



NOTA TÉCNICA

ROADMAP MICRORREDES PARA SISTEMAS ISOLADOS NO BRASIL

*Abordagem Técnica,
Econômica e
Estratégica*



■ **Colaboradores EPE**

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Gustavo Pires da Ponte

Patricia Costa Gonzales Nunes

Coordenação Técnica

Guilherme Mazolli Fialho

Equipe Técnica

Marcos Alexandre Izidoro da Fonseca

Rafael Pinho Furtado

■ **Colaboradores Itaipu Parquetec**

Coordenação Geral

Daniel Augusto Cantane

Coordenação Executiva

Dan Yushin Miyaji

Coordenação Técnica

Dan Yushin Miyaji

Bolsistas

Diogo Marujo

Marina Silva de Camillo de Carvalho



In the top left corner, there are two large, concentric orange arcs that curve from the top left towards the center of the page.

VALOR PÚBLICO

COMPETE À EPE A AVALIAÇÃO TÉCNICA DAS PROPOSTAS DE PLANEJAMENTO DO ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS APRESENTADAS PELOS AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO, BEM COMO A HABILITAÇÃO TÉCNICA DAS PROPOSTAS DE SOLUÇÃO DE SUPRIMENTO CADASTRADAS PARA PARTICIPAR DOS LEILÕES PARA ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS.

NO ÚLTIMO CICLO DE PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ISOLADOS, A EPE IDENTIFICOU 175 LOCALIDADES, ABRANGENDO UMA POPULAÇÃO ESTIMADA EM 2,6 MILHÕES DE HABITANTES. EMBORA A CARGA PREVISTA PARA ESSES SISTEMAS EM 2025 REPRESENTA APENAS 0,6% DA CARGA TOTAL DO SIN, CERCA DE 67% DA GERAÇÃO ELÉTRICA NESSES LOCAIS É PROVENIENTE DE USINAS TÉRMICAS A DIESEL, CARACTERIZADAS POR ALTO CUSTO DE OPERAÇÃO E ELEVADAS EMISSÕES DE POLUENTES.

NESSE CONTEXTO, AS MICRORREDES SURGEM COMO UMA SOLUÇÃO PROMISSORA, CAPAZ DE AUMENTAR CONFIABILIDADE E EFICIÊNCIA, REDUZIR EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E PROMOVER A INTEGRAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS, TAIS COMO: FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEIS, SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO E TECNOLOGIAS DE CONTROLE INTELIGENTE.

COM ESTE ROADMAP A EPE E O ITAIPU PARQUETEC BUSCAM REDUZIR A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO E DISPONIBILIZAR DADOS SOBRE O POTENCIAL DE IMPLANTAÇÃO DE MICRORREDES NOS SISTEMAS ISOLADOS, LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO ASPECTOS TÉCNICOS, OPERACIONAIS, ECONÔMICOS E REGULATÓRIOS.



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Gustavo Cerqueira Ataíde



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. Sumário Executivo	7
2. Panorama Global e Fundamentos de Microrredes	9
2.1. Microrredes: Descentralização, Descarbonização e Democratização	11
2.2. Arquitetura de uma Microrrede	13
2.3. Conversores Eletrônicos de Potência e Controle Hierárquico	14
2.3.1. Conversor Alimentador de Rede (CAR) ou <i>Grid-Feeding</i>	15
2.3.2. Conversor Formador de Rede (CFR) ou <i>Grid-Forming</i>	16
2.3.3. Conversor de Suporte a Rede (CSR) ou <i>Grid-Supporting</i>	16
2.3.4. Controle Hierárquico	17
2.4. Classificação das Microrredes	18
2.4.1. Classificação quanto às Estratégias de Controle	19
2.4.2. Classificação quanto à Capacidade das fontes de energia	20
2.4.3. Classificação quanto ao Tipo de Fornecimento de Energia	20
2.4.4. Classificação quanto ao Tipo da Fonte de Energia	21
2.4.5. Classificação quanto ao Cenário	21
2.4.6. Classificação quanto à Localização	22
2.4.7. Classificação quanto à Aplicação	22
2.5. Benefícios das Microrredes	23
2.6. Desafios Associados a Formação de Microrredes	23
2.7. Energia Sustentável em Comunidades Isoladas: Políticas, Financiamentos e Casos de Sucesso	24
2.7.1. Ásia – Pioneira em Escala e Integração Industrial	25
2.7.2. África – O Epicentro do Desafio do Acesso à Energia	29
2.7.3. Oceania e América do Norte: Redes Maduras e Novas Fronteiras	31
2.8. Resumo	35
3. Soluções Tecnológicas para Geração de Energia Elétrica e Armazenamento	36
3.1. Tecnologias de Geração de Energia Elétrica	38
3.2. Estudos de caso	40
3.2.1. Energia Hidráulica de pequeno porte	40
3.2.2. Hidrogênio Verde	41
3.2.3. Biogás	43
3.2.4. Biodiesel	45
3.2.5. Energia Solar Fotovoltaica	47
3.2.6. Eólica	48
3.3. Tecnologias de Armazenamento de Energia Elétrica	48
3.3.1. Baterias de Segunda Vida	52
3.4. Projeções Econômicas: Viabilidade das Fontes e Armazenamento no Brasil	53
3.4.1. Energia Solar Fotovoltaica	54
3.4.2. Energia Eólica	55
3.4.3. Geração a Diesel e Biodiesel	58
3.4.4. Geração a Biogás e Biometano	60
3.4.5. Armazenamento de Energia	61
3.4.6. Parâmetros de Custos de Referência para Tecnologias de Geração no Brasil	70
3.5. Resumo	72
4. Arquiteturas de Distribuição: Corrente Contínua (CC), Alternada (CA) e Híbridas	74
4.1. Avaliação Técnica das Arquiteturas de Microrredes	74
4.1.1. Vantagens e Desafios Técnicos	77
4.1.2. Níveis de Tensão	79
4.1.3. Exemplos Reais	80
4.2. Avaliação Econômica e Financeira de Microrredes	81
4.2.1. Métricas de Análise Econômica	82

4.2.2. Análise de Custo-Benefício da Distribuição em Corrente-Contínua (CC)	82
4.2.3. Análise de Custo-Benefício da Distribuição em Corrente-Alternada (CA)	84
4.2.4. Análise de Custo-Benefício de Arquiteturas Híbridas (CA/CC)	86
4.2.5. Comparação Direta das Arquiteturas	88
4.2.6. Sensibilidade do LCOE	89
4.2.7. Viabilidade Econômica em Aplicações Estratégicas	90
4.2.8. Recomendações Estratégicas	91
4.3. Resumo	92
5. Sistemas Isolados no Brasil: Panorama e Desafios	93
5.1. Oportunidades e Desafios no Fornecimento de Energia em Regiões Isoladas da Amazonia	97
5.2. Ciclo de Acesso à Energia Elétrica em Sistemas Isolados	102
5.2.1. Fontes Alternativas de Geração e Sistemas de Armazenamento	103
5.2.2. Conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN)	105
5.2.3. Formação de Microrredes como Opção de Fornecimento de Energia	106
5.2.4. Incentivos Governamentais	108
5.3. Microrredes na América Latina – Exemplos Reais	112
5.4. Resumo	117
6. Projeção de Cenários, Impactos e Recomendações Regulatórias para Implantação de Microrredes no Brasil	118
6.1. Análise da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	118
6.2. Iniciativas Brasileiras para Atendimento de Sistemas Isolados	118
6.2.1. Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios	119
6.2.2. Programa Luz para Todos	119
6.2.3. Mais Luz Amazônia	120
6.2.4. Energias da Amazônia	120
6.3. Normas, Leis e Instrumentos Complementares	121
6.4. Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	122
6.5. Projetos Fora do Escopo P&D	123
6.6. Desafios para a Consolidação de Microrredes Isoladas no Brasil	124
6.7. Premissas para Construção de Cenários	126
6.8. Cenário 1: Continuidade Atual (Baixa Intervenção)	127
6.8.1. Cenário 1: Projeção	128
6.9. Cenário 2: Hibridização Acelerada por Políticas Públicas (Incentivos Moderados)	128
6.9.1. Cenário 2: Projeção	129
6.10. Cenário 3: Transformação Total (Máximo Suporte Regulatório e Financeiro)	129
6.10.1. Cenário 3: Projeção	129
6.11. Comparação de Cenários: Impactos e Benefícios	130
6.12. Análise do Marco Regulatório Vigente	131
6.13. Identificação das Barreiras Regulatórias	131
6.14. Propostas para o Aprimoramento Regulatório	132
6.15. Resumo	133
7. Conclusões e Recomendações Finais	134
7.1. Síntese das Abordagens Técnica e Econômica	134
7.2. Perspectivas Futuras para Sistemas Isolados com Microrredes	134
7.3. Direcionamentos Estratégicos para Política Pública, Pesquisa e Implementação	135
8. Referências	136

1. Sumário Executivo

O estudo avalia a aplicação de microrredes em sistemas isolados do Brasil, integrando análises técnicas, econômicas, regulatórias e socioambientais. O objetivo central é apoiar o planejamento energético e a formulação de políticas públicas que elevem a confiabilidade, reduzam custos e promovam maior eficiência no suprimento de energia. Microrredes são sistemas elétricos que combinam cargas e recursos energéticos distribuídos capazes de operar de forma coordenada, tanto conectados quanto ilhados. O documento aborda seus conceitos fundamentais, arquiteturas, estratégias de controle, classificações, principais desafios e benefícios, além de contextualizar políticas internacionais e experiências já implementadas na América Latina e no Brasil.

No cenário global, há uma expansão consistente das microrredes, impulsionada pela queda dos custos de tecnologias renováveis e de armazenamento e pela crescente necessidade de soluções descentralizadas para regiões remotas. Experiências internacionais mostram melhoria na diversificação da matriz, redução de custos operacionais e ganho de resiliência. As projeções de custos reforçam a competitividade das soluções híbridas. Baterias LFP devem cair de cerca de US\$ 320/kWh em 2025 para aproximadamente US\$ 240/kWh em 2035; íons de sódio, de cerca de US\$ 450/kWh para US\$ 180/kWh; baterias de fluxo de vanádio, de aproximadamente US\$ 550/kWh para US\$ 320/kWh; e tecnologias ferro-ar podem atingir valores próximos de US\$ 50/kWh em 2035.

Atualmente, os sistemas isolados brasileiros dependem majoritariamente de geração a diesel, solução cara, logística complexa e sujeita à volatilidade de preços, além de impor crescente pressão sobre a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). O estudo aponta a urgência de modernizar essa infraestrutura, alinhando-a às melhores práticas internacionais e aproveitando as tendências de redução de custos das soluções híbridas com armazenamento. Do ponto de vista tecnológico, arquiteturas híbridas em CA e CC combinadas a conversores *grid forming* oferecem maior estabilidade operacional e ampliam a capacidade de integração renovável. O documento discute fundamentos desses conversores, estratégias de controle hierárquico e topologias de microrredes.

A avaliação econômica mostra grande variação conforme o contexto. Sistemas solares com armazenamento *utility scale* nos EUA apresentam custos entre US\$ 50/MWh e US\$ 131/MWh. BESS autônomos variam de US\$ 115/MWh a US\$ 254/MWh para sistemas de 100 MW com quatro horas. No segmento C&I, os valores ficam entre US\$ 319/MWh e US\$ 506/MWh. Projeções da BNEF indicam queda do LCOS de US\$ 104/MWh em 2024 para cerca de US\$ 53/MWh em 2035, reforçando a competitividade crescente do armazenamento.

No campo regulatório, o estudo destaca lacunas importantes, como a ausência de diretrizes nacionais específicas para microrredes isoladas, necessidade de padronização técnica, definição de critérios de desempenho e aprimoramento dos mecanismos de contratação e financiamento, em alinhamento com EPE, ANEEL e MME. Por fim, são apresentados três cenários para 2025–2035. O cenário de continuidade mantém a predominância do diesel, perpetuando custos elevados e desafios operacionais. O cenário de hibridização moderada introduz renováveis e armazenamento de forma progressiva, trazendo benefícios parciais. Já o cenário de transformação prevê expansão estruturada de microrredes híbridas e forte redução do uso de combustíveis fósseis, apoiada pela queda projetada do CAPEX, com tecnologias como ferro-ar alcançando valores próximos de US\$ 50/kWh em 2035.

1. **Recomendações estratégicas:** Recomenda-se o estabelecimento de diretrizes nacionais específicas para microrredes em sistemas isolados, a padronização de requisitos técnicos para projeto e operação, o fortalecimento de mecanismos de contratação baseados em indicadores de desempenho e no custo total de propriedade (TCO), e a priorização de soluções híbridas com maior participação de renováveis e armazenamento.
2. **Resultados Esperados:** A adoção de microrredes híbridas pode contribuir para a redução dos custos operacionais, incluindo a diminuição da pressão sobre a CCC, para a redução das emissões de gases de efeito estufa, para a maior continuidade e qualidade do fornecimento, e para a criação de oportunidades de desenvolvimento local. Esses resultados dependem da articulação entre academia, setor produtivo, agentes reguladores e comunidades locais, apoiados por políticas públicas adequadas.
3. **Ações a curto, médio e longo prazo:** No curto prazo, recomenda-se avançar em projetos-piloto adicionais e em iniciativas de P&D para padronização de conceitos e equipamentos. No médio prazo, espera-se ampliar a implantação das microrredes e consolidar modelos tarifários e operacionais. No longo prazo, a meta é incorporar as microrredes como solução reconhecida no planejamento energético nacional.
4. **Conclusão:** As análises indicam que microrredes híbridas, integrando renováveis e armazenamento, apresentam trajetória consistente para redução de custos, aumento da segurança energética e melhoria da eficiência operacional nos sistemas isolados. A transformação depende da evolução regulatória, da padronização técnica e da consolidação de mecanismos institucionais que sustentem sua adoção em escala.

2. Panorama Global e Fundamentos de Microrredes

Atualmente, quase 92% da população mundial tem acesso à eletricidade, frente a 87% em 2010 (IEA *et al.*, 2024). Em 2023, o número de pessoas conectadas cresceu mais rápido que a população global, elevando a taxa de acesso para 92% e reduzindo o total de pessoas sem eletricidade para 666 milhões, 19 milhões a menos que no ano anterior (IEA *et al.*, 2024). Apesar do progresso, o ritmo ainda é insuficiente para garantir acesso universal até 2030. A população desconectada vive, em sua maioria, em regiões remotas, de baixa renda e sujeitas a conflitos, o que dificulta ainda mais a eletrificação tradicional. Nesses contextos, onde estender a rede é técnica ou economicamente inviável, microrredes surgem como solução viável, escalável e adaptada à realidade local.

Desde 2020, os aportes em energias renováveis, redes elétricas e armazenamento de energia superaram os investimentos em geração baseada em combustíveis fósseis. Esse movimento vem sendo impulsionado pela queda nos custos de tecnologias como os painéis fotovoltaicos, que registraram uma redução de 30% nos últimos dois anos, e pela pressão global por segurança energética e descarbonização (IEA, 2024e). O Gráfico 1 ilustra os investimentos em redes elétricas e armazenamento entre 2017 e 2024.

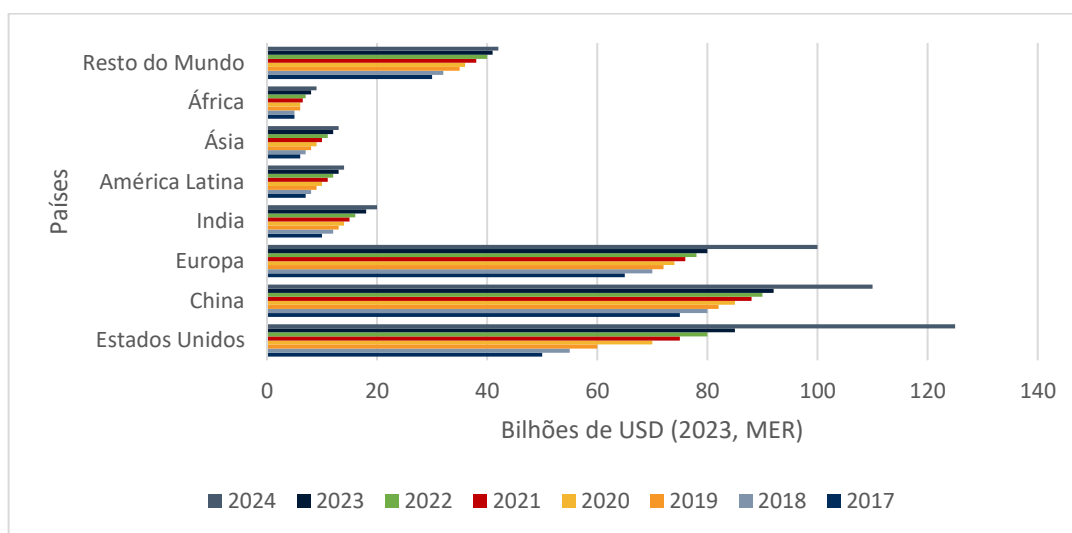


Gráfico 1 - Investimento em redes elétricas e armazenamento entre 2017 e 2024

Fonte: (IEA, 2024e).

O Gráfico 2 e o Gráfico 3 apresentam a evolução dos investimentos públicos em energias renováveis, destacando uma distribuição clara por regiões como América do Sul, África, Ásia, Europa, América Central e Caribe, Eurásia, América do Norte, Oriente Médio, Oceania e investimentos (IRENA, 2025a; IRENA/OECD, 2024). Essa análise permite identificar onde os recursos estão sendo aplicados, refletindo o nível de prioridade atribuído às energias limpas em cada região. Regiões como América do Norte e Europa lideram em investimentos, impulsionadas por políticas de sustentabilidade bem estabelecidas. Por outro lado, regiões em desenvolvimento, como África e partes da Ásia, mostram um crescimento acelerado em resposta ao potencial de expansão sustentável e à necessidade urgente de eletrificação.

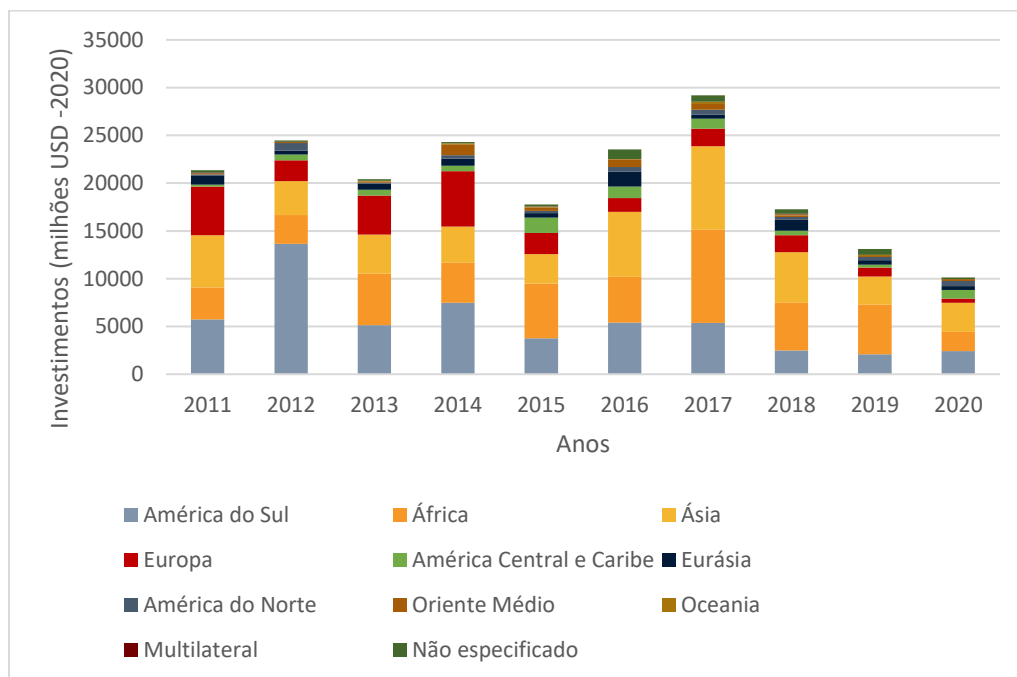


Gráfico 2 - Tendências em investimentos públicos.
Fonte: (IRENA, 2025a).

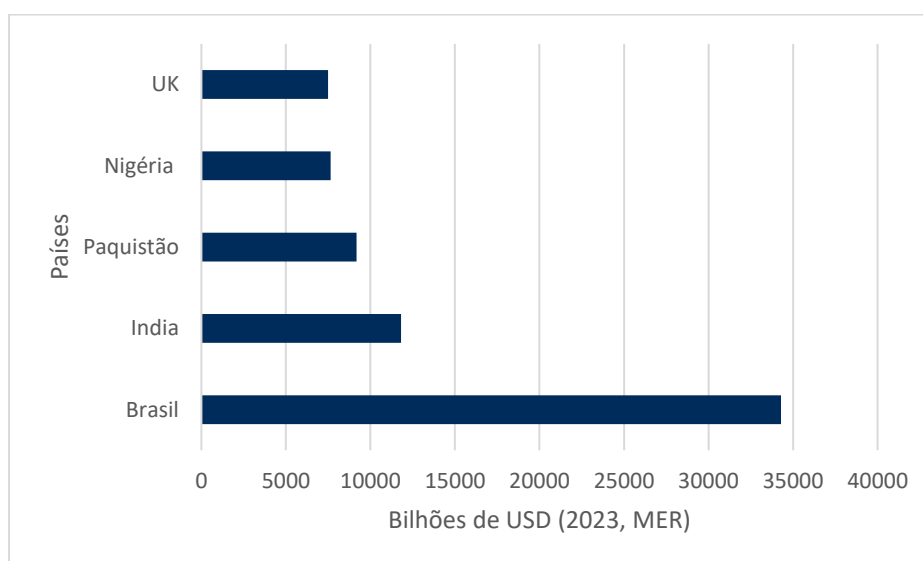


Gráfico 3 - Maiores receptores de investimentos públicos.
Fonte: (IRENA, 2025a).

