



PANDEMIA EVIDENCIA
AS VANTAGENS DE
UMA REDE MAIS
DIGITALIZADA

REDES INTELIGENTES E O NOVO NORMAL

Em tempos de pandemia de Covid-19, tecnologias de smart grid ganham impulso que faltava para se tornarem imprescindíveis

ANTONIO CARLOS SIL

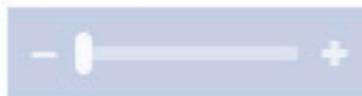
O que era experimento de P&D, hoje preserva vidas. Este poderia ser, sem exagero, um *slogan* provável para valorizar a promoção de recursos tecnológicos destinados à

implantação de redes inteligentes na distribuição de eletricidade.

Em seu planejamento, nem no mais delirante cenário, as distribuidoras iriam imaginar que seriam obrigadas a pensar duas vezes, ou

mais, antes de despachar equipes para atender ocorrências rotineiras em suas redes.

Essa não é mais uma decisão trivial. Com a pandemia de Covid-19, técnicos que estão na li-





nha de frente das operações em campo, passaram a correr risco mortal de contrair uma doença extremamente perigosa e precisam ser resguardados.

Num panorama ameaçador como esse, e sem data para acabar, nunca os investimentos em tecnologia *smart grid* – os mais antigos, feitos a custos bastante elevados – se comprovaram tão acertados como agora.

Grupos que saíram na frente na modernização de seus parques elétricos, como Neoenergia, Copel, Enel e Cemig, hoje estão em melhor condição de operar e gerir seus ativos, minimizando os riscos para seus colaboradores, porque foram capazes de enxergar adiante, mesmo sem ter a menor ideia do que o futuro reservava.

Mais do que, isso, conseguem manter a qualidade do fornecimento dentro do “padrão Aneel”, além de economizar preciosos recursos

financeiros, agora escassos ante o derretimento do consumo de energia, associado ao crescimento acelerado da inadimplência.

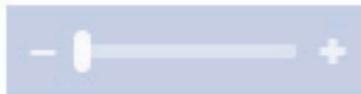
“É algo que nos ajuda muito. Automação e digitalização são fundamentais e estamos acelerando esse processo de transformação”, revela Heron Fontana, Superintendente de *Smart Grid* da Neoenergia, grupo responsável por três distribuidoras no Nordeste – Coelba (BA), Celpe (BA), Cosern (RN) - e uma no Sudeste, - Elektro (SP).

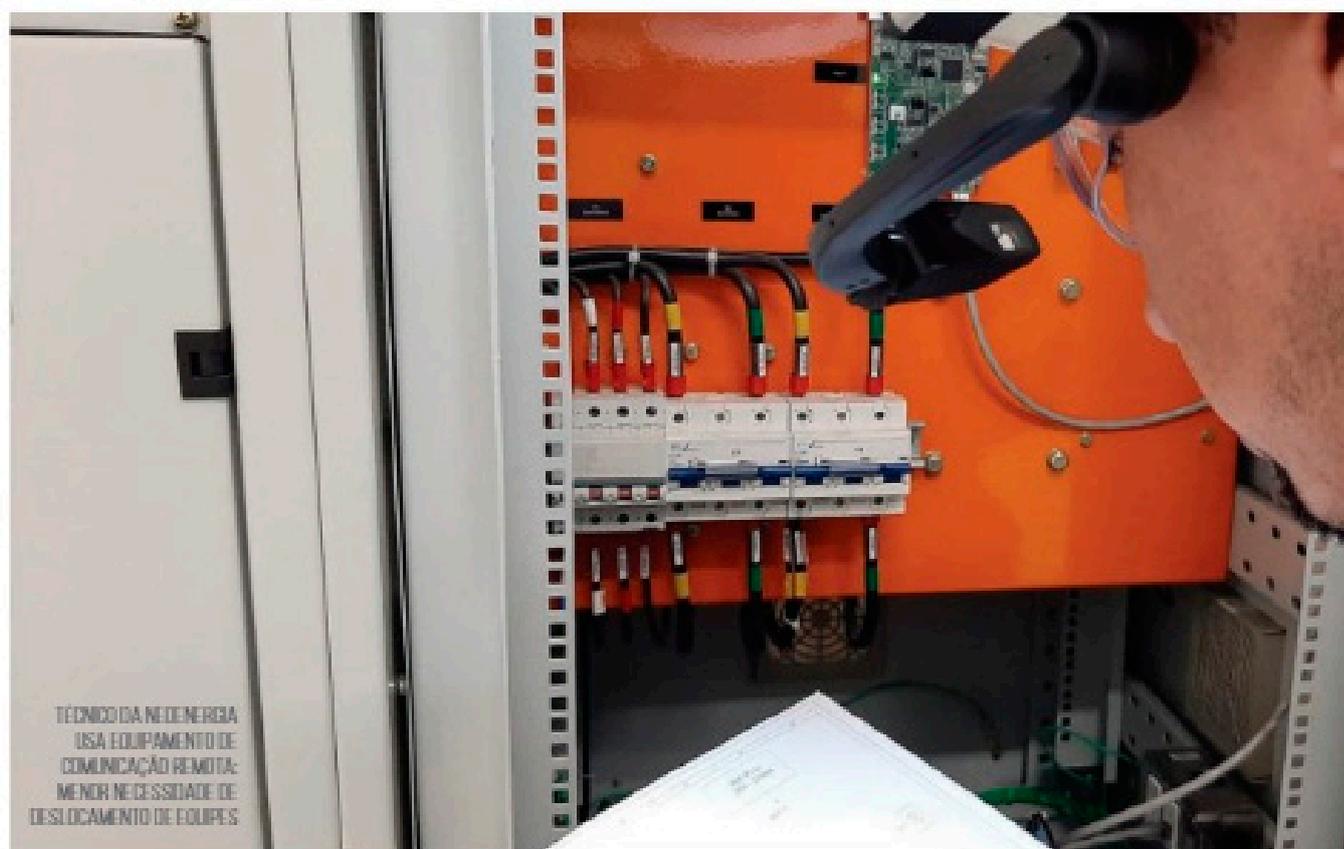
Quanto mais automatizadas as redes, menor a necessidade de movimentar pessoal. Só no último trimestre, 50 cidades receberam sistemas de reconfiguração de rede – *self healing* – que também podem ser comandados remotamente, a partir dos centros de operação das companhias. Em 2019, os investimentos em digitalização somaram R\$ 230 milhões e já há, no total, 500 sistemas de *self healing* em funcio-

namento nas quatro áreas de concessão. Na ponta consumidora, os clientes das companhias da Neoenergia dispõem de aplicativos de celular com os quais podem resolver as demandas mais críticas, sem precisar se deslocar a agências de atendimento.

Na Copel, conta Júlio Omori, Superintendente de *Smart Grid* e Projetos Especiais, um aporte de R\$ 9 milhões em medidores inteligentes no município de Ipiranga, localizado a cerca de 170 km da capital, Curitiba, permite também corte e religamento à distância.

Da experiência adquirida nessa iniciativa, a empresa prepara agora um mega projeto de 1 milhão de pontos, em que só uma das fases de implantação irá exigir desembolso de R\$ 750 milhões. Com extensas áreas rurais, a instalação de religadores monofásicos, destaca ainda Omori, está evitando trabalhosos deslocamentos de equipes. “Dispo-





sitivos como esse, para se ter uma ideia, substituem chaves convencionais cujos fusíveis precisam ser trocados dezenas de vezes ao ano. Não à toa, são chamados nos EUA de *trip saver*”, assinala.

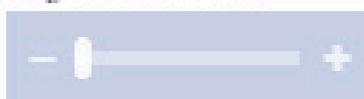
EXPANSÃO ANDA DEPENDE DE REMUNERAÇÃO ADEQUADA

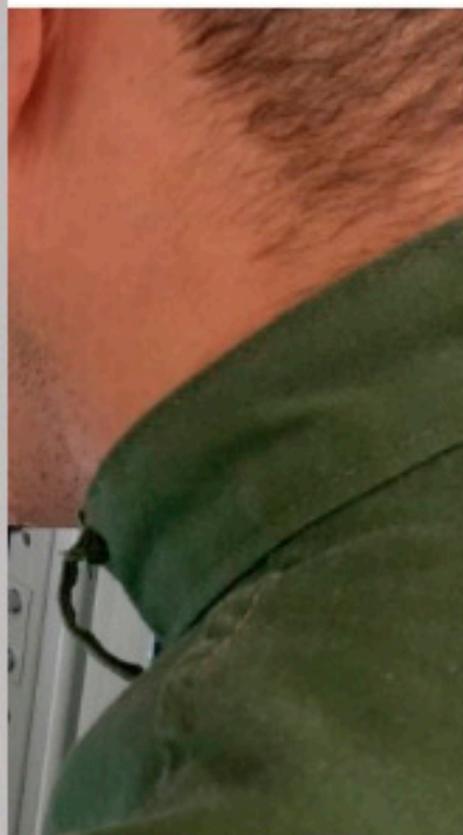
Do lado da Enel Brasil, que tem 9 milhões de clientes e atua no Ceará, Goiás, parte do Rio de Janeiro e São Paulo (capital e região metropolitana), a experiência em automação vem da Itália, sede do grupo. “No fim de 2019, nossas quatro distribuidoras de energia no Brasil contavam com 20 mil equipamentos telecomandados, um aumento de 17% em relação ao ano anterior.

O investimento apenas nestes equipamentos foi de cerca de R\$ 870 milhões”, relata Guilherme Lencastre, diretor de Infraestrutura e Redes da Enel Brasil.

Em função da pandemia do novo coronavírus, aponta o executivo, as necessidades e as vantagens da digitalização, incluindo as soluções de automação, foram evidenciadas. Quanto a partir para um programa de troca em massa de medidores inteligentes, ele acredita que isso vai depender de um contexto nacional que traga benefícios e segurança na adoção desse tipo de investimento. Em junho, a Enel SP retomou a medição presencial de consumo, com a reabertura gradual da cidade.

Enquanto isso, na área da Cemig-D, sem citar cifras, Marcos Antônio Arruda Lopes, gerente de Engenharia, Automação e Sistemas da Distribuição, diz que os investimentos em hardware e software fazem parte do Plano de Desenvolvimento da Distribuidora (PDD) para o ciclo 2018/2022 e cresceram mais de 450% em relação ao ciclo tarifário anterior de 2013 a 2017. “A Cemig-D instalou 850 transceptores-satélite em religadores selecionados a partir de uma análise do impacto no cliente, versus hora interrompida, avaliando-se o histórico dos últimos três anos”, informa. Lopes entende que o impacto da alta do dólar na aquisição de tecnologia de ponta, no entanto, é um desafio.





“Num momento como esse, de pandemia, o importante é contar com a vantagem de operar os sistemas sem que os técnicos precisem, necessariamente, estar nas unidades controladas. É viável agora tomar decisões à distância”, ressalta Marcos Madureira, presidente-executivo da Abradee. Ele pondera, no entanto, que a possibilidade de ofertar outros tipos de serviços aos clientes das companhias, via redes inteligentes - como, por exemplo, permitir um melhor gerenciamento do consumo -, vai depender da garantia de uma remuneração adequada, algo que está em discussão com o MME e com a Aneel. ■

FORNECEDORES: ALÉM DA SMART GRID

Do lado da oferta para o segmento, grandes empresas competem entre si para desenvolver tecnologias de *smart grid*, tanto em hardware como em software. CAS Tecnologia, Schneider, Eaton e Minsait são algumas das companhias que estão alavancando seus negócios a partir da demanda crescente das distribuidoras brasileiras.

“Inicialmente as concessionárias priorizaram a implementação da solução no topo da pirâmide de consumo. Nos últimos anos, diversas distribuidoras têm investido na implementação de telemetrias também em clientes de médio consumo e em consumidores da baixa tensão”, constata o gerente da brasileira CAS Tecnologia, Octávio Brasil. “Neste momento que estamos passando, mais do que investir continuamente nas redes inteligentes e na telemedicação, as distribuidoras estão focadas também em incrementar as plataformas de gestão e análise dos dados de medição, o que inclui automação de processos e inteligência artificial”, observa.

“Nós acreditamos que a automação é fundamental para fazer mais com menos recursos, independentemente da situação que estamos vivendo de pandemia e quarentena”, diz Júlio Martins, vice-presidente de Power Systems da Schneider Electric Brasil. Há uma explosão em nível mundial deste tipo de tecnologia. Segundo ele, “esse é um segmento em que se espera algum crescimento ainda este ano”.

“As distribuidoras têm, finalmente, conseguido sair de projeto de P&D para pilotos e *rollouts* de fato, com ROI [Return On Investment] comprovado”, diz Rubens Del Monte, diretor de Energia & Utilities da Minsait no Brasil, subsidiária da espanhola Indra. O executivo lembra que, olhando para a experiência europeia, a grande maioria dos *rollouts* em massa de medidores inteligentes foram iniciativas dos reguladores com o investimento reconhecido na tarifa e/ou repassado ao cliente.

Thiago Menossi, gerente de Produto da Divisão de Power Systems da Eaton, observa que no Brasil existe uma tendência a associar o conceito de *smart grid* à medição remota de energia, somente. “Os grandes avanços em transformar a rede de distribuição em uma rede mais inteligente ocorrem principalmente no controle para a redução de interrupções de energia, quando de um evento climático ou acidental de dano à rede, ou do seu rápido restabelecimento minimizando a quantidade de consumidores impactados pela interrupção no fornecimento de energia”, avalia. Especificamente ao tema medição, ele defende que ainda há a necessidade de um padrão universal para o *hardware* - tanto para o medidor como para o módulo de comunicação - e também no padrão de protocolos para essa interação do medidor com a comunicação, além de padronização do protocolo de comunicação do módulo de comunicação com o sistema de coleta de dados de medição, o MDC. “Essa padronização vai proporcionar a livre concorrência entre os diversos fabricantes de medidor, de sistemas de comunicação e software para coleta dos dados de medição”, acredita.

