Nota Técnica

UTILIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA TRANSMISSÃO DE DADOS

Rogério Diogne de Souza e Silva

Nº 95

Diset
Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais
de Inovação e Infraestrutura

Fevereiro de 2022

ipea

Governo Federal

Ministério da Economia
Ministro Paulo Guedes

ipea **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**

Fundação pública vinculada ao Ministério da Economia, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente
Carlos von Doellinger

Diretor de Desenvolvimento Institucional
Manoel Rodrigues Junior

Diretora de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia
Flávia de Holanda Schmidt

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas
José Ronaldo de Castro Souza Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais
Nilo Luiz Saccaro Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura
André Tortato Rauen

Diretora de Estudos e Políticas Sociais
Lenita Maria Turchi

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais
Ivan Tiago Machado Oliveira

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação
André Reis Diniz

Ouvidoria: http://www.ipea.gov.br/ouvidoria
URL: http://www.ipea.gov.br

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2022

EQUIPE TÉCNICA

Rogério Diogne de Souza e Silva
Pesquisador do Subprograma de Pesquisa para o Desenvolvimento Nacional (PNPD) na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura (Diset) do Ipea. *E-mail*: <rogeriodss@ieee.org>.

DOI: http://dx.doi.org/10.38116/ntdiset95

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos). Acesse: <http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério da Economia.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte.
Reproduções para fins comerciais são proibidas.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 5

2 TRANSMISSÃO DE DADOS ATRAVÉS DA REDE BÁSICA 6

3 TRANSMISSÃO DE DADOS ATRAVÉS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO 10

4 IMPACTO DA DIGITALIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO 11

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 14

REFERÊNCIAS 14

1 INTRODUÇÃO

A perspectiva para o setor elétrico envolve os chamados 3Ds – descarbonização, descentralização e digitalização. A digitalização do setor elétrico demanda diversas tecnologias aplicadas à geração, transmissão e análise de dados, bem como ao controle dos sistemas. A geração de dados consiste na coleta de dados nas diversas etapas do sistema elétrico, podendo ser desde parâmetros elétricos a informações ambientais. Para a transmissão dos dados, diferentes tipos de tecnologias podem ser utilizados, a escolha dependerá dos requisitos específicos de comunicação, como a taxa de dados, a latência, a confiabilidade, entre outras. Essas redes podem ser baseadas em comunicações com fio (cobre ou fibra óptica), sem fio (celular, *wi-fi*, *zigbee*, *bluetooth*, entre outras) ou comunicações de radiofrequência. A própria linha de energia também pode ser empregada para enviar sinais de medição e controle, a chamada portadora de linha de energia (PLC, do termo em inglês *power line comunication*). Destaca-se entre as várias tecnologias de comunicação emergentes, a quinta geração de redes celulares, a chamada 5G, que é considerada relevante para a transformação digital do setor elétrico, devido à sua capacidade de suportar muitos dispositivos conectados e baixa latência (Rosseto e Reif, 2021).

No setor de transmissão de energia elétrica, a utilização da fibra óptica através de um cabo híbrido com condutor de proteção, o cabo *optical fiber ground wire* (OPGW), foi a solução adotada para atender as necessidades de digitalização do setor há vários anos. Somente no Brasil, o cabo OPGW é utilizado com sucesso há pelo menos duas décadas, especificamente em redes aéreas de alta e extra alta tensão.

As concessionárias de distribuição de eletricidade, buscam por soluções de infraestrutura para consolidação de sua digitalização e implantação de redes inteligentes. A utilização de fibra óptica aparece como uma boa alternativa, com o exemplo positivo do OPGW na rede básica, vislumbra-se a utilização de cabos híbridos com condutor elétrico e fibra óptica, no entanto, precisa-se conciliar as características das redes primárias e secundárias de distribuição e seus diferentes níveis de tensão. O cabo híbrido apresenta-se como opção, já que ele concilia a necessidade do setor elétrico e de telecomunicações, pois as concessionárias de energia elétrica precisam avançar com a digitalização de sua rede, e as empresas de telecomunicação atender aos consumidores com soluções de telecomunicação, internet e TV.

O modelo de digitalização do setor elétrico adotado pela China baseia-se no sistema *power fiber to the home* (PFTTH), utilizando um condutor híbrido *optical fiber composite low voltage power cable* (OPLC), com uma rede elétrica e óptica desde o sistema primário de distribuição em média tensão até o usuário final em baixa tensão (Ashfaq *et al.*, 2020).

Nascimento *et al.* (2018) acreditam no desenvolvimento das redes de distribuição de energia elétrica inteligentes baseadas em fibra ópticas ao invés de redes sem fio no Brasil. Deve-se destacar o desenvolvimento do cabo híbrido *optical distribution cable* (OPDC), fruto de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) da Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), do Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPQD) e da Furukawa do Brasil, por meio do programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do projeto de desenvolvimento da Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (Embrapii).

Com a implementação da digitalização do setor elétrico, a Agência Internacional de Energia estima que a implantação aprimorada de tecnologias digitais existentes em todas as usinas e redes em nível global resultaria em uma redução anual nos custos totais dos sistemas de energia elétrica de cerca de US$ 80 bilhões. Deste total, cerca de 25% (aproximadamente US$ 20 bilhões) seriam economizados em média a cada ano em operação e manutenção (O&M), a título de comparação, apenas em 2016 foram gastos aproximadamente US$ 300 bilhões em atividades de O&M. Estima-se como resultado do aumento da eficiência da O&M a redução do desgaste físico dos ativos, tanto na geração quanto nas redes, proporcionando o aumento de vida útil, reduzindo a necessidade de novos investimentos e economizando US$ 54 bilhões adicionais por ano (IEA, 2017).

Os dados do setor elétrico podem ser amplamente classificados em quatro categorias: dados de rede, dados de mercado, dados do consumidor e dados externos. Cada uma dessas categorias se refere a um domínio diferente e geralmente é caracterizada por um nível diferente de desenvolvimento e organização, incluindo estrutura regulatória e governança relevantes.

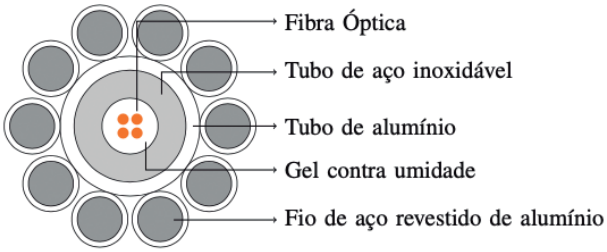
Segundo o relatório de Deloitte (Bornstein, 2019), a mesma convergência que varreu todos os setores, como varejo, mídia e manufatura, agora está chegando à energia; e os processos que sustentam a geração, a distribuição e o consumo se fundirá com a tecnologia digital e as telecomunicações. Plataformas digitais que transformaram a forma como viagens de carro e quartos extras são comprados e vendidos serão adotadas para uso nos mercados de energia.