Além dos avanços em acesso e do crescimento nos investimentos globais em energias renováveis, observa-se uma priorização crescente de soluções descentralizadas, como microrredes e sistemas solares off-grid, especialmente em regiões onde a expansão da rede elétrica convencional é limitada por fatores geográficos, econômicos ou sociais. Quando comparado com 2018, o número de instalações é agora mais de seis vezes superior (ESMAP; World Bank, 2024). Essa priorização é refletida tanto nos aportes multilaterais quanto em políticas nacionais que reconhecem o potencial das microrredes para acelerar a eletrificação em escala local, com maior flexibilidade e menor custo por conexão.

Com capacidade de operar de forma autônoma e atender a usos produtivos, essas soluções vêm sendo integradas às estratégias de desenvolvimento sustentável de diversos países, representando uma alternativa concreta frente aos desafios históricos da infraestrutura centralizada.

Além disso, o Gráfico 3 destaca países beneficiários específicos, como Brasil, Índia e Nigéria, que recebem grandes aportes financeiros para o desenvolvimento de infraestrutura renovável. Isso pode ser atribuído à combinação de recursos naturais abundantes e a uma crescente demanda por energia limpa e acessível. A inclusão de investimentos multilaterais sugere que fundos de organizações internacionais e parcerias globais, como o Banco Mundial ou a International Renewable Energy Agency (IRENA), têm papel importante para auxiliar na construção da capacidade de geração renovável, especialmente em regiões que necessitam de suporte financeiro adicional (OECD; IRENA, 2024).

Nesse contexto, os altos custos de energia, associados a fatores técnicos, ambientais e sociais, têm impulsionado reavaliações, projetos e políticas voltadas à adoção de fontes renováveis, com especial atenção às comunidades remotas. As microrredes isoladas ganham, assim, protagonismo como soluções viáveis e estratégicas para garantir acesso confiável e sustentável à energia.

2.1. Microrredes: Descentralização, Descarbonização e Democratização

Os sistemas de energia elétrica estão em processo de “descentralização, descarbonização e democratização”, característica conhecida como os “Três Ds” (Figura 1). Essa tendência está associada com a necessidade de reduzir custos e a emissão de CO₂, aumentar a resiliência e confiabilidade da rede, e prover infraestrutura elétrica para áreas desprovidas (Hirsch; Parag; Guerrero, 2018). Caso a digitalização e o desenho de mercado fossem considerados no processo de transformação, poderíamos considerar como o processo dos “Cinco Ds”.

Uma forma de alcançar os “Três Ds” é a utilização de fontes de geração de energia elétrica, tais como o gás natural, a biomassa, a energia eólica, os painéis fotovoltaicos, as células combustíveis e as microturbinas. A integração destas fontes de geração e respectivas tecnologias de conversão na rede de distribuição deu origem a um conceito, denominado Geração Distribuída (GD). Este termo foi criado para distinguir a geração centralizada convencional, já que agora a geração de energia elétrica pode ser encontrada também nos sistemas de distribuição, possibilitando inclusive a operação desacoplada do sistema de transmissão ou a exportação de energia para ele (Chowdhury; Crossley, 2009).

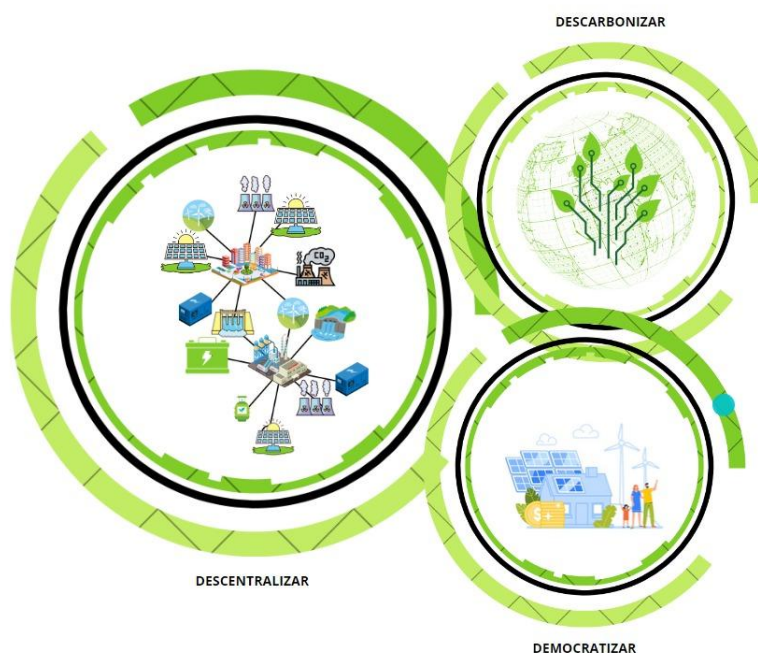


Figura 1 - Processo dos três Ds.

Na literatura, o termo “Geração Distribuída” possui diversas definições. Cada autor define o termo baseado na característica de “sua rede de distribuição”, na capacidade das unidades locais disponíveis, assim como nas diferentes normas regulamentadoras instituídas pelo governo do país. Em (Ackermann; Andersson; Söder, 2001), a geração distribuída é definida como uma fonte de geração de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição. Conforme (IEEE, 2018), consideram-se GDs as instalações de energia elétrica conectadas a um sistema de energia por meio de um ponto de acoplamento comum (em inglês, *Point of Common Coupling*- PCC). Implicitamente, citam-se os recursos energéticos distribuídos (RED) como fontes de energia elétrica que não são diretamente ligados ao sistema de transmissão.

Em um conceito mais amplo, os RED contemplam os GDs, os sistemas de armazenamento de energia e as cargas controladas (Lopes; Moreira; Madureira, 2006; Ioris, 2021). Neste sentido, as Microrredes (MR) surgem como uma alternativa para integrar essas tecnologias. O conceito de Microrredes foi primeiramente introduzido em 2001 no IEEE PES WM PANEL por (Lasseter, B., 2001), seguido por um artigo em conferência (Lasseter, et al., 2002) e no relatório do *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS) em 2002, que deu origem ao projeto europeu Chamado “*Microgrids*” (Lasseter, R., 2002). Neste projeto, as Microrredes foram definidas como:

“Um conjunto de cargas e microfontes de geração operando como um único sistema capaz de prover tanto potência quanto calor. A maioria das microfontes devem ser controladas por conversores eletrônicos de potência, visando prover a flexibilidade necessária para garantir a operação com um único sistema agregado”

Apesar de o conceito de fornecimento de energia elétrica ter sido iniciado no final do século XIX, por Thomas Edison, como fontes de geração em menor escala, equivalente a uma microrrede em corrente contínua, o projeto *CERTS Microgrids* foi considerado inovador. Historicamente, os REDs eram avaliados no sistema considerando o impacto da conexão de uma, duas ou poucas microfontes de geração no sistema. A proposta era justamente projetar o sistema elétrico de tal forma que a MR pudesse separar-se do sistema principal e operar ilhada, sendo possível reconectar-se à rede quando fosse de interesse.

Contudo, a definição de MR não é única. À medida que novas tecnologias foram sendo desenvolvidas, o conceito de MRs foi sendo adaptado. O CIGRE define uma MR como sistemas de distribuição de eletricidade contendo cargas e RED que podem operar de forma controlada e coordenada, enquanto conectados à rede principal e/ou isolados (Lasseter, R., 2002). O IEEE costuma adotar a definição de MR proposta por (Lasseter, B., 2001). Note que as definições supracitadas são similares e o que diferencia uma MR de um sistema de distribuição com GD é (i) a capacidade de operar ilhada (ii) e a possibilidade de aparecer para a rede principal a montante como unidades controladas e coordenadas (Vasilakis et al., 2020).

A principal diferença entre uma microrrede e um sistema isolado tradicional de fornecimento de energia elétrica está no nível de automação, controle, integração de fontes e capacidade de operação flexível (Zambroni de Souza et al., 2017). Em geral, fontes renováveis e sistemas de armazenamento estão presentes nas microrredes, apesar de não ser obrigatório. O controle é avançado, dividido em níveis hierárquicos, assim como os sistemas de gerenciamento de energia (em inglês, *Energy Management Systems* - EMS), e usando algoritmos de otimização. Nesse sentido, o EMS permite a coordenação entre as fontes e o gerenciamento da carga, incluindo algoritmos de resposta à demanda. Ademais, sistemas isolados tradicionais costumam utilizar sistemas de proteção simples, de configuração radial. As MRs podem operar com fluxo de potência bidirecional. Nas MRs que podem realizar a transição do modo conectado para o ilhado (e vice-versa), a proteção deve ser capaz de adaptar-se em relação ao modo de operação, bem como detectar o ilhamento. Do ponto de vista de comunicação, as MRs usam protocolos de comunicação padronizados, medidores inteligentes e sistemas de comunicação em tempo real.

Sistemas isolados tradicionais costumam operar com controle local e manual, proteções fixas e pouca (ou nenhuma) comunicação entre os elementos do sistema.

Em relação às características técnicas e complexidade, em geral, as MR operam em níveis de baixa e média tensão, tipicamente de 400V a 69kV. Elas podem ser de grande porte, da ordem de MW, com várias fontes de geração atendendo várias cargas por meio de muitas linhas de transmissão ou da ordem de kW, com poucos RED e abastecendo apenas alguns clientes. As microrredes têm múltiplas configurações possíveis dependendo de seu tamanho e funcionalidades (Farrokhhabadi *et al.*, 2020). Algumas destas particularidades serão apresentadas nas próximas seções.

2.2. Arquitetura de uma Microrrede

Uma MR pode fornecer energia elétrica em corrente alternada (CA) ou em corrente contínua (CC), dependendo da aplicação, das fontes de geração e das cargas atendidas. Uma configuração possível de uma MR em CA é apresentada na Figura 2.

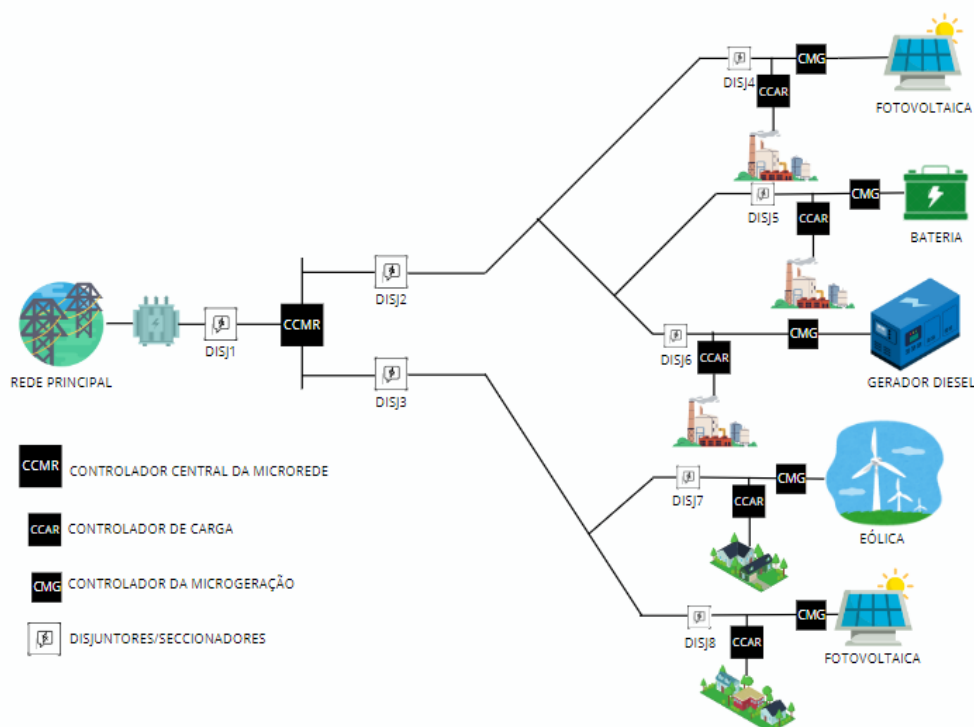


Figura 2 - Arquitetura de uma Microrrede.
Fonte: Adaptado de (Lopes; Moreira; Madureira, 2006).

Há fontes de geração despacháveis (geradores) e não despacháveis (solar fotovoltaica e eólica), dispositivos de armazenamento (baterias), cargas, dispositivos de proteção e de controle. A infraestrutura de comunicação e os conversores eletrônicos de potência foram omitidos na Figura 2, mas também são indispensáveis. Os disjuntores DISJ2 e DISJ3 têm a função de desconectar cada um dos ramais de alimentação individualmente. De maneira análoga, os disjuntores 4 a 8 desconectam trechos dos alimentadores. A conexão da rede principal (em geral, o sistema de distribuição) com a MR é feita através do Ponto de Acoplamento Comum, que está associado ao disjuntor DISJ1. Este disjuntor tem função de conectar ou desconectar a MR da rede principal, conforme o modo de operação, que pode ser conectado ou ilhado (Chowdhury; Crossley, 2009).

No modo conectado, o DISJ1 encontra-se fechado tal que a MR pode operar exportando ou importando energia da rede principal, dependendo da disponibilidade de geração e da demanda em cada

instante de tempo. Neste modo de operação, os controles de tensão e de frequência são realizados pela rede principal, em geral, o sistema de distribuição. As fontes de geração presentes na MR operam fornecendo potência ativa e reativa.

A operação ilhada ocorre quando da abertura do DISJ1 no PCC. Este ilhamento pode ocorrer de maneira intencional, para realização de manutenções programadas, por questões econômicas desfavoráveis à operação conectada ou em condições não intencionais, que surgem quando da ocorrência de faltas e/ou eventos na rede principal. Neste modo de operação, o controle de tensão e frequência é realizado pelas fontes despacháveis presentes na MR, que passam a operar no modo V-F, isto é, ajustam a potência ativa e reativa gerada conforme o perfil de tensão e a frequência da MR. Em geral, as MRs que possuem ambos os modos de operação não são projetados para operarem no modo ilhado durante longos períodos, sendo uma condição de excepcionalidade. Contudo, existem MR que são projetadas do início ao fim para operar de maneira ilhada, especialmente em comunidades remotas ou em áreas rurais, onde a conexão com a rede principal não é viável do ponto de vista técnico e/ou econômico (Olivares *et al.*, 2014).

A operação e gerenciamento MR é realizado por meio dos dispositivos de controle, definidos na Figura 2, e cujas funções são listadas a seguir (Lopes; Moreira; Madureira, 2006), (Chowdhury; Crossley, 2009):

- Controlador Central da Microrrede (CCMR): é o dispositivo responsável pelas funções de controle, proteção e gerenciamento da microrrede. Sua função é (i) manter a tensão e a frequência especificadas, (ii) fornecer as referências de potência, tensão e frequência para cada Controlador da Microgeração, buscando garantir a otimização energética da MR (iii) realizar o monitoramento e diagnóstico do sistema a partir do monitoramento de informação nas fontes de geração e das cargas (iv) coordenar o processo de ilhamento/resincronização e *blackstart* da MR (v) realizar funções de proteção como a identificação e isolamento de falhas visando minimizar a porção desconectada do alimentador. (vi) coordenar ações de corte de carga a partir de estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda ou pela indisponibilidade e geração suficiente.
- Controlador de Carga (CCAR): localizado próximo às cargas (ou a um grupo de cargas), este dispositivo visa desconectar e/ou realizar o corte parcial de cargas consideradas não prioritárias. Troca informações com o CCMR.
- Controlador da Microgeração (CMG): localizado próximo às fontes de geração e dispositivos de armazenamento, o CMG tem como função controlar o fluxo de potência e a tensão das unidades de geração em função de variações de cargas ou contingências, bem como trocar informações com o CCMR.

2.3. Conversores Eletrônicos de Potência e Controle Hierárquico

Um sistema eletrônico de conversão de potência é uma composição de um ou mais conversores eletrônicos de potência e de esquemas de controle e proteção (Yazdani, 2010). A Figura 3 mostra a topologia completa de ligação de um RED à rede elétrica.

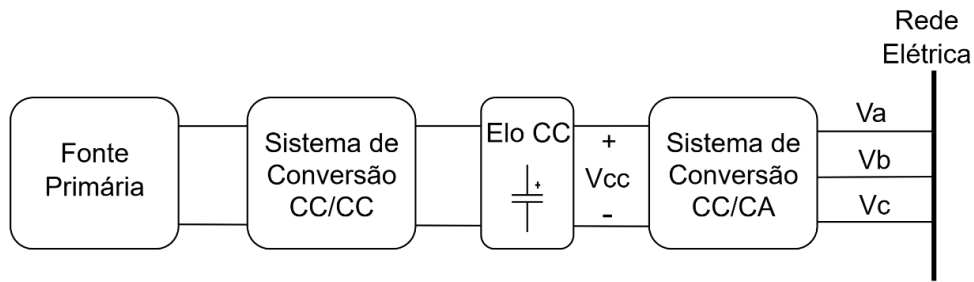


Figura 3 - Topologia de um RED ligado à rede
Fonte: Adaptado de (Ioris, 2021).

O capacitor associado ao elo CC é usado para melhorar o desacoplamento entre a fonte de geração e o conversor eletrônico de potência (CEP). O conversor é composto por um sistema de conversão CC/CA (em se tratando de uma microrrede CA), que transforma a tensão CC em CA. Há também um filtro para atenuar ruídos e harmônicos na tensão e uma chave, responsável pela conexão e desconexão do CEP da rede principal (Castilla; de Vicuña; Miret, 2019).

Um CEP é um circuito composto por diversas portas e formado principalmente por chaves eletrônicas, bem como elementos auxiliares como capacitores, indutores e transformadores. Sua função essencial é permitir a transferência de energia entre subsistemas que apresentam diferenças em aspectos como frequência, formas de onda de tensão e corrente, número de fases e ângulo de fase, os quais, devido a essas discrepâncias, não podem ser conectados diretamente (Ioris, 2021; Yazdani, 2010).

Dependendo da operação em uma MR-CA e das características dos RED presentes, os CEP podem operar em três modos: *grid-feeding* (alimentador de rede), *grid-supporting* (suporte à rede) e *grid-forming* (formador de rede). A seguir é apresentada uma breve descrição de cada um dos modos.

2.3.1. Conversor Alimentador de Rede (CAR) ou *Grid-Feeding*

A operação do CAR é representada por uma fonte de corrente ideal conectada à rede em paralelo com uma fonte de alta impedância, conforme representado pelo circuito elétrico da Figura 4. Neste caso, o objetivo é fornecer potência ativa e reativa especificada para uma rede energizada, necessitando de algoritmos de sincronização, sendo a tensão e a frequência impostas externamente. Portanto, esta operação só é possível se existir conexão com a rede principal (MR conectada) ou outras fontes (microrrede ilhada) que controlem a tensão e a frequência. Em geral, as referências de Potência ativa (P^*) e reativa (Q^*) são reguladas por um controlador como um MPPT (*maximum power point tracking*) (Ioris, 2021; Rocabert *et al.*, 2012).

A malha de controle de potência gera as correntes de referência i_d^* e i_q^* a partir da divisão das potências de referência P^* e Q^* pelas tensões v_d e v_q . Estas correntes são aquelas que resultam no valor de potência solicitado pelas cargas. Existe um bloco denominado PLL, (do inglês *phase-locked loop*), responsável por estimar a referência de fase (θ), necessária para realização das transformadas de Park, que garantem que o sinal não esteja desfasado da rede (Ribeiro, 2019; Pereira, 2023).

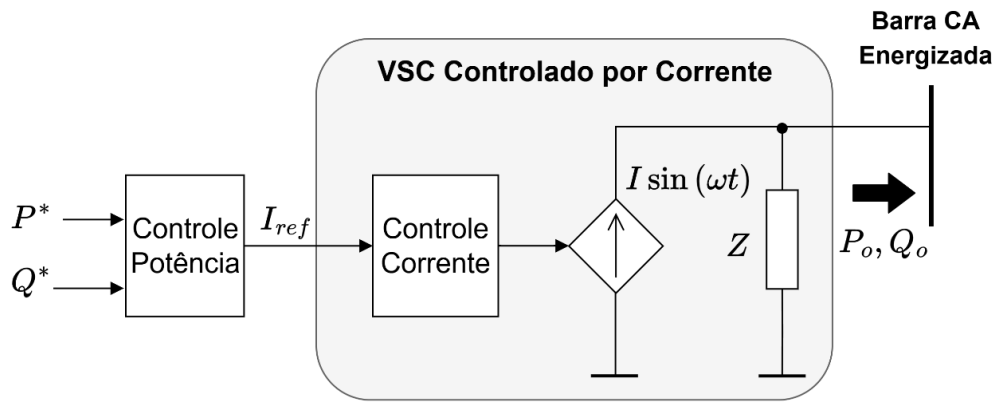


Figura 4 - Circuito elétrico do CAR.
Fonte: (Ioris, 2021).

2.3.2. Conversor Formador de Rede (CFR) ou *Grid-Forming*

Os CFR operam como fontes de tensão CA ideal em série com baixa impedância de saída (Figura 5), visando gerar uma tensão senoidal na saída, com amplitude V^* e frequência ω^* predeterminada. A operação dos CFR geralmente ocorre na operação ilhada, já que no modo conectado a tensão e frequência são impostas pela rede (apesar de ser possível ter CFR no modo conectado). Nesse sentido, durante a operação ilhada, é o CFR que estabelece a tensão e a frequência da MR. O CFR deve ser alimentado por fontes CC estáveis, tais como baterias, células combustíveis (Ioris, 2021). Note a presença de duas malhas de controle em cascata. A malha externa, referente ao controle de tensão, gera a referência para a malha interna, representada pelo controle de corrente do conversor. ω^* frequência de referência θ é integrada para gerar o ângulo θ , utilizado nas transformadas de Park do conversor.

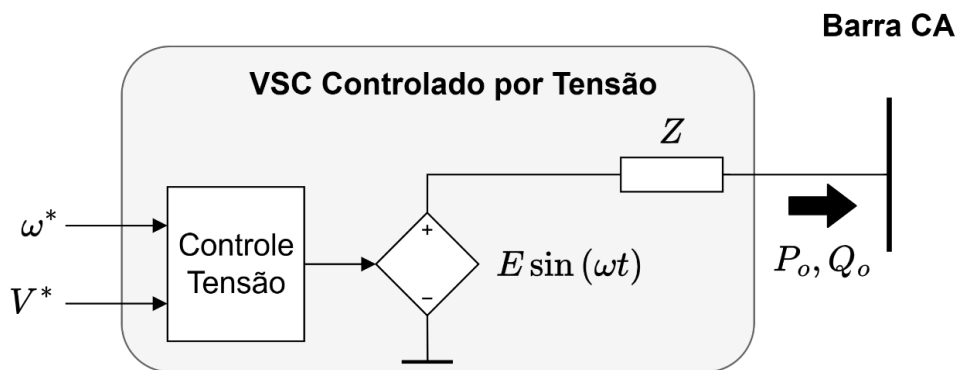


Figura 5 - Circuito elétrico do CFR.
Fonte: (Ioris, 2021).

