

Transmissão: Caminhos da Energia

O segmento de transmissão é estratégico e condicionante para o desenvolvimento nacional. Neste fascículo, teremos como mentor o Eng. Eletricista Rogério Pereira de Camargo, que é atualmente uma referência nacional no tema. Com MBA em Gestão de Negócios pelo IBMEC, Pós-Graduação em Eng. de Manutenção pela UFRJ, Admin. pela FAAP, cursando Pós-graduação Master em ESG e Gestão Estratégica da Sustentabilidade pela FIA Business School, Rogério Camargo atua desde 1994 como Gestor e Diretor Técnico na implantação e operação e manutenção de projetos de transmissão para investidores nacionais e internacionais.



Capítulo 2

O Sistema Interligado no Brasil: principais características

Por Rogério Pereira de Camargo, Bruno de Mello Laurindo¹, Paulo Barbosa².

O SIN (Sistema Interligado Nacional) brasileiro é um dos mais complexos e abrangentes do mundo, conectando diferentes regiões do país e garantindo um suprimento de energia eficiente, econômico e de alta segurança operativa. A interligação dos subsistemas visa a otimização dos recursos energéticos e a confiabilidade da operação, permitindo assim o compartilhamento de excedentes entre regiões e contribuindo para a segurança elétrica do país. Este artigo apresenta os princípios da transmissão, a história da interligação do sistema, os desafios da inserção das fontes renováveis e os mecanismos de proteção contra grandes blecautes.

O segmento de transmissão de energia no Brasil é estruturado para garantir a transferência eficiente de eletricidade entre os centros geradores e os consumidores. O nosso sistema de transmissão, chamado de rede básica para níveis de tensão acima de 230 kV, é caracterizado por um sistema de alta tensão, que reduz perdas e melhora a confiabilidade da rede. A regulamentação desse setor é realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que coordenam a operação e a expansão da rede, com apoio dos estudos de planejamento da EPE-Empresa de Pesquisa Energética, do Ministério de Minas e Energia.

Ele desempenha um papel essencial na confiabilidade e eficiência do fornecimento elétrico, conectando as diversas fontes de geração aos centros de consumo por meio de uma extensa malha de linhas de alta e extra-alta tensão. Esse segmento é fundamental para garantir que a energia gerada em regiões distantes dos grandes centros urbanos, como as usinas hidrelétricas na Amazônia ou os complexos eólicos no Nordeste, possa ser transportada de forma

segura e econômica para os consumidores industriais, comerciais e residenciais.

A transmissão em alta tensão é uma estratégia adotada para minimizar as perdas elétricas durante o transporte da eletricidade. Como as perdas elétricas (ΔP) são proporcionais ao quadrado da corrente ($\Delta P = I^2 R$), o aumento da tensão reduz a corrente necessária para transferir a mesma potência, diminuindo significativamente as perdas resistivas nas linhas. Dessa forma, a infraestrutura de transmissão é projetada para operar em níveis de tensão que podem variar de 69 kV a 800 kV (lembrando que acima de 230 kV, chamamos de Rede Básica) em corrente alternada (HVAC), do inglês, "High Voltage Alternating Current" e até 600 kV ou 800 kV em corrente contínua (HVDC), do inglês "High Voltage Direct Current", dependendo das necessidades operacionais e outras condições como da distância a ser transmitida e da capacidade de transmissão da linha. As tensões mais altas são utilizadas para reduzir perdas em transmissões de longa distância, enquanto níveis menores atendem distribuição regional.

A TECNOLOGIA HVDC NO BRASIL, BENEFÍCIOS E AS GRANDES INTERLIÇÕES

A interligação do sistema elétrico brasileiro começou a ser desenvolvida na década de 60, com o objetivo de integrar regiões com diferentes potencialidades energéticas. O modelo consolidou-se na década de 90, com a criação do SIN, permitindo uma gestão centralizada e otimizada dos recursos elétricos do país. A interligação entre as diferentes regiões do Brasil permite a otimização

do despacho energético, aproveitando ao máximo a diversidade de fontes do país. Regiões com maior potencial hidráulico podem fornecer energia para aquelas com maior demanda, equilibrando o suprimento nacional. Entre os principais projetos de interligação regional estão os sistemas Norte-Sul, Leste-Oeste e as conexões entre o Sudeste e o Nordeste.