Com intuito de caracterizar a utilização da infraestrutura dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica para transmissão de informação (dados, imagem e voz), organizou-se esta nota técnica em cinco seções. Além da presente seção com a introdução, na seção 2, aborda-se a transmissão de dados através da rede básica do setor elétrico, realizada principalmente através de cabos OPGW, uma tecnologia híbrida formada de cabo de terra e fibra óptica, tecnologia consolidada no Brasil, que atende serviços específicos das empresas do setor e possibilita a distribuição de sinal de dados, voz e internet para todas as regiões do país. Na seção 3, as tecnologias para transmissão de dados em sistemas de distribuição com ênfase em cabos *optical phase conductor* (OPPC) e a transmissão de dados em banda larga via condutor elétrico são apresentadas. Na seção 4, impactos da digitalização da infraestrutura do setor elétrico são expostos, ressaltando o comportamento de Opex e Capex, e aspectos de novos modelos de negócios para um setor elétrico digitalizado da rede básica até o consumidor final. A seção 5 encerra o texto com as considerações finais.

2 TRANSMISSÃO DE DADOS ATRAVÉS DA REDE BÁSICA

Na rede básica, especificamente através das linhas de transmissão de energia elétrica, utiliza-se uma rede óptica composta por cabos OPGW, que pode ser traduzido como fio ou condutor de aterramento óptico, que consiste em um condutor de para-raios com núcleo de fibra óptica, conforme a figura 1.

FIGURA 1
Cabo OPGW
1A – Estrutura de um cabo OPGW



1B – Exemplo (vista lateral) de um cabo OPGW

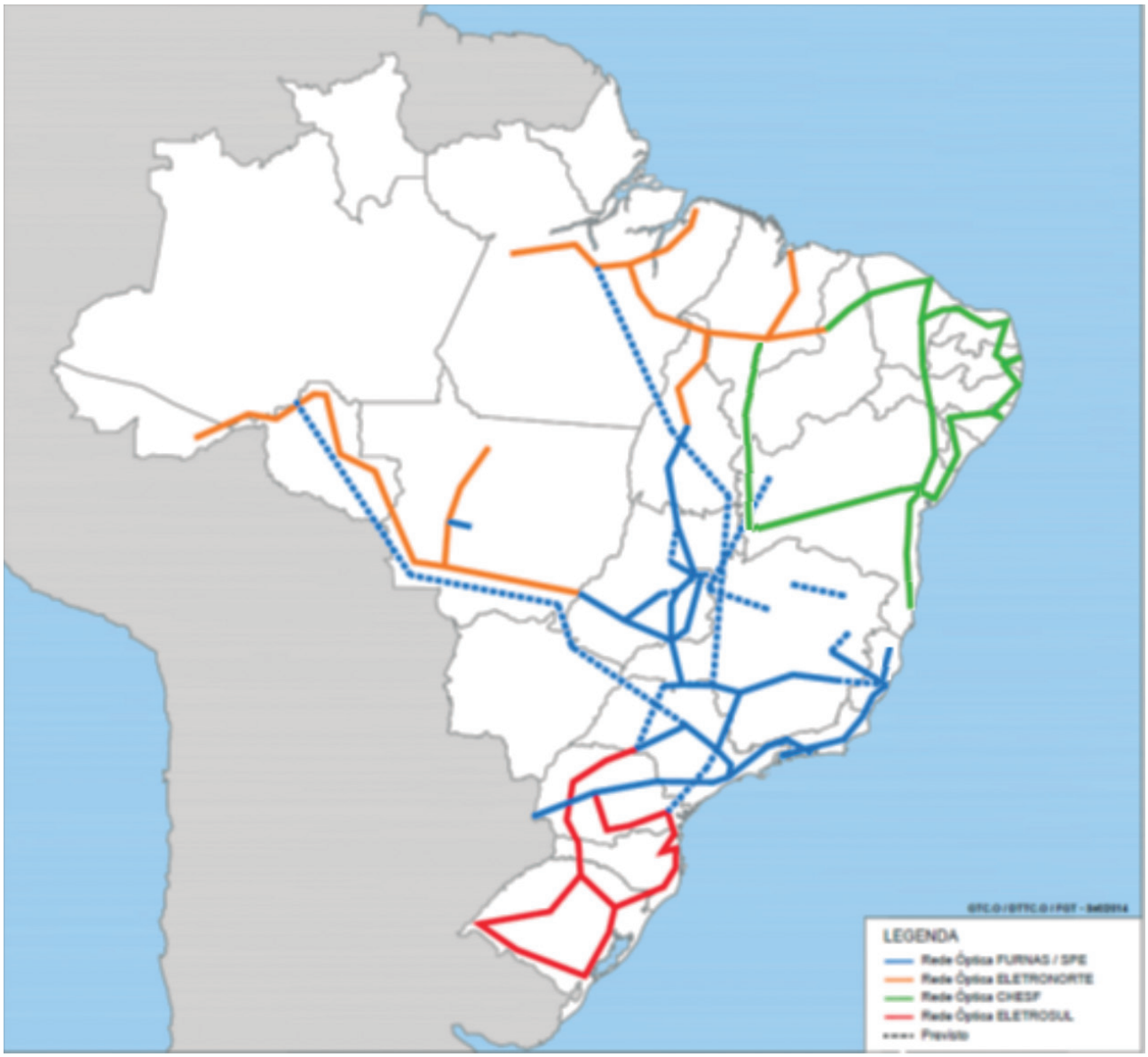
Fontes: Aragão *et al.* (2016) e Furukawa Electric Latam (2019).
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

O cabo OPGW é constituído por um núcleo dielétrico, um tubo para proteção mecânica do conjunto de fibras e uma armação do cabo formada por fios condutores. Essa armação normalmente é constituída por fios metálicos, do tipo aço aluminizado, liga de alumínio ou aço galvanizado. Como vantagens, as fibras ópticas apresentam-se imunes às interferências eletromagnéticas, às descargas atmosféricas, aos pulsos eletromagnéticos e à radio interferência, somado a isso, apresentam alta confiabilidade na transmissão de dados e na quantidade potencial de largura de banda disponível. Têm menor custo de instalação do que cabos diretamente enterrados e não serão afetadas por escavações ou outros danos. Em algumas situações, pode ser possível usar técnicas de linha viva ao instalar cabos para evitar qualquer perda de serviço. Os cabos OPGW apresentam baixa taxa de perda de dados, mesmo em longas distâncias, e são muito semelhantes em peso aos condutores-padrão, não colocando nenhuma tensão extra na torre de transmissão sob cargas de vento (Epri, 2020).

Sistemas elétricos de potência exigem o controle de informações críticas, como sinais de proteção e identificação da origem de falhas. Características indispensáveis para uma rede elétrica das dimensões do Sistema Interligado Nacional (SIN). No Brasil, a infraestrutura do SIN é coberta por cabos OPGW, compondo uma rede de comunicação para atender os serviços de geração e transmissão de energia, especificamente para transmissão de sinais de controle, proteção e comunicação, garantindo alta velocidade, seletividade e confiabilidade na operação do SIN (Antônio, 2016).

