

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS
EXPLORANDO MICROSUBESTAÇÕES PARA REGIÕES ISOLADAS
PRÓXIMAS A LINHAS DE TRANSMISSÃO

Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira (EPE)
Lucas Simões de Oliveira (EPE)
Michele Almeida de Souza (EPE)
Rafael Theodoro Alves e Mello (EPE)
Tiago Santos Guimarães (Siemens Energy)
Leandro Henrique Oliveira (Trench)

RESUMO

No Brasil, sistemas isolados: em áreas remotas, longe da Rede Básica e com baixa demanda, não são conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e dependem de usinas térmicas a diesel para suprimento elétrico. Os altos custos desse suprimento são cobertos pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) [1], que reembolsa gastos com combustível, geração, tributos e apoia projetos para modernizar a oferta elétrica. Este artigo apresenta uma tecnologia candidata para interligar regiões isoladas com pequenas demandas por meio de Transformadores de Potencial com Aplicação de Potência (TPAP) em derivações nas linhas de transmissão próximas. O TPAP é um equipamento monofásico, com potência suficiente para atender centenas de quilowatts (kW). Trata-se de um método mais viável e de menor custo, baseado em microsubestações que eliminam a necessidade de grandes áreas e dos equipamentos convencionais presentes nas soluções tradicionais com transformadores de potência. A interligação das áreas isoladas próximas às linhas de transmissão, além de garantir o fornecimento de energia e reduzir a dependência de combustíveis fósseis, pode impulsionar o desenvolvimento econômico e social local, com mínimo impacto ambiental e sem a necessidade de grandes obras. O estudo aborda aspectos de regulação, operação, risco e proteção envolvendo tapes em linhas de transmissão e o funcionamento de uma microsubestação, incluindo referências e exemplos internacionais de adoção desta tecnologia em Portugal, Senegal, República Democrática do Congo e Índia. Foram avaliadas três localidades na região amazônica com relação à interligação pelo sistema, contemplando Mocambo (AM), Cabori (AM) e Urucumacua (RO), com demandas entre 413kW e 660kW e localizadas a poucos quilômetros de linhas de transmissão de 500kV e 230kV. Atualmente essas localidades são atendidas por distribuidoras que mantêm a infraestrutura elétrica e a rede conectadas a termelétricas locais. Este artigo propõe uma análise econômica que justifique a conexão dessas áreas isoladas por meio de tapes em linhas de transmissão de alta tensão afim de promover uma alternativa energética sustentável, preservar áreas verdes e reduzir as disparidades sociais, impulsionando o desenvolvimento regional.

PALAVRAS-CHAVE

Sistemas Isolados, Tapes em linhas de transmissão, Conta de Consumo de Combustíveis, Microsubestação, Transformadores de Potencial de Alta Potência.

1.0 INTRODUÇÃO

Os sistemas isolados no Brasil são regiões que ainda não estão conectadas ao SIN, a rede que integra a geração e a transmissão de energia elétrica na maior parte do país. Recentemente, em função de [2], foi inaugurado o Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados (PASI¹), uma plataforma centralizada de informações desenvolvida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com dados de mercado, geográficos e econômicos de todos os Sistemas Isolados, com o objetivo de automatizar e agilizar os processos de coleta, análise e divulgação dos dados de planejamento. De acordo com o PASI, esses sistemas estão localizados, em sua maioria, na região Norte, especialmente em estados como Amazonas, Roraima, Acre, Amapá e partes do Pará. Nessas áreas, ilustradas na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, o fornecimento de energia depende quase exclusivamente de usinas termelétricas movidas a óleo diesel, o que gera diversas limitações econômicas. O diesel é um combustível caro, de difícil logística — especialmente em áreas remotas que dependem de transporte fluvial — e sujeito à volatilidade de preços internacionais. Isso faz com que o custo da geração de energia nessas localidades seja muito superior à média nacional. Além do impacto financeiro, a operação das térmicas a diesel também levanta preocupações ambientais e compromete a sustentabilidade do sistema. Como consequência, os consumidores dessas regiões só conseguem pagar tarifas similares às do restante do país graças a subsídios como os da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que cobrem parte expressiva desses custos. A expansão da interligação elétrica é vista como uma alternativa estratégica para reduzir essa dependência, promover segurança energética e aliviar o orçamento do setor elétrico.