2.3.3. Conversor de Suporte a Rede (CSR) ou *Grid-Supporting*

A principal função do CSR é auxiliar no controle da amplitude da tensão e da frequência da rede por meio do controle da potência ativa e reativa que ele injeta na rede. É representado por uma fonte de tensão CA ideal em série com uma impedância de saída (Figura 6). Esse modo de operação é similar ao *grid-forming*, porém as referências de tensão e frequência são fornecidas por um controlador de potência, em geral, resultantes de um controlador que utiliza a estratégia *droop* (Felisberto *et al.*, 2022). Esse

método permite o compartilhamento de potência entre os RED sem canais de comunicação entre eles (Ioris, 2021).

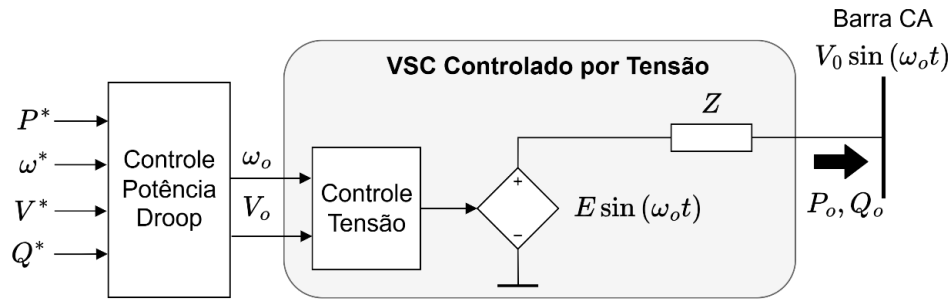


Figura 6 - Circuito elétrico do CSR.
Fonte:(Ioris, 2021).

A Tabela 1 resume os modos de operação dos conversores. Enquanto os modos de operação do conversor definem “o papel” físico do conversor na rede, os níveis hierárquicos do controle definem “a função de controle” no tempo e na hierarquia de decisão. A capacidade de controle dos conversores eletrônicos de potência possibilita aos REDs suportarem a operação da MR nos modos conectado e ilhado, além de normalmente disponibilizar proteções elétricas necessárias e interfaces de comunicação e controle (Ioris, 2021). Por esta razão, a próxima seção aborda o controle hierárquico de microrredes.

Tabela 1 – Modos de Operação dos Conversores

Modo de Operação	Características	Papel típico na Microrrede
Grid-Feeding (alimentador de rede)	- Atua como fonte de corrente, injetando potência ativa de maneira controlada. - Segue a tensão e a frequência impostas pela rede.	Fonte renovável (por exemplo, fotovoltaica) conectada à rede
Grid-Supporting (suporte à rede)	- Contribui no controle de tensão e frequência da rede - Emula uma fonte de tensão - Popularmente usa controle <i>droop</i>	Fontes de geração que auxiliam no ajuste da tensão e frequência (por exemplo, baterias no modo <i>droop</i>).
Grid-Forming (formador de rede)	- Estabelece a tensão e a frequência da Microrrede - Atua como fonte de tensão - Pode operar isolado ou em paralelo com outras fontes.	Unidades que “criam” a rede (por exemplo, baterias com controle V/f em operação ilhada).

2.3.4. Controle Hierárquico

O controle hierárquico de uma microrrede, geralmente, apresenta três níveis: controle primário, secundário e terciário (Godoy, Paulo T. de *et al.*, 2024). Cada nível apresenta uma função e um tempo de atuação distinto, como mostra a Figura 7.

O controle primário é o responsável por realizar o controle de tensão e frequência, bem como realizar o compartilhamento de potência reativa entre os RED. Ao utilizar informações locais e, muitas vezes, sem necessidade de comunicação, tem uma resposta rápida, da ordem de segundos. Uma abordagem muito utilizada é o método *droop*, já popularmente utilizado nos sistemas de potência adicionais. Nesse caso, a atuação do controle primário resulta em desvios de frequência e tensão, que são corrigidos posteriormente no controle secundário. Sua atuação é mais lenta que o primário. O controle

terciário, por sua vez, otimiza a operação global da MR, sendo, portanto, o nível mais lento dos três (Bidram; Davoudi, 2012; Godoy, Paulo Thiago de, 2020).

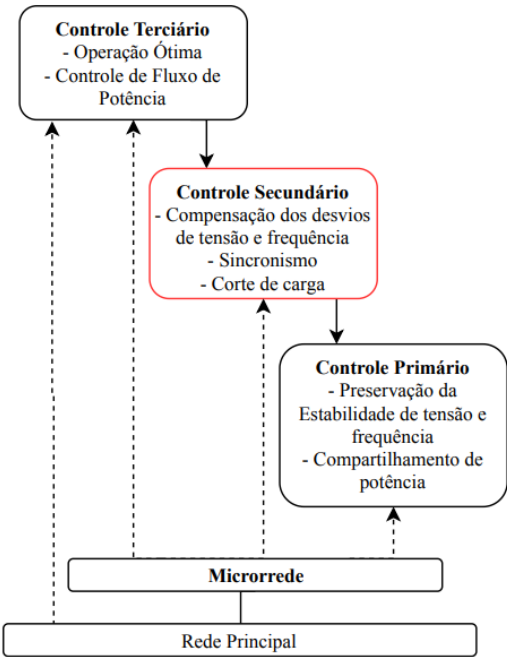


Figura 7 - Controle Hierárquico de uma Microrrede
Fonte: (Bidram; Davoudi, 2012; Godoy, Paulo T. de et al., 2024).

2.4. Classificação das Microrredes

A referência (Uddin *et al.*, 2023) categoriza as MRs conforme a aplicação, infraestrutura e requisitos dos usuários finais (Figura 8). Com base nesse arranjo, foi construída a Tabela 2, que sumariza esta classificação, dividindo-a segundo os critérios analisados, as respectivas categorias e sua descrição.

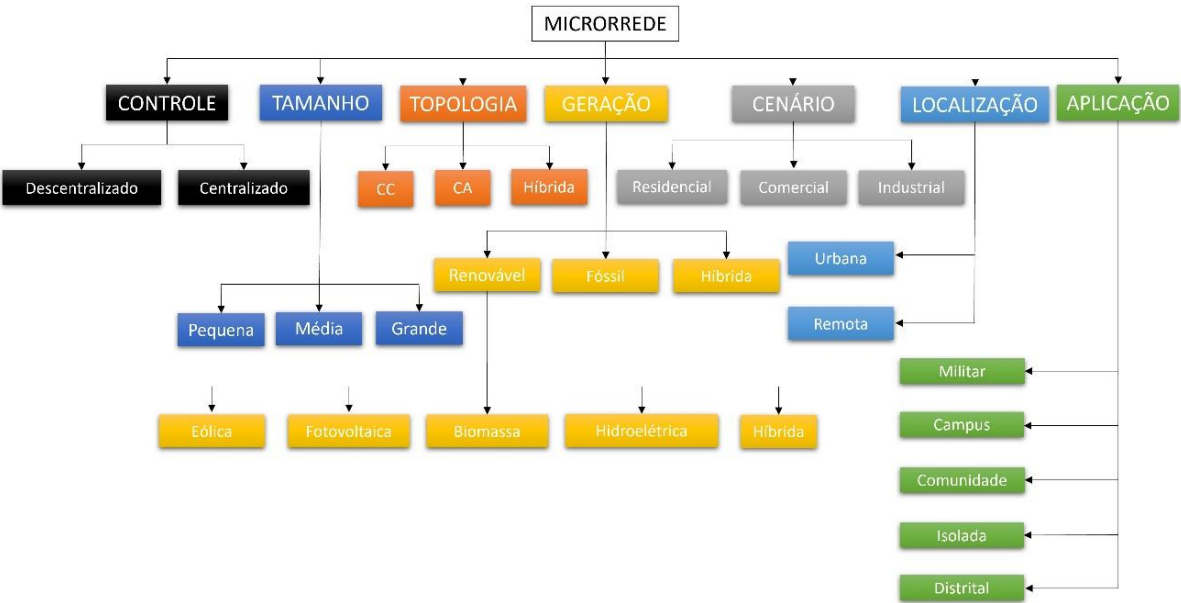


Figura 8 - Classificação das microrredes.
Fonte: Adaptado de (Uddin *et al.*, 2023).

Tabela 2 - Sumário da classificação das microrredes.

Critério	Categoria	Descrição
Estratégias de Controle	Controle Centralizado e Descentralizado	• Centralizado: Controlador central fornece direções aos controladores locais via comunicação em dois sentidos. Menos confiável. • Descentralizado: Controle realizado por múltiplos agentes sem um controlador único. Há variações utilizando técnicas de controle distribuído.
Capacidade da Fonte de Energia	Pequena, Média e Grande	• Pequena: Capacidade de até 10 MW, para edifícios residenciais e áreas remotas. • Média: Capacidade entre 10 MW e 100 MW, áreas industriais. • Grande: Capacidade acima de 100 MW, para grandes aplicações industriais.
Tipo de Fornecimento de Energia	CA, CC e Híbrido	• CA: Fornece energia em corrente alternada, pode operar isolada ou conectada à rede principal. Tipos incluem monofásico e trifásico. • CC: Fornece energia em corrente contínua, sem sincronização necessária, com alta eficiência. • Híbrido: Combina fontes CA e CC para otimizar conversão e eficiência.
Tipo da Fonte de Energia	Renovável, Combustíveis Fósseis e Híbrida	• Renovável: Inclui fonte solar, eólica, biomassa, micro-hidráulica e híbrida. • Combustíveis Fósseis: Usa geradores a diesel ou gás natural. • Híbrida: Combina fontes renováveis e combustíveis fósseis.
Cenário	Residencial, Comercial e Industrial	• Residencial: Controla demandas elétricas residenciais, regula recursos e fornece energia de emergência para os usuários. • Comercial: Garante energia confiável e eficiente, essencial para indústrias críticas, evitando perdas de produção. • Industrial: Atende grandes instalações, servindo de backup e aproveitando preços de eletricidade conforme a hora do dia.
Localização	Urbana e Remota	• Urbana: Localizada em áreas urbanas, pode operar conectada ou isolada da rede principal. • Remota: Localizada em áreas geográficas isoladas, depende geralmente de geradores diesel ou combinações de fontes renováveis e dispositivos de armazenamento.
Aplicação	Militar, Campus, Comunidade, Isolada e Distrital	• Militar: Infraestrutura de pequena escala para uso autônomo em acampamentos militares. • Campus: Usado em campus corporativos, universitários e de faculdades. • Comunidade: Rede local coordenada servida por subestações e alta penetração de RESs e DERs. • Isolada: MRs pequenas totalmente desconectadas da rede principal. • MR de Energia Distrital: Fornece eletricidade e energia térmica para aquecimento e resfriamento de várias instalações.

Fonte: Baseada em (Uddin et al., 2023).

2.4.1. Classificação quanto às Estratégias de Controle

O controle da MR pode ser realizado de maneira Centralizada ou Descentralizada. No primeiro caso, o CCMR realiza toda a gestão da MR, enviando sinais de controle para o CCAR e CMR através de canais de comunicação. A confiabilidade neste caso é reduzida, já que é dependente de uma infraestrutura robusta de comunicação. Em caso de falha da comunicação, o controle da MR é comprometido.

No controle descentralizado, cada RED possui um controlador cujas ações de controle são realizadas com base em variáveis locais. Neste caso, não há a necessidade de canais de comunicação, sendo muitas

vezes o controle realizado usando técnicas de sistemas multiagentes. A desvantagem desta técnica é a dificuldade para realizar ações coordenadas, já que não se tem conhecimento dos estados do restante do sistema. Apesar de não ser apresentada na Figura 8, alguns autores ainda consideram a existência da categoria de controle denominada distribuído. Nesta técnica, cada RED realiza suas ações de controle com base no conhecimento de variáveis locais e de seus vizinhos próximos. Para isto é necessária a existência de canais de comunicação, mas não existe a figura do CCMR (Planas *et al.*, 2013; Godoy, Paulo Thiago de, 2020). A Tabela 3 resume as principais vantagens e desvantagens de cada estratégia de controle.

Tabela 3 - Comparação das estratégias de controle de microrredes.

Característica	Estratégia		
	Centralizada	Distribuída	Descentralizada
Comunicação	Centralizada	Esparsa	Não apresenta
Ação de Controle	Coordenada	Coordenada	Não coordenada
Custo de Processamento	Depende das dimensões da MR	Baixo	Baixo
Confiabilidade	Muito dependente da comunicação	Dependente da comunicação	Independente da comunicação

Fonte: (Godoy, Paulo Thiago de, 2020).

2.4.2. Classificação quanto à Capacidade das fontes de energia

Conforme (Uddin *et al.*, 2023), as MRs são ditas de pequena escala quando a capacidade de geração não é superior a 10MW. Estas MRs são utilizadas para suprir prédios, pequenos sistemas elétricos, especialmente aqueles ilhados ou em áreas remotas. Em geral, utilizam predominantemente geradores diesel como fontes de geração. As MRs de médio porte são aquelas com capacidade de geração entre 10MW e 100MW. Os principais REDs associados são fontes de geração renovável, a óleo diesel ou a carvão. Quando a capacidade de geração é superior a 100MW, as MRs são classificadas de grande porte. Neste caso, as fontes de geração costumam ser diesel ou carvão.

Por outro lado, em (Shahgholian, 2021), as MRs são classificadas consoante a capacidade da seguinte forma: pequena escala: menor que 10kW; média escala: 10kW-1MW; grande escala: maior que 1MW.

2.4.3. Classificação quanto ao Tipo de Fornecimento de Energia

As MRs podem ser de corrente contínua, alternada ou híbrida. Tendo em vista que grande parte dos sistemas elétricos atuais são supridos por corrente alternada, com trechos em corrente contínua sendo utilizado em situações específicas, por exemplo, para transmissão de grandes blocos de energia, as MR CA são predominantes, sendo largamente utilizadas no contexto mundial. No caso de CA, o fornecimento de energia pode ser monofásico ou trifásico. Os maiores desafios estão associados à sincronização da MR CA com a rede principal, assim como o controle de tensão e frequência (Poloni, 2019). Para isso, são necessárias arquiteturas complexas de proteção e controle (Uddin *et al.*, 2023).

Uma alternativa para reduzir a complexidade da rede são as MRs CC. Estas aproveitam-se do fato de que alguns RED fornecessem energia elétrica em CC e que cargas como computadores, TVs e lâmpadas LED (entre outros) são alimentadas diretamente em CC. Para estas cargas, não há a necessidade de utilizar

conversores. Neste caso, não havendo problemas de sincronização, reduzem-se consideravelmente os problemas de qualidade de energia e as perdas de conversão de energia. Como as MR costumam ser de menor porte quando comparados aos grandes sistemas interligados, a distribuição de energia elétrica em corrente contínua pode se tornar uma opção viável, sendo alvo de vários estudos, já que as cargas se encontram próximas à geração. Assim, não é obrigatória a presença de transformadores para elevar/reduzir o nível de tensão. Como desvantagens das MR CC destacam-se: falta de padronização do nível de tensão e os sistemas de proteção são mais complexos (Uddin *et al.*, 2023; Delboni *et al.*, 2019).

Uma solução alternativa é a formação das MRs híbridas, que buscam alcançar as vantagens de cada uma das abordagens separadamente. Em geral, há a presença de barramentos de CA, onde são conectados os RED e as cargas CA, e barramentos CC, em que são conectadas as cargas e RED CC. A interconexão entre os barramentos CA e CC se dá por meio de conversores bidirecionais, que podem atuar tanto como um inversor quanto como um retificador, dependendo da direção do fluxo de energia. As MRs híbridas também apresentam desafios, como: a necessidade de controladores complexos e as perdas, que não são completamente eliminadas (Xiong Liu; Peng Wang; Poh Chiang Loh, 2011; Uddin *et al.*, 2023). Uma comparação mais detalhada das MR CC, CA e híbridas será realizada no Capítulo 3.

2.4.4. Classificação quanto ao Tipo da Fonte de Energia

De acordo com a fonte de energia utilizada, as MRs podem ser classificadas em: renováveis, baseadas em combustíveis fósseis e híbridas. As fontes de energia renováveis são aquelas que se renovam constantemente. Estas fontes são consideradas limpas, pois emitem menos gases de efeito estufa. Os principais exemplos de fonte renovável são: hídrica, solar, eólica, biomassa, geotérmica e oceânica. As fontes fósseis são finitas e esgotáveis e causam maior impacto ambiental que as fontes renováveis. Dentre estas fontes, destacam-se o carvão mineral, o gás natural e o petróleo. No caso de MRs, destacam-se os geradores a diesel ou gás natural, cuja aplicação está associada especialmente a áreas remotas. Neste sentido, o custo da matéria-prima e o transporte são pontos desafiadores. A combinação das fontes renováveis e de fontes que utilizam os combustíveis fósseis dá origem às MRs híbridas. Particularmente no caso de MRs ilhadas, os combustíveis fósseis e dispositivos de armazenamento são, usualmente, os responsáveis por realizar o controle de tensão e frequência. As fontes renováveis, por sua vez, operam ajudando no atendimento da carga (EPE, 2024c; Uddin *et al.*, 2023).

2.4.5. Classificação quanto ao Cenário

A principal característica das MRs residenciais é fornecer energia de maneira ininterrupta aos circuitos essenciais de residências, durante quedas de energia elétrica da concessionária, reduzindo a dependência do fornecimento centralizado. Em geral, são clientes domésticos, localizados em áreas urbanas ou rurais. No caso das MRs industriais, elas se justificam principalmente por questões de segurança e confiabilidade em processos cuja interrupção da produção pode resultar em perdas de receitas (indústrias de alimentos, chips eletrônicos, papel, por exemplo). Além do aumento da segurança no fornecimento de energia, comum a todos os três cenários, as MRs comerciais são implantadas em grandes instalações, como Aeroportos e shoppings centers. Desta forma, estas MRs operam como *backup* em caso de falhas da rede principal da concessionária ou para reduzir custos associados à tarifa naquele horário (Hirsch; Parag; Guerrero, 2018; Uddin *et al.*, 2023).

2.4.6. Classificação quanto à Localização

No que se refere à classificação quanto à localização, as MRs podem ser divididas em urbanas e remotas. As microrredes urbanas podem operar tanto conectadas quanto ilhadas do sistema principal. Em condições normais de operação, as MRs urbanas operam conectadas. Contudo, elas podem migrar para a condição ilhada quando da ocorrência de contingências na rede principal ou devido a condições desfavoráveis de mercado na condição conectada. Hospitais, universidades, indústrias, escritórios e shoppings são alguns exemplos de aplicações das MRs urbanas. As MRs remotas estão localizadas em regiões nas quais o fornecimento de energia elétrica pela concessionária não está disponível, seja por questões técnicas, operacionais ou de regulamentação. Neste caso, as MRs remotas operam no modo ilhado, com geradores diesel ou uma combinação de fontes renováveis com dispositivos de armazenamento. Áreas geograficamente isoladas, ilhas ou comunidades rurais são algumas aplicações das MRs remotas (Hirsch; Parag; Guerrero, 2018; Uddin *et al.*, 2023).

2.4.7. Classificação quanto à Aplicação

As MRs podem ser classificadas quanto à sua aplicação como: militares, campus, comunidades, ilhas e sistemas de energia distrital.

As microrredes militares são sistemas de pequeno porte que operam em bases militares. Sua formação se justifica pela indisponibilidade de fornecimento e por questões de segurança energética. Um exemplo de MR militar é o projeto SPIDERS (Van Broekhoven SB, 2012). A primeira fase foi desenvolvida na Base Pearl-Harbor-Hickam no Havaí, composta por um alimentador atendendo duas cargas isoladas, por meio de dois geradores diesel e painéis fotovoltaicos. A fase 2 foi desenvolvido em Fort Carson, Colorado, incluiu um sistema com três alimentadores, sete cargas, alimentadas por 3 geradores diesel, painéis fotovoltaicos e cinco estações bidirecionais de carregamento de veículos elétricos. A terceira fase, também no Havaí tinha como objetivo alimentar toda a base militar. Outros detalhes podem ser encontrados em (Van Broekhoven SB, 2012; Van Broekhoven *et al.*, 2013; Hirsch; Parag; Guerrero, 2018; Naval Facilities Engineering Command, 2015).

As MRs Campus encontram-se em ambientes cooperativos e universidades. Nas aplicações em universidades, além do atendimento e redução dos picos de carga, a formação de MRs visa a realização de pesquisa e desenvolvimento. Segundo (Hirsch; Parag; Guerrero, 2018), a capacidade dessas MRs, até o momento, está entre 4 e 40MW.

Regiões compostas por grande penetração de energias renováveis e outros RED podem formar as chamadas “MR de Comunidades”. Em geral, existem em países desenvolvidos e pretendem ajudar as comunidades a atingirem metas de energia renovável (Uddin *et al.*, 2023).

As MRs isoladas são recomendadas em regiões nas quais não há fornecimento de energia pela concessionária, isto é, áreas que estão totalmente desconectadas da rede principal, e cuja conexão a uma grande rede de distribuição é cara ou impossível. Em geral, são compostas por poucos consumidores. São exemplos destas MRs ilhas isoladas, regiões de difícil acesso e até áreas rurais (que podem ou não operar conectadas).

Os sistemas de energia distrital são caracterizados por uma ou mais centrais que produzem água quente, vapor e água gelada, que então fluem via canos para edifícios próximos, de maneira a fornecer aquecimento de ambientes ou água quente (U.S Department of Energy, 2020). Neste caso, a MR de energia distrital (do inglês, *District Energy Microgrids*) são sistemas que permitem fornecer, com segurança energética, a energia elétrica e térmica para estes centros distritais.