A rede OPGW brasileira soma 22.272 km e é composta por redes elétricas de empresas Eletrobras: Furnas Centrais Elétricas S/A (Furnas), com 6.666 km; Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte), com 6.570 km; Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), com 5.486 km; e Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil (Eletrosul), com 3.550 km. Pode-se observar na figura 2 o alcance da rede o Brasil (Alves, 2018).

FIGURA 2
Rede OPGW do SIN



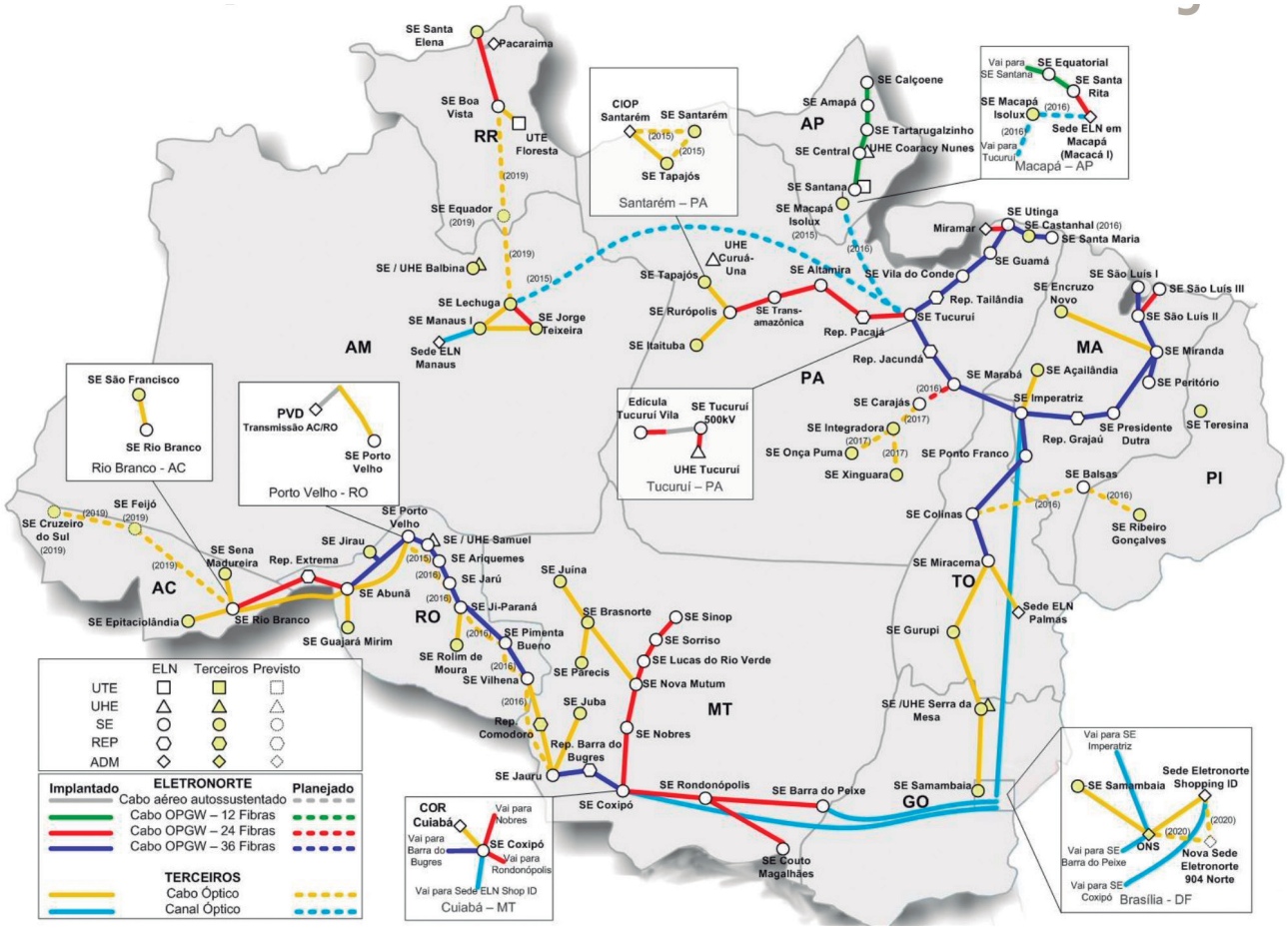
Fonte: Alves (2018).
Obs.: Figura reproduzida em baixa resolução e cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Para a transmissão dos sinais uma das tecnologias utilizadas é a *dense wavelength division multiplexing* (DWDM), multiplexação densa por divisão de comprimento de onda em português. A DWDM pode combinar dezenas de canais em uma única fibra, permitindo a transmissão diferenciada de dados, possibilitando a utilização para as aplicações técnicas do SIN, bem como distribuir serviços de telecomunicações nas regiões onde as linhas de transmissão de energia elétrica atravessam (Carvalho, 2015).

2.1 Caso rede óptica Eletronorte

A rede óptica da Eletronorte atende os estados da região Norte, além do Maranhão e do Mato Grosso, e é composta por cabos OPGW e cabos ópticos de terceiros, conforme pode ser observado a figura 3.

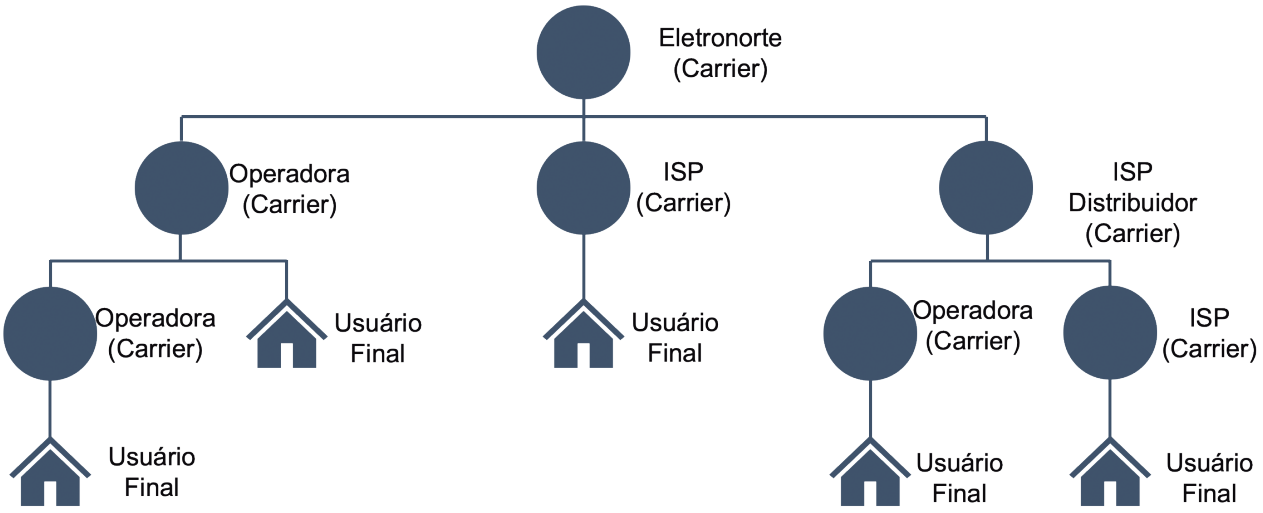
FIGURA 3
Rede óptica de telecomunicações da Eletronorte



Fonte: Antônio (2016).
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

O modelo de negócios adotado é o da indústria de telecomunicações, em que uma operadora (*carrier*) vende ou aluga capacidade da sua infraestrutura para outra operadora (*carrier*). No caso Eletronorte, os clientes externos que utilizam a infraestrutura comercializada, são operadoras de telecomunicações (*carrier*) e provedores de acesso à internet (ISP), conforme o diagrama da figura 4.