A CCC, instituída por [3] é uma ferramenta importante criada para ajudar a reduzir os custos da geração de energia em regiões do Brasil que ainda não estão conectadas ao SIN, como muitas localidades da região Norte. Nessas áreas, a energia costuma ser gerada por termelétricas movidas a combustíveis caros, como o óleo diesel. Para evitar que esse elevado custo seja repassado integralmente para a população local, a CCC é acionada. Ela funciona basicamente de duas formas: reembolso e sub-rogação. No reembolso, a distribuidora paga primeiro pelo combustível usado na geração de energia e depois recebe esse valor de volta da CCC. Já na sub-rogação, o objetivo é a interligação de sistemas isolados ao SIN, ou seja, é a própria CCC que assume o custo desde o início, reembolsando diretamente todo o custo dos insumos e serviços necessários para a interligação. Essas operações garantem que a energia continue chegando aos consumidores com mais segurança e menos impacto nas tarifas.

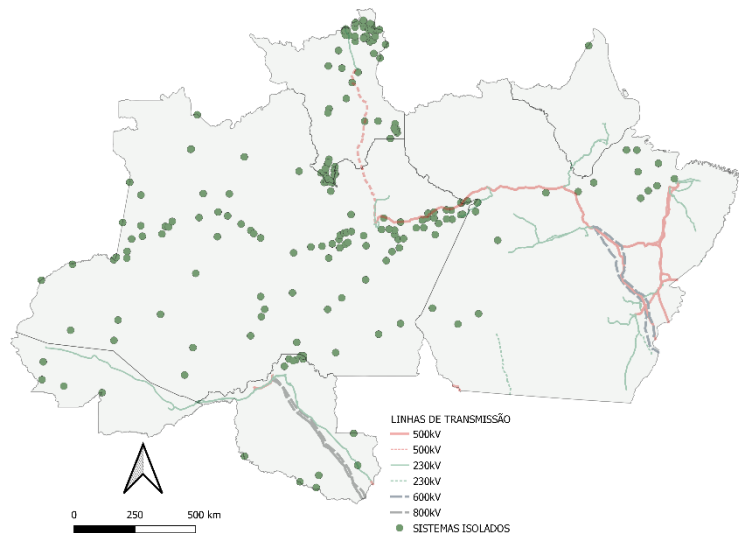


Figura 1 - Sistemas Isolados no Brasil (exceto Fernando de Noronha).

¹ Link de acesso ao portal de acompanhamento e informações dos sistemas isolados: <https://pasi.epe.gov.br/> (último acesso em 15/04/2025).

Estudos da EPE [4] e [5] indicam que, até o momento, as localidades de Mocambo e Cabori não demonstraram viabilidade econômica para serem interligadas ao SIN, permanecendo, assim, dependentes da geração por termelétricas a diesel. Essas regiões, juntamente com Urucumacua, citada em [6], enfrentam limitações significativas para sua integração à rede, sobretudo pela ausência de incentivos econômicos. A baixa demanda local inviabiliza a abertura de licitações para novas subestações exclusivas e a grande distância em relação às redes básicas de fronteira dificulta uma eventual interligação via distribuidora, ao ponto que a interligação originalmente prevista para Urucumacua em [6] não foi construída, atualmente o planejamento de Urucumacua apresentado pela Energisa RO não consta previsão de interligação, como pode ser observado no PASI. Esses fatores contribuem para a manutenção do atual modelo isolado de atendimento, com elevados custos operacionais e impacto sobre os subsídios setoriais.

A utilização de tapes em linhas de transmissão, combinados com transformadores compactos como os Transformadores de Potencial com Aplicação de Potência (TPAP), tem ganhado destaque como uma alternativa técnica e economicamente viável para o atendimento de pontos de carga remotos de baixa demanda. Estudos internacionais, como os conduzidos pela Trench e pela Siemens Energy em Portugal [7] e Senegal², indicam que essa abordagem tem sido adotada em diversos países como forma de viabilizar a eletrificação de pequenas localidades ou unidades operacionais afastadas dos centros urbanos, sem a necessidade de construir subestações convencionais. Nessas aplicações, os tapes permitem uma derivação direta das linhas de transmissão existentes, às quais são acoplados transformadores apropriados para alimentar microssubestações ou cargas específicas.

A proposta ilustrada na Figura 2 é exemplo da aplicação do conceito da microssubestação energizada por tape em linha de transmissão ligado diretamente ao TPAP. Uma alternativa promissora para alimentação de localidades com baixa demanda e difícil acesso. Essa abordagem foi discutida na Índia em [8] para atendimento de cargas residenciais em áreas remotas ao redor da capital de Nova Délhi. Nesse caso em específico, planejou-se converter a alta tensão das linhas de distribuição (66kV) diretamente para baixa tensão (240V) adequada para o uso residencial sem a necessidade de grandes subestações ou a extensão de redes de distribuição.