Esses sistemas são essenciais para a estabilidade e segurança do SIN. Vale salientar que um dos marcos da transmissão no Brasil foi a interligação entre os subsistemas Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte, permitindo um melhor aproveitamento da diversidade hidrológica e sazonal das diferentes bacias hidrográficas: Esse modelo permite o intercâmbio de energia entre regiões que, em determinados períodos do ano, possuem excedentes de geração e outras que enfrentam déficits, otimizando o uso dos recursos energéticos disponíveis.

O Brasil possui importantes interligações HVDC, incluindo as linhas em 600 kV de Itaipu e Madeira, além da interligação em 800 kV de Belo Monte. Esta tecnologia em corrente contínua tem se mostrado essencial para a transmissão eficiente de energia elétrica em longas distâncias no Brasil. Esse sistema apresenta vantagens significativas em relação às linhas de transmissão convencionais em corrente alternada, especialmente para interligações de milhares de quilômetros, como é o caso das usinas hidrelétricas situadas na Região Norte e Centro-Oeste, distantes dos principais centros consumidores no Sudeste e Sul. A escolha pela tecnologia HVDC se justifica por diversos fatores técnicos e econômicos, e um dos principais benefícios é a redução significativa das perdas elétricas, pois em corrente contínua não há perdas associadas ao efeito capacitivo e indutivo das linhas de transmissão, que são comuns em sistemas HVAC.

Além disso, as linhas HVDC permitem um maior controle do fluxo de potência, melhorando a estabilidade do sistema e possibilitando um despacho energético mais eficiente. Outro aspecto importante é que os sistemas HVDC reduzem a necessidade de novas infraestruturas de linhas, pois conseguem transmitir grandes blocos de energia por meio de um menor número de circuitos. Isso contribui para minimizar impactos ambientais e reduzir os custos relacionados a desapropriações e licenciamento ambiental, fatores sempre críticos na expansão da malha de transmissão no Brasil.

Trazendo algumas questões sobre as grandes interligações HVDC, o Brasil possui alguns dos maiores projetos HVDC do mundo, projetados para escoar a energia gerada por grandes usinas hidrelétricas para os centros consumidores. Entre os principais projetos, destacam-se:

- Itaipu – 600 kV HVDC: inaugurada na década de 80, essa interligação foi pioneira no uso da tecnologia HVDC no Brasil. Como a usina binacional Itaipu gera parte de sua energia em frequência de 50 Hz (para abastecer o Paraguai) e parte em 60 Hz (para o Brasil), a

conversão para HVDC foi uma solução eficiente para viabilizar o transporte da energia para o sistema brasileiro sem conflitos de sincronismo;

- Madeira – 600 kV HVDC construída para integrar as usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau (localizadas no rio Madeira, em Rondônia) ao SIN. Esse sistema utiliza duas linhas HVDC em 600 kV para transportar a energia gerada até o Sudeste, reduzindo as perdas na transmissão ao longo dos mais de 2.300 km de distância entre as usinas e os centros consumidores;
- Belo Monte – 800 kV HVDC: o sistema HVDC de Belo Monte foi implementado para escoar a energia gerada pela maior usina 100% brasileira, localizada no rio Xingu, no Pará. O sistema de transmissão foi projetado para enviar a energia gerada para o Sudeste, utilizando duas linhas em 800 kV e um sistema conversor de última geração para garantir maior eficiência na operação.

Com a crescente inserção de energias renováveis intermitentes, como solar e eólica, o uso da tecnologia HVDC pode ganhar ainda mais espaço. Novos projetos de transmissão em ultra-alta tensão (UHVDC), acima de 800 kV, são estudados para otimizar o escoamento de energia em grandes distâncias e aumentar a resiliência do SIN. Além disso, as interligações HVDC submarinas, como as utilizadas para conectar parques eólicos offshore em outros países, podem futuramente ser aplicadas no Brasil para viabilizar novos empreendimentos em alto-mar. Diante desse cenário, a tecnologia HVDC continuará desempenhando um papel estratégico no planejamento do setor elétrico nacional, garantindo que a matriz energética brasileira permaneça sustentável, segura e economicamente viável.



OS GRANDES BLECAUTES NO SIN E A ESTRATÉGIA DO ERAC

O Brasil possui uma das maiores redes de transmissão do mundo, com mais de 180 mil quilômetros de linhas interligando diferentes regiões. O crescimento contínuo dessa infraestrutura é essencial para acomodar o avanço das fontes renováveis, como solar e eólica, que exigem novos corredores de escoamento devido à sua localização geográfica e intermitência. A expansão da rede busca também aumentar a resiliência do SIN, reduzindo vulnerabilidades a blecautes e melhorando a resposta a oscilações de carga e falhas.