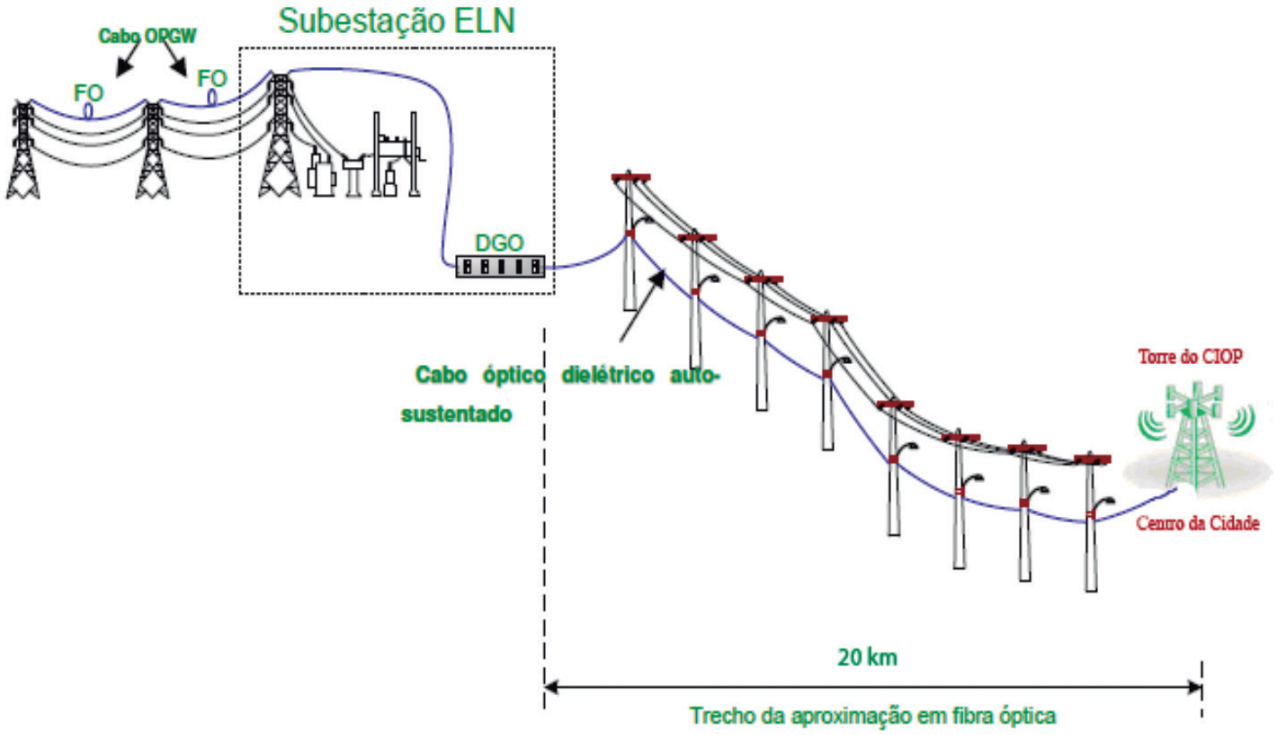
FIGURA 4
Modelo de comercialização da infraestrutura de telecomunicações da Eletronorte



Fonte: Antônio (2016).
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

A Eletronorte compartilha infraestrutura de telecomunicações para um programa de inclusão digital no estado do Pará, intitulado NavegaPará, em operação desde 2007, que visa a democratização do acesso à internet pelos órgãos do governo do estado e pela sociedade. Um dos modos de infraestrutura adotado pelo programa utiliza a rede OPGW da Eletronorte e infraestrutura própria até o cliente final. Observe a figura 5, em que a infraestrutura dos cabos OPGW e *backbone* da Eletronorte estão à 20 km do centro da cidade de Marabá, uma das cidades atendidas pelo programa (Russillo, 2009).

FIGURA 5
Compartilhamento de infraestrutura do programa NavegaPará em Marabá



Fonte: Russillo (2009).
Obs.: Figura reproduzida em baixa resolução e cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

De acordo com Russillo (2009), o custo de implantação de infraestrutura para atendimento do município de Marabá inclui uma rede de fibra ótica de 20 km, que utiliza os postes da concessionária de distribuição de eletricidade até o Centro Integrado de Operações, no centro da cidade, de onde, através de um *cluster* de rádio Wimax instalado em torre, é transmitido o sinal de internet até o cliente final. Na tabela 1, apresenta-se a descrição dos referidos custos de implantação para Marabá.

TABELA 1
Custos de implantação do NavegaPará em Marabá – Pará

Custos de implantação	R$[1]
Lançamento de 20 km de cabos ópticos	779.192,80
Instalação de clientes	145.800,00
Equipamentos	567.479,35
Total	**1.492.472,15**

Fonte: Russillo (2009).
Elaboração do autor.
Nota: [1] Ano de referência 2009. Custo de 1kbps/mês = R$ 1,14.

3 TRANSMISSÃO DE DADOS ATRAVÉS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Diversas ações e investimentos em infraestrutura para digitalização dos sistemas de distribuição de energia elétrica vem sendo realizados nos últimos anos, objetivando desde uma melhor gestão de ativos até a viabilização de redes inteligentes. Entre os componentes desta infraestrutura, destacam-se os meios de transmissão dos sinais de dados, voz e imagem, que além de atenderem o sistema de distribuição de eletricidade ainda podem ser compartilhados com empresas de telecomunicação. No Brasil, este fato pode ser exemplificado com dois casos: o da Enel São Paulo e o do conjunto de ações da Cemig.

A Enel São Paulo avalia a utilização de sistemas de comunicação à rádio frequência e PLC. O sistema PLC consiste na transmissão de dados através dos mesmos cabos de distribuição de energia elétrica. Para avaliação, a Enel São Paulo instalou aproximadamente 20 mil medidores inteligentes e 492 conjuntos de balanço de energia, e 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 (Pelegrini *et al.*, 2019).

Guimarães, Brito e Corrêa (2019) apresentam ações da Cemig em um projeto para modernização, expansão e regularização da infraestrutura de telecomunicações da distribuidora, com objetivo de adequar a infraestrutura as demandas de redes inteligentes. O sistema de telecomunicações da Cemig é híbrido composto de rede OPGW no sistema de transmissão, cabos ópticos dielétricos na rede de distribuição, e sistema de comunicação via rádios digitais à micro-ondas.