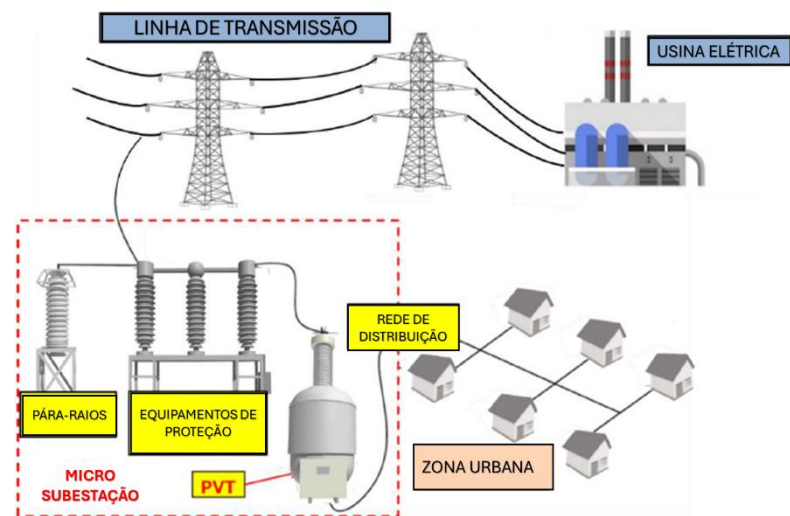


Figura 2 - Esquema elétrico da micro subestação com PVT. Figura adaptada de [8]

O objetivo deste artigo é apresentar essa solução como uma alternativa técnica e economicamente viável para o atendimento de sistemas isolados com tipicidades próprias, contribuindo para a redução das disparidades sociais, a promoção da inclusão energética e o desenvolvimento de um modelo mais sustentável e resiliente de expansão do acesso à eletricidade no país.

² Link para visualização da microssubestação instalada na região do Senegal: <https://tinyurl.com/2j8ebtnn> (último acesso em 15/04/2025)

2.0 Descrição da Microsubestação Proposta

O termo TPAP, ainda sem tradução padronizada, refere-se a um transformador de potencial indutivo originalmente destinado à medição e proteção, mas adaptado com núcleo ferromagnético ampliado, possibilitando o suprimento de cargas monofásicas até 333 kVA ou trifásicas até 1 MVA. Esses equipamentos permitem conexão direta à rede de transmissão (72,5 a 550 kV), convertendo a tensão para níveis usuais de consumo, entre 127 V e 900 V, com potência de até 333 kVA por fase [8]. São monofásicos e modulares, possibilitando a instalação de múltiplas unidades em paralelo para atender demandas superiores a 1 MVA [8].

Conforme descrito em [9], os TPAPs podem ser isolados por fluidos gasosos (SF₆, ar limpo) ou líquidos (óleo mineral, ésteres biodegradáveis), e são compostos por tanque, parte ativa (núcleo e enrolamentos), bucha de alta tensão e caixa secundária. Quanto aos materiais isolantes, o uso de ar limpo (mistura de O₂ e N₂) vem se consolidando como alternativa sustentável ao SF₆, por apresentar GWP (Potencial de Aquecimento Global) igual a zero, sem comprometer a confiabilidade elétrica. Os ésteres, por sua vez, oferecem maior resistência térmica, menor impacto ambiental e possibilidade de reciclagem. A depender das condições operacionais e de monitoramento, sua vida útil é comparável à de transformadores de força convencionais.

A adoção dos TPAPs viabiliza o conceito de microsubestação — arranjo compacto conectado diretamente à rede de transmissão ou distribuição, composto por sistemas de proteção, automação e distribuição local de energia [10]. Sua instalação é simplificada, requer menos obras civis e ocupa área significativamente menor do que subestações convencionais.

A operação pode ser feita remotamente, com integração aos sistemas de proteção das linhas de transmissão. Em caso de falha, o sistema é capaz de identificar sua origem — seja na linha ou na subestação — garantindo segurança e continuidade do fornecimento [10].

Além das vantagens operacionais, essa tecnologia se alinha às políticas globais de descarbonização. A substituição do gás SF₆ — cujo GWP é de 23.500 — por ar limpo, associada ao uso de materiais biodegradáveis como ésteres, representa um avanço significativo na mitigação do impacto ambiental [9]. Um quilograma de SF₆ aquece a atmosfera 23.500 vezes mais do que um quilograma de CO₂ ao longo de 100 anos. Portanto, sua substituição por gases neutros reduz drasticamente o impacto ambiental da infraestrutura elétrica.