Apesar de sua robustez, o SIN já enfrentou diversos blecautes de grande escala, resultado de falhas técnicas, eventos climáticos extremos ou instabilidades sistêmicas. Alguns dos apagões mais notáveis na história do Brasil incluem:

- Apagão de 1999: Uma falha na transmissão de energia entre Itaipu e São Paulo causou um blecaute que afetou grande parte do país, deixando cerca de 97 milhões de pessoas sem energia. O evento foi um marco para a modernização dos sistemas de proteção da rede;
- Apagão de 2009: Uma combinação de descargas atmosféricas e falhas técnicas interrompeu a transmissão de Itaipu, deixando mais de 60 milhões de brasileiros sem luz. Esse evento reforçou a necessidade de aprimorar a resiliência da rede e os mecanismos de resposta rápida;
- Apagão de 2018: Uma falha na transmissão da linha de 800 kV entre as hidrelétricas de Belo Monte e Xingu provocou um colapso parcial do sistema, afetando as regiões Norte e Nordeste. A demora na recomposição evidenciou desafios na integração de novas grandes usinas ao SIN;
- Apagão de 2023: Um novo episódio de desligamento em cascata afetou 25 estados brasileiros e o Distrito Federal em 15/08/2023, mostrando a importância da redundância e de protocolos mais eficientes para evitar colapsos sistêmicos.

Esses eventos demonstram que, embora o SIN seja projetado para operar com alta confiabilidade, ele ainda enfrenta desafios na rápida detecção e contenção de falhas sistêmicas, especialmente diante do aumento da complexidade da matriz elétrica brasileira.

E já que entramos nessa seara de blecautes e grandes colapsos, vale destacar a Estratégia de Resiliência da Operação em Cenários de Alta Complexidade. E foi neste sentido que, para minimizar os impactos

de grandes blecautes e aumentar a robustez da operação do SIN, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) do SIN, desenvolveu o conceito do ERAC, cuja sigla significa Esquema Regional de Alívio de Carga, que é um sistema especial de proteção específico para o corte de carga por meio de subfrequência do sistema a valores preestabelecidos.

O ERAC efetua o corte automático de cargas por meio de atuadores, como relés. Quando é detectada uma taxa de variação de frequência no tempo ($\Delta f/\Delta t$), desligam-se, cargas previamente estabelecidas como mecanismo de proteção, visando a busca de novo patamar de estabilidade da rede.

O SIN é constituído por quatro subsistemas, que incluem o Sul, o Sudeste/Centro-Oeste, o Nordeste e o Norte, sendo esses subsistemas são interconectados por meio da malha de transmissão, assim propiciando a transferência de energia entre subsistemas, o que permite a obtenção de ganhos sinérgicos, apoiada na otimização integrada dos recursos e demandas do SIN. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

O ONS disponibiliza um mapa dinâmico do SIN (<https://sig.ons.org.br/app/sinmaps/>). Nele é possível visualizar as linhas de transmissão, Usinas, Subestações demais informações do SIN.

No entanto, caso ocorra alguma falha e/ou perda de um grande bloco gerador de energia no SIN, proporcionando um desbalanço entre a geração e a carga, a frequência do sistema irá reduzir, em valores abaixo da frequência padrão de 60 Hz. Para evitar isso, o ERAC atua por cada subsistema e/ou região, desligando cargas pontuais e evitando que o sistema entre em colapso.

Cada região e/ou subsistema possui um percentual de corte preestabelecido para cada estágio. Para a região Sudeste, como exemplo, temos os seguintes estágios, conforme mostra o quadro adiante.

Assim, de acordo com o quadro, 7% da carga é cortada quando a frequência atinge o 1º estágio. Se, por acaso, o valor da frequência continue caindo e atingir o 2º estágio, é previsto um corte de mais 7% da carga e assim por diante. Caso comece afetar outros subsistemas, ele será acionado e as cargas serão cortadas.

O ONS disponibiliza um Manual de Procedimentos de Operação, Módulo 10 – Submódulo 10.21, sobre o Gerenciamento de carga por atuação do ERAC que mostra os percentuais de cada região ou área. Para ter acesso aos demais procedimentos de rede vigentes, basta acessar a página do ONS.



ERAC - Sudeste e Centro-Oeste				
ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Frequência Absoluta)	CORTE DE CARGA (%)
			INSTANTÂNEO	
SE/CO	Distribuidoras e Consumidores Livres das Regiões Sudeste e Centro-Oeste	1º	58,50	7
		2º	58,20	7
		3º	57,90	7
		4º	57,70	7
		5º	57,50	7

Fonte: Análise do desempenho do ERAC, 2023, www.ons.org.br



BR-POWER

Transformador a Seco Média Tensão

BRVAL

TRANSFORMADORES

A confiabilidade que você precisa
para o seu projeto, está na **BRVAL**.

✉ vendas@brval.com.br

🌐 [brvalelectrical](#)

🌐 [www.brval.com.br](#)

☎ 21 97105-6853

☎ 11 5199-0141

☎ 21 3812-3100

Conheça nossos
produtos



BRVAL

Um exemplo interessante da atuação do ERAC foi o que ocorreu no dia 21/03/2018, na subestação Xingu. Um disjuntor atuou indevidamente e resultou no bloqueio do bipolo 1 do elo de transmissão em corrente contínua da subestação Xingu, que escoava a geração da UHE Belo Monte, assim houve um corte no fornecimento de energia. Com isso, houve uma atuação do ERAC na região Sul e Sudeste/Centro-Oeste cortando 3.665 MW de carga. Isso representa 5% da carga total do momento. O valor de corte de 5% é referente ao documento de vigência anterior ao de 21/04/2020. A figura do gráfico a seguir mostra que a frequência chegou a 58,44 Hz, acionando o primeiro estágio do ERAC.



Fonte: Análise do desempenho do ERAC, 2023, www.ons.org.br

Com isso, percebam que o ERAC é muito mais do que somente um sistema de alívio de carga, como a sigla sugere. E com a implementação do ERAC, o ONS e as concessionárias de transmissão buscam tornar o SIN mais resiliente a eventos extremos, reduzindo o impacto de apagões e garantindo um fornecimento mais confiável de energia elétrica para o país.

Portanto, o avanço contínuo da infraestrutura de transmissão e das estratégias de resiliência é fundamental para manter o SIN estável diante de desafios com o crescimento das energias renováveis e o risco de blecautes sistêmicos. A integração de novas tecnologias de monitoramento e resposta rápida, somada ao planejamento de novas interligações estratégicas, permitirá ao Brasil continuar expandindo sua matriz elétrica sem comprometer a segurança e a confiabilidade do sistema.

ASPECTOS REGULATÓRIOS NO SETOR DE TRANSMISSÃO NO BRASIL

Trazendo um pouco o tema dos aspectos regulatórios, a ANEEL tem um papel central na regulação do setor de transmissão, estabelecendo normas, promovendo leilões para novas concessões e garantindo que as empresas concessionárias cumpram padrões de qualidade e confiabilidade. Já o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pelo planejamento e operação da rede, coordenando o despacho da geração de acordo com critérios técnicos e econômicos para assegurar o equilíbrio entre oferta e demanda.

O setor de transmissão de energia elétrica no Brasil opera sob um modelo regulado, no qual as concessões para a construção e operação das instalações são definidas por meio de leilões promovidos pela ANEEL. Esses leilões são fundamentais para garantir a expansão da rede de forma eficiente e competitiva, atraindo investimentos privados para o setor. As concessionárias vencedoras desses certames assumem o compromisso de construir e operar as infraestruturas de transmissão dentro dos prazos e padrões de qualidade estabelecidos nos contratos. Em capítulos futuros teremos a oportunidade de destacar com maiores detalhes dos leilões de transmissão no Brasil.

De grande importância nesse contexto é o modelo de receita da transmissão no Brasil, o qual é baseado no conceito de Receita Anual Permitida (RAP), definida pela ANEEL para cada empreendimento de transmissão. A RAP garante que as empresas sejam remuneradas pela disponibilidade da infraestrutura, independentemente do volume de energia transportado, o que incentiva a manutenção da confiabilidade do sistema. Essa remuneração pode ser ajustada periodicamente, considerando fatores como reajustes inflacionários, revisões tarifárias e cumprimento de indicadores de desempenho. Além da regulação promovida pela ANEEL, o ONS desempenha um papel crítico na gestão da operação do SIN. Ele coordena o despacho da geração de energia, definindo quais usinas devem ser acionadas em cada momento para garantir o equilíbrio entre oferta e demanda ao menor custo possível.

O ONS também é responsável pelo planejamento da operação da rede, avaliando cenários de curto, médio e longo prazo para mitigar riscos de sobrecarga e instabilidade. Para isso, realiza estudos que levam em conta fatores como: Crescimento da demanda elétrica no país, Capacidade de geração e transmissão disponível, Integração de novas fontes de energia, como solar e eólica, e os impactos climáticos que possam afetar o suprimento energético.

Nos últimos anos, o setor de transmissão tem enfrentado desafios regulatórios significativos, principalmente relacionados à integração de novas fontes renováveis e à necessidade de modernização da rede. O crescimento acelerado da geração solar e eólica impôs a necessidade de adaptações regulatórias para garantir que o sistema de transmissão consiga lidar com a intermitência dessas fontes e evitar problemas como congestionamentos e curtailment (desligamento forçado de usinas por falta de capacidade de escoamento da energia gerada). Outro desafio é o desenvolvimento de novas infraestruturas de transmissão em regiões remotas, como a conexão de grandes complexos solares no Nordeste e parques eólicos no Sul e Norte. Isso exige um planejamento criterioso para garantir a viabilidade técnica e econômica dos projetos, além de superar dificuldades relacionadas a licenciamento ambiental, desapropriação de

terras e obtenção de financiamentos.

Neste cenário, sob as perspectivas para a regulação do setor, a evolução do arcabouço regulatório se torna essencial para manter o setor de transmissão eficiente e sustentável. Algumas tendências que devem moldar a regulação do setor nos próximos anos incluem:

- Aprimoramento dos critérios de expansão da rede, com novas metodologias para calcular a necessidade de investimentos e evitar gargalos de transmissão;
- Uso crescente de tecnologias digitais na operação do sistema, como redes inteligentes (smart grids) e monitoramento remoto para aumentar a confiabilidade e a eficiência da transmissão;
- Revisão das regras de alocação de custos e remuneração dos agentes, considerando o impacto das novas fontes renováveis e das interligações de longa distância;
- Desenvolvimento de novos modelos de contratação e financiamento de projetos de transmissão, ampliando a participação de investidores privados e fomentando parcerias público-privadas (PPPs).

Dessa forma, a regulação do setor de transmissão continuará desempenhando um papel crucial para garantir que a infraestrutura elétrica do Brasil acompanhe o crescimento da demanda e a transição energética, mantendo a segurança e a qualidade do suprimento de energia para consumidores de todo o país.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A evolução do setor de transmissão também passa por desafios tecnológicos e regulatórios. A integração de novas tecnologias, como digitalização da rede, uso de sensores IoT (Internet das Coisas) para monitoramento de ativos e linhas UHVDC, busca aprimorar a segurança e eficiência da transmissão. Além disso, o crescimento da geração distribuída e dos sistemas de armazenamento de energia traz novas complexidades ao gerenciamento do sistema, exigindo maior flexibilidade e modernização da infraestrutura existente. Tais necessidades também se evidenciam diante de eventos climáticos extremos, como ondas de calor prolongadas ou tempestades e ventos de grande severidade que podem impactar o sistema de transmissão, exigindo recomposição em curto período de tempo.

Esse panorama demonstra que o segmento de transmissão é um dos pilares da segurança energética nacional, sendo essencial para garantir um fornecimento estável e eficiente de eletricidade, enquanto continua a se adaptar às mudanças tecnológicas e às novas demandas do setor elétrico.

Acompanhem os próximos capítulos com diversos outros temas sobre o setor de transmissão. Até a próxima!

1 Bruno de Mello Laurindo é Engenheiro Eletricista formado pela UFRJ com Mestrado em Engenharia Elétrica pela UFF e MBA em Gestão de Negócios pela USP em andamento. Experiência consolidada no setor de transmissão de energia há 8 anos, atuando atualmente na Coordenação de Engenharia e Operação & Manutenção (O&M).

2 Paulo Barbosa é Professor Titular pela UNICAMP desde 2002, e atualmente é Pesquisador Visitante Convidado do CEPETRO- Centro de Estudos de Energia e Petróleo da UNICAMP, com pesquisas sobre Transição Energética e Sistemas Elétricos de Potência.

Linha Ecobox

Proteção contra surtos
com tecnologia confiável
e certificada.



**SEGURANÇA E EFICIÊNCIA
PARA SEU QUADRO
DE DISTRIBUIÇÃO!**

Conformidade com ABNT 5410/2004,
IEC 61643-1 e DIN VDE 0675.

DISPONÍVEL NAS VERSÕES

**MONOPOLAR, BIPOLAR,
TRIPOLAR E TETRAPOLAR.**