No âmbito da implementação de redes inteligentes, segundo Nascimento *et al.* (2018), a Cemig atua em projetos de P&D desde 2002, com destaque para estudos de redes ópticas, resultando no desenvolvimento de novas tecnologias para transmissão de dados em cabos de energia elétrica.

3.1 Cabos OPDC

A Cemig, em parceria com o CPQD, através de projetos do programa de P&D da Aneel, associado a fabricantes como a Furukawa do Brasil, com recursos da Embrapii, desenvolveram um cabo da classe OPPC, que significa cabos ópticos condutores que possuem projeto semelhante aos tradicionais cabos OPGW, por meio de suas fibras ópticas protegidas por tubos de aço inoxidáveis e colocadas na parte central ou reunidas em espiral do condutor/cabo. Ao contrário dos cabos OPGW que são aterrados, os cabos OPPC estão energizados, exigindo, com isso, isoladores especiais de acordo com a tensão da linha ou rede na qual serão instalados (Nascimento *et al.*, 2018).

Desses projetos, foram desenvolvidos os cabos denominados de OPDC, condutores ópticos de distribuição de energia com fibras ópticas integradas. Fabricados pela Furukawa do Brasil em dois modelos: o cabo OPDC–M, para utilização na rede primária (média tensão), é aplicado como cabo mensageiro na rede compacta; e o cabo OPDC–N, para utilização na rede secundária (baixa tensão), é aplicado como cabo de neutro (Furukawa Electric Latam, 2019).

Nascimento *et al.* (2018) estimam um aumento de 15% no custo de implantação de redes com cabos OPDC em relação ao custo médio da rede de distribuição convencional. No entanto, os autores inferem que a aplicação conjunta de fornecimento de energia elétrica e transmissão de dados em banda larga reduziria o investimento total em 30%. Os autores inferem também que a agregação da inteligência aos sistemas de gestão, operação e automação das redes de energia elétrica por meio de redes inteligentes deve ocorrer concomitante à expansão do setor de comunicações de dados em banda larga até o usuário final, pois as redes de distribuição de eletricidade têm este alcance, através de sistemas *fiber to the home* (FTTH), em tradução livre, fibra para o lar. Associando que a transformação digital das empresas de transmissão e distribuição de eletricidade pode ser vislumbrada no médio e longo prazo no Brasil por meio da expansão em larga escala do conceito das Redes sinérgicas[1] (Nascimento *et al.*, 2018).

3.2 Cabos OPLC

Semelhante aos demais cabos OPPC, no cabo OPLC a unidade óptica é trançada junto com os condutores, atendendo a funções de transmissão de energia e comunicação em um único cabo, no entanto, o cabo OPLC é usado em redes de distribuição de baixa tensão, ou seja, tensão nominal abaixo de 1kV (Ashfaq *et al.*, 2020).

O uso do cabo OPLC é a solução adotada para disseminação de redes inteligentes de energia elétrica na China. A maior operadora do sistema de energia elétrica do país, a *State Grid Corporation of China* (SGCC), iniciou em 2009

1. De acordo com Nascimento *et al.* (2018), Redes sinérgicas consistem na associação de linhas e redes de energia elétrica com redes de comunicações de dados em banda larga através de fibras ópticas, por meio do mesmo dispositivo físico, ou seja, o condutor/cabo sinérgico.

um projeto para construir um sistema de energia elétrica robusto e inteligente. A base do projeto é o conceito PFTTH, fibra de energia para o lar em português, para a construção de redes inteligentes. A rede inteligente pode ser integrada a redes de telecomunicações, redes de TV a cabo e redes de internet por meio de PFTTH. O sistema utilizará os cabos OPLC no sistema de distribuição primário em média tensão, 10 kV, até a rede secundária de baixa tensão, em 400 V atendendo as residências. O sistema de energia primário de 10 kV abrangerá subestações, transformadores, estações de comutação e pode suportar sensores e dispositivos para automação. O sistema secundário de 400 V pode suportar o carregamento de veículos elétricos e os recursos distribuídos, permitindo um fluxo bidirecional de informações (Shu-Hong *et al.*, 2011).

Segundo o relatório Epri (2020), os cabos OPLC consistem em fios isolados e uma unidade de fibra óptica para transmitir energia e dados e operar em tensões abaixo de 1kV. A tecnologia suporta conectividade de banda larga, fornecendo energia e permitindo a transmissão de sinais de emergência. A tecnologia oferece uma série de vantagens: baixo custo, fácil conexão, diâmetro reduzido, baixo peso e resistente à flexão e pressão lateral.

3.3 PLC

A PLC consiste na utilização dos condutores de energia elétrica para transmissão de dados, esta tecnologia é bastante oportuna, dado que a infraestrutura de energia elétrica já se encontra instalada e disponível para uso. Contudo, com o desenvolvimento de outras tecnologias de transmissão de dados com melhor desempenho, associado a grande complexidade envolvida no processo de transmissão de dados via rede elétrica, restringiram sua utilização, dificultando a maturidade da transmissão PLC (Pinheiro, Coelho e Corrêa, 2014; Picorone e Ribeiro, 2015).

A tecnologia PLC é dividida em duas categorias em relação a frequência de transmissão: a transmissão em banda estreita (frequência entre 3 e 490 kHz), identificada como *narrowband power line communication* (NPLC); e a transmissão em banda larga (frequência entre 2 e 50 MHZ), chamada de *broadband power line communication* (BPLC) (Pinheiro, Coelho e Corrêa, 2014).

De acordo com Singh (2016), diferentes aspectos devem nortear a regulamentação de serviços de BPLC, envolvendo as concessionárias de energia elétrica, fornecedoras de BPLC e demais empresas de telecomunicações que utilizam a infraestrutura do sistema de distribuição. Quanto à questão tecnológica, as características que possam levar a interferência em outros sinais de telecomunicações devem delimitadas. Duas formas de interferência causadas por BPLC foram identificadas, uma é a transmissão direta de rádio frequência para outros equipamentos conectados à rede elétrica. Outra possibilidade, para sinais com frequência abaixo de 30 MHz transmitidos em redes elétricas mais longas, transformam a rede em uma antena, permitindo a irradiação do sinal de rádio, com o agravante de nesta faixa de frequência as perdas de sinal são baixas, provocando interferências em sistemas mais distantes da rede elétrica.

Segundo o órgão regulador de telecomunicações e radiodifusão dos Estados Unidos, o *Federal Communications Commission* (FCC), a proximidade de equipamentos BPLC em postes pode afetar (e ser afetada por) a operação do serviço de televisão a cabo e serviço de transmissão digital de alta velocidade. Neste caso, as agências reguladoras devem definir parâmetros e características para utilização de cabos com blindagem, além de quantificar e avaliar os impactos nas transmissões de rádio amador e ondas curtas (Singh, 2016).

