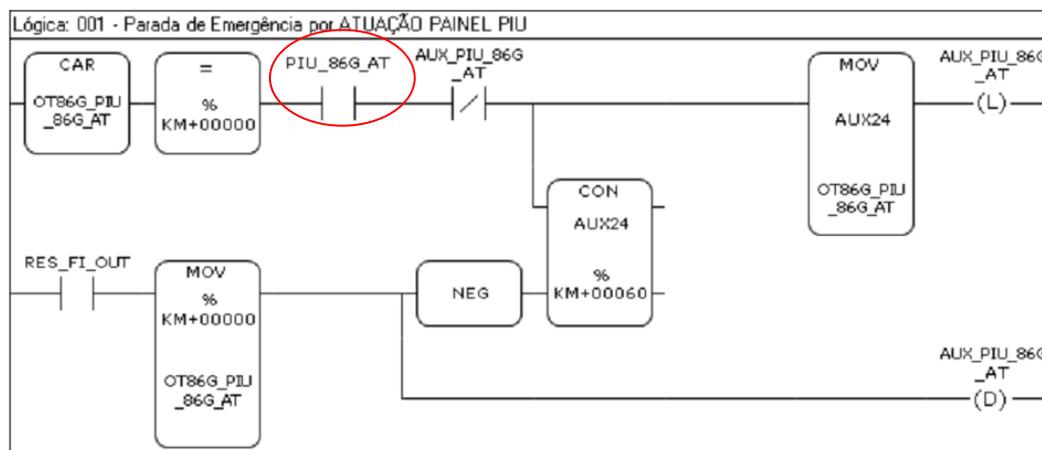


Figura 10 – Lógica de ordenação dos eventos no CLP – Contato correspondente ao evento.
Fonte: Autoria própria.

O auxiliar AUX_PIU_86G_AT é o intertravamento da lógica e evita que o evento acione o contador mais que uma vez.

Para que seja feito o seqüenciamento dos eventos ocorridos durante uma falha utiliza-se um contador simples que será incrementado a cada novo evento atuado. Na figura 11 o OPER1 é o contador e o OPER2 é o limite de contagem.

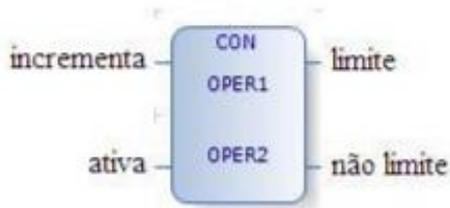


Figura 11 – Contador Simples
Fonte: Autoria própria.

Esta instrução realiza contagens simples, com o incremento de uma unidade em cada acionamento. A instrução contador simples, Figura 12, possui dois operandos. O primeiro especifica a memória que contabiliza os eventos. O segundo estabelece o valor limite de contagem para energização da saída da célula superior.

A atuação de outra proteção em seguida irá gerar outro incremento que o colocará na posição seguinte e assim por diante.

O contato RES_FI_OUT refere-se ao comando de Reset da sequência de eventos. Este comando pode ser programado para acontecer automaticamente quando finalizada a parada de emergência ou pode haver um botão de comando na tela para que o operador possa zerar a seqüência, deixando então a tela de TRIP em “branco” e disponível caso ocorra uma próxima emergência. Este comando é único para a toda a aplicação, não há nenhum outro comando que fará o reset desta lógica. Ao ser atuado este comando manualmente ou automaticamente, o valor zero é movimentado para o registro de proteção, para o contador zerar seus incrementos e para o auxiliar AUX_PIU_86G_AT ser desligado. Assim, a sequência fica limpa e todos os eventos são resetados.

A lógica desenvolvida deverá ser aplicada a todos os eventos causadores de parada de emergência. Na Figura 14, pode-se observar um fluxograma exemplificando como funcionaria a lógica de seqüenciamento sendo aplicada a todos os eventos paralelamente.

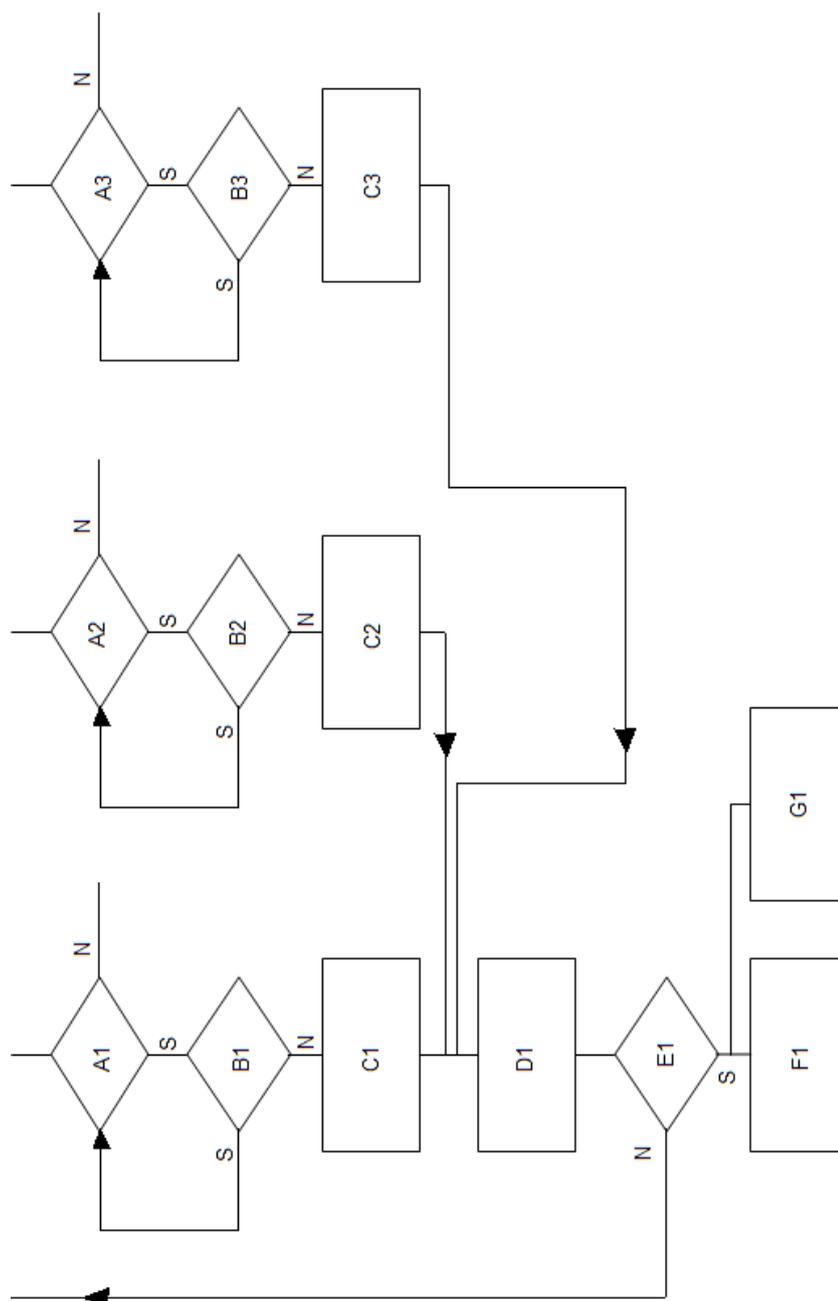


Figura 14 – Fluxograma da lógica de ordenação dos eventos
 Fonte: Autoria própria.

No fluxograma apresentado anteriormente temos as seguintes condições:

- A1/A2/A3: Houve atuação da proteção?
- B1/B2/B3: Esta proteção já foi registrada?
- C1/C2/C3: Carrega o contador de seqüência no Registro de Sequência;
- D1: Incrementa o contador de seqüência;
- E1: Resetar comando de eventos?
- F1: Zera contador de seqüência;
- G1: Zera os registros de seqüência da proteção.

Como se pode observar no fluxograma apresentado acima, teremos várias proteções atuando em paralelo, e cada uma delas, com uma diferença de milissegundos, será registrada e incrementará o contador de seqüência.

3.4 VISUALIZAÇÃO DOS EVENTOS

A visualização dos eventos ordenados pela lógica desenvolvida deverá ocorrer em uma tela desenvolvida especialmente para este fim. Na figura 15 temos um exemplo de como seria uma tela específica para a visualização dos eventos ordenados em seqüência de atuação.

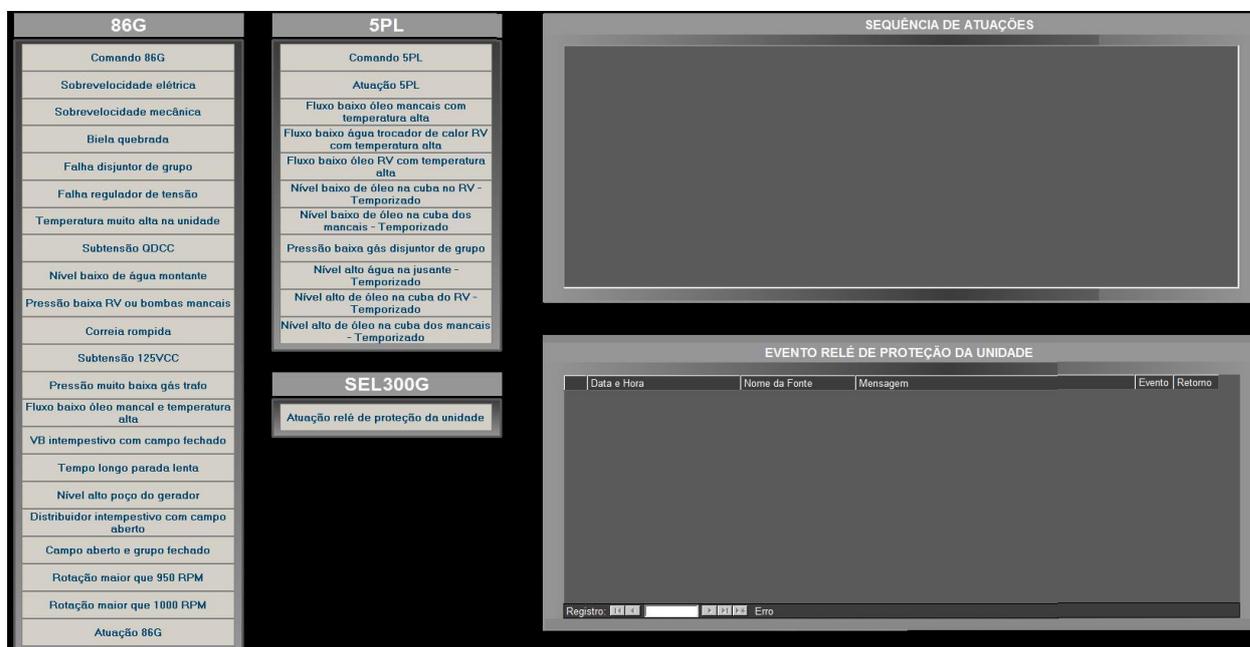


Figura 15 – Tela de eventos
Fonte: Autoria própria.

A esquerda vê-se uma lista com as principais atuações dos relés, do gerador e do transformador. Estes relés têm atuação e registro independente, mas podem e devem ser visualizados pelo supervisor da usina juntamente com os alarmes da mesma. Quando um evento está ativo ou já esteve ativo, mas não foi reconhecido, a cor do texto nas listas muda de cor alertando uma mudança no estado.

À direita têm-se dois quadros, o primeiro refere-se aos alarmes da usina e é o lugar em que serão exibidos todos os eventos em ordem de atuação. O quadro logo abaixo diz respeito aos eventos dos relés, que além de atuarem neste quadro específico e nas listas que estão à esquerda da tela, serão visualizados na ordem no quadro superior.

Ao serem atuados os eventos aparecem em ordem como na Figura 16.

The screenshot displays a control room interface with several panels:

- 86G Command Panel:** Lists various alarms such as 'Sobrevelocidade elétrica', 'Sobrevelocidade mecânica', 'Bielta quebrada', 'Falha disjuntor de grupo', 'Falha regulador de tensão', 'Temperatura muito alta na unidade', 'Subtensão GDCC', 'Nível baixo de água montante', 'Pressão baixa RV na bombas mancais', 'Correia rompida', 'Subtensão 125VCC', 'Pressão muito baixa gás trato', 'Fluxo baixo óleo mancais e temperatura alta', 'VI intermitivo com campo fechado', 'Tempo longo parada lenta', 'Nível alto poço do gerador', 'Distribuidor intermitivo com campo aberto', 'Campo aberto e grupo fechado', 'Rotação maior que 950 RPM', and 'Rotação maior que 1000 RPM'.
- 5PL Command Panel:** Lists alarms such as 'Atenção SPL', 'Fluxo baixo óleo mancais com temperatura alta', 'Fluxo baixo água trocador de calor RV com temperatura alta', 'Fluxo baixo óleo FV com temperatura alta', 'Nível baixo de óleo na cuba no FV - Temporizado', 'Nível baixo de óleo na cuba dos mancais - Temporizado', 'Pressão baixa gás disjuntor de grupo', 'Nível alto água na juseite - Temporizado', 'Nível alto de óleo na cuba do FV - Temporizado', and 'Nível alto de óleo na cuba dos mancais - Temporizado'.
- SELS300G Panel:** Shows 'Atuação relé de proteção da unidade'.
- SEQUENCIA DE ATUAÇÕES Table:**

Data e Hora	Nome da Fonte	Mensagem	Evento	Retorno
11/11/2014 16:17:16.904	GPS_UI_RH	RHV - NÍVEL DE ÓLEO NO ACUMULADOR DO RHV	GPS_UI_ED	GPS_UI_D - ALTO
11/11/2014 16:17:42.610	GPS_CF_AC	CF ACR - COMPRESSOR DE REGULAÇÃO 1	GPS_CF_ED	GPS_CF_D - DESL
11/11/2014 16:17:43.640	GPS_CF_AC	CF ACR - FALHA NOS COMPRESSORES DE REGULAÇÃO 1 E 2	GPS_CF_ED	GPS_CF_D - DESAT
11/11/2014 16:17:44.610	GPS_CF_AC	CF ACR - COMPRESSOR DE REGULAÇÃO 1	GPS_CF_ED	GPS_CF_D - DESL
11/11/2014 16:18:21.439	GPS_CF_CC	CF CCM RE - DISJUNTOR BOMBA DOSADORA SODA	GPS_CF_ED	GPS_CF_D - FECHA
11/11/2014 16:18:21.610	GPS_UI_RH	RHV - COMANDO VÁLVULA DE INTERMITÊNCIA ELETRICA	GPS_UI_ED	GPS_UI_D - DESAT
- EVENTO RELE DE PROTEÇÃO DA UNIDADE Table:**

Data e Hora	Nome da Fonte	Mensagem	Evento	Retorno
[Empty table body]				
- U1 Status Bar:**

Unifilar	Partida	Parada	Gerador	Pre-Condições	Fluxograma partida	Fluxograma parada	Fluxograma Emergência
Lógicas	Alarmes	Eventos	Capabilidade	Gráficos	Relatórios	Origem TRIP	SOE
- Footer:** 11/11/2014 15:25:44, Versão 0.0.0

Figura 16 - Tela de eventos em ordem.

Fonte: Autoria própria.

Nesta tela o operador terá maior controle e visibilidade dos eventos atuados e a ordem em que ocorreram, gerando uma resposta mais rápida e efetiva no retorno da máquina ou da usina.

As melhorias que são propostas com esse método e com a mudança na visualização dos eventos e alarmes, vão muito além da agilidade que o operador tem em reconhecer os motivos das paradas.

Uma usina parada gera custos à empresa que a administra.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Uma parada de emergência em uma usina hidrelétrica pode gerar uma cascata de eventos, ocasionado uma dificuldade na leitura e interpretação dos dados. O operador dessa usina tem como principal responsabilidade manter o funcionamento das máquinas geradoras. Durante uma parada não programada (de emergência) os eventos tendem a aparecer na tela de supervisão de forma desordenada devido à quantidade de eventos e a diferença mínima de tempo entre eles. A proposta deste trabalho foi de sugerir uma lógica que ordenasse estes eventos de forma que a visualização dos mesmos fosse de fácil e eficaz compreensão.

Efetivamente, esta lógica trouxe melhorias às usinas em que foram aplicadas. Há um reconhecimento rápido da falha causadora da parada e o reestabelecimento da usina é mais ágil. Além disso, este trabalho vem introduzir um padrão para a programação dos CLPs. A vantagem em se desenvolver um padrão na programação dos eventos é a facilidade de se replicar o método para outras unidades semelhantes.

Implantando este método em conjunto com um sistema de supervisão, obtém-se uma melhor visualização dos processos da máquina tornando a interação com o operador mais ágil e instintiva.

A implantação desse método pode ser inserida em programas de modernização de sistemas de automação em usinas hidrelétricas atuais e tem como benefícios principais a fidelidade nos dados obtidos de eventos e alarmes, gera maior confiabilidade do sistema e traz uma economia em termos de tempo e custos de máquina parada. Além disso, visa garantir um desempenho satisfatório da usina hidrelétrica como um todo, seguindo normas operativas de órgãos reguladores e com um sistema de fácil manuseio, simplicidade e agilidade de operação.

Como sugestão de trabalhos futuros, tem-se a necessidade de uma previsão de falhas em unidades geradoras hidrelétricas, visto que uma parada não programada gera relatórios a serem repassados aos órgãos reguladores, reuniões extensas sobre os motivos da parada e o que pode ser feito para evitar novas paradas de emergência para garantir o desempenho da usina e em consequência garantir o desempenho da empresa que a administra. Porém as análises de causas não é monitorada por nenhum software ou lógica específica, seria de extrema valia

desenvolver uma solução que analisasse os dados das ocorrências anteriores e apresentasse uma forma de antecipar possíveis novas ocorrências.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Informações técnicas – Últimas notícias**, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 4 de Dezembro de 2014.

BEN. **Balanco Energético Nacional** [Brasil], 2013. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em 24 de fevereiro de 2014.

BRAND, K.-P.; LOHMANN, V.; WIMMER, W. **Automação de Subestações**, 2003.

CASTRUCCI, Plínio; MORAES, Cícero Couto de. **Engenharia de Automação Industrial**. 1ª Edição. Editora LTC. 2001

DAL'BÓ, Robson Figueira. **SIMGRAF: um ambiente computacional para a simulação e validação de sistemas automatizados de produção utilizando o GRAFCET**. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica - Dissertação de Mestrado, 1994.

ELETROBRÁS. **Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**.

Disponível em: <http://www.eletronbras.gov.br/EM_Programas_PCH-COM/capitulos.asp>. Acesso em 24 de fevereiro de 2014.

GEORGINI, Marcelo. **Automação Aplicada - PLCs**. São Paulo: Érica, 2000.

GUZELLA, Marcelo dos Santos. **Supervisão e Controle de Partida e Parada das Unidades Geradoras de uma Usina Hidrelétrica**. Universidade Federal de Minas Gerais - Trabalho de conclusão de curso, 2008.

JOSÉ, Ronaldo. **Registro de Eventos SOE – Sequence of Events digitais, mas principalmente analógicos em turbo-geradores e turbo-compressores**. Revista Controle & Instrumentação, Edição 185, p. 1-5, Março de 2013.

MACIEL, P.R.M., LINS, R.D., CUNHA, P.R.F. **Introdução às Redes de Petri e Aplicações**, Ed. Universitária, Unicamp. Campinas, 1996.

MENDES, Marcos F. **Acquiring analog data from existing conventional industrial panels**. In: V Induscon - Conferência Internacional de Aplicações Industriais IEEE. Salvador - Brasil, 2002.

_____. **Evolução dos sistemas de automação elétrica: Caminhos das modernizações de usinas hidrelétricas.** Congresso XII ERIAC, 2009. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/B5/B5-07.pdf>>. Acesso em 24 de fevereiro de 2014.

_____. **Proposta de Metodologia e de Modelo para Modernizações de Sistemas de Automação de Unidades Geradoras Hidráulicas de Grande Porte.** Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – Tese de doutorado, 2011.

_____. **Futuras Modernizações de Sistemas de Automação de Unidades Geradoras no Brasil.** In: IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America – T&D 2010 Latin America, 8-10, São Paulo, 2010. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/Induscon%202010/fscommand/web/docs/T0969.pdf>> Acesso em 10 março de 2014.

ONS. **Submódulo 1.2: Requisitos de telessupervisão para a Operação,** 2009. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>> . Acesso em 24 de fevereiro de 2014.

ONS. **Submódulo 10.11: Recomposição da rede de operação após perturbação,** 2009. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>> . Acesso em 24 de fevereiro de 2014.

QUEIROZ, Roberto Jefferson Nunes. **Implantação de um centro de operação em tempo real de um agente de transmissão do Sistema Interligado Nacional.** Escolha Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro – Trabalho de Conclusão de Curso, 2010.

SILVEIRA, Paulo Rogério; SANTOS, Winderson E. **Automação e Controle Discreto.** São Paulo: Erica, 1999.

VENTURELLI, Márcio. **Gerenciamento de alarmes: Aumento da Segurança nas Operações de Plantas Produtivas Automatizadas.** E-Paper. Disponível em: <<http://marcioventurelli.blogspot.com.br>>. Acesso em Junho de 2014.