



CONJUNTO DE SENSORES INTELIGENTES PARA DETECÇÃO DE FALTA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO ATÉ 35 KV

Liz Santos Silva¹, Oberdan Rocha Pinheiro²

¹ SENAI CIMATEC, E-mail: lizsilva@yahoo.com.br

² SENAI CIMATEC, E-mail: oberdan.pinheiro@fieb.org.br

INTELLIGENT SENSORS FOR DETECT FAULT

Resumo: Os indicadores de qualidade de energia elétrica de uma concessionária, precisam ser controlados para evitar impactos econômicos resultantes de multas, como também reclamações dos consumidores. Este trabalho tem o objetivo de mostrar como a instalação dos conjuntos de sensores inteligentes na rede de distribuição elétrica, auxiliam na redução dos índices de qualidade de energia de uma concessionária, através de uma interface de comunicação que fornece dados de campo ao Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA). Será demonstrado, por meio de uma ocorrência, como os dados fornecidos pelo conjunto de sensores apoiam na operação da distribuição, contribuindo para o controle dos indicadores de uma concessionária.

Palavras-Chaves: Sensores Inteligentes; Unidade Terminal Remota (UTR); DNP3; Qualidade de energia; Automação da rede de distribuição.

Abstract: The quality indicators of electricity from a dealership, must be controlled to prevent economic impacts resulting from fines, as well as consumer complaints. This work aims to show how the installation of sets of intelligent sensor in the electrical distribution network, help to reduce the power quality indices of a dealership, through a communication interface that provides field data to the Supervision System and Data Acquisition (SCADA). It will be demonstrated, with an occurrence, how the data provided by the set of sensors support the operation of the distribution, helping to control the indicators of a dealership.

Keywords: Intelligent Sensors; Remote Terminal Units (RTU); DNP3; Electric Power Quality; Automated Distribution Feeders.



1. INTRODUÇÃO

Os indicadores de qualidade, citados no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), servem para monitorar o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado. No caso de uma ocorrência de interrupção de energia, a concessionária pode ser multada de acordo com tempo da falta, a quantidade de consumidores afetados e a frequência de interrupções. Como reduzir os impactos nos índices de qualidade da concessionária quando ocorrerem faltas?

O conjunto de sensores inteligentes fez parte de um P&D, desenvolvido pelo Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC para a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, eles fornecem dados que auxiliam a Concessionária no controle dos indicadores de qualidade de energia, evitando/reduzindo a aplicação de multas e oferecendo maior qualidade na energia elétrica suprida. Para tanto, o conjunto de sensores deve estar equipado com uma interface de comunicação, a fim de disponibilizar, em tempo real, os eventos elétricos que ocorrem na rede. Deste modo, podemos dar um passo importante visando a automação e o monitoramento em tempo real da rede de distribuição.

Nesse estudo será demonstrado como o conjunto de sensores inteligentes fornecem dados ao SCADA, melhorando os indicadores de qualidade de energia como Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora (FEC), Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora (FIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC), Tempo médio de preparação (TMP) e Tempo médio de deslocamento (TMD) da concessionária [1].

2. METODOLOGIA

Este estudo terá por base a pesquisa bibliográfica, relatórios internos da concessionária, treinamentos, pesquisa de campo, reuniões, artigos científicos, além de pesquisa em sites na Internet. Considera-se primeiramente a comunicação do conjunto de sensores até os dados chegarem no SCADA. Após isso, demonstraremos como esses dados auxiliam a operação na identificação do evento, tomada de decisão e deslocamento da equipe, reduzindo os indicadores de qualidade de energia de uma concessionária de energia elétrica.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. COMUNICAÇÃO DO CONJUNTO DE SENSORES



Figura 1 Conjunto de Sensores e UTR. FONTE: TECSYS

3.1.1 Comunicação entre sensores e UTR

A comunicação entre os sensores e a UTR é via rádio de 915MHz de baixa potência (10dBm) [2]. Normalmente os sensores são instalados na rede (15 kV/35 kV) próximo ao poste em que a UTR está instalada, como ilustrado na figura 1, com a distância entre os sensores e remota em torno de 50 metros, devido a atenuação do sinal. Quando ocorre uma variação de 50A em 30 ms é considerado um evento e os dados são transmitidos para a remota.

3.1.2 Comunicação UTR e Modem



Figura 2 Vista interna da UTR FONTE: COELBA

O protocolo utilizado na comunicação serial entre a UTR e o modem é o DNP3. O DNP3 é um protocolo padrão que foi criado para fornecer comunicação entre dispositivos e equipamento no setor elétrico, oferece uma comunicação confiável, permite comunicações a longas distâncias, eficiência e robustez. Na aplicação em questão o mestre é o SCADA e o escravo é a UTR. Esse protocolo possui três camadas: física, enlace e aplicação [3].



O modem que é utilizado possui 2 portas seriais de entrada dos dados e dois canais de comunicação na saída, um canal envia dados para o SAGE e o outro para o servidor WEB (site dos sensores). A vista interna da UTR pode ser visualizada na figura 2.

O sensor calcula, armazena e transmite dados analógicos, e indicações em forma binária. Ao receber esses dados a UTR irá validá-los e rodar os algoritmos.

As principais funcionalidades DNP3, suportadas pela UTR são:

- Binary Input with Status (Object 1, Variation 2);

Estão definidas 31 entradas binárias no mapa, divididas entre os sensores das fases A, B, C e ainda as entradas referentes ao grupo (normais = 0 e alarmados = 1). Alguns pontos são alarmados através de um pulso, como no caso do religamento, desligamento, falta transitória, surto de corrente ou inversão de fluxo. Os demais pontos (falta permanente, bateria fraca e sensor invertido) são alarmados mantendo seu estado em 1 até que o evento acabe.

- Binary Input change with time (Object 2, Variation 2)

Todos os pontos digitais são atualizados de acordo com o estado atual de cada sensor, e são baseados nos eventos registrados em cada fase no momento em que ocorrem. Caso os sensores detectem uma falta (Curto-circuito seguido de um desligamento), os sensores aguardam o tempo da proteção, que é configurável, para então informar se a falta foi permanente ou temporária. Só então o evento será reportado ao servidor SCADA.

- Analog Input (Object 30, Variation 2);

Existem 34 pontos analógicos definidos no mapa, também divididos entre as fases A, B, C e de grupo. Para cada fase são 8 pontos, sendo 5 para medições (Corrente, Tensão, Nível de Bateria, Defasagem e Amplitude de Curto) e outros 3 de configurações (Número de Série, Sensibilidade e Di/Dt, ou corrente mínima de corrente para detecção de surto).

A remota faz uma varredura de dados de medição e configuração nas três fases a cada 5 minutos, assim o mapa DNP somente é atualizado nesse intervalo.

- Analog change with time (Object 32, Variation 2)

Somente 4 pontos de cada fase são passíveis de geração de eventos devido às mudanças em seu valor analógico, são eles: Número de série, quando há a substituição de um sensor em campo; Sensibilidade e Di/Dt, quando ocorre uma mudança na configuração do sensor; e a Amplitude de Curto, que é acompanhado de um evento digital de Surto, Falta Temporária ou Falta Permanente. Os demais pontos não geram eventos analógicos. Os eventos de variação de entradas analógicas são enviados sempre com status e estampa de tempo. Os eventos nunca são descartados até sua entrega e confirmação pelo SCADA.



- Time synchronization;

Durante a inicialização da UTR, o flag IIN (Internal Indications) é setado até que o servidor finalize o processo de sincronismo, o equipamento solicita sincronismo uma vez por dia. A atualização de data e hora poderá ser feita simplesmente por um comando de gravação de data e hora, ou caso necessário, é possível utilizar o Time Delay Measurement. A precisão da estampa de tempo do equipamento é de 1 segundo.

- Enable Unsolicited Messages by classes;

Por padrão, as mensagens espontâneas de classe 1 e 2 estão habilitadas de fábrica, mas é possível desabilitá-las quando necessário.

- Class 0 (Static data), 1 (Digital Events), 2 (Analog Events);

Esta aplicação suporta solicitações por classes para dados estáticos e eventos, e podem ser realizadas de forma agrupada, ou seja, é possível solicitar todas as classes em uma só requisição. Esta implementação não suporta fragmentação de pacotes. Assim, se existirem vários eventos, será necessário repetir a requisição algumas vezes até que as filas sejam esvaziadas, ou aguardar o envio através de mensagens espontâneas de 10 em 10 segundos, caso esta função esteja habilitada para ambas as classes.

- Direct Operate

Os sensores possuem um mecanismo de ajuste da sensibilidade configurável para detecção de faltas, o padrão de fábrica assume que a sensibilidade alta é o equivalente à 20 Amperes, a sensibilidade média é de 50 Amperes e a baixa é de 100 Amperes, que pode ser alterada pelo operador. É possível também habilitar ou desabilitar a função de medição de corrente de desequilíbrio da UTR por este comando. A confirmação de alteração da configuração será enviada através de uma mensagem espontânea, digital ou analógica dependendo do ponto.

- Cold Restart

É possível forçar uma reinicialização de todos os dispositivos do grupo (UTR e os três sensores) através do comando Cold Restart.

- Baud rate fixed: 9600 bps;

- Master Address for unsolicited fixed in 1

- Slave Address configurable by Software

- Fragmentation not supported

- Circular Event buffers for 100 events each class [4].



O modem [V2COM] recebe os dados em DNP3 e o encapsula em TCP/IP para transmissão via GPRS. O modem funciona como um GATEWAY. O intervalo de tempo para eventos periódicos é configurável. E para eventos espontâneos há a possibilidade de habilitar e desabilitar o envio. Segundo [5] o protocolo TCP/IP foi projetado para se adaptar dinamicamente às propriedades da rede interligada e ser robusto diante dos muitos tipos de falha que podem ocorrer. Esse protocolo permite a comunicação entre diferentes sistemas operacionais e aplicativos, que possuam interface TCP/IP, em LANs e WANs (redes locais e externas), oferecendo um bom desempenho e confiabilidade. As camadas utilizadas no TCP/IP são: Aplicação, Transporte, Internet e Enlace. Os dados provenientes das camadas que estão acima são encapsulados pelo protocolo das camadas que estão abaixo, que o recebem e transportam.

3.1.3 Modem [V2COM] e Antena interna da UTR

O modem possui espaço para 2 SIM para a transmissão via GPRS. A utilização do SIM permite que a rede reconheça o utilizador quando houver uma troca de equipamento. O modem transmite os dados para uma antena (fica dentro da UTR) que tem função de roteador.

3.1.4 ERB e Roteador da concessionária

Os roteadores são capazes “de interligar as redes e equipamentos que operam com protocolos de comunicação diferentes” [6]. A antena interna da UTR transmite os dados via GPRS para a ERB da operadora de telefonia mais próxima. Pelo número de série do SIM a ERB da operadora identifica que o SIM pertence a concessionária e transmite os dados via GPRS até o roteador da concessionária. Os roteadores da operadora e da concessionária interligam redes diferentes e operam em VNP, escolhendo o caminho mais curto e menos congestionado para o pacote chegar ao seu destino.

Quando um equipamento está para ser instalado, os chips que serão utilizados no seu modem (V2COM) são selecionados de acordo com a cobertura do ponto escolhido para a instalação. O uso de dois chips no mesmo modem torna a comunicação mais confiável, pois se houver uma falha de comunicação com o chip de uma das operadoras a comunicação é feita através do outro chip. Na escolha do SIM evita-se escolher operadoras que estão na mesma ERB, pois caso ocorra uma falta de alimentação na ERB a comunicação não ficaria comprometida.

A Concessionária utiliza um software que mostra todos os pontos que em há uma ERB no estado, e quais operadoras estão vinculadas a ela. Assim, escolhe-se os chips das operadoras que tem uma ERB mais próxima do ponto a ser instalado o equipamento. Porém, há casos que a ERB mais próxima está a mais de 1 km de distância do equipamento, nesses casos opta-se por comunicação via satélite, para evitar falhas na comunicação.

3.1.5 – Roteador da concessionária e Servidores

Quando os dados chegam no roteador da concessionária eles são direcionados para o firewall, onde serão filtrados de acordo com as regras estabelecidas. O



firewall tem como função principal barrar vírus, acesso de usuários não autorizados e controlar as ações na rede, sendo um recurso de segurança para proteger a rede de invasões [7].

Em seguida, os switches fazem o encaminhamento e segmentação de dados para cada servidor. O servidor da V2COM (fabricante do modem) recebe/envia os dados para o SAGE e UTR. O servidor do SCADA/SAGE faz o desencapsulamento dos dados e utiliza o protocolo DNP3.

O servidor WEB funciona como um banco de dados que é requisitado ao acessar o site dos sensores. No site está disponível a visualização de gráficos (corrente, tensão e bateria), com funcionalidades de filtragem por data/hora, grupos e eventos. O servidor utiliza um protocolo de autoria própria do desenvolvedor. Esse protocolo possibilita o envio de gráficos, em uma única camada, sem a fragmentação dos dados na camada de aplicação, contém critérios de segurança e possui uma largura de banda maior que os protocolos mais utilizados no mercado, evitando o flooding.

3.2. TRANSMISSÃO SATÉLITE

A concessionária utiliza um link contratado de comunicação via satélite nos pontos que precisam ser monitorados pela operação, mas não há cobertura Global System for Mobile Communications (GSM) disponível. Para comunicação via satélite é utilizado um conversor Serial/Ethernet da V2COM (NG2) com duas portas seriais na entrada (DNP e WEB) e uma porta Ethernet na saída, que é conectada a antena. A antena fica fixada no poste acima da UTR, diferentemente da antena da comunicação GPRS que é interna. Os dados enviados são captados pela antena localizada na concessionária e são enviados para um roteador diferente do roteador que recebe os dados via GPRS. O encaminhamento dos dados do roteador até o servidor WEB e SAGE é similar ao da comunicação via GPRS. A comunicação via satélite é mais confiável por não haver áreas de sombra, porém o seu custo ainda é alto quando comparado com o sistema GPRS. Sendo assim, uma solução utilizada apenas em locais sem cobertura GSM.

3.3. OPERAÇÃO

O SCADA é alimentado em tempo real com dados fornecidos pelos sensores instalados em campo. A tela do SCADA para o conjunto de sensores pode ser visualizada na figura 3. A simbologia do sensor amarela indica que ele está com falha na comunicação, branca está comunicando e uma bandeira indica que há um alarme. Esta é uma das telas que os operadores acompanham para verificar a ocorrência de faltas na rede de distribuição.



Figura 3 Tela do SCADA para os conjuntos de Sensores. FONTE: COELBA

Na tabela I, constam os eventos que são reportados ao centro de operação via protocolo DNP3.

TABELA I – EVENTOS MONITORADOS E REPORTADOS AO COD VIA PROTOCOLO DNP3

EVENTOS MONITORADOS E REPORTADOS AO COD VIA PROTOCOLO DNP3		
Falta transitória	Inversão de fluxo	Comunicação fase A
Falta permanente	Sensor invertido	Comunicação fase B
Desligamento	Bateria fraca/Ultra capacitor	Comunicação fase C
Religamento	Sobrecorrente de neutro	Falta temporária de grupo
Surto de corrente	Neutro habilitado	Falta permanente de grupo

Antes da instalação dos sensores, a operação só ficava ciente da falta quando chegavam as reclamações, então se nenhum consumidor reclamasse ou demorasse para informar para a concessionária que houve interrupção em sua residência, haveria um impacto no DEC.

De acordo com a figura 4, comparando o intervalo de fevereiro a abril de 2014 com fevereiro a abril de 2015, após a implementação dos sensores, nota-se uma redução de 2 h no reestabelecimento de energia.

EQUIPAMENTO	MÉDIA ANTES DOS SENSORES: FEV - ABR 2014	MÉDIA DEPOIS DOS SENSORES: FEV - ABR 2015	QUANTIDADE DE CONSUMIDORES
F02114	01:50:03	00:45:00	2340
F14661	03:05:25	01:45:00	2379
F19769	06:43:24	01:04:00	2036
F21839	02:21:23	01:22:00	1129
F26610	03:44:44	01:29:30	1088
F40253	02:50:03	02:11:30	1285
MÉDIA	3:26	1:26	
	206 minutos	86 minutos	

Figura 4 Redução do reestabelecimento de energia. FONTE: COELBA



Na operação o atendimento das ocorrências é priorizado por quantidade de consumidores, pois quanto maior o número de consumidores com interrupção no fornecimento maior será o impacto nos indicadores. Então antes da instalação dos sensores, só após várias reclamações na mesma região que a equipe para atendimento da ocorrência era acionada. Com a instalação do equipamento, o operador pode visualizar que na área em que o sensor está instalado a interrupção abrange vários consumidores, justificando o envio da equipe ao local, mesmo tendo apenas uma reclamação, contribuindo para reduzir o TMP. Houve melhoria na tomada de decisão para o trecho ao qual a equipe será encaminhada, pois antes o operador decidia qual era o provável trecho da falta com base nos pontos em que houve as reclamações de interrupção. Então, se houvesse erro no cadastro da localização do consumidor que abriu a reclamação, por exemplo, a equipe iria demorar para localizar o ponto da falta impactando no indicador TMD. Geralmente, os sensores são instalados nas derivações da rede para operar em conjunto com os religadores, que são instalados na linha tronco. Então, o operador visualiza os alarmes dos sensores e dos religadores, e em seguida, aciona a equipe (antes das reclamações) indicando o trecho mais próximo ao local da falta, evitando que a equipe inspecione todo o alimentador, reduzindo o TMD. Atualmente, antes de instalar os equipamentos, a quantidade de consumidores das derivações é considerado, contribuindo para o monitoramento de faltas em trechos que causariam um impacto considerável nos indicadores.

Vale salientar que, a vantagem dos sensores sob os religadores são o menor custo e o trabalho em conjunto na identificação da falta permanente na derivação auxiliando no TMD, ao identificar o trecho mais próximo a falta.

ANO	MES	DMA	EQUIPAMENTO	ALARME DOS SENSORES DE FALTA			Regional	Média Aciomamento/Total	Média Aciomamento (Atual)
				INICIO	TEM	OCCORRENCIA			
2015	8						COELBA	4,57	0,11
ALIMENTADOR	EQUIPAMENTO	TIPO	INICIO	TEM	OCCORRENCIA	EVENTOS	ACIONAMENTO	Tempo de Aciomamento(h)	
MTT-0114	F16642	Fase C	01/08/2015 08:01	01/08/2015 10:17	2015_B_300	1	1/01/08/2015 08:06	0,08	
SCR-0104	F25228	Fase B	02/08/2015 15:54	02/08/2015 17:09	2015_B_2882	1	2/02/08/2015 15:54	0,09	
EIT-0192	F13748	Fase A	03/08/2015 18:47	03/08/2015 19:21	2015_B_3845	1	3/03/08/2015 18:26	0,13	
MT-0192	F05551	Fase B	03/08/2015 17:38	03/08/2015 19:41	2015_B_4805	1	3/03/08/2015 17:51	0,21	
CI-0192	F13734	Fase C	05/08/2015 10:43	05/08/2015 22:41	2015_B_5026	1	5/05/08/2015 20:41	0,10	
SCR-0116	F12110	Fase B	05/08/2015 11:14	05/08/2015 29:58	2015_B_9339	1	5/05/08/2015 25:19	0,1	
EMT-0187	F38814	Fase A	07/08/2015 12:00	07/08/2015 13:48	2015_B_12351	1	7/07/08/2015 12:11	0,20	
CID-0112	F17343	Fase A	09/08/2015 11:40	09/08/2015 14:53	2015_B_18090	1	9/09/08/2015 14:00	0,17	
CID-0112	F17343	Fase B	09/08/2015 11:40	09/08/2015 15:21	2015_B_18090	1	9/09/08/2015 14:00	0,17	
CPC-0922	F40286	Fase A	14/08/2015 07:30	14/08/2015 10:11	2015_B_26299	1	14/08/2015 07:38	0,18	
CPC-0922	F40286	Fase C	14/08/2015 07:30	14/08/2015 09:11	2015_B_26299	1	14/08/2015 07:38	0,18	
EDM-0117	F03808	Fase B	14/08/2015 08:42	14/08/2015 12:47	2015_B_28538	1	14/08/2015 08:54	0,19	
CID-0117	F06654	Fase C	18/08/2015 01:14	18/08/2015 02:31	2015_B_34475	1	18/08/2015 01:18	0,06	
CPC-0922	F40286	Fase A	21/08/2015 12:04	21/08/2015 19:39	2015_B_42271	1	21/08/2015 12:53	0,14	
CI-0104	F54518	Fase B	23/08/2015 07:11	23/08/2015 08:29	2015_B_44933	1	23/08/2015 07:11	0,01	
CPC-0925	F35431	Fase A	26/08/2015 17:39	26/08/2015 19:26	2015_B_53841	1	26/08/2015 17:45	0,1	
CI-0992	029498	Fase B	28/08/2015 18:19	28/08/2015 19:31	2015_B_54533	1	28/08/2015 18:30	0,05	
PPP-0116	F17304	Fase C	29/08/2015 18:52	29/08/2015 18:05	2015_B_58685	1	29/08/2015 18:52	0	

Figura 5 Redução do tempo médio de acionamento das equipes. FONTE: COELBA

O tempo médio de acionamento das equipes após a instalação dos sensores diminuiu de 4,57 hora para 0,11 hora em agosto de 2015, conforme figura 5.



Como exemplo de detecção de falta na linha, verifica-se nas telas do site dos sensores, mostradas nas figuras 6 e 7, que para o conjunto identificado como “Grupo ID293 - F34814 - CMT-01X7”, localidade Camaçari-BA, no dia 07 de agosto de 2017 às 03:24h ocorreu um evento de falta permanente com corrente máxima medida de 411,0 ampéres RMS.

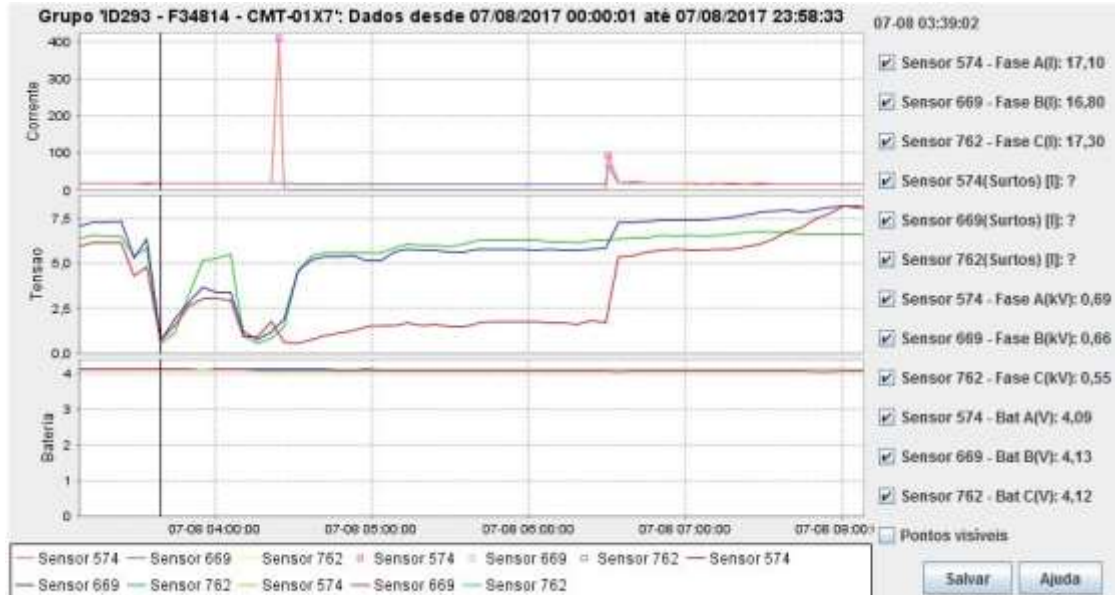


Figura 6 Gráfico de eventos- Falta temporária na fase A (ponto vermelho). FONTE: COELBA

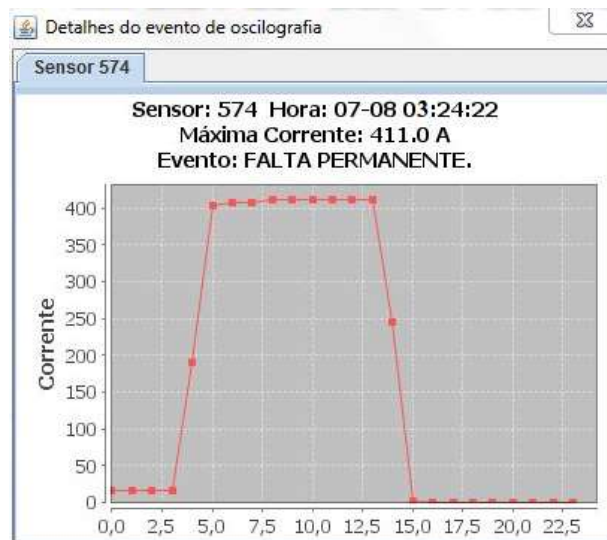


Figura 7 Detalhe do evento de oscilógrafa da Falta Permanente. FONTE: COELBA

O sistema SCADA/ Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) da Concessionária registrou esse evento de Falta Permanente na fase A as 3:24 h, de acordo com uma captura de tela mostrada na figura 8.



Figura 8 Registro de eventos de Falta Permanente no sistema SAGE. FONTE: COELBA

Com esse alarme foi possível acionar uma equipe para ir ao local verificar o motivo da falta as 3:28 h, antes de haver reclamações dos 1.317 consumidores vinculados a essa derivação, contribuindo para redução do TMP e DEC. Devido ao horário em que ocorreu a falta, se não houvesse o conjunto de sensores instalados nessa derivação, possivelmente as reclamações chegariam na concessionária no início da manhã, causando um impacto maior no DEC e DIC. O religador instalado na saída do alimentador também registrou a falta. Se o sensor não estivesse instalado, a equipe iria percorrer todo o alimentador para encontrar o defeito e reestabelecer a energia. Porém como o sensor enviou o alarme de falta permanente, a equipe foi direcionada para inspecionar apenas a derivação em que o sensor “Grupo ID293 - F34814 - CMT-01X7” está instalado, reduzindo assim impactos no indicador TMD. O diagrama desse alimentador pode ser visualizado na figura 9, o sensor está próximo da chave 34814. Em campo foi constatado que a chave fusível da fase A estava com defeito e após a troca a falta foi normalizada as 5:30 h.

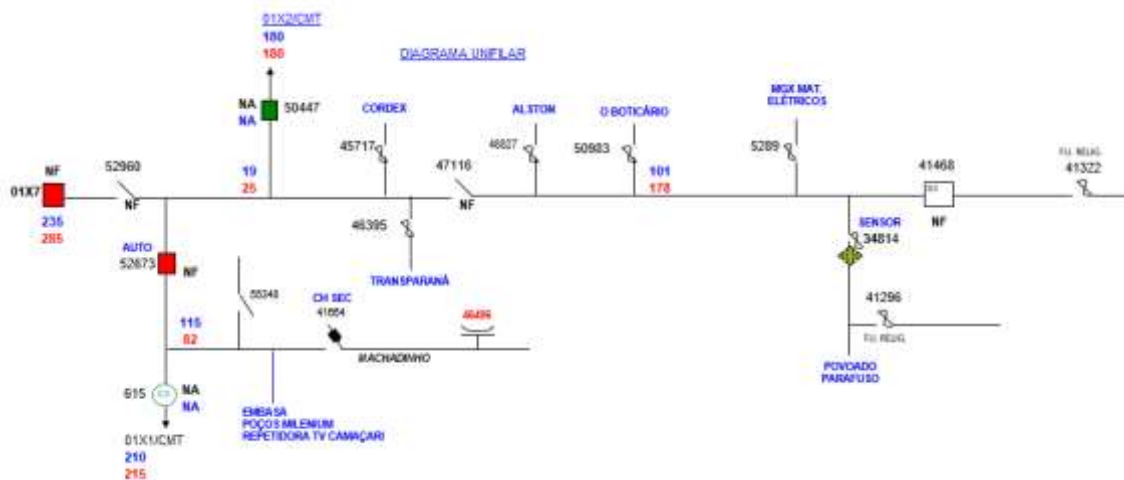


Figura 9 Diagrama Unifilar do alimentador CMT-01X7

4. CONCLUSÃO

As concessionárias de energia elétrica devem garantir o fornecimento de energia com qualidade e controlar os indicadores de qualidade de energia estabelecidos e fiscalizados pela ANEEL, citados no módulo 8 do PRODIST.

No capítulo 3.1 e 3.2 desse estudo, mostrou-se a interface de comunicação utilizada pelos sensores inteligentes, que operam como um sistema de equipamentos de campo que monitoram em tempo real o estado das linhas de distribuição da rede de energia elétrica fornecendo dados via protocolo DNP3 ao Centros de Operação.



Mostrou-se, no capítulo 3.3, que os dados fornecidos pelo conjunto de sensores são uma ferramenta de apoio na operação da distribuição para a realização de diagnósticos precisos, tomada de decisão, acionamento da equipe antes das reclamações e envio da equipe para manutenção corretiva em trechos próximos a falta. Auxiliando no controle dos índices de qualidade da concessionária, como o DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC, TMP e TMD. Com o uso desse equipamento foi dado um passo importante na automação e no monitoramento em tempo real da rede de distribuição de energia.

Sugere-se como uma melhoria futura, a implementação do protocolo IEC 60870 5 104 sobre interface de comunicação RS-232 e Ethernet para 50 Hz, com o objetivo de atender o mercado estrangeiro.

5. REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. Procedimentos de Distribuição, Módulo 8. **Qualidade de Energia**. 2008.
- [2] F. J. R. Santana, et al, “Produção de Lote Pioneiro de Sensor Inteligente”, VIII CITENEL, 2015.
- [3] SEL. **Sepam Comunicação DNP3**. 2009. Sepam. Disponível em: http://sepam.schneider-electric.com.br/files/download/Sepam_DNP3.pdf. Acesso em: 02 de Setembro de 2017.
- [4] LACTEC. Programa de P&D. **Device Profile DNP 3.0 Sensores Inteligentes – Lote Pioneiro**. 2014.
- [5] TANENBAUM, A. S ; WETHERALL, David. **Redes de Computadores**. 5ª Ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2011.
- [6] SOUSA, Lindeberg Barros de. **Redes de Computadores Guia Total**. 1ª Ed. São Paulo: Érica, 2012.
- [7] SILVA, Camila Ceccatto da. **Redes de computadores: conceito e prática**. 3ª Ed. São Paulo: Viena, 2010.