Legislação específica deve ser elaborada em relação à tributação e ao acesso ao compartilhamento, não apenas no que diz respeito ao acesso ao poste para a utilização da rede elétrica, mas também aos limites e às restrições entre os agentes envolvidos. As concessionárias podem negar o acesso por motivos relacionados à capacidade insuficiente, segurança, confiabilidade e outros fins de engenharia. Os reguladores devem se atentar para a possibilidade de subsídios cruzados, já que as concessionárias de energia elétrica com monopólio para fornecimento de eletricidade e potencial fornecedora de serviços de telecomunicações estão em um mercado competitivo, a fim de evitar a concorrência desleal no mercado de telecomunicações.

Dada as restrições apresentadas, a utilização da tecnologia BPLC limita-se a uma alternativa para atender regiões remotas, ou áreas densamente povoadas, cujo custo de implantação de infraestrutura específica de redes de transmissão de dados seja inviável técnica e/ou economicamente (Singh, 2016).

4 IMPACTO DA DIGITALIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO

A digitalização no setor de energia elétrica é ampla, e divide-se pelas diferentes etapas do setor elétrico, iniciando com as usinas de geração centralizada e linhas de transmissão, até os sistemas de distribuição e as redes primárias e

secundárias. Na primeira etapa, a chamada rede básica, o processo de digitalização iniciou-se há algumas décadas, alcançando maturidade. No setor de distribuição, infere-se que ainda está no início, porém, este enfrenta maiores desafios pelo comportamento dinâmico da rede em função do contato direto com a maioria dos usuários finais de eletricidade.

A demandas de digitalização do setor incluem a coleta de dados sobre o estado e o desempenho dos ativos do setor de energia, o processamento das informações por meio de plataformas de *software* e, em última instância, a alteração de atividades. Aplicados à atual estrutura e operação de sistemas de energia, os dados e componentes analíticos da digitalização podem fornecer uma série de melhorias, ajudando a reduzir custos para projetos existentes e novos em todos os tipos de geração de energia (centralizada ou distribuída), melhorando seu desempenho técnico e competitividade (IEA, 2017).

Ainda segundo o relatório da IEA (2017), a digitalização pode auxiliar a gestão da capacidade das redes de transmissão e distribuição, postergando o investimento em novas redes. A aplicação sistemática de sensores e dispositivos de internet das coisas (IoT) em redes de eletricidade possibilita que as operadoras entendam com mais precisão as condições e os fluxos de eletricidade nas linhas, permitindo-lhes expandir a capacidade de transmissão sem aumentar a infraestrutura física. Além disso, a utilização de modelos e algoritmos mais robustos, incluindo técnicas baseadas em inteligência artificial com uso intensivo de dados podem levar a previsões mais precisas da produção eólica e solar e, assim, permitir uma parcela maior de energias renováveis sem comprometer a segurança energética.

4.1 Previsão de custos de operação e investimentos em infraestrutura

Segundo Rosseto e Reif (2021), ao aumentar a observabilidade, a previsibilidade e o controle da infraestrutura elétrica, a digitalização permite uma operação mais eficiente da capacidade existente sem causar riscos adicionais para o funcionamento confiável e seguro do sistema. Qualquer ativo da cadeia de suprimentos, da geração de energia até o consumidor final, no entanto, tem grande impacto na operação dos sistemas elétricos. Operadores do sistema frequentemente enfrentam uma demanda crescente por (nova) capacidade de rede, embora não necessariamente observem qualquer aumento na quantidade total de energia elétrica que passa pela rede (Rosseto e Reif, 2021).

A coleta e a análise digital de dados podem reduzir os custos do sistema de energia elétrica ao menos de quatro formas: i) reduzindo os custos de O&M; ii) melhorando a eficiência da usina e da rede; iii) reduzindo interrupções não planejadas e tempo de inatividade; e iv) estendendo a vida útil operacional dos ativos.

A IEA (2017) estima que a economia geral com essas medidas habilitadas através da digitalização pode ser da ordem de US $ 80 bilhões por ano, em um cenário 2016-2040, ou cerca de 5% dos custos anuais totais de geração de energia elétrica com base na implantação global aprimorada de tecnologias digitais disponíveis para todos usinas de energia e infraestrutura de rede. Para o período 2016-2040, infere-se as seguintes variações do Opex: i) redução dos custos de O&M em aproximadamente US$ 20 bilhões; ii) aumento da eficiência, prevê-se aumento de 5% da produção de eletricidade por unidade de fonte primária; e iii) redução em 5% de perdas nas redes elétricas.

A digitalização pode reduzir os custos de O&M, permitindo a otimização da manutenção preditiva, resultando na redução dos custos para o proprietário de plantas e redes e, em última análise, o preço da eletricidade para os usuários finais. Globalmente, a IEA estima que os custos de O&M na geração de energia e operação de redes de eletricidade foram da ordem de US$ 300 bilhões em 2016. No período até 2040, uma redução de 5% nos custos de O&M alcançada por meio da digitalização poderia atingir uma economia para as empresas e, potencialmente, aos consumidores, uma média de próximo de US$ 20 bilhões por ano (IEA, 2017).

Na operação dos sistemas elétricos, os benefícios da digitalização se evidenciam também na possibilidade de redução da frequência de interrupções não planejadas por meio de melhor monitoramento e manutenção preditiva, bem como limitar a duração do tempo de inatividade identificando rapidamente o ponto de falha. Isso reduz custos e aumenta a resiliência e a confiabilidade do fornecimento. Falhas e interrupções na rede elétrica são onerosas, tanto para a concessionária quanto para o mercado consumidor.

Em relação ao Capex a, IEA (2017) prevê um aumento da vida útil de cinco anos para usinas de energia e redes elétricas. No longo prazo, um dos benefícios potenciais mais importantes da digitalização no setor de energia provavelmente será a possibilidade de estender a vida útil das usinas e dos componentes da rede, por meio de uma manutenção aprimorada e da redução do estresse físico dos equipamentos. A infraestrutura de fornecimento de eletricidade é geralmente de longa duração, com vida útil esperada variando de 20 ou 25 anos para turbinas eólicas e fotovoltaicas solares, de 40 a 50 anos para usinas de energia fóssil e infraestrutura de rede, e até 70 anos para ativos hidrelétricos. Se a vida útil de todos os ativos de energia no mundo fosse estendida em cinco anos, a IEA estima que cerca de

US$ 1,3 trilhão de investimento cumulativo poderia ser adiado ao longo de 2016-2040, ou cerca de 7% do investimento total do setor de energia em um cenário conservador. Em média, o investimento em usinas seria reduzido em US$ 34 bilhões por ano e em redes de transmissão e distribuição em US$ 20 bilhões por ano.

