

Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Desenvolvimento e implantação de infraestrutura de Smart Metering: a Experiência da Enel SP

MARCELO APARECIDO PELEGRINI(*) (1); BRUNO HIDEKI NAKATA (1); DIOGO SERRA BALDISSIN (1); RENAN MACHADO SALES (1); ANA ROSA MATOS DA SILVA (2); CLAYTON DA SILVA LUIZ (2); LUCAS FREITAS (2); Sinapsis (1); Enel SP (2);

RESUMO

Este artigo descreve a infraestrutura avançada de medição desenvolvida pela distribuidora ENEL SP, composta por medidores inteligentes, conjuntos de balanço de energia e infraestrutura de comunicação, aplicada em um projeto piloto na cidade de Barueri. Os equipamentos possuem uma placa de comunicação híbrida (RF e PLC) que permite aumentar a disponibilidade de comunicação. A infraestrutura apresenta melhorias no processo de identificação de perdas técnicas e não-técnicas na rede, diminuição nos tempos dispendidos para executar manutenção de equipamentos e serviços em campo, melhorando assim a qualidade do serviço prestado aos consumidores.

PALAVRAS-CHAVE

Medidores Inteligentes, automação, rede mesh, RF, PLC

1.0 - INTRODUÇÃO

A Enel SP está realizando um projeto piloto de Redes Elétricas Inteligentes na cidade de Barueri, localizada no estado de São Paulo. Neste projeto, foi elaborada uma arquitetura de Smart Metering que envolveu o desenvolvimento de uma infraestrutura de comunicação híbrida RF e PLC em uma topologia mesh sobre IP, medidores de energia inteligentes e dos conjuntos para medição de balanço de energia. Foi contemplado um estudo para a cobertura de comunicação para aproximadamente 26.000 medidores inteligentes e 492 conjuntos de balanço, que levou a instalação de aproximadamente 30 roteadores de campo.

Para que todos estes equipamentos fossem supervisionados e telecomandados, o projeto implantou um sistema de comunicação robusto. Os medidores de energia inteligentes possuem um módulo de comunicação, desenvolvido em outro projeto P&D da Enel SP, capaz de se comunicar tanto por sinais de rádio frequência (RF mesh) quanto pela rede elétrica (PLC), aumentando a confiabilidade da rede de comunicação. Estes medidores foram homologados junto ao INMETRO e ANATEL para atender as regulações vigentes, como por exemplo tarifa branca e micro-geração distribuída. Quando instalados em campo, a definição das conexões entre os diversos medidores é realizada através de um algoritmo de inteligência artificial, formando uma rede mesh que pode se reconfigurar de forma dinâmica. Em caso de falha em algum nó da rede, são obtidas rotas alternativas para os dados, aumentando assim a resiliência e a disponibilidade do sistema de comunicação.

Foram desenvolvidos conjuntos de medição para balanço de energia, que são instalados nos transformadores de distribuição e comparam a energia fornecida pelo transformador com a energia registrada pelos consumidores ligados a ele através dos medidores inteligentes, permitindo avaliar perdas técnicas e perdas não técnicas no circuito secundário destes transformadores de distribuição. Estes conjuntos de medição também funcionam como

(*) Alameda Jaú 48, Quinto Andar, Jardim Paulista – CEP 01420-000 São Paulo, SP – Brasil
Tel: (+55 11) 5051-0744 – Email: marcelo.pelegrini@sinapsisenergia.com

nós da rede de comunicação, e sua instalação em uma posição elevada facilita a conexão dos medidores à rede de dados, reduzindo a necessidade de roteadores.

Neste trabalho são apresentados os subsistemas (medição, comunicação, leitura e gerenciamento de dados) que compoem a infraestrutura de medição inteligente, resultados obtidos nos testes em laboratório, instalação dos equipamentos em campo e avaliação de desempenho até o momento.

2.0 - PLANEJAMENTO DA REDE

A infraestrutura avançada de comunicação (AMI) aplicada no projeto pode ser dividida nos seguintes subsistemas (FIGURA 1):

- Subsistema de Medição: implementado pela porção dos Medidores Inteligentes que efetivamente medem as grandezas.
- Subsistema de Comunicação: formado pelo conjunto de equipamentos e tecnologias que implementam a rede de comunicação, incluindo a Network Interface Card - NIC dos Medidores Inteligentes.
- Subsistema de Leitura e Gerenciamento de Dados: formado pelos sistemas computacionais operativos que coletam, armazenam e gerenciam os dados de medição.