2.5. Benefícios das Microrredes

Tendo em vista a natureza das MRs, composta por REDs conectados próximos aos consumidores e ao elevado nível de controlabilidade destes sistemas em comparação aos sistemas de distribuição tradicionais, a seguir são listadas algumas das principais vantagens das MRs (Chowdhury; Crossley, 2009):

- Ambiental: redução da emissão de CO₂, especialmente pela presença de fontes de geração renováveis. Mesmo quando a geração provém de combustíveis fósseis, sua utilização em complementariedade com fontes renováveis ou dispositivos de armazenamento reduzem o impacto ambiental. Da mesma forma, a formação de MRs pode diminuir a necessidade de construção de linhas de transmissão longas, o que é um desafio em regiões com reservas ambientais.
- Operacional e de Investimento: como as cargas são atendidas localmente, as perdas e o congestionamento das linhas de transmissão são reduzidos. Portanto, grandes obras de infraestrutura podem ser evitadas ou postergadas e a tarifa reduzida. Mesmo com perturbações nos sistemas de transmissão e distribuição, o fornecimento de energia pode ser mantido, dado que a MR pode operar de maneira ilhada.
- Social: as MRs surgem com uma opção de fornecimento de energia elétrica em regiões que não estão conectadas ao sistema interligado nacional, como em áreas isoladas. Nesse sentido, as MRs propiciam aos moradores a melhora no bem-estar social e desenvolvimento econômico. Áreas rurais podem ser atendidas com energia elétrica dentro de padrões de qualidade, o que afeta na produção agroindustrial. As MRs em indústrias apresentam-se como uma solução para manter o abastecimento de energia elétrica mesmo em condições de indisponibilidade da concessionária, evitando que as atividades sejam interrompidas.

A formação de microrredes resulta em uma série de benefícios aos operadores do sistema e aos consumidores. Apesar das vantagens supracitadas, muitos desafios e desvantagens estão associados às MRs, conforme será discutido na próxima seção.

2.6. Desafios Associados a Formação de Microrredes

A implementação de novas tecnologias requer altos investimentos em pesquisa durante as fases de consolidação e aperfeiçoamento. Cada projeto possui particularidades. Alguns pontos ainda são desafiadores no que tange à implantação de microrredes em aplicações reais, em contraponto às MRs laboratoriais, já que o ambiente e as condições operacionais nem sempre são controláveis. Muitas vezes, os custos envolvidos não são o único fator a ser analisado. Os principais desafios associados à implantação de MRs são resumidos na Figura 9.

Algumas das questões apresentadas na Figura 9 são listadas a seguir (Chowdhury; Crossley, 2009; Hirsch; Parag; Guerrero, 2018; Uddin *et al.*, 2023):

- Alto custo de implantação: Em geral, o custo de implantação de uma MR é maior que o de um sistema convencional. Neste caso, são necessários subsídios governamentais na maioria dos projetos.
- Dificuldades de técnicas: Em se tratando de uma nova tecnologia, existe uma falta de experiência técnica e de profissionais capacitados em quantidade suficiente para aplicação em casos reais. A capacidade da MR operar de maneira conectada ou ilhada resulta em um grande desafio de controle, especialmente nos períodos de transição para o modo ilhado ou na reconexão com a rede principal.
- Incertezas regulatórias, legais e de padronização: Muitos países não possuem legislação específica para as MRs. Neste caso, as normas para conexão de geração distribuída de cada concessionária costumam ser utilizadas. Nem sempre esta abordagem é adequada, podendo existir diferenças

significativas entre cada região e/ou concessionária em que a MR está inserida. Do ponto de vista internacional, a norma IEEE 1547.4 (IEEE, 2011) inclui um guia para realizar o planejamento, projeto, operação e integração de RED em sistemas ilhados.

- **Monopólio do Mercado de Energia:** tradicionalmente, o fornecimento de energia elétrica é realizado pela distribuidora para os consumidores. Estes últimos também podem produzir sua própria energia. Contudo, a concepção de MR permitirá que os consumidores utilizem a concessionária apenas para garantir a segurança operativa em momentos de indisponibilidade dos REDs na MR. Por outro lado, surgem dúvidas relacionadas a tarifa durante os períodos em que a rede principal está indisponível. Neste caso, a rede principal estará desconectada fazendo com que o mercado de energia perca seu controle sobre o preço de energia.
- **Projeto apropriado:** as MRs que utilizam fontes renováveis, especialmente as não despacháveis, possuem características de projeto, operação e planejamento peculiares em comparação aos sistemas baseados em fontes despacháveis. É necessário ter o conhecimento detalhado das cargas e das condições climáticas de maneira a garantir a operação adequada e prolongar a vida útil da MR.
- **Balanco de carga e geração no modo ilhado:** com a inexistência da conexão com a rede principal, as fontes disponíveis devem ser capazes de fornecer energia suficiente para atender as cargas. Grandes variações de cargas podem resultar em instabilidades.
- **Fluxo de potência bidirecional:** o fluxo de potência reverso resulta em desafios de controle de tensão e coordenação da proteção.

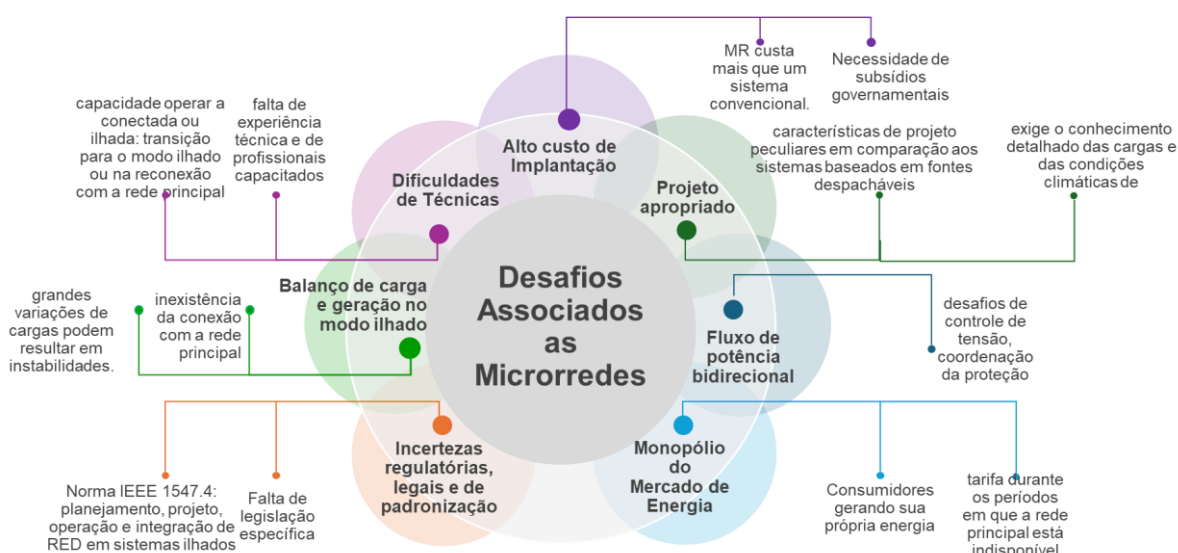


Figura 9 - Desafios associados as microrredes.

2.7. Energia Sustentável em Comunidades Isoladas: Políticas, Financiamentos e Casos de Sucesso

A seguir, é fornecida uma análise comparativa dos programas nacionais de MRs em países-chave, abrangendo Ásia, África, Oceania e América do Norte. Ao examinar as abordagens distintas adotadas por estas nações, procura-se extrair lições acionáveis e melhores práticas que possam informar e guiar formuladores de políticas, instituições de financiamento de desenvolvimento (IFDs) e investidores em outras regiões que enfrentam desafios semelhantes de acesso à energia, resiliência da rede e transição para energia limpa.

A análise para cada país está estruturada em quatro pilares fundamentais:

1. Direcionadores Estratégicos: As forças motrizes políticas, econômicas e sociais subjacentes que impulsionam a adoção de MRs.
2. Projetos Emblemáticos: Estudos de caso de projetos ou programas que exemplificam a abordagem nacional.
3. Modelos de Financiamento e Execução: Os mecanismos financeiros e as estruturas operacionais utilizadas para implementar os projetos.
4. Aprendizados Replicáveis: As principais lições e estratégias que podem ser adaptadas e aplicadas noutros contextos.

A Tabela 4 mostra uma visão geral executiva, permitindo uma comparação rápida das principais características da abordagem de cada país, estabelecendo um quadro de referência para a análise detalhada que se segue.

Tabela 4 - Visão geral comparativa dos programas nacionais de microrredes.

País	Direcionadores Estratégico	Programas Nacionais	Modelos de Financiamento	Nível de Maturidade do Mercado
Índia	Acesso à energia rural e modernização da rede	Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY), National Smart Grid Mission (NSGM)	Subsídios governamentais, Incentivos a ESCOs e Investimento Privado	Em desenvolvimento
China	Neutralidade de carbono, Descarbonização industrial e Estabilidade da rede	14º Plano Quinquenal, Políticas da NEA para Energia Distribuída	De FITs/Subsídios para mecanismos de mercado (Certificados Verdes)	Maduro
Nigéria	Acesso à energia rural, Catalisação do setor privado	Nigeria Electrification Project (NEP) - Componente de Microrredes	Licitação de Subsídio Mínimo, Subvenções Baseadas em Desempenho (PBG)	Em Desenvolvimento
Austrália	Resiliência climática, Substituição de diesel remoto	Regional Australia Microgrid Pilots Program (RAMPP)	Subvenções federais competitivas (ARENA)	Maduro
Canadá	Redução de diesel remoto, Autodeterminação indígena	Clean Energy for Rural and Remote Communities (CERRC)	Contribuições federais, Parcerias de capital com comunidades	Em Desenvolvimento

2.7.1. Ásia – Pioneira em Escala e Integração Industrial

Esta seção analisa como os gigantes asiáticos têm utilizado as MRs para dois objetivos estratégicos e distintos: promover a eletrificação rural em larga escala na Índia e acelerar a descarbonização industrial na China.

2.7.1.1. Índia

A estratégia indiana para MRs é movida por dois vetores complementares. O primeiro, historicamente mais relevante, é a ampliação do acesso à energia. Diante de uma população de centenas de milhões vivendo em regiões rurais e remotas, as MRs se consolidam como alternativa viável para levar eletricidade a essas áreas, onde a expansão da rede convencional é financeiramente inviável ou tecnicamente inviável (Microgrid News, 2019; Power Line Magazine, 2016).

O segundo direcionador, cada vez mais importante, é a segurança energética e a modernização da rede. A Índia integrou as MRs na sua estratégia de modernização mediante iniciativas como o Roteiro da Rede Inteligente da Índia (*India Smart Grid Roadmap*) e a Missão Nacional de Redes Inteligentes (*National Smart Grid Mission - NSGM*) (NSGM, 2025).

1. Direcionadores estratégicos

A consolidação das microrredes na Índia apoia-se em políticas públicas, programas de eletrificação e ações voltadas à modernização da rede, conforme detalhado a seguir (Power Line Magazine, 2016; Microgrid News, 2019; NSGM, 2025):

- Ampliação do acesso à energia elétrica em regiões rurais e remotas, onde a expansão da rede principal é inviável técnica ou economicamente.
- Lançamento de programas nacionais como o Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY) e o Pradhan Mantri Sahaj Bijli Har Ghar Yojana (SAUBHAGYA) para acelerar a eletrificação rural.
- Evolução da definição de “eletrificação”: de 10% das residências por vila para uma conexão individual em cada domicílio, com uso de kits solares e MRs.
- Modernização da infraestrutura elétrica por meio da *India Smart Grid Roadmap* e da NSGM, estabelecida em 2015.
- Adoção de MRs em áreas urbanas e semiurbanas conectadas à rede para mitigar interrupções frequentes e melhorar a confiabilidade.
- Integração de recursos energéticos distribuídos, como sistemas fotovoltaicos em telhados, com suporte das microrredes.
- Implementação de MRs de médio porte com foco na redução de perdas e na melhoria da qualidade da energia.

2. Projetos emblemáticos

Enquanto as políticas públicas estabeleceram o arcabouço para o avanço das MRs na Índia, a inovação tem sido liderada por empresas privadas. A *Husk Power Systems* opera mais de 188 microrredes híbridas solar-biomassa, focadas em micro, pequenas e médias empresas, promovendo desenvolvimento econômico local (Harvard Business School, 2016; CECF, 2025). Já a *Mera Gao Power* implementa microrredes solares de ultrabaixo custo para serviços básicos em vilas remotas, mostrando que diferentes modelos podem atender nichos diversos do mercado *off-grid* (IESA, 2025).

Como exemplo, tem-se a microrrede de Khareda Lakshmipura (Rajasthan) que é a primeira microrrede solar inteligente da Índia, instalada pela *Gram Power* em março de 2012. O sistema consiste em um arranjo solar de ~40 kW conectado a baterias de chumbo-ácido (~40 kWh), inversores e medidores pré-pagos inteligentes. Este sistema fornece energia 24h por dia com monitoramento remoto e controle de fraudes (Sharma; Verma, 2024; YourStory, 2017; Jain; Rathore; Gupta, 2024; Kumar; Verma; Tripathi, 2021).

3. Modelos de Financiamento e Execução

A Índia adotou uma abordagem de financiamento em três fases para promover MRs. Na fase inicial, o modelo era baseado em subsídios diretos do governo, por meio de programas como o *Remote Village Electrification Programme* (RVEP) e o *Village Energy Security Programme* (VESP), que ofereciam capital público e empréstimos subsidiados para viabilizar projetos em áreas remotas e reduzir custos para os consumidores (Power Line Magazine, 2016).

Na fase de transição, o governo passou a atuar como facilitador de mercado. Em 2016, o Ministério de Novas e Renováveis Energias (MNRE) lançou uma política para instalar 10.000 microrredes, totalizando 500 MW até 2021 (Microgrid News, 2019). Para isso, criou a categoria dos *Rural Energy Service Providers* (RESPs), oferecendo incentivos como apoio de capital e aprovações simplificadas (Microgrid News, 2019). Isso impulsionou o crescimento de Empresas de Serviços Energéticos (ESCOs) privadas, como *Husk Power*, *Gram Power* e *OMC Power*, responsáveis por desenvolver, operar e manter as microrredes (IESA, 2025).

Atualmente, o setor avança para modelos comerciais mais sustentáveis. Embora ainda conte com algum apoio público, casos como o da *Husk Power* mostram que é possível atrair capital privado e de impacto com base em fundamentos sólidos: bom desempenho financeiro, baixo LCOE (*Levelized Cost of Energy* - Custo Nivelado de Energia), foco em clientes comerciais e governança transparente (CECP, 2025).

4. Aprendizados Replicáveis

A experiência indiana mostra que a abordagem mais eficaz combina programas públicos com iniciativas privadas. Programas governamentais como o DDUGJY e o SAUBHAGYA ampliaram o acesso à eletricidade, mas enfrentam dificuldades na execução local e na sustentabilidade (Power Line Magazine, 2016). Empresas privadas como a Husk Power, focadas em atender micro, pequenas e médias empresas, têm mostrado mais agilidade e modelos de negócio viáveis (Harvard Business School, 2016). O caminho considerado como o mais estratégico foi a criação de políticas via governo que incentivem e colaborem com o setor privado, ajustando-se com base nas lições práticas do mercado.

2.7.1.2. China

Em contraste com o foco da Índia no acesso à energia, o programa de MRs da China é impulsionado principalmente pelas suas ambiciosas metas climáticas nacionais. As microrredes são vistas como uma ferramenta essencial para alcançar estas metas, particularmente no setor industrial. Ao integrar massivamente fontes de energia renovável como a solar e a eólica localmente, as microrredes permitem que os parques industriais, que são grandes consumidores de energia, reduzam drasticamente a sua dependência da geração a carvão (China Daily, 2025). A expansão das microrredes na China está diretamente ligada às metas climáticas e aos desafios de operação da rede elétrica nacional.

Os principais direcionadores estratégicos incluem (China Daily, 2025; Climate; Partnerships, 2025):

1. Direcionadores estratégicos

- Contribuição para as metas climáticas nacionais: atingir o pico das emissões de carbono até 2030 e alcançar a neutralidade de carbono até 2060.
- Redução da dependência do carvão em parques industriais por meio da integração local de fontes renováveis, como solar e eólica.
- Implantação de microrredes como ferramenta crítica de descarbonização no setor industrial, principal consumidor de energia do país.
- Estabilização da rede elétrica nacional frente à alta penetração de geração renovável variável (VRE), como solar e eólica.
- Utilização de armazenamento de energia em microrredes para promover o balanceamento local de carga e geração, reduzindo a pressão sobre o sistema interligado.
- Implementação de estratégias de autobalanceamento de curto prazo com uso de baterias, absorvendo excedentes e suprimindo demanda localmente.
- Fortalecimento da resiliência da rede por meio da descentralização e do gerenciamento dinâmico da geração distribuída.

2. Projetos emblemáticos

A estratégia da China é claramente visível nos seus projetos emblemáticos, que estão predominantemente localizados em parques industriais. O parque industrial em Xuzhou é um excelente exemplo de autossuficiência (China Daily, 2025). São 52.000 metros quadrados de painéis fotovoltaicos nos telhados e um sistema de armazenamento de energia de apoio, que formam uma microrrede que gera quase 7 milhões de kWh anualmente. Este sistema alimenta todo o parque, substituindo o consumo de 2.800 toneladas de carvão e reduzindo os custos de energia para as empresas em mais de 20% (China Daily, 2025).

Outro projeto líder está no parque industrial de Changzhou, uma microrrede que possui 1,61 MW de capacidade fotovoltaica e 6.035 kWh de armazenamento de energia, como mostra a Figura 10 (Xinhua News Agency, 2025). Este projeto é notável pela sua plataforma de gestão avançada, que utiliza inteligência artificial para analisar dados meteorológicos, fluxos de tráfego e uso histórico de eletricidade para otimizar a eficiência energética e os custos operacionais (Xinhua News Agency, 2025).



Figura 10 - Parque industrial Changzhou - China.
Fonte: (Agency, 2025).

Estes projetos em larga escala demonstram a aplicação prática de microrredes para descarbonizar clusters econômicos inteiros. Além disso, projetos como o da *Goldwind Science & Technology* em Pequim servem como laboratórios do mundo real, onde são testados algoritmos avançados de despacho econômico e esquemas de proteção de rede, destacando o foco da China não apenas na implementação, mas também na otimização tecnológica e operacional (Liu Y. *et al.*, 2021).

3. Modelos de Financiamento e Execução

O modelo de financiamento e política energética da China evoluiu em três fases distintas, assim como a Índia. Inicialmente, o crescimento foi impulsionado por subsídios generosos, como tarifas de incentivo (*feed-in tariffs* – FITs) para grandes projetos e incentivos por kWh para sistemas solares distribuídos, o que levou a uma rápida expansão do mercado, mas tornou-se financeiramente insustentável para o governo (WRI China, 2021).

Na fase seguinte, para controlar os custos e o ritmo de crescimento, o país adotou leilões para definir os preços da energia solar e implementou cotas anuais de capacidade, marcando o início da transição para um modelo mais competitivo e menos dependente de subsídios diretos (WRI China, 2021).

A fase atual representa uma virada para mecanismos totalmente baseados no mercado: as regras propostas pela Administração Nacional de Energia em 2024 reconhecem legalmente as microrredes, eliminam o acesso automático à rede (forçando viabilidade econômica) e exigem que todos os projetos

de energia distribuída participem do mercado de eletricidade por meio de certificados verdes (PV Magazine, 2024). Esse novo sistema cria incentivos financeiros orientados pelo mercado, substituindo os subsídios governamentais diretos.

4. Aprendizados Replicáveis

A experiência da China com MRs oferece lições estratégicas valiosas. Primeiro, focar em zonas econômicas, como parques industriais, é altamente recomendável, pois essas áreas têm alta demanda energética, espaço disponível e estruturas de governança que facilitam a implementação (China Daily, 2025).

Em um segundo ponto, a evolução gradual da política, de subsídios iniciais para mecanismos de mercado, mostra a importância de um plano claro para amadurecer o setor de energia distribuída com sustentabilidade (WRI China, 2021).

Terceiro, a regulamentação precisa acompanhar a complexidade tecnológica, como demonstram as novas regras da Administração Nacional de Energia que formalizam as microrredes (PV Magazine, 2024). Por fim, a China usa as MRs não apenas como infraestrutura energética, mas como instrumento de política industrial, criando um mercado doméstico robusto que impulsiona a inovação, gera escala e posiciona o país como líder global em tecnologias limpas, uma estratégia que pode ser adotada por outras nações com base industrial relevante (WRI China, 2021; China Daily, 2025).

2.7.2. África – O Epicentro do Desafio do Acesso à Energia

O continente africano enfrenta um profundo paradoxo energético. Apesar de possuir vastos recursos energéticos, tanto renováveis como fósseis, continua a ser a região com o maior déficit de acesso à eletricidade do mundo. As estimativas indicam que entre 600 milhões e 685 milhões de pessoas vivem sem acesso à eletricidade, com a África Subsaariana (ASS) representando a esmagadora maioria deste total, entre 75% e 80% do déficit global (Mekonnen; Sarwat, 2017).

2.7.2.1. Nigéria

Entre 2018 e 2021, a África Ocidental recebeu mais investimentos em energias renováveis *off-grid* do que a África Oriental (IRENA, 2024b; Mokhatab *et al.*, 2024). A Nigéria lidera esse crescimento como o maior receptor de investimentos em energias renováveis *off-grid* na África Subsaariana e globalmente, atraindo 287 milhões de dólares entre 2010 e 2021 (IRENA, 2024b; Mokhatab *et al.*, 2024). Esse aumento de investimentos é impulsionado pelo Programa de Eletrificação da Nigéria, gerido pela Agência de Eletrificação Rural em parceria com o Banco Mundial e o Banco Africano de Desenvolvimento (AfDB). Esse programa também se beneficia de um marco regulatório favorável para microrredes (IRENA, 2024b; Mokhatab *et al.*, 2024).

1. Direcionadores estratégicos

A consolidação das microrredes na Nigéria é motivada por uma combinação de necessidade crítica de eletrificação e políticas voltadas à atração de capital privado. Os principais direcionadores estratégicos incluem (RMI, 2018; SMAP, 2017; IRENA, 2024b):

- Alta demanda reprimida: grande déficit de acesso à energia, especialmente em áreas rurais, com milhões de pessoas sem eletricidade ou atendidas por uma rede extremamente instável.

- Potencial de mercado expressivo: estimativa de US\$ 9,2 bilhões/ano em oportunidades para microrredes e sistemas solares domésticos.
- Estratégia governamental centrada em habilitar o setor privado, reconhecendo a limitação de recursos públicos frente à escala do desafio.
- Atuação proativa da Agência de Eletrificação Rural (REA) como catalisadora de investimentos, com foco em criar um ambiente regulatório e operacional favorável ao capital privado.
- Estrutura de financiamento orientada à viabilidade, com programas que combinam financiamento público com capital de risco, reduzindo riscos e viabilizando escala.
- Apoio a soluções tecnológicas descentralizadas e modulares, que permitam expansão rápida e adaptada às necessidades locais.
- Ênfase em modelos de negócio sustentáveis, visando tarifas acessíveis e retorno para operadores privados.

2. Projetos emblemáticos

A principal iniciativa da Nigéria para promover microrredes é o Programa Nacional de Eletrificação (NEP), especialmente o Componente de Microrredes Híbridas Solares, implementado pela REA com apoio do Banco Mundial e do AfDB (REA, 2025). O programa visa eletrificar 300 mil residências e 30 mil empresas, com projetos desenvolvidos e operados pelo setor privado (REA, 2025).

Um ponto estratégico da abordagem nigeriana é o foco em comunidades *“undergrid”*, áreas tecnicamente conectadas à rede, mas com fornecimento ruim ou inexistente. Nesses locais, microrredes podem oferecer energia de qualidade a custo menor que geradores a diesel, ao mesmo tempo, em que reduzem perdas para as distribuidoras (DisCos) (RMI, 2018). O mercado *“undergrid”* é estimado em cerca de US\$ 1 bilhão por ano (RMI, 2018).

Um dos projetos localizados na Nigéria é a MR solar híbrida em Rokota, Nigéria, inaugurada em dezembro de 2019 pela REA com o apoio do Banco Mundial, mostrada na Figura 11. Essa MR possui uma capacidade solar de 64 kW e 360 kWh em baterias (REA, 2019). O projeto permite que a comunidade acesse eletricidade segura, reduzindo o uso de diesel e incentivando o desenvolvimento econômico local, incluindo atividades comerciais e educacionais. Ele fornece energia limpa e confiável para 300.000 casas e 30.000 negócios locais da Nigeria (REA, 2019).



Figura 11 - Microrrede híbrida em Rokota - Nigeria.

Fonte: (REA, 2019).

3. Modelos de Financiamento e Execução

Para atrair o investimento privado necessário, a REA da Nigéria implementou dois mecanismos de financiamento inovadores no âmbito do NEP, com um fundo total de US\$ 150 milhões (REA, 2025). O primeiro é a Licitação de Subsídio Mínimo, voltada para áreas de alto potencial econômico previamente identificadas pela REA. Nesse modelo, promotores privados competem para construir, operar e manter MRs, sendo selecionado aquele que solicitar o menor subsídio público para viabilizar o projeto, garantindo eficiência na alocação de recursos. O segundo mecanismo é a Subvenção Baseada no Desempenho (*Performance-Based Grant* – PBG), que oferece um subsídio fixo de US\$ 350 por conexão para projetos desenvolvidos espontaneamente por promotores em locais de sua escolha (REA, 2025). O pagamento é feito após a verificação da ligação concluída, incentivando rapidez, inovação e a identificação de oportunidades fora do escopo do planejamento centralizado.

4. Aprendizados Replicáveis

A principal lição da Nigéria é o poder de uma regulamentação clara para atrair investimento privado. A Regulamentação de Microrredes de 2016, da NERC, é considerada referência global por simplificar o licenciamento, garantir previsibilidade tarifária e proteger investidores contra perdas caso a rede pública chegue (Clean Technology Hub, 2016). Ao reduzir o risco regulatório, a Nigéria criou um ambiente favorável ao investimento. Combinando uma agência proativa (REA), regulação robusta e mecanismos de financiamento de mercado, o país transformou sua estrutura em um “produto de mercado” competitivo. Para outros governos, a mensagem é direta: regulação inteligente é ferramenta de atração de capital (Clean Technology Hub, 2016; RMI; NESG, 2018).

2.7.3. Oceania e América do Norte: Redes Maduras e Novas Fronteiras

Nesse tópico, o foco será para as economias desenvolvidas, onde os impulsionadores das microrredes não são o acesso básico, mas sim a resiliência, a modernização da rede e a capacitação da comunidade. Austrália e Canadá oferecem lições sobre como as microrredes podem fortalecer as redes existentes, impulsionar a inovação tecnológica e promover a autodeterminação energética.

2.7.3.1. Austrália

As microrredes isoladas na Austrália desempenham um papel importante em regiões remotas, áreas rurais e ilhas onde a conexão com a rede elétrica principal é inviável ou extremamente cara. Essas microrredes são projetadas para operar de forma independente, utilizando fontes renováveis, como energia solar e eólica, combinadas com sistemas de armazenamento em baterias e, ocasionalmente, geradores a diesel como backup. O foco é reduzir a dependência de combustíveis fósseis e fornecer energia confiável e acessível para essas comunidades, onde o transporte de diesel é custoso e impacta negativamente o meio ambiente (ARENA, 2021c; ARENA, 2023).

1. Direcionadores estratégicos

Na Austrália, a adoção de microrredes é motivada por fatores distintos dos países em desenvolvimento, com foco em confiabilidade e transição energética. Os principais direcionadores estratégicos incluem (ARENA, 2021c; ARENA, 2023):

- Resiliência climática: resposta à crescente ocorrência de desastres naturais (incêndios, inundações, ciclones) que expõem a vulnerabilidade da rede elétrica.
- Capacidade de operação em modo ilhado, garantindo fornecimento de energia para comunidades e infraestruturas críticas durante falhas na rede principal.
- Substituição de geração a diesel em comunidades remotas ou com redes fracas, reduzindo custos, emissões e riscos logísticos.
- Melhoria da confiabilidade energética em áreas isoladas, com fontes renováveis e armazenamento local.
- Redução da dependência de combustíveis fósseis, promovendo segurança energética e metas ambientais.

2. Projetos emblemáticos

O principal esforço da Austrália na área de microrredes é o Programa Piloto de Microrredes da Austrália Regional (RAMPP), lançado em 2021 e gerido pela ARENA (Agência Australiana de Energia Renovável) (ARENA, 2021c; ARENA, 2023). Com um orçamento de A\$ 50 milhões, o RAMPP apoia projetos-piloto em regiões remotas e rurais, abrangendo desde microrredes conectadas à rede até sistemas autônomos (SAPS) e isolados (ARENA, 2021a). Antes do RAMPP, a ARENA já financiava iniciativas para reduzir o uso de diesel em ilhas como *Lord Howe*, *Flinders* e *Rottneest*. Um destaque é a *Denham Hydrogen Demonstration Plant*, a primeira MR remota do país a integrar geração de hidrogênio verde, evidenciando o foco da Austrália em soluções tecnológicas inovadoras (ARENA, 2021c; ARENA, 2023)

3. Modelos de Financiamento e Execução

O modelo de financiamento da Austrália para microrredes é baseado em subvenções federais competitivas oferecidas pela ARENA. No âmbito do programa RAMPP, os projetos podem receber entre A\$ 1 milhão e A\$ 5 milhões, com valores maiores possíveis para iniciativas de alto impacto (ARENA, 2021c). As subvenções cobrem no máximo 50% dos custos elegíveis, exigindo contrapartida significativa dos proponentes (ARENA, 2021c; ARENA, 2023). Um diferencial da abordagem australiana é sua estrutura em duas etapas: primeiro, o governo lançou o Fundo de Fiabilidade das Comunidades Regionais e Remotas (RRCRF), com A\$ 50,4 milhões voltados exclusivamente a estudos de viabilidade (ARENA, 2021c). Somente projetos que passaram por essa etapa prévia podem se candidatar ao RAMPP, assegurando maturidade técnica e econômica antes da implementação.

Com frequência, a ARENA colabora com empresas privadas para demonstrar a viabilidade de sistemas híbridos. A *Clean Energy Finance Corporation* (CEFC) também oferece financiamentos de baixo custo para projetos de energia limpa, reduzindo a dependência do diesel em comunidades e permitindo o investimento em sistemas híbridos de energia (ARENA, 2021b).

Empresas privadas desempenham um papel fundamental ao lado do governo no desenvolvimento de microrredes na Austrália. A *Horizon Power*, uma empresa estatal de *Western Australia*, lidera iniciativas de MRs em regiões remotas, frequentemente em parceria com empresas privadas e com o apoio de ARENA e CEFC, integrando energia solar, baterias e sistemas de controle (Horizon Power, 2024).

4. Aprendizados Replicáveis

A abordagem australiana oferece boas práticas altamente replicáveis. A principal é a estratégia em duas fases, com financiamento inicial voltado a estudos de viabilidade. Isso evita desperdício de recursos públicos em projetos inviáveis e garante que o apoio à implementação vá para iniciativas com maior potencial de sucesso técnico e comercial.

Outro destaque é o papel claro da ARENA: apoiar projetos que enfrentem barreiras técnicas, regulatórias ou comerciais, reduzindo riscos e preparando o caminho para a adoção em larga escala pelo setor privado (ARENA, 2021c; ARENA, 2023).

Por fim, a Austrália adota uma abordagem holística, combinando benefícios como resiliência a desastres, substituição do diesel, redução de emissões e maior uso de renováveis. Esse “empilhamento de valor” fortalece a viabilidade dos projetos e justifica investimentos mesmo em contextos de países desenvolvidos (ARENA, 2023).

2.7.3.2. *Canadá*

O Canadá é referência em geração renovável, com províncias como *Quebec* e *Prince Edward Island* operando praticamente com 100% de energia limpa. Ainda assim, devido à vasta extensão territorial e à baixa densidade de infraestrutura no norte do país, centenas de comunidades permanecem fora da rede elétrica principal, dependendo majoritariamente de geradores a diesel (Stringer; Joanis, 2023). Essa realidade vem sendo confrontada por uma agenda nacional consistente de descarbonização. Em 2025, o país mantém sua meta de eliminar o uso de diesel em comunidades remotas até 2030, com foco especial em populações indígenas (Stringer; Joanis, 2023; Government of Canada, 2025b).

Mais de 240 localidades *off-grid* estão no centro dessas iniciativas, muitas delas com projetos em andamento para substituir combustíveis fósseis por solar, eólica, biomassa e armazenamento em baterias em comunidades indígenas (Stringer; Joanis, 2023; Government of Canada, 2025b).

1. Direcionadores estratégicos

O contexto canadense para MRs combina necessidades energéticas urgentes com objetivos sociais e culturais. Os principais direcionadores estratégicos incluem (Stringer; Joanis, 2023; Government of Canada, 2025b; Energy Monitor, 2022a; Government of British Columbia, 2024; Pembina Institute, 2025):

- Redução da dependência de diesel em cerca de 240 comunidades remotas, muitas de difícil acesso, onde o fornecimento de combustível é caro, poluente e logisticamente complexo.
- Transição para fontes limpas com foco em ganhos econômicos, ambientais e de saúde. A Colúmbia Britânica, por exemplo, busca reduzir em 80% o uso de diesel até 2030 nessas comunidades.
- Soberania energética como instrumento de empoderamento econômico e alinhamento com valores culturais.
- Descentralização da infraestrutura energética, promovendo soluções locais e sustentáveis com maior controle comunitário.

2. Projetos emblemáticos

O principal programa federal de apoio às MRs no Canadá é o Programa de Energia Limpa para Comunidades Rurais e Remotas (CERRC), administrado pela Natural Resources Canada (NRCan) (Canada Natural Resources, 2025). O programa oferece financiamento para projetos de energia renovável e iniciativas de capacitação lideradas pelas próprias comunidades.

Vários projetos emblemáticos, conduzidos por povos Indígenas, demonstram o avanço dessa abordagem. Entre eles, destaca-se o Projeto Hidrelétrico Innalik (7,5 MW), de propriedade comunitária Inuit em Inukjuak (Quebec), que visa eliminar totalmente o uso de diesel (Energy Monitor, 2022a). A Fazenda Solar 3NE (2,2 MW), em *Fort Chipewyan* (Alberta), é a maior em uma comunidade remota e atende três nações Indígenas, substituindo 25% da demanda de diesel (Canada Energy Regulator, 2023). Uma foto panorâmica pode ser vista na Figura 12. Já a MR Solar de *Gull Bay*, em Ontário, reduziu em 30%

o uso de diesel em uma comunidade das Primeiras Nações, tornando-se referência para outros projetos similares (Canadian Indigenous Investment, 2025a).



Figura 12 -Microrrede híbrida em Fort Chipewyan - Alberta.
Fonte: (Emerald Foundation, 2022).

3. Modelos de Financiamento e Execução

O modelo de financiamento do CERRC baseia-se em contribuições federais com contrapartida dos proponentes, em vez de subsídios integrais (Natural Resources Canada, 2018). O programa se destaca pela flexibilidade, apoiando desde capacitação e estudos de viabilidade até grandes projetos de infraestrutura. Uma inovação importante foi a criação do hub *Wah-ila-toos*, uma plataforma orientada por um conselho Indígena que facilita o acesso ao financiamento e assegura que as decisões reflitam as prioridades das comunidades (Government of Canada, 2025a).

Além disso, muitos projetos bem-sucedidos adotam um modelo de parceria entre comunidades Indígenas e empresas públicas ou privadas. Um exemplo é a MR de *Gull Bay*, desenvolvida em parceria com a *Ontario Power Generation* (Canadian Indigenous Investment, 2025b). Esse modelo de propriedade compartilhada cresceu a ponto de tornar-se as comunidades Indígenas os maiores proprietários de ativos de energia limpa no Canadá, depois do governo e das concessionárias privadas (Energy Monitor, 2022b).

4. Aprendizados Replicáveis

A experiência do Canadá mostra que a liderança e propriedade comunitária, especialmente por comunidades Indígenas, resultam em projetos de energia mais sustentáveis e com benefícios amplos e equitativos (Energy Monitor, 2022a). Capacitação é um ponto de partida essencial: investir em conhecimento, planejamento e alfabetização energética antecede e viabiliza o sucesso dos projetos de capital. O programa CERRC reconhece isso ao financiar essas etapas iniciais (NRC, 2018).

Além disso, os projetos canadenses geram dados concretos sobre a redução do uso de diesel, fortalecendo o argumento técnico e político para novas iniciativas, como em *Hartley Bay*, *Fort Chipewyan* e *Arviat* (Canada Energy Regulator, 2023; NRC, 2025). Mais do que otimizar o custo da energia (LCOE), a abordagem canadense foca em um conjunto mais amplo de valores: soberania, empregos locais, saúde, cultura e desenvolvimento comunitário. O “valor” da MR vai além do kWh, trata-se de empoderamento e transformação social (NRC, 2018). A principal lição é adotar uma visão de “valor empilhado”, que reconhece formalmente os múltiplos cobenefícios dos projetos energéticos.

2.8. Resumo

Este capítulo apresentou o contexto global da transição energética, destacando a importância crescente das microrredes como solução estratégica para ampliar o acesso à eletricidade, reduzir emissões e aumentar a resiliência energética. A partir dos "Três Ds" (Descentralização, Descarbonização e Democratização), são discutidos os conceitos, arquiteturas, modos de operação (conectado e ilhado), estratégias de controle e classificações das microrredes, considerando suas características técnicas, localizações e aplicações. Também são abordados os principais desafios à sua implementação, como alto custo inicial, barreiras regulatórias e complexidade de controle.

Na segunda parte, o capítulo apresenta uma análise comparativa de programas nacionais em cinco países com diferentes motivações e graus de maturidade:

- Índia: foco em acesso à energia rural, com forte participação de empresas privadas e apoio governamental via subsídios e programas nacionais.
- China: uso intensivo de microrredes para descarbonização industrial e estabilidade da rede, com transição de subsídios para mecanismos de mercado.
- Nigéria: liderança africana em investimentos *off-grid*, com estrutura regulatória clara e foco em atrair capital privado para áreas com acesso precário.
- Austrália: aplicação voltada à resiliência climática e substituição do diesel em regiões remotas, com forte apoio público e foco em inovação tecnológica.
- Canadá: programas voltados à substituição do diesel em comunidades indígenas remotas, com ênfase em soberania energética, e projetos liderados pelas próprias comunidades.

Esses estudos de caso oferecem lições replicáveis em políticas públicas, modelos de financiamento e estratégias de implementação, compondo um panorama abrangente e aplicável à realidade brasileira.

3. Soluções Tecnológicas para Geração de Energia Elétrica e Armazenamento

A necessidade de diversificar a matriz energética mundial e reduzir emissões de carbono impulsiona a busca por soluções sustentáveis e eficientes, exatamente o que microrredes bem projetadas podem oferecer. Entre 2018 e 2024, a participação do diesel na capacidade instalada de MRs caiu de 42% para 29%, enquanto a energia solar fotovoltaica saltou de 14% para 59% (Sustainable Energy for All, 2024). O cenário Net Zero Emissions (NZE) da Agência Internacional de Energia projeta que a demanda global de eletricidade aumentará de 23.230 TWh em 2020 para 60.000 TWh em 2050, crescendo 3,2% ao ano (IEA, 2021). Países em desenvolvimento, como o Brasil, responderão por 75% desse aumento, ampliando a urgência por investimentos em infraestrutura elétrica escalável, descentralizada e economicamente viável (IEA, 2021).

A geração de eletricidade é hoje a principal fonte de emissões energéticas de CO₂, responsável por 36% das emissões globais (12,3 Gt em 2020) (IEA, 2021). No cenário NZE, essas emissões chegarão a zero nas economias desenvolvidas até a década de 2030 e nos países em desenvolvimento até 2040 (IEA, 2021). Isso implica eliminar o carvão e reduzir em 90% o uso de gás natural até 2040, transformando radicalmente a matriz elétrica e questionando o uso contínuo do diesel como base em sistemas isolados (IEA, 2023d; Zero Carbon Analytics, 2021).

As fontes renováveis devem triplicar sua participação até 2030 e crescer oito vezes até 2050, passando de 29% (2020) para cerca de 90% (2050) (IEA, 2021). A energia solar fotovoltaica e a eólica liderarão esse movimento, alcançando mais de 23.000 TWh cada até 2050 (IEA, 2021). No Brasil, a tendência é semelhante: só em 2023, foram adicionados 27 GW em renováveis, sendo 20 GW em solar descentralizada (BNEF, 2024a; U.S. Department of Commerce, 2023; Renewables Now, 2024). No Gráfico 4 e no Gráfico 5 são mostradas projeções de geração de eletricidade no mundo por fonte, no primeiro em milhares de TWh e no segundo em porcentagem.

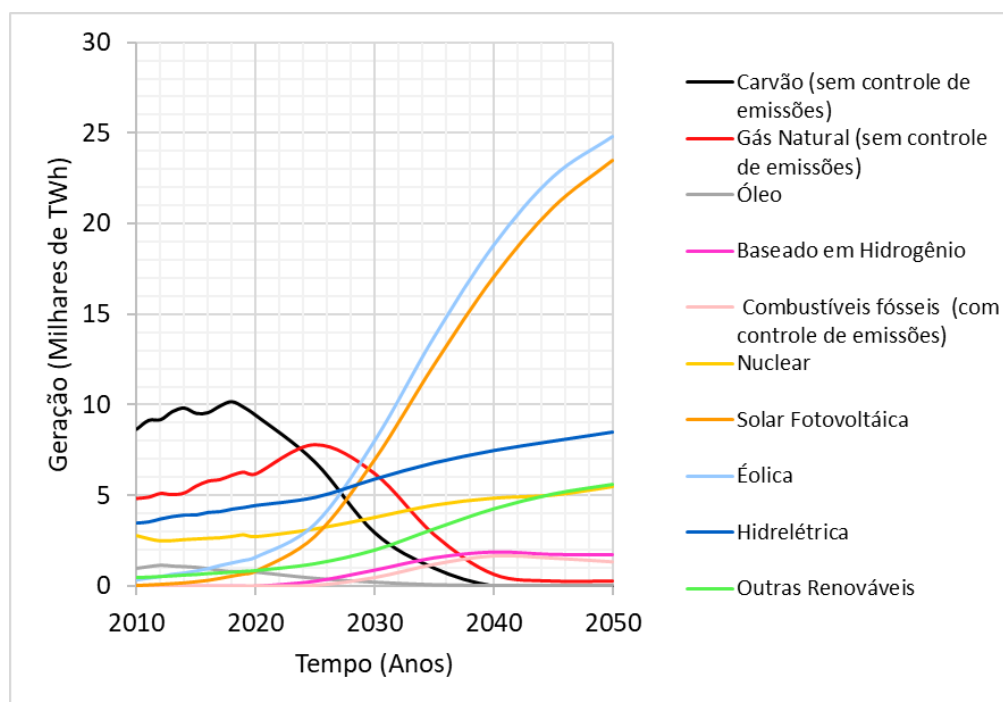


Gráfico 4 - Geração de eletricidade global por fonte (Milhares de TWh).
Fonte: (IEA, 2021).

O armazenamento de energia com baterias tende a se tornar padrão no final da década de 2020, viabilizando maior integração de fontes intermitentes. A geração a diesel, ainda comum em sistemas isolados, tende a se restringir ao papel de *backup*, especialmente diante da queda nos custos das renováveis e de possíveis mecanismos de precificação de carbono que aumentariam seu custo operacional (IEA, 2021).

É importante ressaltar que essas projeções são de caráter internacional e refletem uma visão de transição energética em escala mundial. A aplicação ao contexto brasileiro, em especial aos sistemas isolados da Amazônia, deve considerar especificidades locais, como a dependência atual do diesel subsidiado pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e a velocidade de implementação de políticas nacionais de incentivo ao armazenamento.

A diversificação de fontes fortalece o papel das MRs. A solar fotovoltaica é amplamente usada pela modularidade e fácil integração ao armazenamento. A eólica, em regiões de perfil de geração noturno, complementa a geração solar, enquanto bioenergia e biogás permitem aproveitar resíduos locais. Pequenas centrais hidrelétricas também têm papel relevante em áreas com recursos hídricos abundantes.

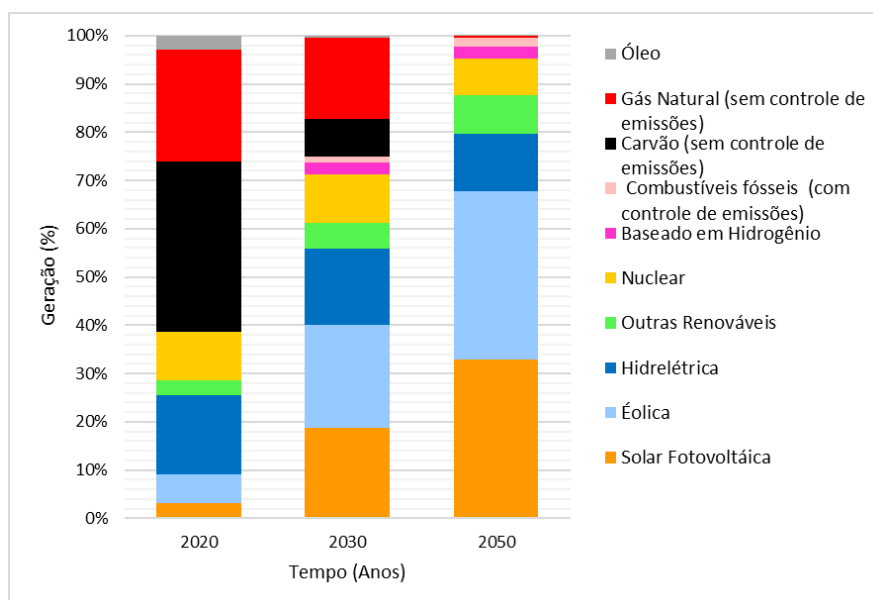


Gráfico 5 - Geração de eletricidade global por fonte (%).
Fonte: (IEA, 2021).

Entretanto, fontes de geração renováveis como solar e eólica têm como característica a geração intermitente de energia elétrica. As próprias usinas hidroelétricas possuem geração sazonal. Nesse cenário, os dispositivos de armazenamento se apresentam como alternativa para o melhor aproveitamento energético, isto é, para garantir o balanço carga-geração, mas também para melhorar a estabilidade dos sistemas (Kuang *et al.*, 2016).

No caso de sistemas isolados, os dispositivos de armazenamento permitem o acesso à energia por mais de horas ao longo do dia, especialmente porque estas áreas costumam ser atendidas por geradores diesel, que possuem custos de geração altos e são mais poluentes comparadas a fontes renováveis.

Nas próximas seções, é apresentada uma revisão de tendências de sistemas de armazenamento e de geração de energia elétrica aplicadas às MRs, com foco na possível aplicação em sistemas isolados da Amazônia. O objetivo é destacar o potencial da tecnologia e apresentar aplicações em casos reais.

3.1. Tecnologias de Geração de Energia Elétrica

A Tabela 5 (fontes não renováveis) e a Tabela 6 (fontes renováveis) apresentam as principais características técnicas e econômicas de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica, incluindo a potência, vantagens e desvantagens. Esse levantamento fornece uma base para avaliar as opções disponíveis e identificar as mais adequadas para aplicações específicas.

Tabela 5 - Principais tecnologias de geração não renováveis.

Tecnologia	Potência (kW)	Vantagens	Desvantagens
Motores Alternativos (diesel ou gás)	3-6000	☒ Baixo custo ☒ Alta eficiência ☒ Capacidade de usar vários insumos	☒ Impacto ambiental negativo
Turbinas a gás (Gás ou diesel)	0,5-30000	☒ Altas eficiências ao usar com CHP (cogeração de calor e eletricidade) ☒ Baixo impacto ambiental ☒ Custo	☒ Inadequada para pequenos consumidores
Microturbinas (biogás, gás natural ou propano)	30-1000	☒ Tamanho pequeno e leve ☒ Fácil inicialização e desligamento ☒ Baixos custos de manutenção	☒ Tecnologia cara ☒ Sensibilidade ao preço do combustível ☒ Emissões desfavoráveis
Células Combustível (etanol, H₂, N₂, Gás natural, PEM, ácido fosfórico DC e propano)	1-20000	☒ Sustentável ☒ Silenciosa ☒ Adequada para cogeração.	☒ Custos elevados para extração e infraestrutura de hidrogênio

Fonte: Adaptado de (Planas et al., 2015).

As tecnologias de geração de energia apresentadas variam amplamente em termos de capacidade e viabilidade econômica. Entre as fontes não renováveis, turbinas a gás e motores alternativos destacam-se pela alta versatilidade, enquanto as microturbinas apresentam vantagens em aplicações menores, apesar de custos mais elevados. Já as células de combustível representam uma alternativa ecológica e silenciosa, mas sofrem com o alto custo de infraestrutura e de extração de hidrogênio.

Nas fontes renováveis, observa-se que tecnologias, como solar fotovoltaica e eólica, têm avançado significativamente em eficiência e disponibilidade, mas ainda enfrentam desafios relacionados à necessidade de armazenamento de energia. A biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) são opções de geração sustentável com grande potencial em regiões com recursos naturais abundantes. No entanto, a escalabilidade e a dependência de condições locais adequadas podem limitar sua adoção em alguns contextos.

Tabela 6 - Principais tecnologias de geração renováveis.

Tecnologia	Potência (kW)	Vantagens	Desvantagens
Eólica	0,2-3000	☒ Disponível dia e noite ☒ Bem desenvolvida tecnologicamente	☒ Ainda cara ☒ Mecanismos de armazenamento necessários
Painéis Fotovoltaicos	0,02-1000	☒ Livre de emissões ☒ Útil em várias aplicações	☒ Necessita de sistemas de armazenamento ☒ Alto custo inicial
Biomassa	100-20000	☒ Impacto ambiental mínimo ☒ Amplamente disponível ☒ Álcoois e outros combustíveis produzidos por biomassa são eficientes, viáveis e de queima relativamente limpa	☒ Custos altos ☒ Eficiência limitada em pequena escala
PCH	5-100000	☒ Econômica e ecologicamente correta ☒ Custos de investimento inicial e manutenção baixos ☒ Útil para fornecer energia em instantes de picos de carga e para reserva girante.	☒ Dependente de condições geográficas ☒ Expansão de energia difícil ☒ Impacto ambiental
Geotérmica	5000-100000	☒ Sustentável ☒ Baixos custos de operação	☒ Limitada a áreas geográficas específicas
Energia Oceânica (ondas)	10-1000	☒ Alta densidade de energia ☒ Mais previsível do que solar ou eólica	☒ Falta de projetos comerciais ☒ Custos de operação e manutenção desconhecidos
Solar Térmica	1000-80000	☒ Simples, baixa manutenção ☒ Custos operacionais baixos ☒ Tecnologia Madura	☒ Custos de operação e manutenção desconhecidos ☒ Escalabilidade limitada ☒ Baixa densidade de energia

Fonte: Adaptado de (Planas et al., 2015).

Em termos comparativos, tecnologias como a energia geotérmica e oceânica oferecem perspectivas interessantes, mas permanecem pouco desenvolvidas para aplicações comerciais em larga escala. Assim, tecnologias maduras como solar, eólica, biomassa e PCH emergem como as principais candidatas para aplicações em microrredes devido à combinação de sustentabilidade e viabilidade econômica em cenários específicos.

Cabe ainda destacar que, com exceção das células combustíveis e dos painéis fotovoltaicos, as demais fontes operam em corrente alternada. Essa característica influencia na definição do sistema de atendimento local: em corrente alternada ou contínua.

A seguir serão exploradas em maior profundidade as aplicações práticas de fontes de geração na região amazônica. Serão abordadas tecnologias como a hidráulica de pequeno porte, hidrogênio, biogás, biodiesel, energia solar e eólica, que apresentam grande potencial para atender às especificidades dos sistemas isolados na região amazônica. Nem todas as fontes de geração serão detalhadas, uma vez que

algumas não se adequam às características técnicas e econômicas da região ou devido ao grau de desenvolvimento tecnológico ainda inicial. Essa abordagem permitirá identificar soluções energéticas viáveis e sustentáveis para promover a inclusão energética em áreas isoladas na Amazônia.

3.2. Estudos de caso

3.2.1. Energia Hidráulica de pequeno porte.

As turbinas hidrocinéticas convertem diretamente a energia cinética da água que flui livremente em energia elétrica sem a necessidade de desviar o fluxo ou concentrar um grande volume de água em um reservatório. Em (Costa Oliveira *et al.*, 2021), os autores avaliam o potencial de turbinas hidrocinéticas em sistemas isolados na região amazônica, no trecho do Rio Amazonas, localizado entre os municípios de Óbidos - Pará (Oeste) e Macapá – Amapá (Leste), como mostra a Figura 13. Os resultados obtidos indicam que há potencial teórico de 12.028 MW, geográfico de 4,77 MW/km², técnico de 1.479 MW e de mercado de 626 MW, onde seria possível gerar 7.969 GWh de energia elétrica renovável e 909,72 MW de energia firme.

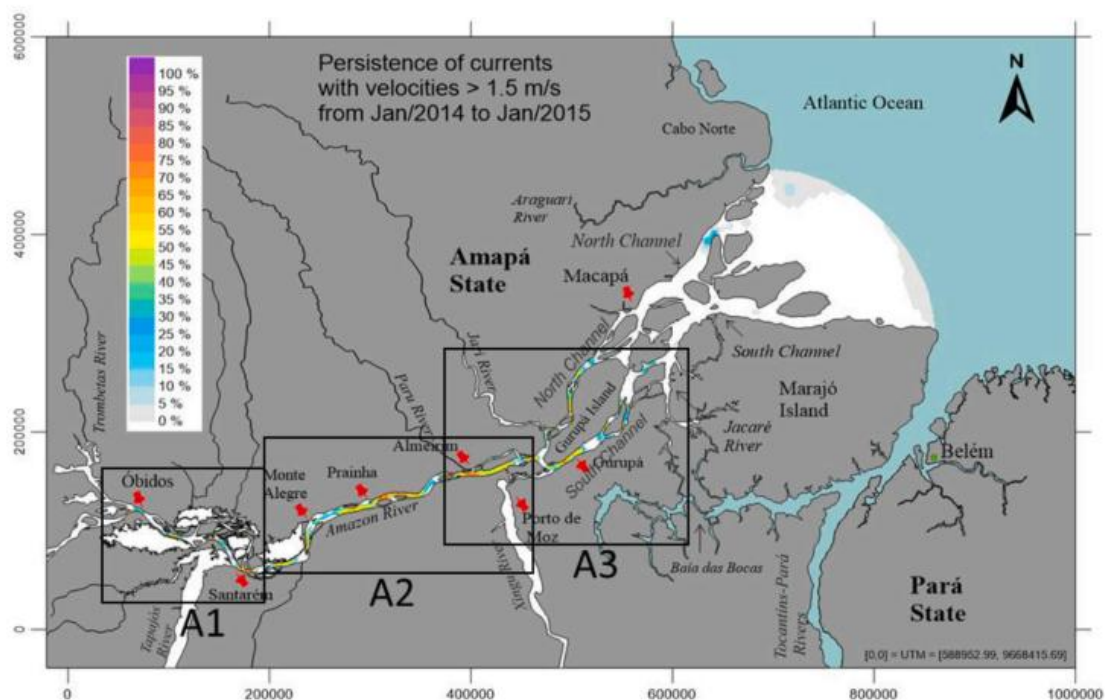


Figura 13 - Segmento do rio Amazonas.

Fonte: (Costa Oliveira et al., 2021).

Os autores apresentam ainda a Tabela 7, que compara os resultados do LCOE do sistema hidrocinético com outras fontes de energia. O LCOE permite determinar o custo médio de geração de energia ao longo da vida útil de um projeto. Note na Tabela 7 que os custos de geração por turbinas hidrocinéticas são superiores à biomassa e gás natural, PCH e eólica e numa faixa pequena do solar fotovoltaico. Porém, o resultado mais relevante, destacado também pelos autores, é que a geração por meio de turbinas hidrocinéticas é vantajosa em relação às fontes térmicas da CELPA e AMEM, que representam a realidade de atendimento energético naquela região. Ademais, em referência às informações do programa Luz para todos e do Decreto 8093, os custos em energia fotovoltaica nessa

região são de aproximadamente 410 USD/MWh, a diesel de 440 a 670 USD/MWh e a hidrocinética em torno de 125 USD/MWh.

Tabela 7 -Tarifas de venda de energia elétrica.

Fonte	Tarifa (USD/MWh)
Tarifa Média Residencial na Região Norte do Brasil	165,80
Térmica a Gás Natural	73,95
Térmica a Biomassa	67,63
Sistema Isolado CELPA	351,96
Sistema Térmico Isolado AMEN	330,25 – 335-57
Pequena Central Hidroelétrica	65,07
Eólica	70,79
Fotovoltaica	91,72
Hidrocinética	88,49-116,44

*CELPA: Centrais Hidroelétricas do Pará; AMEN: Eletrobras Distribuição Amazonas

Além das questões econômicas, as turbinas hidrocinéticas surgem como opção do ponto de vista ambiental. Se as 21 usinas termelétricas (19 a diesel e 2 a biomassa) forem substituídas por 66,24 MW de turbinas hidrocinéticas, serão removidos 163752,33m³/ano de diesel. Segundo os autores, o desafio associado a usinas hidrocinéticas é que os projetos existentes estão em fase piloto no Brasil, não sendo comercializados.

3.2.2. Hidrogênio Verde

A geração de energia por hidrogênio pode aumentar a flexibilidade do sistema, permitindo que o excesso de energias renováveis produzidas seja armazenado e usado sob demanda. O hidrogênio está intimamente relacionado às células combustíveis, tendo em vista que o combustível mais utilizado por elas é o hidrogênio.

O trabalho de (Vianna, 2024) avalia as melhores estratégias de geração de hidrogênio a partir da eletrólise da água e seu posterior armazenamento, a partir de plantas fotovoltaicas na região amazônica, visando eliminar a dependência de geração diesel em comunidades isoladas. Para isto, é avaliada a hibridização da geração solar fotovoltaica com células combustíveis. O município Coari, localizado no estado do Amazonas (Figura 14), possui 45.464 habitantes sem acesso à eletricidade pela concessionária, especialmente devido à dificuldade de acesso, que se dá somente por rios. Foi utilizado um eletrolisador PEM (*Proton Exchange Membrane Electrolyzer*- PEMEC) e uma célula combustível PEM (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*- PEMFC).

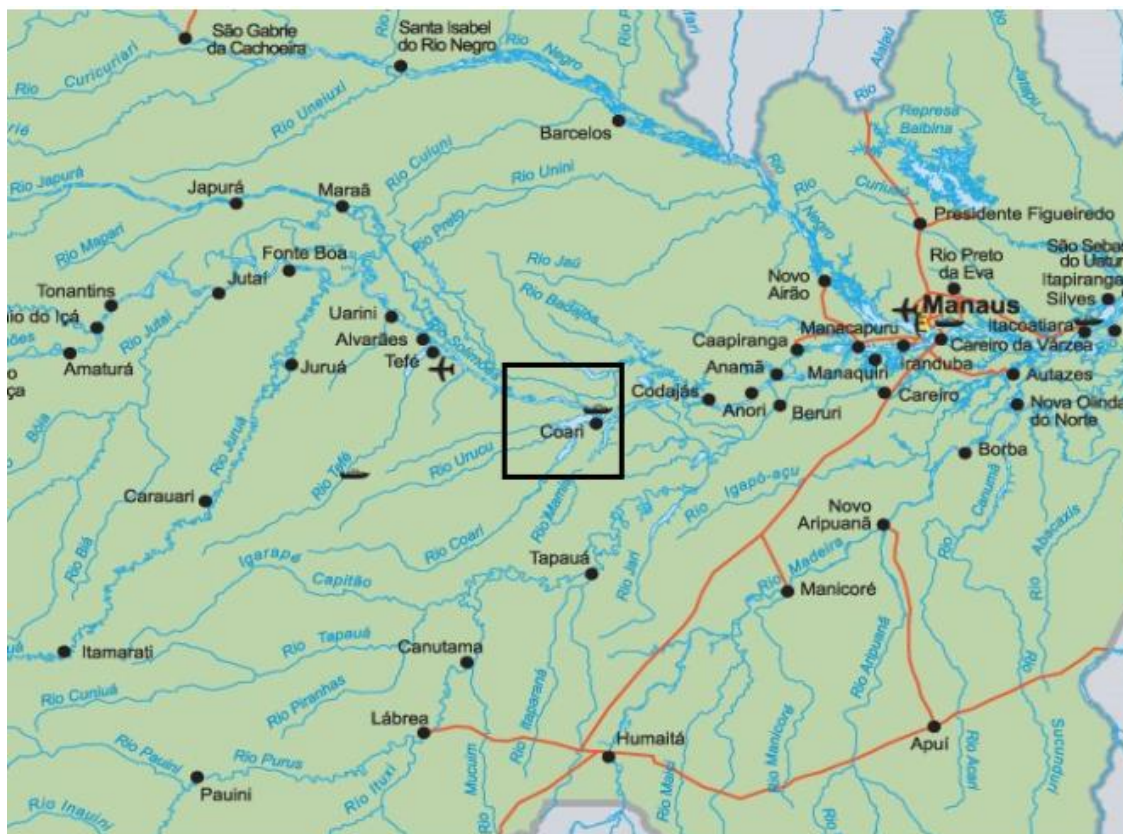


Figura 14 - Mapa da região de Coari

Fonte: (Guia Geográfico, [s. d.]).

Os autores concluem que a vazão mássica de produção de hidrogênio é impactada por três variáveis principais, as componentes ambientais (chuvas, nebulosidade, temperatura, irradiação), o rendimento de tensão do eletrolisador PEM e a densidade de potência da célula PEM.

Em (Barbosa *et al.*, 2024), os autores avaliam o *Capital Expenditure* (CAPEX) médio, em português “despesas de capital”, para a instalação dos eletrolisadores (Figura 15) e o *Annual Operational Expenditure* (OPEX) médio, em português “despesas operacionais” (Figura 16). Ambos apresentam custos que seguem uma exponencial decrescente, o que é comum em tecnologias em maturação.

No que tange à aplicação de hidrogênio em microrredes pode-se destacar o projeto em desenvolvimento denominado MIRAVH - Microrrede Fotovoltaica Isolada com Armazenamento de Energia Elétrica em Hidrogênio Verde para Atendimento Contínuo de Carga. Segundo a referência (Norte Energia, 2024), o objetivo do projeto é o “desenvolvimento do software MIRAHV para planejamento, operação, supervisão, controle e proteção de sistemas isolados 100% renováveis constituídos por geradores fotovoltaicos, eletrolisadores, sistema de armazenamento exclusivamente em hidrogênio verde e geradores síncronos a hidrogênio verde para operação power-to-power, visando atendimento contínuo de cargas específicas com autonomia dimensionada em função do período considerado para ausência de recurso solar.”

Segundo ainda a (Norte Energia, 2024), os produtos que serão entregues são: “sistema isolado 100% renovável constituído por gerador fotovoltaico de 100 kWp, eletrolisador de 60 kW, sistema de armazenamento para 45 kg de hidrogênio, e gerador síncrono nacional a hidrogênio verde de 50 kVA para operação no modo *power-to-power* e software MIRAHV para planejamento, operação, supervisão, controle e proteção de sistemas isolados”. A previsão de finalização do projeto é outubro de 2025 e o investimento previsto é de R\$ 8.153.667,91, sendo R\$ 2.224.320,00 referente a contrapartidas.

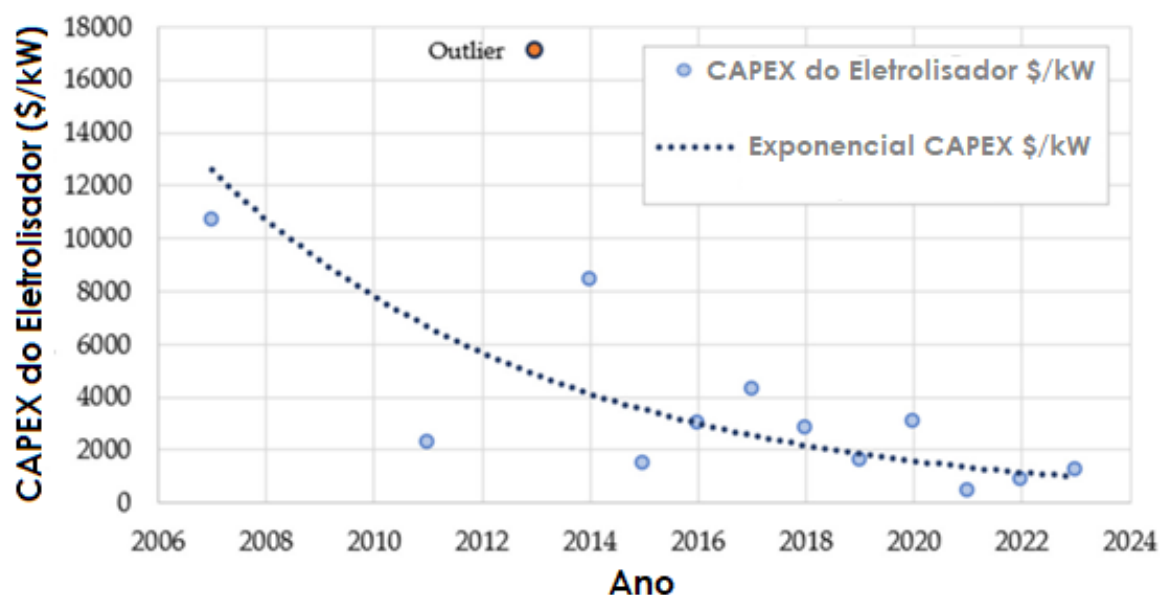


Figura 15 - CAPEX médio ao longo dos anos.
Fonte: (Barbosa et al., 2024).

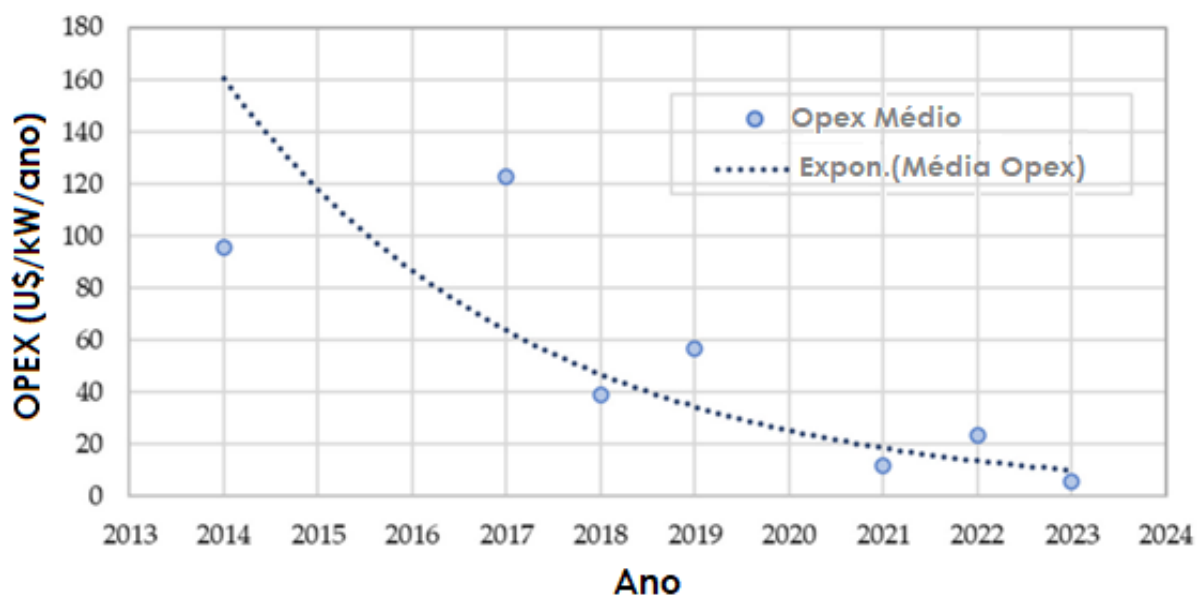


Figura 16 - OPEX médio ao longo dos anos.
Fonte: (Barbosa et al., 2024).

3.2.3. Biogás

Em (Instituto Escolhas, 2021), os autores desenvolveram um estudo em parceria com o CIBiogás, visando avaliar o potencial de produção de biogás, a partir de resíduos sólidos urbanos, da piscicultura e da mandioca, na região Amazônica. O trabalho aponta que 537 milhões de m³ de biogás podem ser produzidos anualmente na Amazônia, tal que 38% dos sistemas isolados poderiam ser abastecidos com biogás. A Figura 17 resume as informações apresentadas.



Figura 17 - Biogás na Amazônia.
Fonte: (Instituto Escolhas, 2021).

A Figura 18 apresenta a produção de biogás por estado, destacando o impacto na produção de energia elétrica e na população atendida. O Pará é o maior produtor de mandioca da região, tal que entre as dez cidades com maior potencial de produção de mandioca, nove estão no estado. Apesar disso, o maior potencial para biogás no Pará utiliza como fonte primária resíduos sólidos urbanos. Amazonas, por sua vez, é o estado com maior potencial para produção de biogás a partir de resíduos de abate de peixes.



Figura 18 - Biogás por estados da Amazonia.
Fonte: (Instituto Escolhas, 2021).

Um exemplo de microrrede a biogás é a Fazenda Columbari (Figura 19), localizada na cidade de São Miguel do Iguaçu, Oeste do Paraná. Um gerador de 105 kVA (75kW) é suprido com biogás gerado com resíduos da criação de suínos. Essa microrrede pode operar tanto conectada ou ilhada do sistema principal (Santos, F. C. dos *et al.*, 2022).



Figura 19 - Microrrede a biogás: fazenda Columbari.
Fonte: (Santos, F. C. dos *et al.*, 2022).

3.2.4. Biodiesel

Grande parte dos sistemas isolados da Amazônia possuem a geração de energia elétrica por meio de geradores diesel. Uma opção que tem sido estudada nos últimos anos é a utilização de biocombustíveis, que se refere à utilização de produções de origem animal, vegetal e renováveis. Nesta categoria, destaca-se o biodiesel, cujos estudos indicam que podem ser uma opção equivalente ao diesel (Milanez, 2022).

A produção de Biodiesel total em 2024 foi de 8.374.782 milhões de m³. A Figura 20 apresenta a produção por região, enquanto a produção por estado é mostrada na Figura 21. Os estados que compõem os sistemas isolados, localizados principalmente na região norte do país, compreendem os estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima, além da ilha de Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco. Dos estados citados, constata-se a produção de Biodiesel no Pará e em Rondônia, com destaque para a maior produção do primeiro, sendo que ambos têm como matéria-prima a gordura bovina, óleo de soja, óleo de palma/dendê e óleo de fritura usado (ANP, 2024). A produção se concentra no Sul e Centro-Oeste, principalmente por serem grandes produtores de soja. A participação das matérias-primas para produção de biodiesel em 2024 no Brasil é mostrada na Figura 22a e nos estados do Pará e Rondônia somados na Figura 22b.

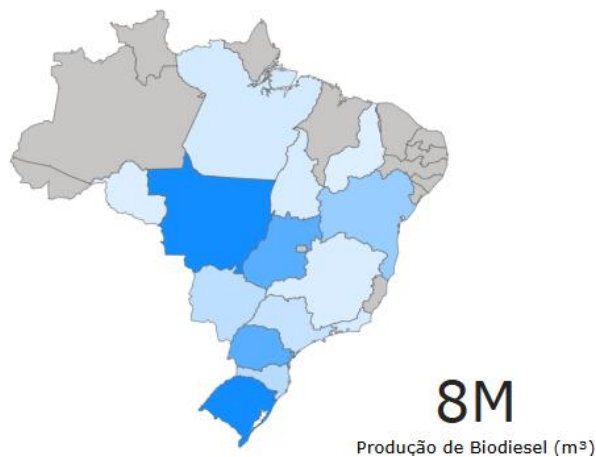


Figura 20 - Mapa de Produção de biodiesel por estado em 2024
Fonte: (ANP, 2024).

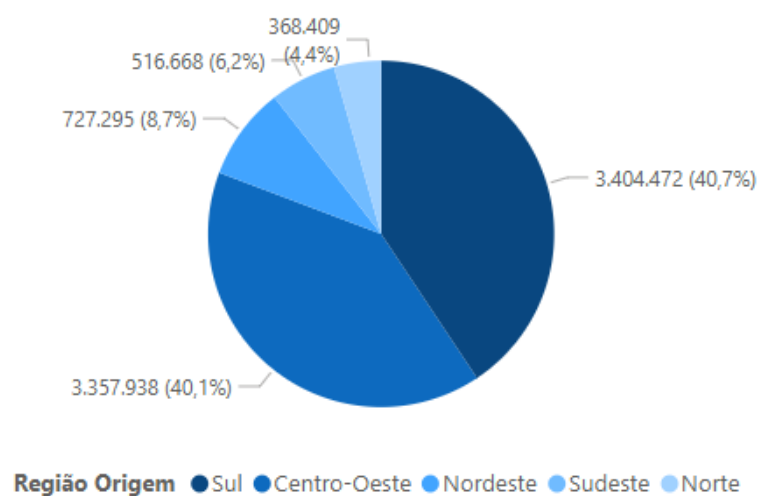


Figura 21 - Produção de biodiesel por região em 2024
Fonte: (ANP, 2024).

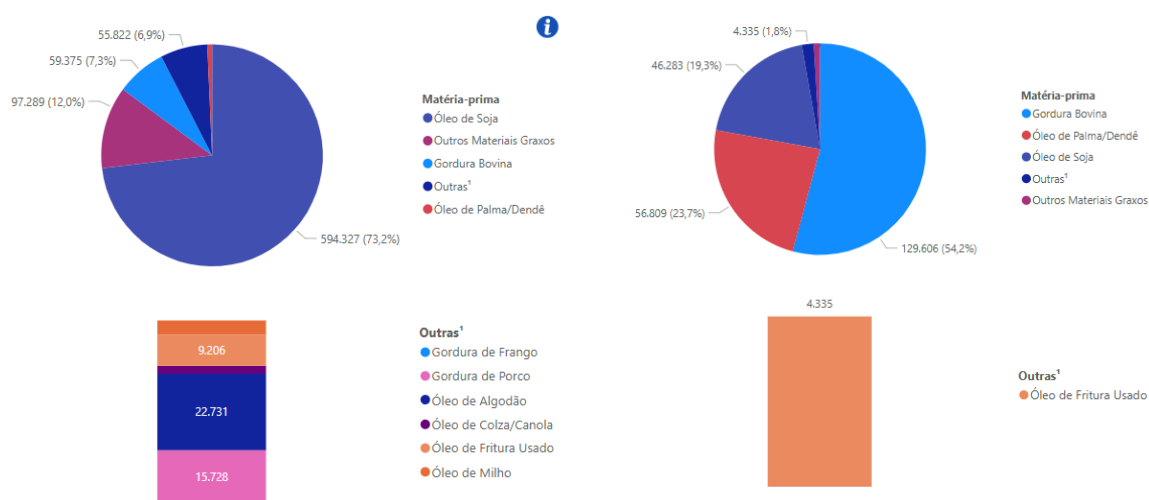


Figura 22 - Participação das Matérias-primas para produção de biodiesel em 2024 (a) Brasil (b) Pará e Rondônia.

A microrrede Vila Restauração (Figura 23), comunidade com cerca de 1000 habitantes, localizada na Reserva Extrativista do Alto Juruá, no Acre, é composta por uma usina fotovoltaica de 325 kW e um sistema de bateria de íons de lítio de 829 kWh. Além disso, conta com plantas de biogás e dois geradores de 116kVA de reserva, produzido a partir de óleo de palma. O investimento no projeto foi de 20 milhões (Badra, 2023).



Figura 23 - Microrrede Vila Restauração
Fonte: (Badra, 2023).

3.2.5. Energia Solar Fotovoltaica

A demanda global pela descarbonização e geração de energia limpa têm impulsionado o interesse pela geração fotovoltaica. Além das aplicações residenciais convencionais e de usinas solares, os sistemas fotovoltaicos destacam-se na transição energética dos sistemas isolados e das áreas rurais. Por serem fontes de geração intermitentes, os dispositivos de armazenamento estão intimamente associados, especialmente nas aplicações *off-grid*. O fornecimento de energia em sistemas isolados, principalmente por geradores diesel, tem sido substituído por sistemas híbridos, compostos por geradores solares em conjunto com armazenadores de energia, além dos geradores diesel em alguns casos.

Em (EPE, 2016), os autores avaliaram o potencial de ganho, em sistemas isolados do Brasil, da utilização de energia solar fotovoltaica, com ou sem o uso de baterias, em relação às soluções atuais usando geradores diesel. Quatro localidades foram selecionadas para a realização do estudo. Os resultados para os custos nivelados de energia (LCOE) e valor presente líquido (VPL) são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - LCOE em R\$/MWh e VPL em milhões de reais, ao longo de 15 anos.

Local	PV+Diesel		PV+Diesel + BESS		Diesel	
	LCOE	VPL	LCOE	VPL	LCOE	VPL
Araras	1.907 (-5,2%)	284 (-15,4%)	1.910 (-5,0%)	249 (-25,9%)	2.011	336
Canutama	1.401 (-6,4%)	2.785 (-14,9%)	1.366 (-8,7%)	2.525 (-22,9%)	1.496	3.274
Tapauá	1.254 (-7,8%)	4.397 (-21,1%)	1.258 (-7,5%)	4.172 (-25,1%)	1.360	5.572
Boca do Acre	1.063 (-6,3%)	10.881 (-18,5%)	1.073 (-5,5%)	10.476 (-21,5%)	1.135	13.346
Total dos 4 Sistemas	1.159 (-6,7%)	18.347 (-18,6%)	1.162 (-6,5%)	17.422 (-22,7%)	1.242	22.528

Fonte: Adaptado de (EPE, 2016).

Os resultados indicam que as opções híbridas apresentaram ganhos significativos em relação às opções puramente com geração diesel. Das opções híbridas, ambas apresentaram resultados semelhantes, com maior diferença na região de Canutama, cujo uso de baterias (BESS) foi a opção mais vantajosa economicamente.

Ao fim da análise apresentada em (EPE, 2016), os autores destacam que as opções híbridas permitiram:

- Reduzir o LCOE entre 5 e 8% e o custo da energia em R\$/MW, apesar do custo inicial maior.
- Menor vulnerabilidade em relação a eventuais aumentos do preço do diesel;
- Economia no consumo de combustíveis fósseis (de até 26% nos casos analisados), proporcionando redução de emissões de gases de efeito estufa;
- Geração de conhecimento em sistemas renováveis na região amazônica, propiciando desenvolvimento tecnológico, comercial e de mão de obra local.

Outra tendência futura em relação à energia solar fotovoltaica é a utilização de painéis bifaciais. As principais vantagens desta tecnologia em comparação aos monofocais estão associadas à produção de energia em locais com áreas limitadas para instalação, sua maior vida útil e o melhor desempenho em condições de baixa luz (devido à capacidade de captar a luz refletida ou difusa). A produção de energia também é maior, a depender do tipo de solo, em contrapartida, ao maior investimento inicial.

3.2.6. Eólica

A referência (Martins *et al.*, 2008) destaca que a distribuição de recursos eólicos na região amazônica, tanto na média anual quanto na sazonal, é muito limitada e não é adequada para produzir eletricidade, como apontado no 'Atlas Brasileiro de Energia Eólica'. Ademais, pode ser necessária a construção de linhas de transmissão longas, muitas vezes passando por terras indígenas ou ausência de medições anemométricas adequadas.

3.3. Tecnologias de Armazenamento de Energia Elétrica

Um panorama referente a estudos de armazenamento é apresentado na Figura 24. Note a divisão em cinco categorias de armazenamento: mecânica, eletroquímica, térmica, elétrica e química (hidrogênio).

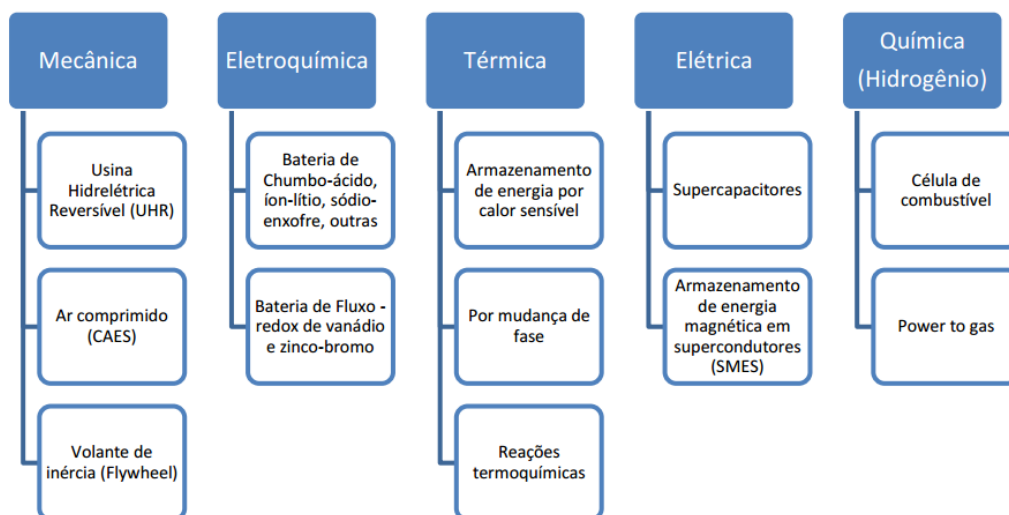


Figura 24 - Tecnologias de sistemas de armazenamento de energia.
Fonte: (EPE, 2019).

Diversos trabalhos disponíveis na literatura têm por objetivo detalhar as características construtivas e técnicas dos sistemas de armazenamento, como em (Elalfy *et al.*, 2024). A seguir são destacados alguns dos principais pontos de cada tecnologia, com maior destaque à aplicação em microrredes. A Tabela 9 resume estas características:

Tabela 9 - Características de Diversos tipos de sistemas de armazenamento.

Tecnologia	Eficiência (%)	Capacidade (MW)	Densidade Energética (Wh/kg)	Capital (euros/kW)	Vida útil (anos)
TES	30-60	0-300	80-250	140-220	5-40
PHS	78-85	100-5000	0,5-1,5	500-1500	40-60
CAES	50-89	3-400	30-60	250-1500	20-60
Flywheel	93-95	0-25	10-30	250	≈15
Pb-acid	70-90	0-40	30-50	200	5-15
NiCd	60-65	0-40	50-75	350-1100	10-20
NaS	80-90	0,05-8	150-240	700-2100	10-15
Íon-Li	85-90	0-1	75-200	3000	5-15
Célula Combustível	20-50	0-50	800-10000	350-1100	5-15
Bateria de Fluxo	75-85	0,3-15	10-50	400-1100	5-15
Supercapacitor	90-95	0-0,3	2,5-15	200	>20
SMES	95-98	0,1-10	0,5-5	200	>20

Fonte: Adaptado (Planas et al., 2015).

*TES: *Thermal energy storage* (Armazenamento de Energia Térmica); PHS: *Pumped Hydro Storage* (Armazenamento de Energia Bombeada/Usina Reversível); CAES: *Compressed Air Energy Storage* (Armazenamento de energia de ar comprimido); Pb-acid battery: Bateria de chumbo-ácido; Ni-Cd: Bateria de níquel-cádmio, Na-S battery: Bateria de sódio-enxofre; Íon-Li: Bateria de íons de lítio; SMES: Armazenamento de Energia Magnética em Supercondutores

As tecnologias de armazenamento apresentam vantagens distintas dependendo do critério analisado. Tecnologias como SMES, supercapacitores e *flywheel* se destacam pela alta eficiência (acima de 90%), sendo ideais para aplicações que exigem respostas rápidas e baixa perda de energia, mas têm baixa densidade energética e capacidade limitada. Já as células de combustível possuem densidade energética excepcional (800-10.000 Wh/kg), mas sua baixa eficiência e alto custo as restringem a aplicações específicas.

Baterias de íon-lítio e NaS oferecem equilíbrio entre eficiência, densidade energética e maturidade tecnológica, mas enfrentam desafios como custos elevados e vida útil moderada. Alternativas mais acessíveis, como Pb-ácido e NiCd, apresentam menor desempenho em densidade energética e vida útil, mas são amplamente utilizadas devido ao baixo custo inicial. Por outro lado, tecnologias como PHS e CAES são mais adequadas para aplicações de larga escala, devido à sua alta capacidade, mas possuem limitações relacionadas à densidade energética e requisitos de infraestrutura.

Uma revisão crítica e detalhada sobre tecnologias de dispositivos de armazenamento aplicadas a microrredes é apresentada em (Oliveira et al., 2021). Baseando-se neste trabalho, a Tabela 10 apresenta uma comparação das baterias eletroquímicas, destacando vantagens e desvantagens de cada tecnologia.

Tabela 10 - Comparação das baterias eletroquímicas.

Tipo de Bateria	Vantagens	Desvantagens
Chumbo-Ácido	- Baixo custo inicial - Alta maturidade tecnológica - Reciclável - Custos de manutenção e armazenamento baixos - Diapositivos de segurança eficazes	- Baixa densidade de energia e potência - Vida útil limitada - Desempenho limitado com alta penetração de renováveis - Risco de segurança para a equipe de manutenção
Lítio	- Alta densidade de energia e potência - Longa vida útil (10.000 ciclos completos) - Alta profundidade de descarga - Baixa poluição - Maturidade e padronização tecnológica	- Materiais escassos e caros (lítio e cobalto) - Altamente inflamável - Custos elevados
Fluxo (Vanádio e ZnBr)	- Vida útil longa (>10.000 ciclos) - Alta profundidade de descarga sem degradação significativa - Boa performance em temperaturas ambientes - Tecnologia modular - Baixos custos de operação e manutenção	- Baixa densidade de energia e potência - Necessidade de grandes áreas para grandes aplicações - Custos iniciais altos devido a materiais e subsistemas caros
Níquel-Cádmio (NiCd)	- Alta densidade de energia - Ampla faixa de operação de temperatura com dispositivos de segurança	- Alta taxa de autodescarga - Vida útil limitada (efeito memória) - Custos iniciais elevados - Toxicidade do cádmio
Sódio-Enxofre (NaS)	- Tecnologia madura e disponível comercialmente - Vida útil adequada para sistemas baseados em renováveis	- Baixa densidade de energia e potência - Necessidade de sistemas de controle de temperatura e proteção contra incêndio - Custos elevados para pequenas aplicações

Fonte: (Oliveira et al., 2021).

As baterias de chumbo-ácido continuam sendo uma opção acessível e confiável, com vantagens como baixo custo inicial e alta maturidade tecnológica. No entanto, sua baixa densidade de energia e vida útil limitada restringem sua aplicação em sistemas com alta penetração de renováveis. Por outro lado, as baterias de íon-lítio destacam-se pela alta densidade energética, longa vida útil e baixa poluição, mas enfrentam desafios relacionados ao custo e inflamabilidade, sendo mais adequadas para aplicações de alto desempenho. Cabe destacar que as baterias de íons de lítio já estão competitivas com as de chumbo-ácido.

As baterias de fluxo, como as de vanádio e ZnBr, oferecem vantagens em modularidade, longa vida útil e profundidade de descarga, mas são menos práticas em aplicações com limitações espaciais devido à baixa densidade energética e ao custo elevado. As baterias de níquel-cádmio apresentam alta densidade energética e boa operação em temperaturas variadas, mas sofrem com o efeito memória, alta toxicidade do cádmio e custos iniciais altos. Já as baterias de sódio-enxofre são maduras e têm vida útil razoável, mas exigem controle térmico rigoroso e apresentam baixa densidade de energia, limitando sua viabilidade em sistemas menores.

Em (IRENA, 2017), os autores avaliam os sistemas de armazenamento do ponto de vista mercadológico e de custos, no horizonte até 2030. A análise apresentada indica que as baterias de íons de lítio devem dominar o mercado de veículos elétricos até 2030. Esse domínio pode não ser absoluto e aplicações estacionárias, tendo em vista as características de desempenho variadas de cada tecnologia de armazenamento, como destacado na Tabela 8. Algumas aplicações exigem alta potência por curtas durações (por exemplo, resposta rápida de regulação de frequência), enquanto outras exigem energia por períodos mais longos (por exemplo, fornecimento de energia firme).