A digitalização aumentará a participação do lado da demanda nas ações da rede de distribuição, essa maior flexibilização já potencializada pela geração distribuída, permitirá a participação ativa de consumidores de todos os setores de demanda nas operações do sistema de energia elétrica. O relatório IEA (2017) indica que, em 2040, 1 bilhão de residências e 11 bilhões de aparelhos inteligentes podem participar ativamente de sistemas elétricos interconectados, permitindo-lhes alterar seu padrão de consumo de eletricidade da rede, bem como, associar a geração própria e sistemas de armazenamento. Essa resposta inteligente à demanda poderia fornecer 185 GW de flexibilidade de sistema, resultando em economia de US$ 270 bilhões em investimentos em novas infraestruturas de eletricidade que, de outra forma, seriam necessárias para garantir a segurança do fornecimento (IEA, 2017).

No entanto, a digitalização incorre alguns riscos que devem ser considerados nas fases de projeto e operação dos sistemas. Os principais riscos identificados são a segurança cibernética, a privacidade e a perturbação econômica. A digitalização pode tornar os sistemas de energia mais vulneráveis aos riscos digitais, como tempestades geomagnéticas e ataques cibernéticos. A falha na operação de sistemas digitais pode levar a grandes interrupções em sistemas interconectados no setor de energia, impactando a economia em geral. Para evitar tais situações, investimentos devem ser realizados para qualificação de mão de obra, certificação e padronização de sistemas e processos, assim como a homologação de novos equipamentos pelos órgãos reguladores. O impacto varia entre as diferentes partes do setor de energia. Os formuladores de políticas na área de energia elétrica devem participar plenamente na tomada de decisões relevantes em todo o governo sobre questões digitais (Rosseto e Reif, 2021).

4.2 Impacto no modelo tradicional de gestão de infraestrutura

Com a digitalização os proprietários, concessionários e operadores dos sistemas de distribuição serão desafiados, pois provavelmente a digitalização levará a um uso mais variável e menos previsível das redes. É provável que o aumento da implantação de geração distribuída, armazenamento distribuído, soluções inteligentes para gerenciamento de carga ativa e minirredes levará a otimização do consumo de eletricidade pelo lado da demanda, ou seja, a redução da energia consumida da rede pública. Essa redução na taxa de ocupação, que pode originar uma queda nas receitas para as concessionárias se as tarifas de rede forem baseadas principalmente na quantidade de energia elétrica que passa pela rede, pode ocorrer em um momento em que as mesmas concessionárias tenham que substituir a infraestrutura obsoleta e expandir sua capacidade para garantir que as redes possam lidar de forma adequada e confiável com todas as solicitações dos consumidores (Rosseto e Reif, 2021).

No entanto, os desafios para as concessionárias de eletricidade não estão apenas relacionados a esta possível combinação de redução de receita e aumento dos custos, mas também ao provável aumento da complexidade de garantir a operação contínua e segura de seus sistemas. Se a coordenação com os novos provedores de serviços e intermediários não for garantida, pode acontecer que os fluxos de energia dirigidos por eles produzam desequilíbrios ou congestionamentos na rede que são difíceis para os operadores do sistema prever e gerenciar. Em vez de fornecerem apenas eletricidade, podem tornar-se uma empresa com oferta mais ampla de serviços, atendendo de forma harmoniosa todas as necessidades energéticas dos seus clientes, desde a substituição de aparelhos com menor eficiência à instalação de painéis fotovoltaicos para autoconsumo.

O conceito do fornecimento da energia elétrica como serviço, que origina a sigla EaaS (*energy as a service*), deve ser considerado como modelo de negócio para os agentes do setor. No EaaS, o cliente não compra uma certa quantidade de energia elétrica, mas sim um certo nível de serviço de energia ou conforto – por exemplo, a temperatura em um quarto ou o número de quilômetros percorridos –, deixando ao fornecedor a decisão de como prestar tal serviço ou nível de conforto. Neste caso, o fornecedor pode optar por equipar o cliente com aparelhos mais eficientes ou com uma unidade de geração distribuída como um painel fotovoltaico. O fornecedor também pode decidir equipar o cliente com um sistema de gerenciamento de energia doméstica, que reúne todos os principais ativos de energia localizados nas instalações do cliente – por exemplo, bombas de calor, baterias, carregadores de veículos elétricos entre outros – e os opera de forma inteligente, com o objetivo de minimizar o custo do serviço global de energia, respeitando as condições acordadas com o cliente (Bornstein, 2019).

A implantação de medidores inteligentes, o desenvolvimento de ferramentas preditivas baseadas em inteligência artificial, a implementação de soluções de IoT e semelhantes não apenas capacitam os clientes finais, mas também oferecem oportunidades para novos participantes. As empresas capazes de lidar com a camada de dados gerada pela digitalização da infraestrutura elétrica, tanto na frente quanto atrás do medidor dos clientes finais, podem entrar no

setor sem a necessidade de investir grandes somas de dinheiro em qualquer ativo físico. Na maioria dos casos aqui mencionados, as empresas inovadoras simplesmente precisam desenvolver o *software* necessário para processar os dados relevantes e garantir uma melhor experiência do cliente (Rosseto e Reif, 2021).

Para as empresas de telecomunicações, surge uma oportunidade no cenário inteligente emergente de alavancar seus relacionamentos existentes com os clientes e seus recursos de coleta e processamento de dados. Muitos estão agrupando seus serviços móveis de banda larga e tecnologia da informação e computação em pacotes de IoT usando rede *wi-fi*, nuvem, antena e *blockchain*. A Deutsche Telekom, na Alemanha, e a Telstra, na Austrália, desenvolveram ofertas com foco em energia. A Verizon, nos Estados Unidos, desenvolveu uma plataforma de energia baseada em nuvem, o *grid wide utility solutions*. Outros, como Telia, Telefônica e Vodafone, estão ativamente pilotando e fazendo parceria nos mercados de automação residencial e medidores inteligentes (Bornstein, 2019).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como conclusões do estudo realizado, destaca-se a maturidade da utilização de cabos híbridos com condutor de energia e fibra ótica, OPGW, no sistema de transmissão brasileiro, ressaltando sua função de meio de transmissão de dados da própria rede básica, dado que sistemas elétricos de potência exigem o controle de informações críticas, como sinais de proteção e identificação da origem de falhas, necessidades indispensáveis para uma rede elétrica das dimensões do SIN. Assim como cumprir o papel de transmitir sinais de telecomunicações para todas as regiões do Brasil, com a rede OPGW brasileira somando 22.272 km, composta por redes elétricas de empresas Eletrobras.

No âmbito do setor de distribuição de eletricidade, as concessionárias de energia elétrica buscam soluções para digitalização de suas redes elétricas, ressaltando-se que as empresas de telecomunicações compartilham a infraestrutura de postes do sistema de distribuição de eletricidade para distribuição de cabos com sinais de TV, internet e telefonia, desta forma, a busca de tais soluções deve contemplar ambas as necessidades.

Foram apresentadas as soluções de utilizando cabos OPPC, especificamente OPDC e OPLC. Os cabos OPLC já são utilizados na China, enquanto o OPDC, embora esteja no mercado estudos de viabilidade, os resultados de aplicações não foram encontrados. Ressalta-se que estudos com a aplicação do cabo OPDC devam ser realizados, incluindo modelos de negócio para o compartilhamento das fibras para uso das empresas de telecomunicação, semelhante ao que ocorre a rede básica, que utiliza o modelo *carrier-carrier*, a diferença é que o compartilhamento o sistema secundário de distribuição de eletricidade atenderá o usuário final.