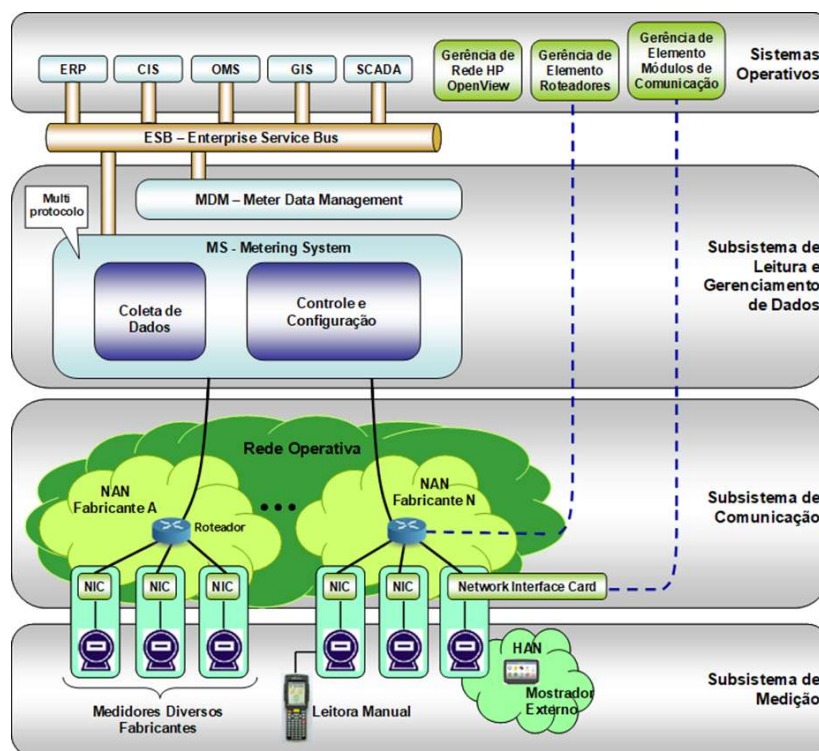


FIGURA 1 – Infraestrutura de AMI empregada no projeto

3.0 - SUBSISTEMA DE MEDIÇÃO

3.1 Medidor

Os medidores inteligentes desenvolvidos neste projeto permitem a leitura remota, o monitoramento da qualidade e balanço de energia, além de possuírem diversas características que não são encontradas em medidores eletrônicos convencionais, tais como:

- Tarifa branca: os medidores foram homologados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO para este tipo de tarifação. Logo, os clientes que optarem por esta forma de tarifação poderão verificar suas leituras através dos postos horários determinados pela distribuidora.
- Medição em quatro quadrantes: clientes que tenham sistemas de geração de energia (fotovoltaica, eólica, etc.) poderão utilizar estes medidores que contabilizam o excedente de energia enviado para a rede de distribuição.
- Sistema de corte/religa remoto: O medidor possui relé interno para implementar funcionalidades de corte e religamento de energia de maneira remota. Esta funcionalidade proporciona redução de custos tanto para a concessionária, pois elimina o deslocamento de uma equipe até o local do corte, mas também traz um benefício ao consumidor, permitindo que a energia seja reestabelecida automaticamente pelo sistema, assim que haja confirmação do pagamento.

3.2 Conjunto de Balanço de Energia

Os conjuntos de balanço são destinados às redes de distribuição, onde são instalados medidores nos transformadores de distribuição afim de comparar a energia medida na saída dos mesmos com a somatória da energia medida em cada consumidor alimentador por este transformador, conforme ilustrado na FIGURA 2. Entretanto, é necessário um conhecimento prévio da topologia da rede para se determinar o conjunto de consumidores alimentados por um dado transformador.

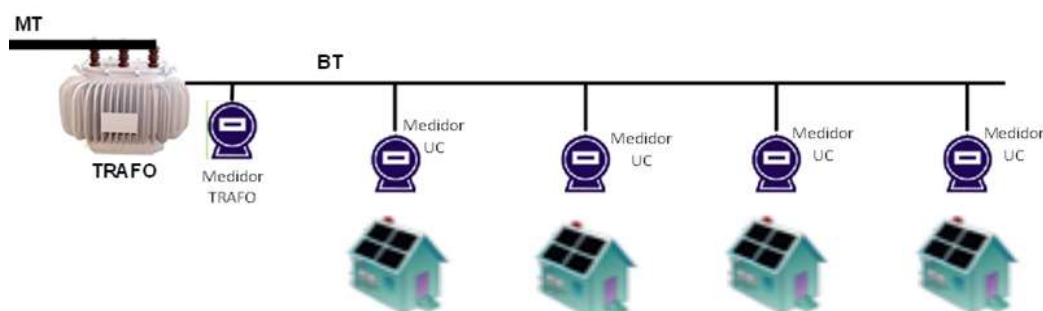


FIGURA 2 – Arquitetura para instalação dos conjuntos de balanço

A utilização de medidores nos transformadores de baixa tensão, juntamente com a apuração do balanço energético, dos consumidores, permite identificar os segmentos da rede de distribuição onde ocorrem as perdas mais significativas, nos quais deverá ser realizada uma investigação mais detalhada para identificação das causas. Esta investigação pode envolver tanto a aplicação de técnicas analíticas, utilizando os dados coletados pela rede AMI, quanto o envio de equipes de fiscalização. A FIGURA 3 ilustra um cenário em que o balanço energético indica a ocorrência de perdas, muito provavelmente decorrentes de furto de energia:

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

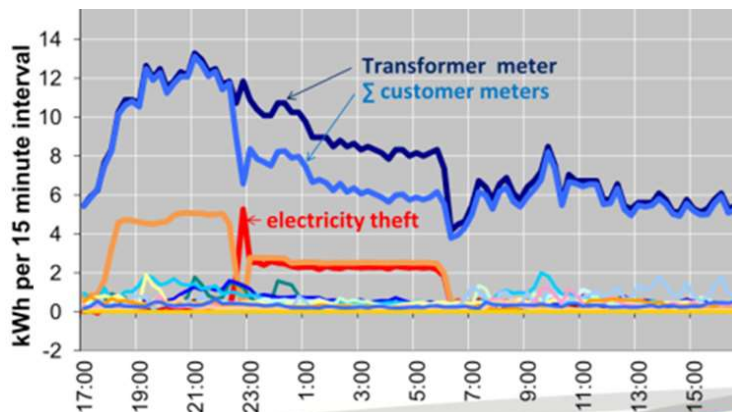


FIGURA 3 – Balanço de energia e identificação de perdas não técnicas

4.0 - SUBSISTEMA DE COMUNICAÇÃO

A solução adotada, apresentada na FIGURA 4, pode ser dividida em duas categorias: rede Backhaul/WAN (Wide Area Network) e rede NAN (Neighborhood Area Network). A rede Backhaul/WAN apresenta uma estrutura hierárquica, com canais redundantes de comunicação 3G/4G. A rede NAN apresenta uma topologia mesh, onde cada elemento pode criar rotas de conexão e, desta forma, expandir o alcance da rede de dados com uma quantidade reduzida de roteadores.

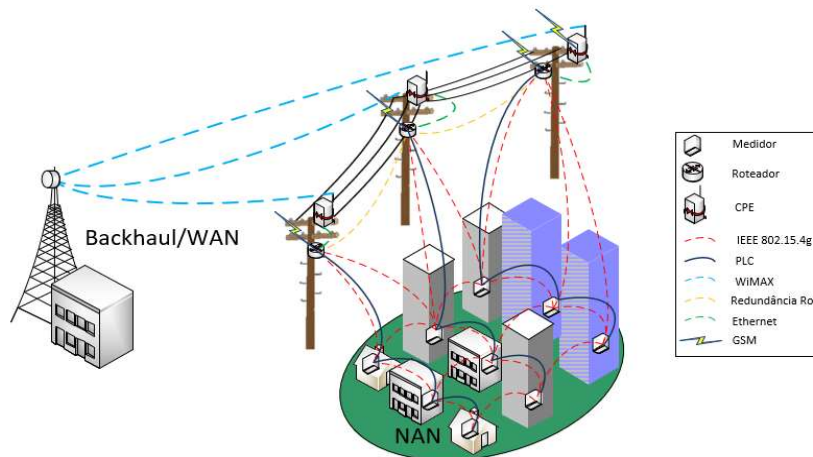


FIGURA 4 – Estrutura de comunicação empregada

4.1 Roteador

Como visto anteriormente, os roteadores desempenham um papel de transporte de informações, sem funções de armazenamento ou aplicação. Este equipamento foi dimensionado para suportar falta de energia durante 8 horas.

Os roteadores se conectam com os medidores inteligentes e com os conjuntos de balanço de energia (ambos da rede NAN) através dos dois canais de comunicação das placas MPR citados anteriormente, o canal de rádio frequência (RF) e Power Line Communication (PLC).

Estes roteadores geralmente estão instalados em um ponto elevado do poste. Vale ressaltar que todos os roteadores foram instalados em postes “limpos”, visando a facilidade de manutenção dos mesmos.

4.2 NAN (Neighborhood Area Network)

Permite a conectividade a cada um dos medidores inteligentes das unidades consumidoras do grupo de baixa tensão sendo assim uma rede de extensa granularidade. A rede NAN do projeto foi projetada para ser uma rede IPv6 (6LoWPAN - IPv6 over Low Power Wireless Personal Area Networks) com topologia mesh sobre as camadas PLC P1901.2 ou RF 802.15.4g, e que utiliza o protocolo de roteamento RPL (IPv6 Routing Protocol for Low Power and Lossy Networks). A rede de rádio frequência - RF opera na frequência de 902-907,5 e 915-928 MHz, com modulação MR-FSK. A rede Power Line Communication - PLC opera na faixa CENELEC A, de 3 a 95 kHz. A NAN pode operar de forma redundante através da conectividade simultânea pelas redes PLC e RF.

A FIGURA 5 é uma representação lógica das conexões RF e PLC entre medidores e o roteador, observando-se que todos os medidores são acessíveis por uma das redes. As linhas identificadas como RF e PLC são, portanto, conexões lógicas entre os dispositivos. Como pode ser visto as duas redes se organizam independentemente em um padrão de rede mesh. Tomando como exemplo o medidor de número 3, é possível observar que, ainda que este não tenha conexão RF direta com o roteador que dá cobertura na região onde está instalado, o caminho pela rede RF até o roteador pode ser estabelecido através dos medidores adjacentes 2 e 1.

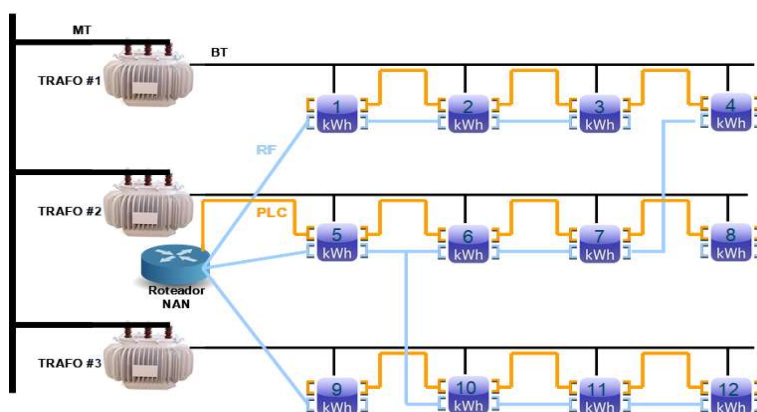


FIGURA 5 – Rede mesh formada com as tecnologias RF e PLC

Uma vez transmitidos na rede, os pacotes de dados poderão transladar entre as redes mesh RF e PLC, em decorrência da indisponibilidade de conexão pela rede escolhida inicialmente, em seu caminho entre a placa interface de Comunicação e o Roteador.

Como demonstrado para os circuitos dos transformadores 1 e 3, a rede mesh PLC independe da existência de um roteador acoplado ao circuito. Desta forma, ainda que a portadora PLC não ultrapasse o acoplamento magnético do transformador, a rede PLC continuará existindo em todos os circuitos. A conexão final ao roteador, nos casos dos circuitos que não possuem um roteador com PLC acoplado, deverá ser feita exclusivamente via RF.

4.3 Backhaul/WAN (Wide Area Network)

Rede que permite a conectividade entre a NAN e os sistemas corporativos da Enel SP, através da conexão com os roteadores. Apesar de não ter abrangência sobre cada unidade consumidora do grupo de baixa tensão individualmente, ainda assim é uma rede de grande capilaridade, pois conecta-se a cada um dos roteadores

responsáveis pela implementação da NAN. O Backhaul/WAN é implementado por canais redundantes com comunicação via tecnologia 4G.

5.0 - SUBSISTEMA DE LEITURA E GERENCIAMENTO DE DADOS

O subsistema de leitura e gerenciamento de dados é responsável pelo gerenciamento da coleta e processamento das informações obtidas dos medidores inteligentes, tais como faturamento dos consumidores e ordens de operação. Este subsistema é composto pelos seguintes subsistemas (FIGURA 6):

- MDC (Metering Data Collector): responsável pelas funções de conexão e coleta dos dados de medição. Também executa ações de comandos (exemplo: corte/religa) e configuração dos medidores (exemplo: postos horários).
- MDM (Meter Data Management): responsável pela administração, recebimento, processamento e armazenamento dos dados de medição, além da publicação para os demais sistemas corporativos. Por se tratarem de sistemas novos, introduzidos para o projeto, tanto o MDM quanto o MDC são especificados para utilização de interfaces baseadas em web services e/ou JMS, de maneira a facilitar a integração com o barramento de serviços.

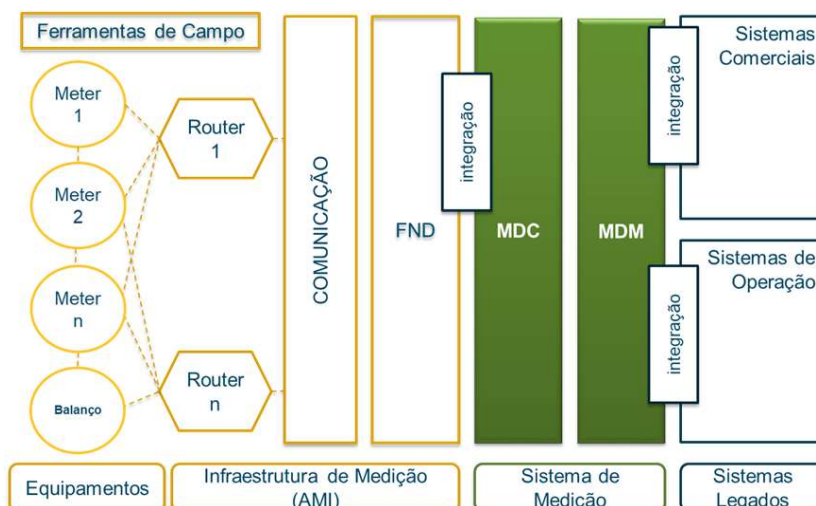


FIGURA 6 – Integrações entre o subsistema de leitura e gerenciamento de dados com outros sistemas

5.1 Interfaces entre MDM e MDC e Demais Sistemas

Os módulos MDM e MDC se comunicam através de um barramento de serviços, tanto para comunicação entre eles quanto para comunicação com os demais sistemas operativos existentes. As principais interfaces são:

- Faturamento: os dados de medição e consumo são coletados pelo MDC e repassados para o MDM. Quando do faturamento das unidades consumidoras, o MDM é responsável por disponibilizar para o sistema comercial os dados de faturamento das unidades consumidoras. Além dos dados de consumo recebidos remotamente, o MDM deve dispor de uma interface para recebimento dos dados obtidos a partir de leitura manual, eventualmente recebida de um outro sistema corporativo.
- Comandos: ordens de serviço geradas pelo sistema comercial podem provocar ações de corte e religamento de medidores em unidades consumidoras. O MDM recebe esses comandos via interface com o sistema comercial e os repassa para o MDC que repassa os comandos para o medidor selecionado.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

- Alarmes e ocorrências: é necessário avaliar se anomalias identificadas pelo MDM (exemplo: falta de energia, falta de fase, abertura de caixa de medição, etc.), recebidas dos medidores via MDC, devem ser reportadas a algum sistema corporativo. Em caso afirmativo, a interface entre o MDM e o sistema em questão deverá contemplar também a notificação de manutenções programadas ao MDM, para evitar a geração de eventos ocasionados por atividades de manutenção.

6.0 - TESTES DE HOMOLOGAÇÃO E RECEBIMENTO

Mesmo acompanhando todo o processo de desenvolvimento dos medidores inteligentes, a Enel SP realizou ensaios detalhados nos modelos entregues pelos fabricantes, para verificar se os mesmos atendiam às especificações. Estes ensaios foram feitos nos laboratórios da empresa, em todos os modelos dos medidores, buscando-se identificar pontos em que os produtos não atendem aos requisitos especificados ou falhas que possam ter ocorrido no processo produtivo. Estes testes foram divididos em dois grupos: testes de homologação e testes de recebimento.

Os testes de homologação são testes aplicados em amostras de medidores fornecidas pelo fabricante, e verificam se os medidores estão de acordo com as especificações. Já os testes de recebimento são feitos em medidores já adquiridos pela Enel SP. Estes medidores só podem ser adquiridos depois de aprovados pelo INMETRO.

Para a validação dos medidores foi desenvolvido um software que possibilita a coleta de dados sobre o estado e a performance de módulos de comunicação híbridos (módulo MPR) e das redes de comunicação nas quais eles operam. Por meio dela é possível a geração de tráfego de acordo com perfis definidos pelo usuário e a coleta de parâmetros que indicam o desempenho dos módulos e das redes de comunicação como resposta a estes perfis de tráfego. Como funcionalidade adicional o programa de teste é também capaz de obter informações que possam auxiliar no diagnóstico da operação dos módulos MPR. O ambiente necessário para a realização destes testes é formado por um console contendo o programa de leitura do medidor, um roteador que estabelece a comunicação com o medidor, e um gerador programável capaz de gerar os sinais de tensão e corrente necessários, como mostrado abaixo. A FIGURA 7 demonstra um dos testes realizados em laboratório com os medidores de consumidores e medidores de balanço de energia.



FIGURA 7 – Estrutura utilizada para os testes em laboratório

7.0 - INSTALAÇÃO

Os conjuntos de medição para balanço de energia estão instalados junto aos transformadores de distribuição da Enel SP, os quais possuem conexão via PLC com os medidores inteligentes dos consumidores pertencentes a

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

rede de baixa tensão deste transformador. A posição elevada da antena dos conjuntos de medição para balanço, sua distribuição pela região de Barueri e sua conexão via PLC com os medidores inteligentes conectados, contribuem significativamente para a redução do número de roteadores necessários. Com base nestas premissas de projeto, chegou-se ao resultado apresentado na FIGURA 8, que mostra a distribuição dos equipamentos na região de Barueri.

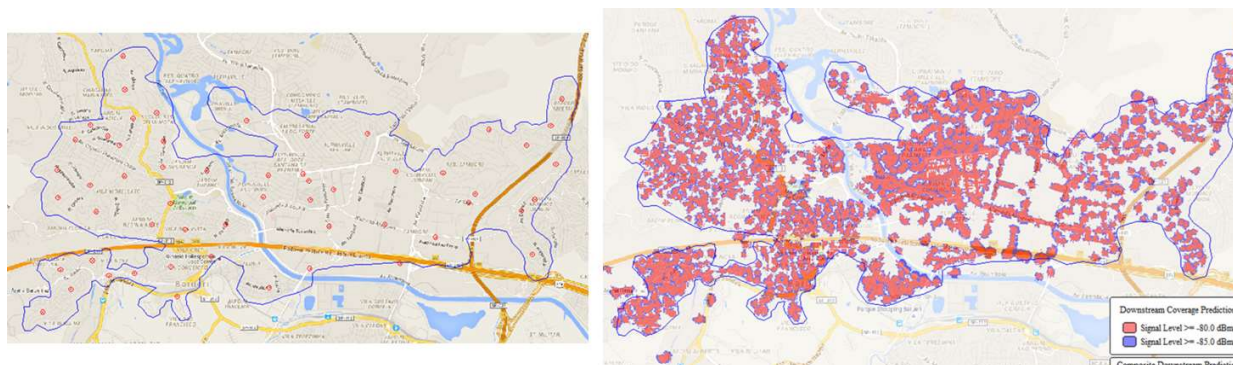


FIGURA 8 – Distribuição dos equipamentos na região de Barueri

A FIGURA 9 (esquerda) mostra um dos roteadores instalados na região de Barueri. Na figura é possível identificar o roteador, a antena do WiMAX (CPE) e o módulo externo de alimentação (PoE), que faz a conexão dos dados entre o roteador e a antena, além de fornecer a alimentação para a antena. O conjunto de balanço, instalados na saída do secundário dos transformadores de distribuição, é apresentado na figura 9 (direita), onde pode-se observar os dois componentes do conjunto de balanço: TC (para medir o fluxo de corrente) e o medidor de energia.



FIGURA 9 – Instalação em campo dos roteadores

8.0 - RESULTADOS

A FIGURA 10 apresenta a evolução do número de medidores instalados em campo no período de junho a outubro de 2018. No último mês observado, havia 17.792 medidores instalados em campo.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

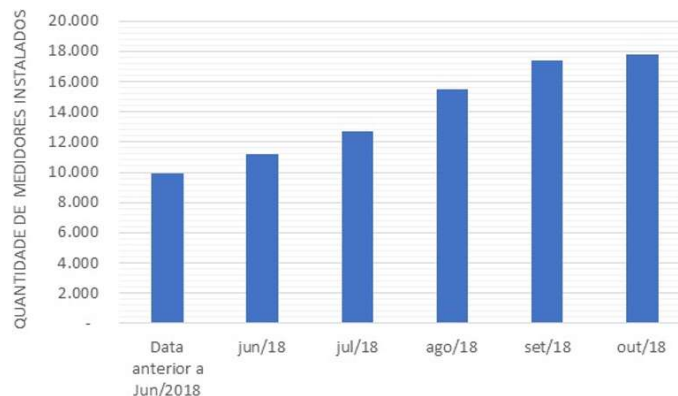


FIGURA 10 – Total de medidores instalados em campo em cada mês

Na etapa denominada operação assistida, foram monitoradas as disponibilidades dos medidores e roteadores instalados em campo, além de serem realizados ajustes nos equipamentos que apresentaram problemas. Como exemplo, o primeiro gráfico da FIGURA 11 apresenta dados de disponibilidade de cada roteador no período de 21 de agosto a 20 de setembro de 2018. A disponibilidade desses equipamentos foi de 94,83% no período observado, ficando próxima a 90% nos demais meses de operação assistida. Em relação aos medidores, o segundo gráfico da Figura 11 apresenta os valores diários de medidores com comunicação ativa (up) e com comunicação inativa (down e unheard). Para o período observado, entre os dias 21 de agosto e 17 de novembro de 2018, o número médio diário de medidores ativos foi de 14.398, enquanto o número médio de equipamentos inativos foi de 6.843, resultando em uma disponibilidade de 67,8%. Cabe ressaltar que durante o período de operação assistida, o módulo PLC foi temporariamente desativado para atualização de firmware, restando apenas o canal RF ativo, o que explica os valores baixos de disponibilidade.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

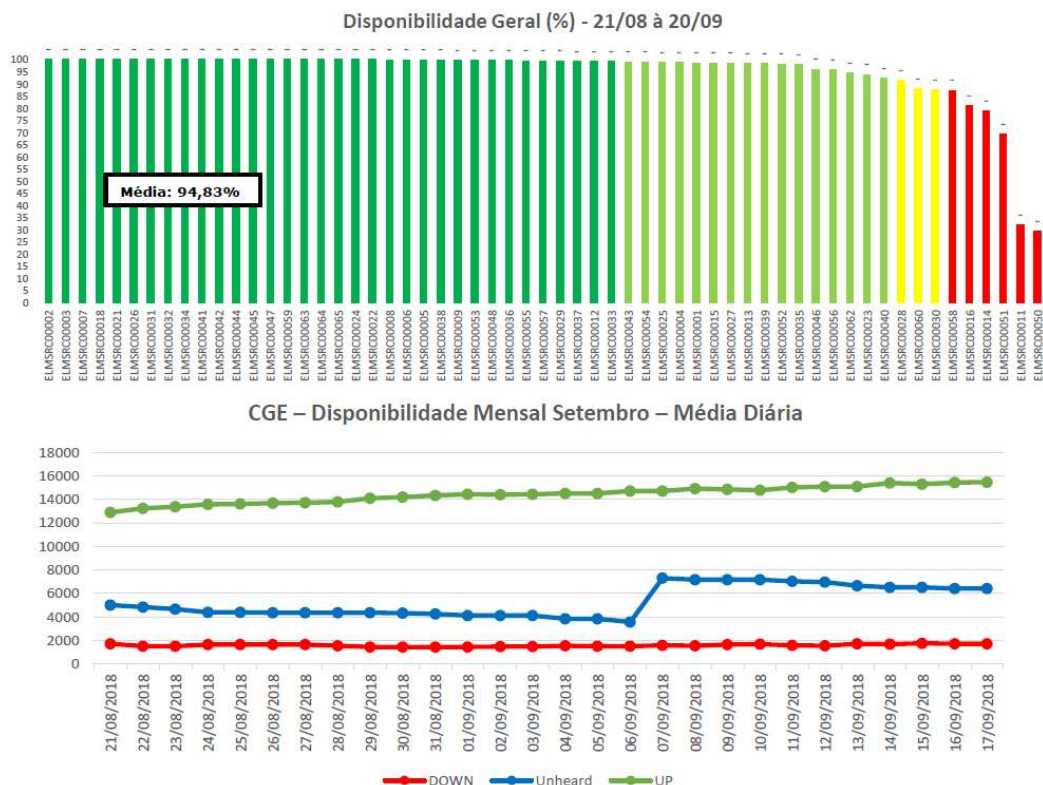


FIGURA 11 – Dados de disponibilidade dos medidores durante o período de operação assistida

Em relação à comparação de medições para avaliação de perdas no sistema elétrico, a FIGURA 12 apresenta os resultados obtidos para dois conjuntos de balanço, com a comparação entre a medição feita no conjunto com a somatória das medições feitas nos medidores associados com cada conjunto. Em ambos os casos a diferença ficou perto de 9%, valor considerado normal (sem evidência de perdas não técnicas nesses casos).

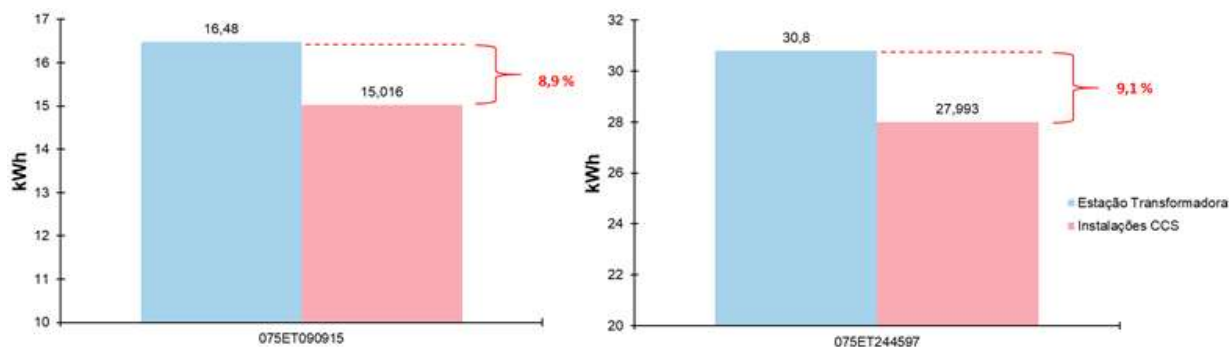
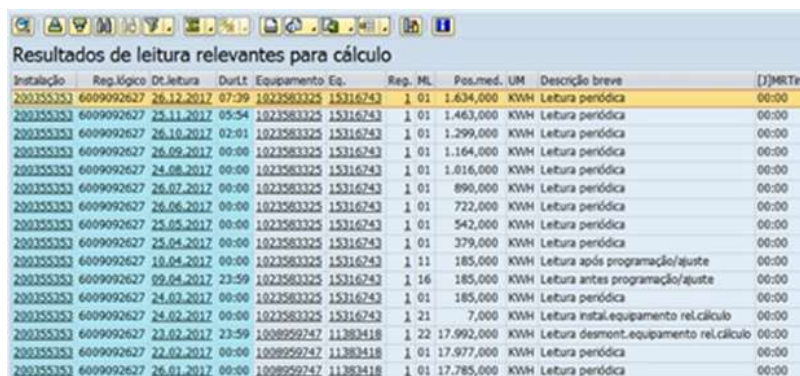


FIGURA 12: Comparação entre medições para dois conjuntos de balanço

Os dados coletados pelos medidores são enviados aos sistemas MDM e MDC, sendo disponibilizados posteriormente aos sistemas corporativos, conforme apresentado na FIGURA 13.

Nas etapas seguintes do projeto, serão avaliados os resultados das medições dos conjuntos de balanço, comparação com os valores obtidos pelos medidores inteligentes associados a cada conjunto de balanço, além da análise das perdas técnicas e não-técnicas existentes na rede em questão.



Instalação	Reg. Lógico	Dt. leitura	Dur. L	Equipamento	Eq.	Reg. ML	Pos. med.	UM	Descrição breve	[T]MRTm
200355353	6009992627	26.12.2017	07:39	1023583325	15316743	1	01	1.634,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	25.11.2017	05:54	1023583325	15316743	1	01	1.463,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	26.10.2017	02:01	1023583325	15316743	1	01	1.299,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	26.09.2017	00:00	1023583325	15316743	1	01	1.164,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	24.08.2017	00:00	1023583325	15316743	1	01	1.016,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	26.07.2017	00:00	1023583325	15316743	1	01	890,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	26.06.2017	00:00	1023583325	15316743	1	01	722,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	25.05.2017	00:00	1023583325	15316743	1	01	542,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	25.04.2017	00:00	1023583325	15316743	1	01	379,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	19.04.2017	00:00	1023583325	15316743	1	11	185,000	KWH Letura após programação/ajuste	00:00
200355353	6009992627	09.04.2017	23:59	1023583325	15316743	1	16	185,000	KWH Letura antes programação/ajuste	00:00
200355353	6009992627	24.03.2017	00:00	1023583325	15316743	1	01	185,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	24.02.2017	00:00	1023583325	15316743	1	21	7,000	KWH Letura instal.equipamento rel.cálculo	00:00
200355353	6009992627	23.02.2017	23:59	1008959247	11383418	1	22	17.992,000	KWH Letura desmont.equipamento rel.cálculo	00:00
200355353	6009992627	22.02.2017	00:00	1008959247	11383418	1	01	17.977,000	KWH Letura periódica	00:00
200355353	6009992627	26.01.2017	00:00	1008959247	11383418	1	01	17.785,000	KWH Letura periódica	00:00

FIGURA 13 – Dados de leitura de energia dos medidores apresentados nos sistemas corporativos

9.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada a infraestrutura avançada de medição desenvolvida pela distribuidora de energia ENEL SP, composta por medidores inteligentes, conjuntos de balanço de energia e infraestrutura de comunicação, aplicada em um projeto piloto na cidade de Barueri.

A instalação de aproximadamente 20.000 medidores e 492 conjuntos de balanço mostrou que a solução híbrida de comunicação (RF e PLC) é robusta e reduz os problemas de comunicação encontrados em solução com um canal de comunicação único.

Sintetizando os resultados finais do projeto, é possível observar que há uma tendência de aplicação das tecnologias desenvolvidas no projeto em regiões com elevado índice de perdas não-técnicas, pois este benefício representa cerca de 60% do benefício total anual dos conjuntos. Em determinados locais da área de concessão da ENEL SP, estimou-se obter indicadores de TIR entre 17 e 24%. Em locais com perdas não-técnicas reduzidas, considerou-se que a redução de custo operacional obtida não apresenta benefício suficiente para justificar a decisão pela adoção da tecnologia.

10.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Jung, Nam-Joon, et al. "A design of AMI protocols for two-way communication in K-AMI." 2011 11th International Conference on Control, Automation and Systems. IEEE, 2011.
- [2] Wang, Jun, and Victor CM Leung. "A survey of technical requirements and consumer application standards for IP-based smart grid AMI network." Information Networking (ICOIN), 2011 International Conference on. IEEE, 2011.
- [3] Abid, Mohamed Riduan, et al. "A wireless mesh architecture for the advanced metering infrastructure in residential smart grids." Green Technologies Conference, 2013 IEEE. IEEE, 2013.
- [4] Bonon, Edson José, et al. "Modern electricity sector and the required flexible telecommunications infrastructure." Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On. IEEE, 2013.
- [5] Mafra, Johnny, et al. "Hybrid communication module-motivations, requirements, challenges and implementations." Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES. IEEE, 2015.



XXV SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3714
GDI/08

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

11.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Marcelo Aparecido Pelegrini possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1995), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1998) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2003). Atualmente é sócio-diretor da Sinapsis Inovação em Energia, coordenador de projetos no iAPTEL - Instituto APTEL, pesquisador da Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia e colaborador do Enerq/USP. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Transmissão da Energia Elétrica, Distribuição da Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: regulação de serviços públicos, distribuição de energia elétrica, redes inteligentes, planejamento da distribuição, cooperativas de eletrificação rural e eletrificação

rural.