Atualmente, os TPAPs são produzidos por fabricantes internacionais como *Trench*, *Arteche* e *Hitachi Energy*. Na Europa, um projeto-piloto em Portugal [7] demonstrou a viabilidade da solução, com uma microsubestação conectada a uma linha de 220 kV capaz de alimentar estações de recarga com até 300 kVA, escalável para potências na faixa de MVA. O estudo identificou cerca de 1.700 locais aptos para instalação dessa tecnologia, sem necessidade de reforços na rede [10].

No Brasil, os TPAPs vêm sendo analisados como alternativa para alimentação de serviços auxiliares de subestações, substituindo o uso do terciário dos transformadores de força ou de geradores a diesel [9].

A área ocupada pela solução tradicional é de até 25.000 m² para subestações de 230 kV e 140.000 m² para 500 kV, enquanto as microsubestações exigem aproximadamente 4.000 m² e 10.000 m², respectivamente, para os mesmos níveis de tensão [11].

3.0 Regulação, Operação e Proteção

Um dos desafios para a entrada de novas tecnologias em sistemas complexos e regulados é o estabelecimento de normas de regulação, operação e planejamento. As microssubestações enfrentam esses mesmos desafios no caso brasileiro. Embora já consolidadas como uma alternativa de suprimento para serviços auxiliares em subestações, os requisitos de tal tecnologia ainda não foram abordados para aspectos de planejamento, operação e regulação em sistemas isolados ou micro redes.

A rede básica do SIN engloba as instalações de transmissão de maior porte, geralmente tensões iguais ou superiores a 230 kV, com algumas exceções para 138 kV (redes DIT), e possuem critério de planejamento e operação N-1, ou seja, a contingência simples desses ativos não pode levar a cortes de carga.

Adicionalmente, outros elementos possuem requisitos específicos, como arranjos de barramento [12], que impõem um padrão de confiabilidade geral para instalações do SIN. Se por um lado, tais requisitos são importantes para uma maior confiabilidade no suprimento às cargas e flexibilidade para a operação da rede, por outro, em localidades de menor porte, como as estudadas neste trabalho, os requisitos elevam os custos da conexão e por vezes, tornam inviável, do ponto de vista econômico, a integração destas cargas, sendo mais vantajoso manter tais localidades isoladas com suprimento via geração local, mesmo em situações de proximidade à infraestrutura de transmissão.

Sob o aspecto normativo, em 2024, foi publicada a norma técnica [13], exclusiva para os *TPAPs*, que estabelece diretrizes específicas para o projeto, fabricação e aplicação desses transformadores em nível internacional. Ao passo que tais normativos internacionais fornecem uma base importante para a padronização a nível nacional, é fundamental que as discussões de critérios e requisitos específicos para essa tecnologia avancem entre as instituições envolvidas para que a adoção de tal solução como alternativa se dê de maneira adequada, atendendo às especificidades e contextos locais, mas também sem prejudicar a confiabilidade da rede, uma vez que com as referidas ligações em derivação nas linhas de transmissão, são introduzidos novos pontos de interface que podem levar a desligamentos do circuito original por falhas na microssubestação, afetando grandes troncos de transmissão do país.

3.1 Projetos-referência e experiências internacionais

A REN de Portugal destaca-se na aplicação das microssubestações para alimentação de estações de carga de carros elétricos, já tendo implementado no ano de 2018 uma microssubestação trifásica de 300kVA alimentada por uma linha de 220kV, utilizando TPAP de fabricação *Trench* [9].

No Senegal, a construtora *Alga* forneceu em 2024 para a transmissora *Senelec* duas microssubestações monofásicas de 50kVA alimentadas por linhas de 220kV. As microssubestações alimentam as localidades de *Sereme* e *Tchiky*, utilizando TPAPs de fabricação *Trench* e *Arteche*, respectivamente. O plano Senegalês de universalização rural da eletricidade pretende alcançar 300 localidades, atendendo a 8600 residências³.

³ Segundo link das microssubestações no Senegal: https://www.linkedin.com/posts/ornoirafrica_uner%C3%A9volution-technologique-pour-l%C3%A9quit%C3%A9-activity-7293658640731811842-ebd4/?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAkFGIBYNLxgf3ptZdpdd-vF-bgX08mL4c (último acesso em 22/04/2025).

Na República Democrática do Congo, a empresa *Hitachi Energy* (outrora *ABB*) forneceu sete microssubestações para a transmissora local *Snel*, atendendo a sete localidades e beneficiando mais de 5.000 pessoas.⁴

Na Índia, a transmissora *Tata Power* assinou em 2024 um *Project Agreement* com a fabricante *Nissin* para o fornecimento da primeira microssubestação no país. A subestação será alimentada em tap por uma linha de 66kV e fornecerá tensão secundária em 240V. A energização é prevista para 2025 [8].

4.0 Estudos de Caso de Candidatos à Interligação

A fim de se avaliar a viabilidade técnica e econômica da interligação de localidades atendidas por sistemas isolados, foram escolhidas: Mocambo e Cabori, no estado do Amazonas, e Urucumacua, em Rondônia, considerando aspectos como população, demanda projetada, custo da geração local, contratos vigentes, impactos sobre a CCC e principalmente distâncias curtas (menos de 5km) até a rede existente.

Essas localidades foram escolhidas por apresentarem características típicas de sistemas isolados de pequeno porte: baixa densidade populacional, dificuldade de acesso, geração baseada majoritariamente em óleo diesel ou biodiesel e alto custo operacional.

O objetivo é oferecer uma visão comparativa entre os três casos, destacando as oportunidades associadas a cada localidade. Os dados utilizados foram extraídos do PASI.

Tabela 1 – Contexto geográfico e demográfico das localidades estudadas (estimativa de 2023).

Localidade	UF	Coordenadas Geográficas	População
Cabori	AM	-2,42835 e -57,24678	1793
Mocambo	AM	-2,39139 e -57,30000	536
Urucumacua	RO	-11,647564 e -61,193610	800

Tabela 2 – Horizonte de demanda máxima de mercado próprio (kW)

Localidade	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Cabori	710	742	774	806	837	868	899	929	959	989	1019
Mocambo	492	518	544	570	596	621	647	672	698	723	748
Total	1202	1261	1318	1376	1433	1489	1546	1602	1657	1712	1767
Urucumacua	398	421	439	457	474	492	509	525	543	561	579

Tabela 3 – Custo da geração em 2024 e estrutura contratual vigente

Localidade	UF	Combustível	CI (kW)	G (MWh)	CE (R\$/MWh)	CTG (R\$)	tCO2	Início	Fim
Cabori	AM	Óleo Diesel	1.397	4.034	1.920,45	7.747.035	3.074	2018	2033
Mocambo	AM	Óleo Diesel	537	2.170	2.309	5.011.370	1.654	2018	2033
Urucumacua	RO	Biodiesel	640	2.429	1.352	3.283.559	zero	2022	2038

Sendo CI a capacidade instalada (kW), G a geração térmica anual da localidade (MWh), CE o custo anual médio da energia (R\$/MWh), CTG o custo total anual da geração (R\$) e tCO2 o montante anual de toneladas de CO₂ emitidas na atmosfera.

⁴ Link para notícia sobre as microssubestações instaladas na República Democrática do Congo: [ABB enables access to electricity in Africa | News center](#) (último acesso em 15/04/2025).

Tabela 4 – Características para a interligação

Localidade	UF	Distância da LT (km)	Interligação em (kV)	Linha de Transmissão	Tensão secundária (kV)
Cabori	AM	5	500	Oriximiná - Silves	13,8
Mocambo	AM	4	500	Oriximiná - Silves	13,8
Urucumacua	RO	2	230	Pimenta Bueno - Vilhena	13,8

As áreas candidatas à interligação possuem características geográficas que facilitam a interligação: estão próximas a Linhas de transmissão, menos de 5km, conforme Figura 3. As localidades de Mocambo e Cabori, são cortadas pelas linhas de transmissão 500kV Oriximiná – Silves, C1 e C2, que fazem parte da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus. Por sua vez, Urucumacua, em Rondônia, margeia as LTs 230kV Vilhena – Pimenta Bueno, C1, C2 e C3, que compõem a interligação Acre/Rondônia – Mato Grosso.

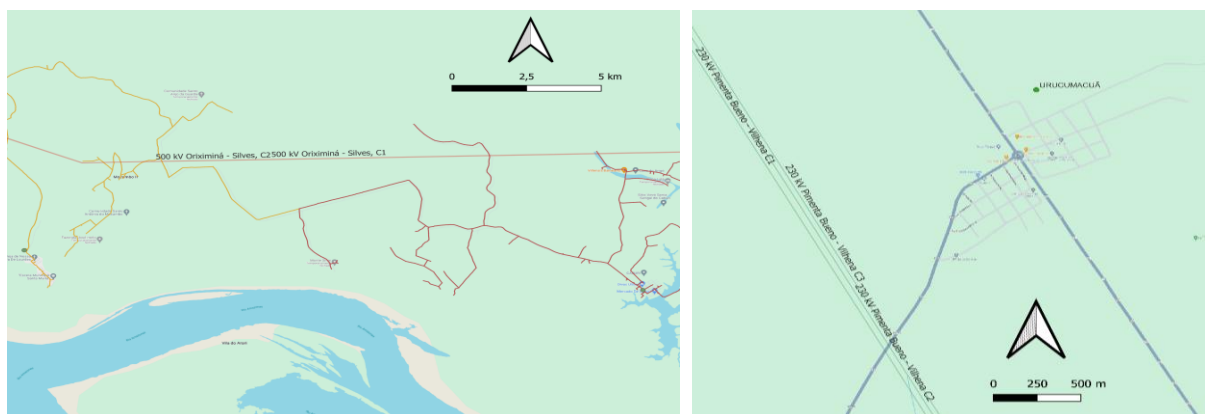


Figura 3 – Análise geoeétrica: (1) Mocambo (esquerda) e Cabori (direita); (2) Urucumacua.

5.0 Análise Econômica

A seguir destaca-se a análise econômica comparativa entre as alternativas para o atendimento elétrico das localidades isoladas:

- A solução tradicional com a instalação de uma nova SE licitada com transformadores de potência, módulo de infraestrutura geral e de manobra, entradas de linhas com o devido seccionamento das linhas de transmissão prevista para 2028.
- A solução alternativa com o uso de microssubestação através de tapes nas linhas de transmissão com TPAPs prevista para 2028.
- A solução atual que envolve os custos totais de geração das térmicas existentes abrangendo um horizonte de 15 anos a partir de 2028.

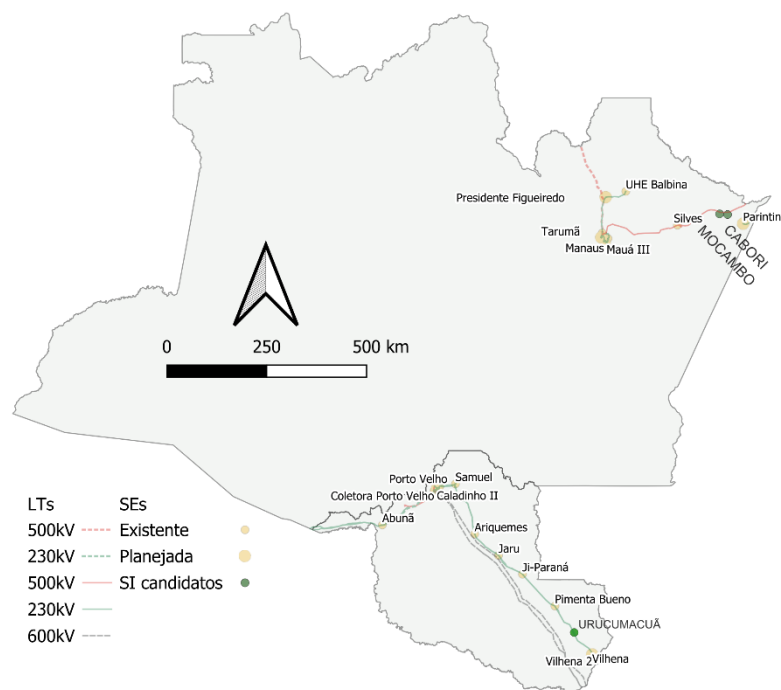


Figura 4 – Localização das regiões estudadas

Os custos foram calculados com base em 2024 como ano de referência, adotando-se uma taxa de desconto de 8% a.a., conforme [14]. Para as instalações projetadas, foi considerada uma vida

útil econômica de 30 anos, ao passo que, para os ativos regulatórios, seguiram-se os critérios de depreciação estabelecidos em [15].

Para as localidades sob análise foram consideradas microsubestações trifásicas, contemplando para-raios, chaves e disjuntores, equipamentos de instrumentação e proteção, aterramento, monitoramento e comunicação, além de infraestrutura geral, incluindo transformadores elevadores da tensão de saída do *TPAP* de 1000V para a tensão de distribuição local (13,8kV) e sistemas associados.

Para fins de simplificação, o custo de geração em R\$/MWh apresentado no PASI foi mantido constante levando a uma abordagem mais conservadora no cálculo da solução atual mantendo as térmicas locais.

A análise considerou o cálculo do payback, a projeção do fluxo de caixa descontado ao longo da vida útil dos ativos e a comparação entre os custos totais das soluções. Também foram avaliados os custos evitados de geração térmica e os principais indicadores de viabilidade econômica, como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

A Figura 5 apresenta os resultados comparativos entre as três soluções nas diferentes localidades. Para fins de comparação foi considerado o critério N-1 para todos os casos.

No Amazonas, os *paybacks* variaram de 9 a 17 anos. Em Rondônia, a microsubestação apresentou retorno em 21 anos, enquanto a solução tradicional não se paga no horizonte analisado.

6.0 CONCLUSÕES

O gráfico apresentado reforça a justificativa para a ausência, até o momento, da interligação tradicional das regiões isoladas.

Por outro lado, evidencia o potencial das microsubestações como alternativa viável.

No caso das localidades do Amazonas, essa

solução se mostra atrativa já no curto prazo. Para Rondônia, embora o retorno ultrapasse o horizonte de 15 anos adotado na análise, a diferença é marginal (cerca de dois anos), o que sugere viabilidade em um cenário de longo prazo.

As microsubestações possuem uma alta competitividade por conta dos baixos custos envolvendo a infraestrutura e manutenção. Soma-se a pequena fração de área necessária e a menor quantidade de equipamentos, o que influenciam diretamente em um menor prazo de conclusão da obra total.

Embora a solução a partir de microsubestações seja atrativa, não é algo usual no sistema elétrico brasileiro. Por isso, seu uso é principalmente direcionado a regiões isoladas, onde a

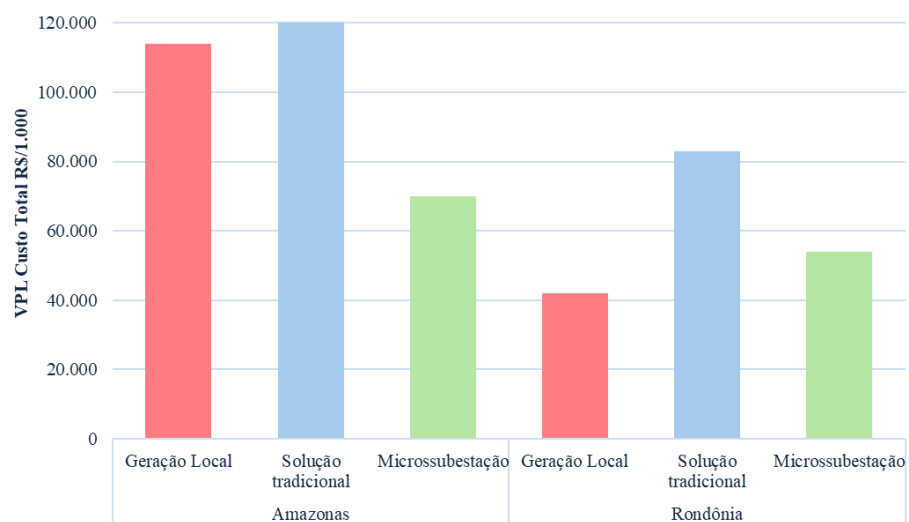


Figura 5 - Análise econômica das soluções elétricas por região.

interligação por redes de distribuição ou rede básica torna-se inviável devido aos altos custos e baixíssimos retornos econômicos. Nesses casos, as microssubestações representam uma solução eficiente frente à necessidade de subsídio estatal às térmicas locais.

A interligação das áreas isoladas abre a possibilidade para que as distribuidoras locais adquiram energia de outros geradores, ampliando a competitividade e a alocação eficiente de recursos dentro de suas concessões. Como consequência da melhora do fornecimento de energia, abre-se espaço para o desenvolvimento econômico local e a preservação ambiental com redução da geração térmica local.