Os sistemas de transmissão de banda larga através da rede elétrica, BPLC, foram analisados, porém, um dos principais problemas que limitam a utilização da transmissão de dados em BPLC é a interferência em sinais de rádio e telecomunicações. Duas formas de interferência causadas por BPLC foram identificadas, uma é a transmissão direta de rádio frequência para outros equipamentos conectados à rede elétrica. Outra possibilidade, para sinais com frequência abaixo de 30 MHz transmitidos em redes elétricas mais longas, transformam a rede em uma antena, permitindo a irradiação do sinal de rádio, com o agravante de nesta faixa de frequência as perdas de sinal são baixas, provocando interferências em sistemas mais distantes da rede elétrica.

Impactos da digitalização do setor elétrico – mais especificamente o setor de distribuição de eletricidade – foram apresentados. Destacam-se dois aspectos fundamentais, o primeiro são os ganhos pela melhor gestão e operação do sistema de energia elétrica e o segundo são as iminentes mudanças o modelo de negócios das concessionárias de distribuição de eletricidade, que, em vez de fornecerem apenas eletricidade, podem tornar-se uma empresa com oferta mais ampla de serviços, atendendo de forma harmoniosa todas as necessidades energéticas dos seus clientes, desde a substituição de aparelhos com menor eficiência à instalação de painéis fotovoltaicos para autoconsumo.

Nesse sentindo, dada a quantidade de novas tecnologias e modelos de negócio, as características e os respectivos temas específicos que devem alterar as relações entre os participantes do mercado de eletricidade, sobretudo no sistema de distribuição, devem ser delimitados e as necessidades regulatórias identificadas, para atender o interesse de todos os atores do setor.

REFERÊNCIAS

ALVES, O. **Compartilhamento de infraestrutura**: caso RNP/Chesf – benefícios, oportunidades, soluções e desafios. Brasília: Chesf, 2018. Disponível em: <https://bit.ly/3zJbC0Y>.

ANTÔNIO, F. R. **Rede comercial da Eletronorte e seu modelo de prestação de serviços de telecomunicações**. Santarém: Eletrobras-Eletronorte, 2016. Disponível em: <https://bit.ly/3G7Qns3>.

ARAGÃO, B. *et al.* Sistema de comunicação utilizando cabos OPGW para monitoramento de linhas de transmissão. *In*: ENCONTRO ANUAL DO IECOM EM COMUNICAÇÕES, REDES E CRIPTOGRAFIA, 6., Fortaleza, Ceará: out. 2016. **Anais**... Fortaleza: Iecom, 2016.

ASHFAQ, A. *et al.* Comprehensive analysis of temperature and stress distribution in optical fiber composite low voltage cable using finite element method. **IEEE Access**, v. 8, dez. 2020.

BORNSTEIN, J. Energy-as-a-Service The lights are on. Is anyone home? **Deloitte.Insights**, 2019. Disponível em: <https://bit.ly/3F9sFu2>.

CARVALHO, B. **As redes de comunicações da Eletronorte e as possíveis parceiras**. Manaus: Eletrobras-Eletronorte, 2015

EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Program on Technology Innovation**: fiber optic primary power cable feasibility analysis, literature survey and analysis. Palo Alto: EPRI, 2020.

FURUKAWA ELECTRIC LATAM. Infraestrutura de comunicação para redes de energia. Curitiba: Furukawa Electric, fev. 2019. Disponível em: <https://www.furukawalatam.com>

GUIMARÃES, D. S.; BRITO, S. J.; CORRÊA, S. F. **Projeto MERIT**: modernização, expansão e regularização da infraestrutura de telecomunicações. *In*: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 25., Belo Horizonte, Minas Gerais, 2019. **Anais**... Belo Horizonte: BVR, 2019.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Digitalization**: making energy systems more connected, efficient, resilient and sustainable. Paris: IEA, 2017. Disponível em: <https://bit.ly/31zx0ZJ>.

NASCIMENTO, C. A. M. *et al.* A transformação cultural e digital por meio das redes sinérgicas. *In*: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 23., Fortaleza, Ceará, nov. 2018. **Anais**... Fortaleza: Instituto EDP, 2018.

PELEGRINI, M. A. *et al.* Desenvolvimento e implantação de infraestrutura de smart metering: a experiência da Enel. *In*: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 25., Belo Horizonte, Minas Gerais, 2019. **Anais**... Belo Horizonte: BVR, 2019.

PICORONE, A. A. M.; RIBEIRO, M. V. Levantamento das características das redes de energia elétrica para o uso de sistemas *power line* communication: survey PLC. *In*: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 23., Foz do Iguaçu, Paraná, 2015. **Anais**... Foz do Iguaçu: Cigré-Brasil, 2015.

PINHEIRO, A. P.; COELHO, J. C.; CORRÊA, F. A. Transmissão de dados usando a rede elétrica no contexto de redes smart grids e micro redes. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 20., Belo Horizonte, Minas Gerais. **Anais**... Belo Horizonte: SBA, 2014.

ROSSETO, N.; REIF, V. Digitalization of the electricity infrastructure: a key enabler for the decarbonization and decentralization of the power sector. Fiesole: EUI, abr. 2021.

RUSSILLO, D. **Estudo de viabilidade econômica para redes de acesso banda larga em cenários amazônicos**: um estudo de caso baseado no custo do bit aplicado ao programa NavegaPará. 2009. 86 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2009.

SHU-HONG, X. *et al.* Study of the power fiber to the home technologies based on the OPLC Cable. *In*: INTERNATIONAL WIRE & CABLE SYMPOSIUM, 60., Charlotte, North Carolina, 2011. **Anais**... Charlotte: IWCS, 2011.

SINGH, S. **Broadband over power lines a white paper**. New Jersey: Division of the Ratepayer Advocate, out. 2016. Disponível em: <https://bit.ly/3n5XFoD>.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Chefe do Editorial
Reginaldo da Silva Domingos

Assistentes da Chefia
Rafael Augusto Ferreira Cardoso
Samuel Elias de Souza

Supervisão
Camilla de Miranda Mariath Gomes
Everson da Silva Moura

Editoração
Aeromilson Trajano de Mesquita
Anderson Silva Reis
Cristiano Ferreira de Araújo
Danilo Leite de Macedo Tavares
Leonardo Hideki Higa

The manuscripts in languages other than Portuguese published herein have not been proofread.

Livraria Ipea
SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES, Térreo
70076-900 – Brasília – DF
Tel.: (61) 2026-5336
Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Composto em linux libertine 10/13 (texto)
Ubuntu bold (títulos, gráficos e tabelas)
Brasília-DF

Logotipo/slogan de governo removido em observancia ao disposto no art. 40 da Lei n 9.504/1997

Missão do Ipea
Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.

ipea Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA