

---

**CENTRO UNIVERSITÁRIO UNIFACVEST<sup>1</sup>**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**VANDERSSON DE PIERRE STUPP**

**ICC:**  
**ESTUDO DE CASO SOBRE A MODERNIZAÇÃO DO SDSC DA UHE BARRA GRANDE**

---

**CENTRO UNIVERSITÁRIO UNIFACVEST<sup>1</sup>**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**VANDERSSON DE PIERRE STUPP**

**TCC:**  
**ESTUDO DE CASO SOBRE A MODERNIZAÇÃO DO SDSC DA UHE BARRA GRANDE**

Relatório de TCC apresentado ao  
Centro Universitário UNIFACVEST,  
como parte dos requisitos para obtenção  
do título de Bacharel em Engenharia  
Elétrica.

Prof.(a) orientador (a):  
Francieli Lima de Sá Biasiolo  
Coordenador do Curso:  
Francieli Lima de Sá Biasiolo.

---

VANDERSSON DE PIERRE STUPP

TCC:  
ESTUDO DE CASO SOBRE A MODERNIZAÇÃO DO SDSC DA UHE BARRA GRANDE

Relatório de TCC apresentado ao  
Centro Universitário UNIFACVEST,  
como parte dos requisitos para obtenção  
do título de Bacharel em Engenharia  
Elétrica.

Prof.(a) orientador (a):  
Francieli Lima de Sá Biasiolo  
Coordenador do Curso:  
Francieli Lima de Sá Biasiolo.

Lages, SC 07/07/2020 Nota 8,0  
(data de aprovação)

Francieli Lima de Sá Biasiolo  
(assinatura do orientador- assinatura-digital ou scanner)

Francieli Lima de Sá Biasiolo  
(coordenador do curso de graduação, nome e assinatura-digital ou scanner)

Artigo apresentado ao Centro Universitário Facvest – UNIFACVEST, como requisito necessário para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Vanderilson de Pierre Stupp  
NOME DO ALUNO

Estudo de caso sobre a Modernização  
do SDSC da UHE Barra Grande.  
TÍTULO DO TRABALHO

BANCA EXAMINADORA:

Dra. Eng. Eletricista Francieli Lima de Sá Biasiolo  
Titulação e nome do Orientador (a)

Msc. Eng. Eletricista Silvio Moraes de Oliveira  
Titulação e nome do Avaliador (a).

Msc. Eng. Leonardo Bovering Goff  
Titulação e nome do Avaliador (a).

Francieli Lima de Sá Biasiolo  
Coordenador (a) Prof. (a). Titulação e nome da Coordenador (a).

Lages, 07 de julho de 2020.

# ESTUDO DE CASO SOBRE A MODERNIZAÇÃO DO SDSC DA UHE BARRA GRANDE

Vandersson de Pierre Stüpp<sup>1</sup>

Franciéli Lima de Sá<sup>2</sup>

## RESUMO

Este estudo é baseado no processo de atualização tecnológica do Sistema Digital de Supervisão e Controle (SDSC) da Usina Hidrelétrica Barra Grande, e tem como principal objetivo demonstrar as etapas de execução da modernização e as melhorias implementadas. Esse processo de modernização consiste na substituição de controladores digitais e sensores defasados tecnologicamente por equipamentos modernos, com maior flexibilidade de programação e confiabilidade, além da substituição do sistema de supervisão. Este artigo também apresenta as vantagens do novo sistema em comparação com o sistema anterior.

**Palavras-chave:** Usinas hidrelétricas. Sistema digital. Modernização.

## ABSTRACT

This study is based on the technological update process of the Digital Supervision and Control System (SDSC) of the Barra Grande Hydroelectric Power Plant, and its main objective is to demonstrate the stages of modernization execution and the improvements implemented. This modernization process consists of replacing digital controllers and technologically outdated sensors with modern equipment, with greater programming flexibility and reliability, in addition to replacing the supervision system. This article also presents the advantages of the new system compared to the previous system.

**Keywords:** Hydroelectric power plants. Digital systems. Modernization.

---

<sup>1</sup> Aluno de graduação do curso de Engenharia Elétrica - UNIFACVEST.

e-mail: vanderssonps@gmail.com

<sup>2</sup> Dra. Eng. Eletricista, Professora e coordenadora do curso de Engenharia Elétrica - UNIFACVEST.

e-mail: francielilimadesa@gmail.com

## 1. INTRODUÇÃO

O início da utilização dos sistemas digitais na indústria representou um crescimento exponencial de desempenho e confiabilidade na geração de bens e serviços. Entretanto, esses sistemas e seus componentes de hardware tendem a ficar menos eficientes e apresentar falhas com o passar do tempo, surgindo a necessidade de atualização tecnológica para manter a qualidade e segurança nos processos industriais. Dessa forma, a atualização tecnológica de sistemas digitais se torna imprescindível para manter a disponibilidade dos processos e assegurar que todas as funcionalidades e recursos estejam sempre disponíveis.