7.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] Diário Oficial da União, *Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002*.
- [2] *Portaria Normativa nº 59/GM/MME, 2022*.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Normativa ANEEL nº 1016, de 17 de maio de 2022. Dispõe sobre a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.” Brasil, 2022.
- [4] Empresa de pesquisa Energética, “EPE-DEE-NT-019/2022: Avaliação da Interligação Elétrica de Sistemas Isolados,” Rio de Janeiro, 2022.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética, “EPE-DEE-046/2023: Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação de Sistemas Isolados Propostos pela Amazonas Energia.”, Rio de Janeiro, 2023.
- [6] Empresa de Pesquisa Energética, *EPE-DEE-NT-012/2020-r0: Avaliação dos Benefícios Econômicos da Antecipação da Interligação de Sistemas Isolados de Rondônia*, Rio de Janeiro, 2020.
- [7] T. S. Guimaraes e J. F. Martins, “Micro Substation with Power Voltage Transformers for EV charging,” *CIGRE Canada Conference & Expo*, p. 536, 31 10 2022.
- [8] Nissin Electric Co., Ltd, *Demonstration Project of India’s First Micro Substation with Power Voltage Transformer (PVT)*, NISSIN ELECTRIC, 2024.
- [9] T. S. Guimarães e L. H. Oliveira, “Transformador de Potencial Carregável Aplicado a Novas Estratégias de Conversão de Energia.” em *XIX ERIAC – CIGRÉ*, Foz do Iguaçu, Paraná, 2023.
- [10] J. Martins, T. S. Guimarães e M. S. – T. G. –, *Micro Substation Applications.*, Siemens Energy. ID 24TD0099, 2024.
- [11] Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Submódulo 2.3 - Requisitos mínimos para subestações e equipamentos*, Rio de Janeiro: Procedimentos de rede ONS, 2020.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.6 - Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos,” em *Procedimento de rede ONS*, Rio de Janeiro, 2022, p. 9.
- [13] IEEE/IEC 63253-5713-8: 2024, *Station Service Voltage Transformers (SSVT)*, IEC/IEEE International Standard.
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica, *Base de Preços de Referência ANEEL 04/2024*.
- [15] Agência Nacional de Energia Elétrica, *Manual De Controle Patrimonial Do Setor Elétrico*, 2015.
- [16] Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, *Micro Substation Application Flyer.*, Nuremberg: Siemens Energy, 2024.

DADOS BIOGRÁFICOS



MARCELO LUIZ DE CARVALHO MOURA MOREIRA

nasceu no Rio de Janeiro, Brasil, em 1991. Obteve os títulos de Bacharel e Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), em 2016 e 2019 e atualmente cursa o doutorado em Engenharia Elétrica no Instituto Militar de Engenharia (IME). Trabalha na Superintendência de Transmissão de Energia no cargo de analista de pesquisa energética na Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Foi professor do curso de eletromecânica na Escola Técnica Estadual Helber Vignoli Muniz (FAETEC, polo Bacaxá), e professor do curso de Engenharia Elétrica no Centro Universitário de Barra Mansa (UBM). Seus interesses atuais de pesquisa incluem teoria de controle não linear, busca do extremo ótimo (*extremum seeking*) e planejamento de sistemas elétricos especialmente no desenvolvimento e aplicação de métodos computacionais para análise e tomada de decisão.

MICHELE ALMEIDA DE SOUZA é formada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF), com mestrado em Planejamento Energético (COPPE/UFRJ). Atuou por 5 anos como Engenheira de Pós-Operação no Operador Nacional do Sistema (ONS) antes de ingressar na EPE em 2013, como analista de pesquisa energética na diretoria de estudos de energia elétrica. Dentre as principais atividades desenvolvidas estão a participação nos leilões de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN), o planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados (SI) e a condução de estudos visando a redução do custo de geração, das emissões e a melhoria da qualidade de vida da população local.

LUCAS SIMÕES DE OLIVEIRA é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), possui pós-graduação em gestão empresarial na Fundação Getúlio Vargas (FGV) e atualmente cursa o mestrado em Engenharia de Produção na Universidade de São Paulo (USP). Trabalha na Superintendência de Transmissão da EPE desde 2015, sendo desde 2021 responsável pela elaboração de estudos técnico-econômicos para a expansão do Sistema Interligado Nacional nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso, Acre e Rondônia.

RAFAEL THEODORO ALVES E MELLO possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais -UFMG e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade de Edimburgo (Escócia). Trabalha na Superintendência de Transmissão da EPE desde 2013, sendo que desde 2022 atua como coordenador dos estudos de expansão da transmissão do Grupo de Estudos da Transmissão das regiões Norte e Nordeste.

TIAGO SANTOS GUIMARÃES é graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Transmissão de Potência pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) em 2004. Mais de 15 anos de experiência trabalhando com Transformadores de Instrumentos, em fábricas no Brasil, China, Itália e Alemanha. Atualmente, é responsável pelo desenvolvimento da Solução da Micro Subestação na Siemens Energy.

LEANDRO HENRIQUE OLIVEIRA é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2012), Master em Eletrônica, Sinais e Microsistemas pela École Nationale d'Ingénieurs du Val de Loire (França, 2011), MBA em Gestão Estratégica pela FGV (2016) e atualmente cursando MBA em Big Data e Inteligência Artificial pela USP. Possui experiência na área de transformadores para instrumentos, tendo atuado desde 2011 em diversos departamentos da Trench e Siemens Energy. Com passagens por Brasil e, mais notadamente, China por cinco anos na fábrica de transformadores de instrumentos. Atualmente é diretor-executivo da Trench Brasil.