É natural que os sistemas digitais se tornem ultrapassados e sua base de hardware possa se tornar falha e menos confiável com o passar dos anos de operação, e como todos os componentes do sistema digital da UHE Barra Grande já estão em operação há mais de 14 anos, a atualização tecnológica se tornou extremamente necessária.

O Sistema Digital de Supervisão e Controle atualmente utilizado na UHE Barra Grande teve a versão do seu *software* supervísório descontinuada pela fabricante no ano de 2007, e desde a época da sua implantação, a equipe de operação e manutenção sofre com algumas dificuldades e desvantagens apresentadas pelo sistema, como a arquitetura de rede baseada em protocolos de comunicação proprietários, o que dificulta a ampliação e manutenção do sistema; *software* e *hardware* com *firmware* customizados, o que impede a integração com outros equipamentos adquiridos no mercado; além de Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) descontinuados, o que torna a aquisição de peças sobressalentes muito restrita, e quando possível, muito dispendiosa.

As soluções propostas para a modernização devem promover a correção das falhas existentes no sistema atual, garantindo maior disponibilidade e confiabilidade no SDSC e em todos os sistemas adjacentes. Também deve adequar a filosofia dos sistemas de controle aos atuais requerimentos e práticas do setor de energia, além da implementação de melhorias operacionais para otimizar o trabalho das equipes de operação e manutenção da usina.

A metodologia adotada para esse estudo foi através de revisão bibliográfica, pesquisas quantitativas e qualitativas do acervo técnico da UHE Barra Grande e acompanhamento das etapas do processo de modernização.

## **2. USINA HIDRELÉTRICA BARRA GRANDE**

A Usina Hidrelétrica Barra Grande, localizada no Rio Pelotas na divisa entre os municípios de Anita Garibaldi (SC) e Pinhal da Serra (RS), possui potência instalada de 690 MW divididos em 03 unidades geradoras com turbinas Francis, e iniciou sua geração em 1º de Novembro de 2005.

A sua razão social é denominada BAESA - Energética Barra Grande S/A, e sua composição acionária é apresentada da seguinte forma:

- Alcoa Alumínio S.A. 42,18%
- CPFL Geração de Energia S.A. 25,00%
- Companhia Brasileira de Alumínio 15,00%
- Barra Grande Participações S.A. 9,00%
- DME Energética S.A. 8,82%

A empresa CPFL Geração de Energia S.A., sediada em Campinas (SP) e maior acionista do ramo de geração, é a responsável operacional pela UHE Barra Grande, e todas as funções de engenharia aplicadas ao processo são realizadas pelo seu departamento de engenharia para as áreas de Elétrica, Mecânica e Civil.

## **3. MODERNIZAÇÃO DO SDSC**

Segundo Caselato (2019), a modernização de uma usina requer efetuar reparos, substituir os componentes danificados ou ultrapassados e realizar as modificações necessárias para estender a vida útil dos equipamentos por mais trinta anos.

Diante da necessidade de modernizar os sistemas da usina, a equipe técnica da UHE Barra Grande desenvolveu uma Especificação Técnica com os requisitos mínimos e as condições gerais que devem ser observadas na execução dos serviços da modernização e automação por empresa especializada.

Após avaliar as soluções de duas das empresas mais conceituadas no mercado, a BAESA optou pela solução apresentada pela empresa Andritz Hydro Brasil, que define como objetivo principal da modernização de uma usina hidrelétrica, aumentar o retorno do investimento através de:

- Aumento da disponibilidade e confiabilidade;
- Soluções de problemas operacionais;
- Redução de custos de O&M;
- Redução de impactos ambientais;
- Aumento do tempo de vida e da segurança;
- Aumento da produção de energia;
- Mudanças no gerenciamento da operação;
- Restauração da capacidade original da usina;
- Renovação para medições e controles remotos.

Os estudos conjuntos entre a contratada e a contratante foram iniciados no primeiro semestre de 2018, onde através de diversas reuniões foram realizados todos os alinhamentos técnicos sobre os requisitos apresentados na especificação técnica, e foram relacionadas as adequações necessárias para a implementação em campo, dadas as especificidades observadas na planta da UHE Barra Grande.

Ao contrário de projetos de automação para novas plantas hidrelétricas, os projetos de modernização necessitam de maior atenção durante a fase de levantamento de informações em campo, desenvolvimento de lógicas, projeto básico e, principalmente, validação da solução em fábrica para garantir o pleno funcionamento dos painéis ou quadros e seus componentes de acordo com a sua concepção, após a instalação. Dessa forma, um fator que faz a diferença para o sucesso de um projeto com essa complexidade é a experiência do departamento de engenharia da empresa executora, flexibilidade e qualidade das soluções e produtos e principalmente o resultado conjunto entre a experiência no processo de geração de energia e a disponibilidade de tecnologias embarcadas e desenvolvimento de produtos dedicados à usinas hidrelétricas.

Uma atualização desse porte requer um planejamento muito bem traçado, realizando as implementações por área, e integrando o sistema supervisor anterior ao novo para que haja tratamento de dados nos dois sistemas em paralelo, até que a modernização das 03 unidades geradoras e todos os processos adjacentes estejam concluídos.

As atualizações das tecnologias compreendem a substituição do protocolo de comunicação IEC 101, que atua somente na camada de enlace e transporta no máximo 256 bytes por pacote, pelo protocolo IEC 104, que atua nas camadas física, link, rede e transporte, o que possibilita sua integração com redes de computadores que utilizam o padrão TCP/IP.

### **3.1. Etapas da Modernização**

No planejamento para a execução das atividades, após os estudos preliminares, ficou definido inicialmente que os serviços seriam realizados por áreas de equipamentos, sendo que os principais são os seguintes:

- Vertedouros: 03 unidades com 02 comportas, totalizando 06 comportas;
- Tomada D'Água: 03 unidades de comportas;
- Geradores: 03 unidades, tipo Francis, com potência de 230 MW cada;
- Subestação;
- Serviços Auxiliares.

Faz parte das etapas da modernização o processo de descomissionamento de todos os sistemas, onde são executados ensaios pré-definidos para a execução da desmontagem de todos os componentes. Após essa etapa, é realizada a montagem e instalação dos novos sistemas, executado o pré-comissionamento com testes ponto a ponto em todas as ligações, e por fim é iniciado o comissionamento para a entrega do sistema.

Como parte interessada, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é informado através de notificação formal e envio dos cronogramas da atualização, sobre o período de indisponibilidade dos sistemas durante todas as fases da modernização. Também é de suma importância que todos os relatórios de comissionamento dos novos sistemas sejam enviados ao órgão para efetivo conhecimento do funcionamento destes processos.

### **3.2. Sistema Supervisório**

O sistema supervisório é o principal responsável por todas as operações da usina, e garante a operação segura de todos os processos. Disponibiliza ao operador

formas de controlar e monitorar as 03 unidades geradoras, os serviços auxiliares, a subestação, a tomada d'água e o vertedouro.

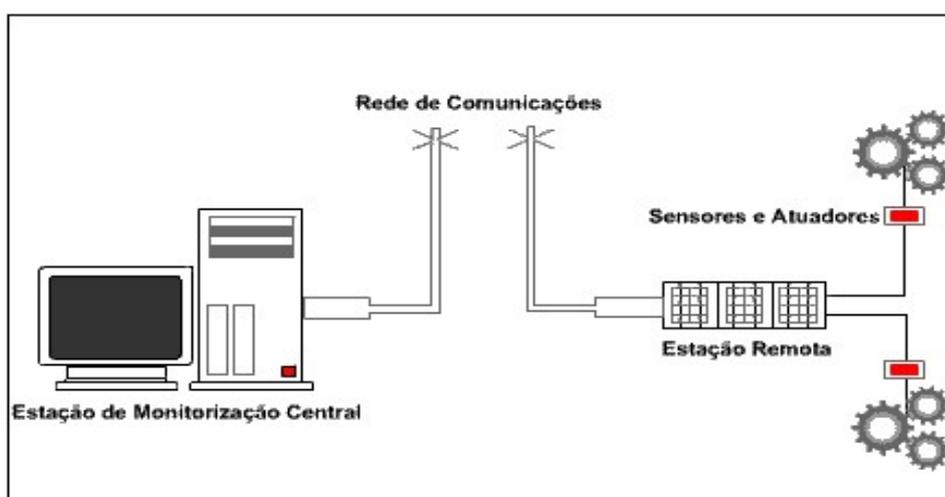
Estes sistemas podem ser controlados através de duas estações de operação instaladas na Sala de Controle Remoto, além de outras duas estações alocadas nas Salas de Controle Local 1 e Sala de Controle Local 2. Existe outra estação de controle instalada na subestação, através da qual se pode operar a mesma.

O planejamento do processo de modernização consiste na substituição do sistema supervisorio *ALSPA P320* da empresa *Alstom Solutions* pelo sistema supervisorio *ELIPSE E3* da empresa *Elipse Software*, além da substituição de todos os CLPs que conectam os diversos dispositivos instalados em campo.

Os sistemas supervisorios permitem que as informações de um processo produtivo ou instalação física possam ser monitoradas e rastreadas em tempo real. Através de dispositivos que realizam a aquisição de dados, essas informações podem ser coletadas, manipuladas, analisadas e até mesmo armazenadas. Esses sistemas também são chamados de SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) (SILVA; SALVADOR, 2005).

Um SDSC é composto basicamente por uma central de operação ou monitorização, que são interligadas através de uma rede de comunicação à estações remotas (CLPs), que por sua vez estão conectadas aos sensores e atuadores de campo, conforme demonstrado na figura 1.

**Figura 1** - Esquema básico de um SDSC



Fonte: Elipse Knowledgebase, 2019

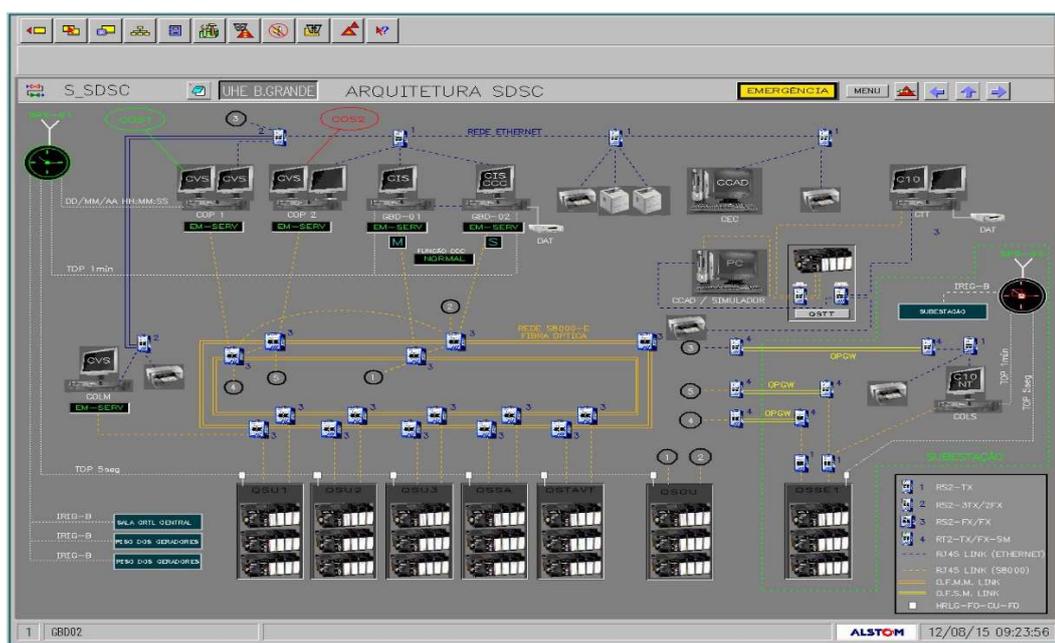
Em paralelo ao sistema atual, foi instalado o novo sistema supervisorio que se torna responsável por todos os outros sistemas que já passaram por atualização, até

que ao final da modernização ele assuma todas as funções de monitoramento e controle e o sistema *ALSPA P320* seja enfim, desativado.

A proposta deste novo sistema supervisorio é semelhante ao atualmente em operação, e é composto por dois servidores de banco de dados, uma estação de engenharia, duas estações de controle na Sala de Controle Remoto, duas estações de controle nas Salas de Controle Locais, e uma estação de controle na subestação, além de um servidor para armazenamento de backup de dados.

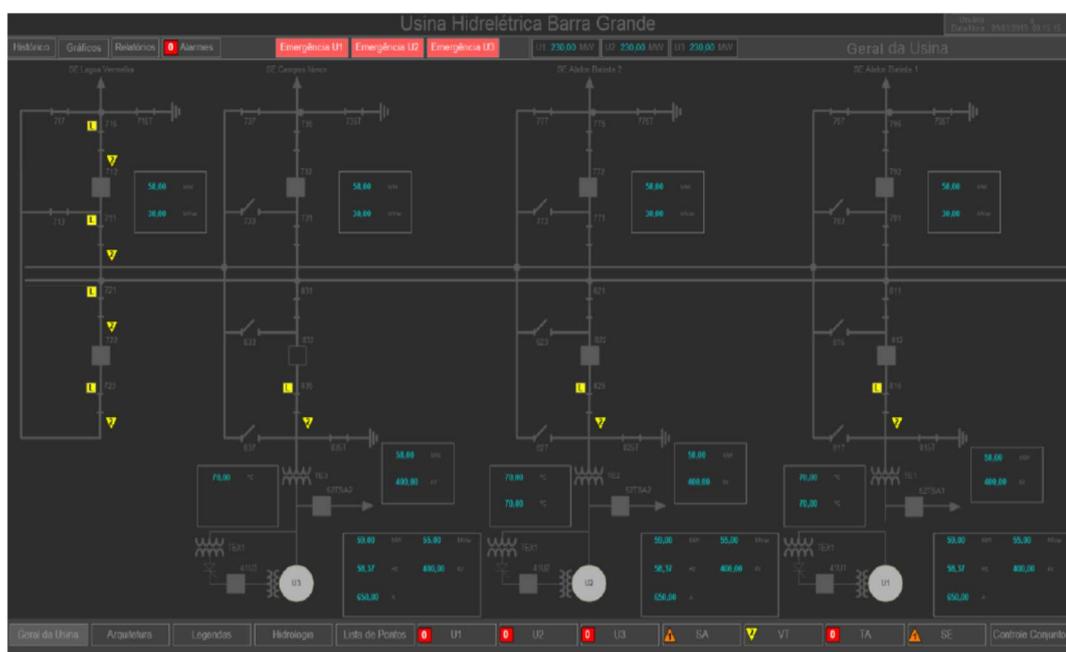
O sistema operacional *Microsoft Windows Server 2016* é a base da instalação do sistema *Eclipse E3*, no qual foram configurados *drivers* de integração com o sistema *ALSPA P320*, afim de garantir a comunicação para a supervisão do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Após a instalação do supervisorio *Eclipse E3*, a aquisição de dados de supervisão da usina pelo ONS passou a ser realizada através do novo sistema. Durante os processos de modernização, o *Eclipse E3* é configurado para receber gradualmente os sistemas atualizados, e os *drivers* de integração do *Eclipse E3* emulam a supervisão do ONS para o *ALSPA P320*, e disponibilizam os dados em tempo real. Ao contrário do que é apresentado no sistema *ALSPA P320*, demonstrado na figura 2, o desenvolvimento da IHM (Interface Homem-Máquina) do novo supervisorio *ELIPSE E3* segue as melhores práticas para o desenvolvimento das telas (figura 3), priorizando conforto visual ao operador e fornecendo contrastes que facilitam a identificação de alarmes e informações importantes.

**Figura 2 - Tela do supervisorio ALSPA P320**



Fonte: UHE Barra Grande – Telas SDSC 2015

**Figura 3 - Tela do supervisório Elipse E3**



Fonte: UHE Barra Grande – Telas SDSC 2020

### 3.3. Vertedouro

A atualização dos componentes do vertedouro foi a primeira a ser executada, por se tratar de uma área não crítica para a geração. Por ser composto por três pares de comportas, enquanto os componentes de um par eram atualizados, os outros dois pares continuavam em operação. Essa etapa foi utilizada como piloto do projeto, para que as próximas etapas fossem realizadas com uma base maior de conhecimento de campo. Ao mesmo tempo que foram realizadas as ações da modernização no vertedouro, foi feita a instalação do sistema supervisório *Elipse E3*, com todas as estações e servidores, onde foram integrados os novos sistemas do vertedouro.

No vertedouro existe 01 quadro de controle (QCVT) para cada par de comportas, sendo que o QCVT12 controla o acionamento das comportas 1 e 2, o QCVT34 controla o acionamento das comportas 3 e 4 e o QCVT56 controla o acionamento das comportas 5 e 6. Esses controles têm a capacidade de acionar somente uma comporta por quadro por existir apenas uma central hidráulica para cada par de comportas.

Foram realizadas a substituição de um CLP *Telemecanique* por um CLP *Siemens SICAM A8000* e seus periféricos (cartões de E/S, placas de comunicação e demais itens necessários) em cada quadro, além de todas as alterações necessárias

para o correto funcionamento do novo sistema. Em cada QCVT também foram instalados 02 indicadores de posição *Presys DMY-2030*. A comunicação anterior baseada no protocolo IEC101 que trafegava por cabeamento metálico foi substituída pelo protocolo IEC104, e foram passados cabos de fibra ótica entre os QCVT e o QSTAVT (Quadro de Supervisão da Tomada D'Água e Vertedouro), onde é feita a integração com os switches da rede Ethernet.

### **3.4. Tomada D'Água**

O funcionamento da Tomada D'Água era composto por um único quadro de controle para as 03 comportas dos condutos de cada uma das 03 unidades geradoras (UGs). Em caso de falha ou necessidade de manutenção no quadro de controle, a paralisação das 03 UGs poderia ocorrer, gerando indisponibilidade de geração e possíveis penalidades por parte do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A modernização foi implementada com a instalação de 03 novos quadros de controle, denominados QCTA1, QCTA2 e QCTA3, onde cada comporta é controlada por um QCTA, minimizando os efeitos negativos em caso de manutenções programadas ou corretivas.

Cada um desses novos quadros é composto por um indicador de posição da comporta, modelo *Presys DMY-2030*, um CLP da família *SICAM A8000* e periféricos (cartões de E/S, placas de comunicação e demais itens necessários), além de todas as alterações necessárias para correto funcionamento do novo sistema.

O Quadro de Serviço da Tomada D'Água e Vertedouro (QSTAVT) existente foi mantido com a lógica convencional de cada unidade hidráulica, e os sinais foram replicados para os novos quadros de controle de cada comporta.

Foi realizada a passagem de novos cabos de comunicação entre o quadro de serviço (QSTAVT) e os novos QCTAs, dedicados à comunicação através de protocolo IEC104.

Na atualização dos componentes do QSTAVT, foram substituídos os CLPs *Alspa C80-35* por uma unidade do modelo *Siemens SICAM AK3*, juntamente com os seus periféricos (cartões de E/S, placas de comunicação e demais itens necessários), incluindo todas as alterações necessárias para o correto funcionamento do novo sistema.

Foram substituídas as fontes de alimentação 125/125 Vcc por retificadores trifásicos, possibilitando assim o paralelismo das fontes 125 Vcc dos serviços auxiliares, implementando a redundância de alimentação e a garantia de um nível de tensão estável e proteção aos equipamentos.

Relés auxiliares isoladores foram instalados em todas as entradas e saídas digitais, e cabos de fibra ótica foram lançados entre o quadro e o Distribuidor Interno Óptico (DIO), além da instalação de 02 switches ethernet gerenciáveis para integração da comunicação de rede.

A nova lógica de comando das comportas da Tomada D'Água e do Vertedouro estão presentes nos seus respectivos quadros (QCTAs e QCVTs).

### **3.5. Unidades Geradoras**

A modernização das unidades geradoras (UGs) consiste em substituir os CLPs *GE Fanuc* com *firmware Alstom*, por Unidades de Aquisição e Controle (UAC) do modelo *Siemens AK3 ACP*, que sendo que cada uma delas é composta por uma CPU que controla o barramento e outras duas CPUs redundantes destinadas ao controle e comunicações. As UACs tem a função de integrar as comunicações com diversos CLPs, para que possam ser tratados no sistema supervisão e controle.

A CPU principal desse equipamentos contém as configurações e topologias de rede, e é a principal responsável na primeira inicialização da UAC. Em condições normais de funcionamento, define qual das CPUs de processamento está em atividade, deixando as outras duas em *stand-by*. Caso a CPU principal falhe, as demais continuam em funcionamento com o último modo válido, não existindo mais comutação entre elas até a correção da falha da primeira CPU. São mantidas as funções de controle do processo e comunicações.

Como todos os equipamentos do SDSC, as UACs são alimentadas por fontes redundantes de 24Vcc com alimentação independentes, sendo que se uma das fontes falhar, a outra é capaz de atender todos os equipamentos conectados nela. As duas CPUs redundantes compartilham os módulos de entradas e saídas (E/S) destas UACs, e os dados de campo dos respectivos módulos são disponibilizados às CPUs através da comunicação com os novos módulos *Siemens CM-0843*.

Os canais de comunicação de cada CPU redundante é baseado no protocolo IEC104, e as conexões físicas são realizadas utilizando interfaces elétricas. A

comunicação serial pelo protocolo *Modbus* já existente foi mantida, utilizando-se novos cartões *Siemens SM-2551* conectados ao *AK3 ACP*. O protocolo *Modbus* é utilizado para comunicações seriais entre as UACs e os sensores e atuadores de campo.

As unidades geradoras também tem a capacidade de atuar como compensadores síncronos, o que na prática significa que o gerador atua como um motor síncrono que consome energia elétrica do SIN. Atuando como compensador síncrono, o sistema é capaz de absorver reativos de rede.

Segundo Resolução Normativa da ANEEL nº 697, de 16 de dezembro de 2015, no capítulo I, inciso VIII:

“suporte de reativos: é o fornecimento ou a absorção de energia reativa por unidade geradora, destinados ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, mediante o uso de:

- a) unidades geradoras enquanto fornecem potência ativa; ou
- b) unidades geradoras enquanto operam como compensadores síncronos, as quais propiciam benefícios sistêmicos tais como suporte de reativos em regime dinâmico, agregação de inércia, elevação dos níveis de curto-circuito, eliminação de riscos de autoexcitação e sobretensões/subtensões transitórias, além do controle de tensão em regime permanente.”

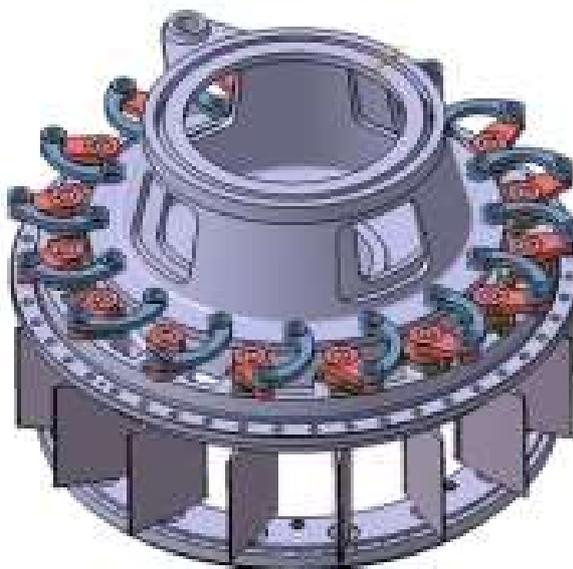
### **3.6. Regulador de Velocidade (RV) e Regulador de Tensão (RT)**

A integração entre o sistema digital e os Reguladores de Velocidade e Tensão é realizada através do sistema de comunicação da própria unidade geradora. A base de implementação desta integração prevê a operação remota dos reguladores, desde que a comunicação com a UAC esteja disponível. Esse modo de implementação foi definido por ser requisito básico a possibilidade de operação local dos reguladores em caso de falha na comunicação com a UAC, sendo que qualquer falha desse tipo não implica na parada da máquina.

O controle de velocidade da turbina Francis é possível pela atuação de servomotores acionados pelo regulador de velocidade, que ajusta o ângulo das pás móveis

do rotor, além de posicionar a palheta de um distribuidor para direcionar o fluxo de água que entrará no sistema. A figura 4 apresenta o modelo do rotor de uma turbina Francis, composto pelos servo-motores na parte superior, e as pás móveis na parte inferior.

**Figura 4** – Regulação de Velocidade para Turbinas Francis



Fonte: Hidromont S.A., 2020

Segundo Barreto & Filho (2008), um gerador elétrico produz eletricidade graças à interação de um campo magnético produzido em seu rotor, com os enrolamentos do estator. O responsável pelo fornecimento da energia necessária para produção desse campo magnético é o chamado “sistema de excitação”.

Os sistemas de regulação de tensão de geradores síncronos possibilitam o controle da tensão terminal através de um sistema de controle realimentado na qual uma referência de tensão é comparada com a medição de tensão de saída da máquina sendo que o erro resultante é utilizado para alterar a corrente de campo do rotor (MILANO, 2015).

### **3.7. Sistema de Proteção e RDP**

A atualização dos componentes do Sistema de Proteção e do Sistema de Registros Digitais de Perturbações (RDP) faz parte do processo de modernização das unidades geradoras.

A função dos sistemas de proteção é isolar as faltas no sistema de potência o mais rápido possível. O objetivo principal é salvaguardar a continuidade do fornecimento por meio da eliminação de cada distúrbio antes que ele resulte em uma perda generalizada de sincronismo, e conseqüentemente um colapso do sistema de potência. (RUSH, 2011, p. 9).

Os sistemas de potência sofrem vários tipos de distúrbios. Na análise de pós-falta, é útil ter um registro detalhado de um distúrbio para se poder distinguir o evento inicial dos efeitos subsequentes. Principalmente em situações em que o distúrbio causa outros problemas (por exemplo, a falta monofásica se propaga para as três fases), um registro detalhado da falta pode ser necessário para distinguir entre a causa e efeito. Se os efeitos de uma falta estão espalhados por uma grande área, registros de perturbação de um número de locais podem ajudar a determinar a localização da perturbação. O equipamento usado para essa finalidade é conhecido como um registrador de perturbação ou de falta. (RUSH, 2011, p. 437).

Durante a atualização da Unidade Geradora 1 (UG1), foram instalados novos relés de proteção *Siemens*, microprocessados, com componentes de estado sólido e tecnologia digital configurável para o processamento dos dados de entrada, modificação das suas características operacionais, interface de simples utilização para a configuração dos ajustes, parametrização e sinalização de alarmes. As vantagens dos relés de estado sólido são relacionadas à sua eficiência de acionamento e desligamento, o que os torna mais duráveis em relação ao número de chaveamentos, mais flexíveis a aplicações que exijam maiores quantidades de operações e são extremamente melhores quando há chaveamento de cargas de corrente contínua, tudo isso se comparados aos relés eletromecânicos.

Os relés são compostos por um display digital frontal para acesso às informações do estado das funções do dispositivo, como medições instantâneas, configuração de parâmetros, monitoramento de eventos, histórico de falhas e sinalização de atuações da proteção, com o informações sobre as proteções que atuaram.

Em relação ao RDP, o novo sistema instalado é do modelo *GE Reason* composto por uma central de processamento *RPV-311*, que é uma unidade de processamento multifunção que possui associado um sistema de aquisição com conversores A/D (analógico/digital).

### **3.8. Subestação**

As alterações realizadas na subestação consistem em adequações que envolvem a substituição dos controladores *Alspa C80-35* por CLPs da família *S/CAM AK3* em conjunto com os seus periférico (cartões de E/S, placas de comunicação e demais itens necessários), incluindo todas as alterações necessárias para o correto funcionamento do sistema.

Também envolvem a substituição das fontes 125/125 Vcc por retificadores trifásicos, possibilitando assim o paralelismo das fontes 125 Vcc dos serviços auxiliares, implementando a redundância de alimentação e a garantia de um nível de tensão estável e proteção aos equipamentos.

Faz parte dessa etapa a instalação de relés auxiliares isoladores em todas as entradas e saídas digitais, e o lançamento de cabos de fibra ótica entre o quadro e o Distribuidor Interno Óptico (DIO), além da instalação de 02 switches ethernet gerenciáveis para integração da comunicação de rede.

## **4. ANÁLISE DOS RESULTADOS**

As vantagens operacionais e a redução dos custos de manutenção após a modernização dos sistemas digitais da UHE Barra Grande são os pontos mais importantes desse projeto. Os novos equipamentos entregam o que há de mais moderno em tecnologia embarcada, atendendo todos os requisitos técnicos necessários para a melhor operação dos componentes da usina.

O CLP original que controlava as centrais hidráulicas dos vertedouros também apresentava limitações para acesso e configuração de novas lógicas. O *firmware* customizado instalado nesses equipamentos tornava dispendiosa demais qualquer contratação de serviço para esse fim. Com a instalação dos novos CLPs *Siemens*, o ajuste das funcionalidades se tornou muito mais acessível.

A alteração no controle das comportas da tomada d'água também foi um ponto de grande importância, pois pelo projeto original, todas as três comportas eram controladas por um único quadro de controle, o que poderia gerar indisponibilidade total da geração em caso de falha nesse sistema e gerar grande prejuízo financeiro para a empresa. A individualização do controle para cada comporta mitigou esse problema.

Houve também otimização na performance da utilização do gerador da unidade geradora 1 como compensador síncrono, onde após testes de comissionamento, a absorção da energia reativa da rede obteve um aumento aproximado de 80% acima da sua capacidade anterior. Esse incremento na capacidade de absorção dos reativos projeta o aumento do faturamento da empresa na mesma ordem percentual, quando estiver operando como compensador síncrono. A tabela 1 demonstra a capacidade máxima aproximada de ressarcimento financeiro antes da modernização, e a tabela 2 apresenta os valores máximos de ressarcimento após a modernização dos sistemas das unidades geradoras, em uma situação onde as três unidades geradores estariam atuando como compensadores síncronos 24 horas por dia, durante 30 dias.

**Tabela 1 – Ressarcimento por compensador síncrono com o sistema anterior**

<b>Sistema Anterior</b>			
<b>Valor/hora por UG</b>	<b>UGs</b>	<b>Valor/hora Total</b>	<b>Valor/mensal Total</b>
R\$ 500,00	3	R\$ 1.500,00	R\$ 1.080.000,00

Fonte: elaborado pelo próprio autor

**Tabela 1 – Ressarcimento por compensador síncrono com o sistema novo**

<b>Sistema Novo</b>				
<b>Valor/hora por UG</b>	<b>UGs</b>	<b>Valor/hora Total</b>	<b>Valor/mensal Total</b>	<b>Incremento após modernização</b>
R\$ 900,00	3	R\$ 2.700,00	R\$ 1.944.000,00	R\$ 864.000,00

Fonte: elaborado pelo próprio autor

## **5. CONCLUSÃO**

A evolução tecnológica dos equipamentos e sistemas está diretamente relacionada à obsolescência dos sistemas antigos ou defasados, tornando as atualizações ou modernizações de sistemas, sejam eles industriais, comerciais ou residenciais, uma necessidade constante. O aumento da performance, segurança, e confiabilidade dos sistemas automatizados pode proporcionar retornos financeiros e

de qualidade nos processos, facilitando a gestão dos ambientes em que estão em operação.

A UHE Barra Grande, que tem como missão gerar energia elétrica e superar as expectativas dos acionistas, colaboradores e sociedade, e após a modernização dos seus sistemas digitais agrega confiabilidade e maior disponibilidade dos seus processos, entregando ótimos resultados.

Um fator de suma importância notado durante esse projeto de modernização, é a possibilidade de não mais depender de protocolos e equipamentos proprietários de uma única empresa, sendo que a filosofia implementada permite atualizações mais dinâmicas e resultados mais rápidos e satisfatórios.

Outro fator que merece destaque é a aceitação por parte dos usuários em relação ao novo sistema supervisorio, pois naturalmente o ser humano tende a ser resistente à mudanças. Mas o modo de desenvolvimento do novo sistema supervisorio, utilizando parte dos recursos do sistema anterior e implementando melhorias pontuais, além da utilização de práticas de ergonomia de software, fez com que a mudança ocorresse da melhor forma possível.

Projetos de modernização bem avaliados e executados por profissionais experientes e uma equipe engajada geram excelentes resultados. O retorno técnico é imediato e o retorno financeiro pode variar conforme a finalidade e o modo de aplicação da melhoria.

As vantagens do novo sistema em relação ao anterior, no que diz respeito à menor frequência de manutenções por falhas e à maior disponibilidade dos processos, justificam o investimento financeiro necessário para a modernização do SDSC da UHE Barra Grande.

## **6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

BARRETO, E.J.F.; FILHO, G.L.T. **Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos Soluções Energéticas para a Amazônia**. Brasília – DF. 1ª ed. Ministério de Minas e Energia, 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 697 de 16 de dezembro de 2015**. Regulamenta a prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>>. Acesso em: 04/mai/2020.

CASELATO, D. **Modernização e Reabilitação de Usinas Hidrelétricas**. Cotia - SP. 1ª ed. Editora Cajuína, 2019.

ENERGÉTICA BARRA GRANDE S/A. **Execução dos Serviços de Modernização da UHE Barra Grande**. Pinhal da Serra - RS, 2017.

ENERGÉTICA BARRA GRANDE S/A. **Execução dos Serviços de Modernização do Regulador de Tensão**. Pinhal da Serra - RS, 2017.

ENERGÉTICA BARRA GRANDE S/A. **Execução dos Serviços de Modernização do Regulador de Velocidade**. Pinhal da Serra - RS, 2017.

ENERGÉTICA BARRA GRANDE S/A. **Execução dos Serviços de Modernização do Sistema de Proteção e Registradores de Perturbação**. Pinhal da Serra - RS, 2017.

MILANO, F. **Voltage Regulation of Synchronous Machines**. Dublin, Irlanda. 2015.

RUSH, P. **Proteção e Automação de Redes: Conceito e Aplicação** / Peter Rush; coordenação da tradução José Antonio Jardini - São Paulo: Editora Blucher: Schneider, 2011.

SILVA, A.P.G.; SALVADOR, M. **O que são Sistemas Supervisórios?** 12/2005. Disponível em: < <https://kb.elipse.com.br/o-que-sao-sistemas-supervisorios/>>. Acesso em: 09/jul/2020.