Além da densidade energética, tempo de resposta e dos custos envolvidos, as particularidades de cada tecnologia e o local de instalação interferem na escolha da bateria a ser utilizada. Em aplicações residenciais ou em cidades densamente povoadas, por exemplo, o espaço pode ser uma restrição, e tecnologias com maior densidade de armazenamento de eletricidade podem ter uma vantagem econômica. Da mesma forma, em ambientes muito quentes ou frios, as características de desempenho e a vida útil da bateria podem ser afetadas (IRENA, 2017). A capacidade global operacional de armazenamento em meados de 2017 por tecnologia é apresentada na Figura 25, com destaque para energia hidráulica bombeada (usinas reversíveis) e para as baterias de lítio.

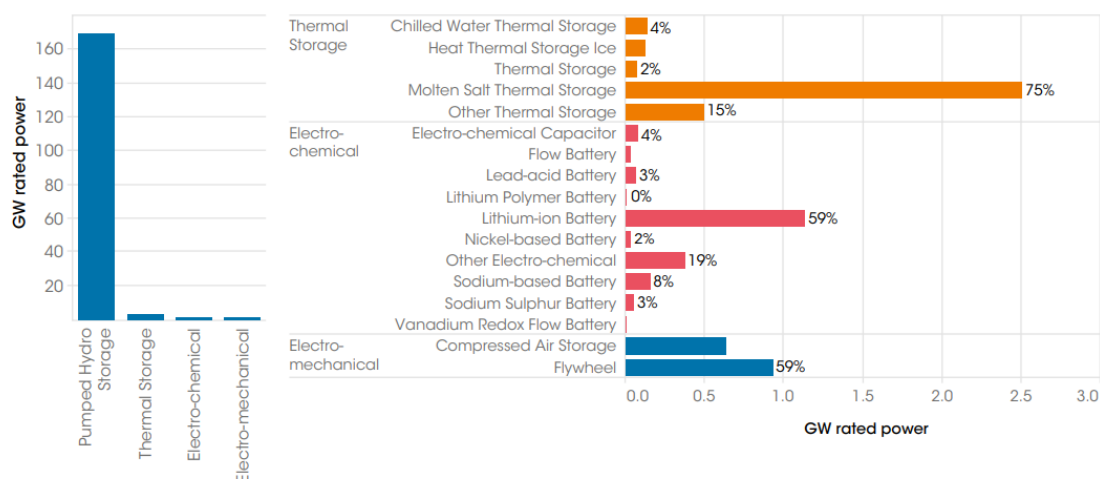


Figura 25 - Capacidade de armazenamento por tecnologia em 2017.

Fonte: (IRENA, 2017).

Cabe ainda destacar que dispositivos de armazenamento têm sido utilizados em diversas aplicações, tais como: reserva girante, cortes de pico de carga (*peak shaving*), regulação de frequência, controle de tensão, controle de qualidade de energia, black-start, gerenciamento da demanda, armazenamento em usinas híbridas e redução de perdas (Kuang *et al.*, 2016). A Figura 26 resume as principais aplicações de sistemas de armazenamento.



Figura 26 - Aplicações de sistemas de armazenamento.

No caso de microrredes, cabe destacar a aplicabilidade de baterias chumbo ácido nas microrredes de Ilha grande e Lençóis Maranhenses, com capacidades de 0,03 MW (0,3MWh) e 0,036MW (0,216MWh), respectivamente. Ambas atuam como backup de potência, regulação de frequência nas microrredes isoladas (Oliveira et al., 2021). Entretanto, conforme mostra a Figura 27, há a tendência atual converge para a aplicação de baterias de íons-lítio em novos empreendimentos, com potencial para aplicações de baterias de sódio.

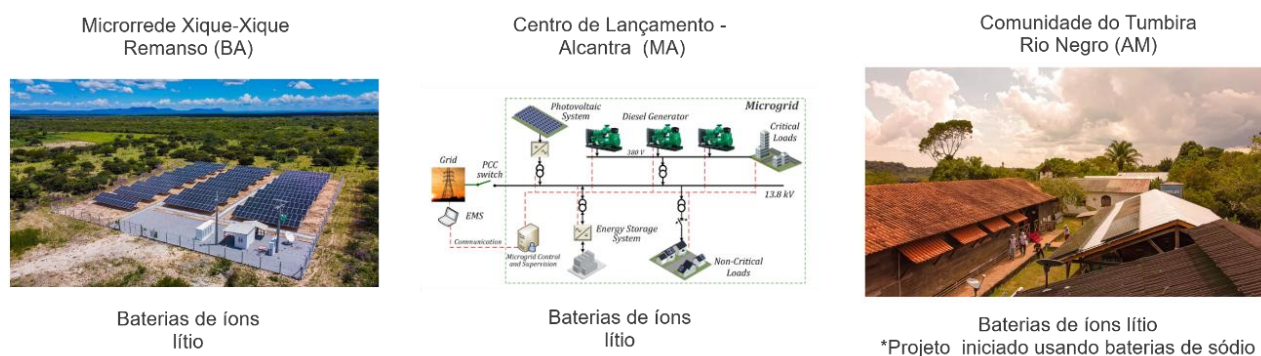


Figura 27 - Microrredes com sistemas de armazenamento.
Fonte: (Neoenergia, 2020; Castelo Branco et al., 2022; FAS, 2021).

3.3.1. Baterias de Segunda Vida

As baterias de segunda vida são aquelas que não estão mais propícias para sua aplicação original, mas, após um processo de teste e recondicionamento, podem ser usadas em outras em aplicações estacionárias, principalmente na redução do impacto da variabilidade da geração de energia proveniente das fontes renováveis. Por exemplo, em veículos elétricos, quando a bateria atinge de 70 a 80% de sua capacidade nominal, elas não estão mais aptas a serem utilizadas em veículos elétricos. A tarefa mais

complexa envolvida, que é o descarte da bateria ou reciclá-la, é então substituída por sua utilização em operação de segunda vida.

A utilização da bateria de segunda vida requer a avaliação da integralidade da bateria. A substituição de componentes defeituosos e o balanceamento de carga são essenciais, bem como a adaptação ou substituição dos sistemas de gerenciamento da bateria (BMS). Neste sentido, apenas o custo de implantação é menor que aquele das baterias novas (de primeira vida), porém os custos de adaptação e manutenção devem ser considerados quando da escolha por baterias de segunda vida.

A aplicabilidade de baterias de segunda vida em microrredes foi avaliada em (Lacap; Park; Beslow, 2021), na Universidade da Califórnia. O sistema consiste em 164,5 kW de energia solar fotovoltaica (PV), 262 kWh de armazenamento de energia, 2 edifícios com uma área total de 1550 m² e uma demanda média de energia de 85 kW (Figura 28). O SoH médio (Estado de Saúde da Bateria) dos módulos antes do uso era de 71%. A bateria visa reduzir o uso de energia no horário de pico da microrrede. A análise revelou que a microrrede atingiu uma redução média na demanda máxima de pico de 60% e no uso de energia de pico de 39%.

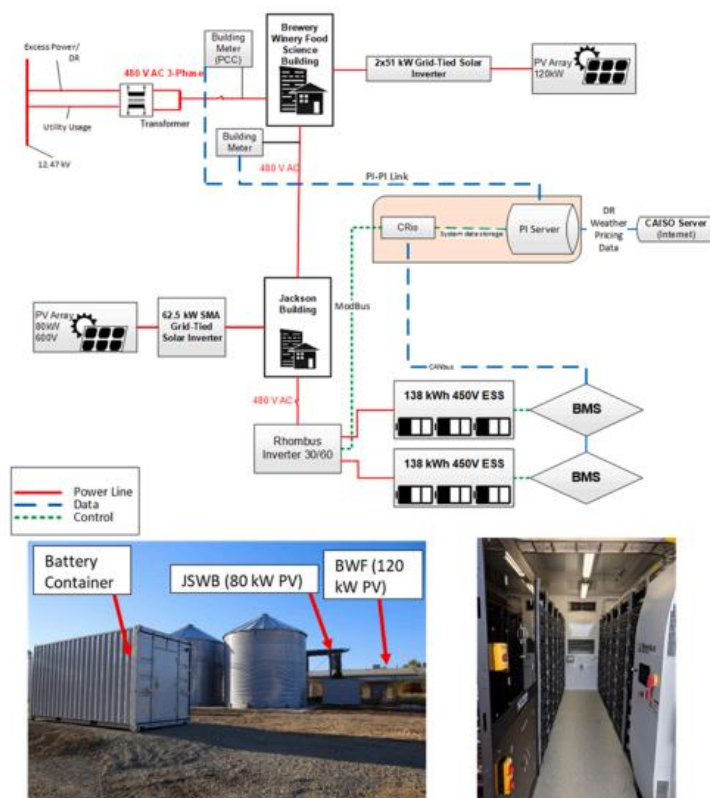


Figura 28 - Microrrede com baterias de segunda vida.

Fonte: (Lacap; Park; Beslow, 2021).

3.4. Projeções Econômicas: Viabilidade das Fontes e Armazenamento no Brasil

Embora a maturidade tecnológica determine a aplicabilidade imediata das diferentes fontes no contexto brasileiro, a adoção em larga escala depende, em última instância, de sua viabilidade econômica. Em outras palavras, não basta que a tecnologia esteja pronta para uso: ela precisa ser competitiva frente às alternativas disponíveis e atrativa para investidores e formuladores de políticas públicas. Nesse sentido, a análise de custos e projeções de competitividade torna-se essencial para compreender quais fontes tendem a liderar a transição energética no horizonte dos próximos anos. O tópico a seguir apresenta essas projeções, consolidando dados de instituições de referência e destacando as implicações estratégicas para o Brasil.

3.4.1. Energia Solar Fotovoltaica

O mercado brasileiro tem se beneficiado diretamente das tendências globais de redução de custos, impulsionadas pela escala da produção asiática e por ganhos de eficiência tecnológica. Relatórios de mercado, como os da consultoria Greener, indicam uma queda média de 9% no preço final do sistema fotovoltaico para o consumidor em 2024 (InvestSP, 2025). Esta redução é reflexo direto da queda nos preços internacionais dos módulos, que por sua vez foi causada pela diminuição do custo do polissilício, matéria-prima essencial (Greener, 2025).

Em termos de valores absolutos, os dados de 2024 e 2025 mostram uma faixa de custos que varia conforme a escala do projeto. O custo médio de instalação (incluindo equipamentos e mão de obra) para sistemas de pequeno e médio porte atingiu um patamar de R\$ 2,66 por watt-pico (Wp) no primeiro semestre de 2024 (Greener, 2025). Para usinas de maior porte, utilizadas como referência pela EPE para estudos de planejamento, os valores de CAPEX se situam na faixa de R\$ 3.000 R\$/kW a R\$ 6.000 (EPE, 2024b). Essa dinâmica é sustentada por um volume massivo de importações, com projeção de entrada de 22 GW em módulos fotovoltaicos no Brasil apenas em 2024, consolidando uma cadeia de suprimentos robusta e competitiva (Portal Solar, 2024a). Trata-se de uma tecnologia modular, escalável e perfeitamente alinhada ao conceito de geração distribuída. Pode ser aplicada tanto em sistemas individuais (SIGFI) quanto em microrredes comunitárias (MIGDI).

O Gráfico 6 apresenta a correlação entre a redução do preço médio dos módulos fotovoltaicos e a expansão da capacidade acumulada global entre 2010 e 2024. Nota-se que o custo médio caiu de aproximadamente 2 US\$/W em 2010 para valores inferiores a 0,2 US\$/W em 2024, uma queda de aproximadamente 85,5% ao longo do período. Essa tendência reflete os efeitos combinados de economias de escala, avanços tecnológicos em processos produtivos, ganhos na eficiência dos módulos e aumento da competição no mercado internacional. Os valores apresentados referem-se a médias globais para módulos fotovoltaicos (excluindo o *Balance of System* - BoS) e estão expressos em dólares constantes de 2023 (US\$). Os dados de preços foram obtidos a partir de BloombergNEF, IEA e NREL, enquanto as informações de capacidade acumulada provêm de IEA PVPS, IRENA e *Tracking Clean Energy Progress* (podem existir diferenças metodológicas entre as fontes utilizadas).

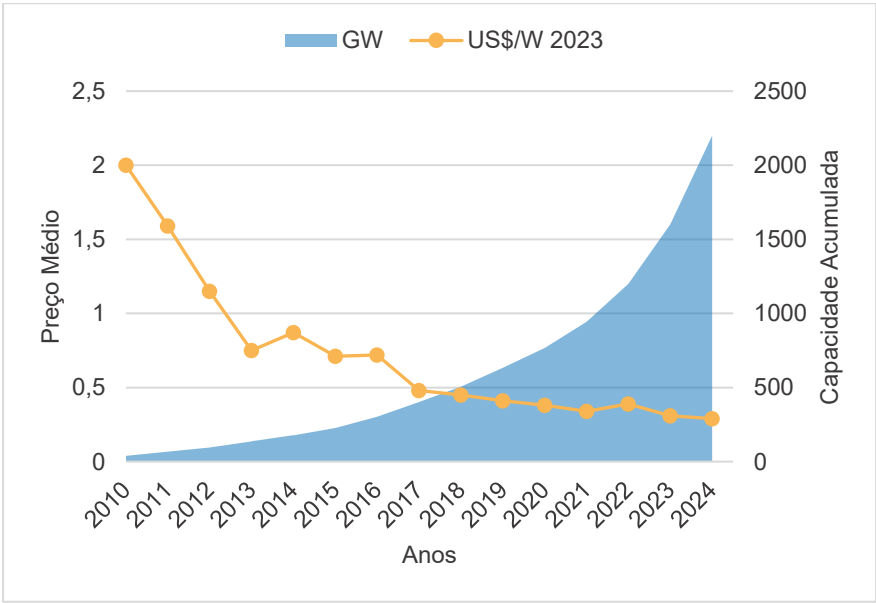


Gráfico 6 - Histórico de custo de painéis fotovoltaicos de 2010 a 2024 (US\$ 2023).

Fonte: (EIA, 2023, 2024; NREL, 2023, 2024b, 2024c, 2024d; IEA, 2023c,2024d; BNEF, 2024b; Energy Institute (formerly BP), 2024).

A trajetória de custos em declínio está diretamente associada ao crescimento acelerado da capacidade instalada, que ultrapassou 2.000 GW em 2024. Esse comportamento evidencia a chamada curva de aprendizado, em que cada duplicação da capacidade acumulada resulta em reduções percentuais consistentes no custo da tecnologia.

Do ponto de vista técnico e econômico, a evolução observada reforça a consolidação da geração solar fotovoltaica como uma das fontes mais competitivas para expansão da matriz elétrica mundial, reduzindo barreiras de investimento e viabilizando sua aplicação em sistemas de larga escala e em microrredes isoladas.

Em relação ao OPEX, uma das grandes vantagens da tecnologia solar fotovoltaica é seu baixo custo operacional. Por não possuir partes móveis complexas, as atividades de O&M se resumem, na maioria, à limpeza periódica dos painéis e à manutenção preventiva dos inversores. A EPE estima que os custos de O&M para usinas solares se encontram em uma faixa de 60 R\$/kW ano a 80 R\$/kW ano (EPE, 2024b). Estes valores são significativamente inferiores aos de outras tecnologias de geração, contribuindo para um LCOE mais baixo. No Brasil, a configuração dos projetos também maximiza a produção. A adoção generalizada de módulos bifaciais (utilizados em mais de 97% dos projetos) e de seguidores solares (*trackers*, em 95% dos projetos) aumenta significativamente o rendimento energético, o que, por sua vez, reduz o LCOE, apesar de um CAPEX inicial mais elevado (RatedPower, 2025).

A perspectiva para a próxima década é de contínua expansão. A consultoria Wood Mackenzie projeta que a fonte solar responderá por mais da metade (53%, ou 61 GW) de todo o acréscimo de capacidade de geração no Brasil até 2034 (Portal Solar, 2024b). A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) prevê investimentos da ordem de R\$ 39,4 bilhões e a adição de 13,2 GW apenas no ano de 2025 (Canal Solar, 2024).

Essa expansão é sustentada por uma economia cada vez mais atrativa. A queda nos custos de CAPEX resultou em uma melhora de aproximadamente 10% no tempo de retorno (*payback*) para projetos residenciais em 2024 (Greener, 2025). Além disso, a crescente maturidade do mercado se reflete na disponibilidade de crédito. O financiamento bancário emergiu como um pilar fundamental para a viabilização de projetos, respondendo por uma parcela entre 46% e 51% das vendas de sistemas de geração distribuída (Greener, 2025).

3.4.2. Energia Eólica

A energia eólica no Brasil apresenta um duplo perfil: a eólica *onshore* é uma tecnologia madura, com uma cadeia de abastecimento estabelecida e custos altamente competitivos, enquanto a eólica *offshore* representa uma fronteira de alto custo e elevado potencial, cuja viabilidade depende de uma visão estratégica de longo prazo.

O Gráfico 8 mostra a evolução global do setor eólico entre 2010 e 2024, combinando a redução do preço médio das turbinas (US\$/W) com o crescimento da capacidade acumulada (GW). O padrão geral é de forte queda nos custos e expansão acelerada da capacidade instalada. No caso da eólica *onshore*, os valores do gráfico refletem bem a realidade. Em 2010, os custos médios superavam 2 US\$/W, mas caíram de forma consistente com o ganho de escala industrial, a maturidade tecnológica e a introdução de aerogeradores mais potentes. Hoje, projetos *onshore* podem ser contratados por menos de 1 US\$/W, o que explica a rápida difusão da tecnologia e a sua consolidação como a fonte renovável mais competitiva em diversos mercados. Os valores de preço médio consideram apenas o custo estimado das turbinas eólicas *onshore*, excluindo os componentes do BoS, e estão expressos em dólares americanos constantes de 2024. A conversão cambial pode afetar a comparação com séries históricas em outras moedas. Os dados foram compilados a partir de fontes como IRENA, IEA, GWECC e diversos relatórios técnicos, com

base em valores médios reais observados ou projetados para cada ano, sendo admissíveis pequenas variações devido a diferenças metodológicas entre as fontes.

Já a eólica *offshore* segue trajetória distinta. Embora tenha reduzido custos ao longo da última década, ainda apresenta valores significativamente mais altos, geralmente acima de 3 US\$/W em 2024, devido à complexidade técnica, aos maiores aerogeradores, às fundações e à infraestrutura marítima necessária (IRENA, 2023; IEA, 2023e; NREL, 2024a). Apesar disso, seu papel estratégico permanece relevante pelo elevado fator de capacidade e pela complementaridade ao perfil de geração de outras fontes.

A principal barreira para a adoção em larga escala da energia eólica de pequeno porte é seu custo elevado em comparação com a solar fotovoltaica. Dados de referência da EPE para estudos de planejamento indicam um CAPEX de 3.137 US\$/kW (aproximadamente R\$ 16.000/kW, a depender da taxa de câmbio), com um OPEX associado de 80 US\$/kW/ano (CNI, 2023). A EPE reconhece os custos elevados e a dependência de referências internacionais para o CAPEX, uma vez que não existem projetos comerciais em operação no Brasil (EPE, 2024f).

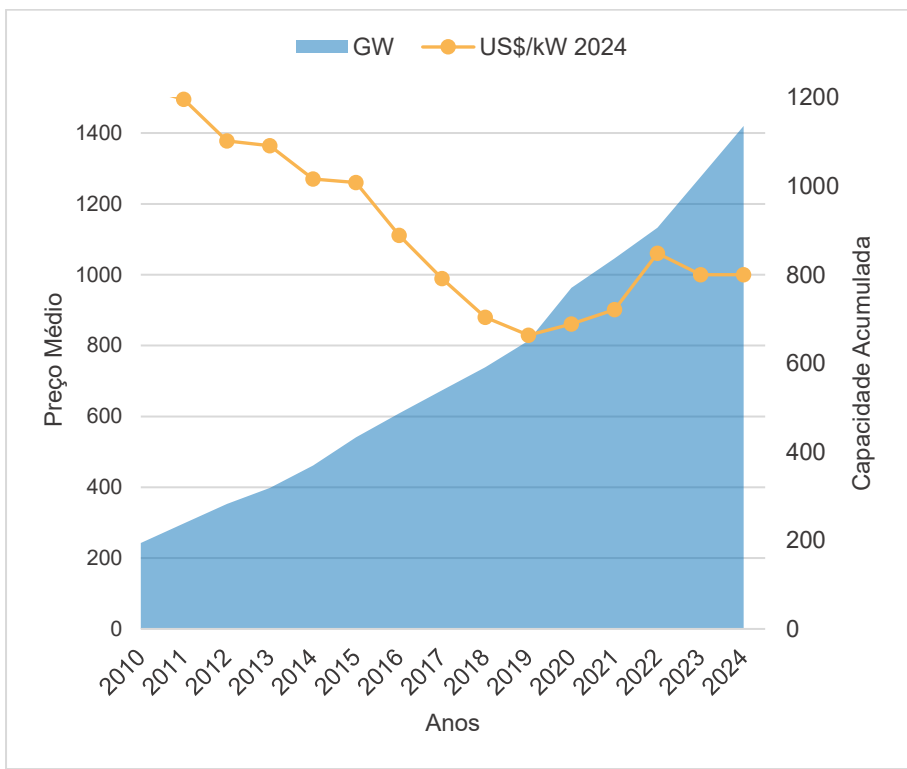


Gráfico 7 –Histórico de custo de turbinas eólicas de 2010 a 2024 (US\$ 2022).

Fonte: (Wiser; Bolinger, 2010, 2013, 2015, 2017, 2020, 2023, 2024; GWEC, 2021; IEA, 2023b; IRENA, 2024a).

Um estudo da própria EPE calculou um LCOE preliminar para a eólica *offshore* de R\$ 332,76/MWh, um valor que atualmente não é competitivo com a eólica *onshore* e a solar, cujos LCOEs se situam abaixo de R\$ 250/MWh (ABEEólica, 2022). Globalmente, a BNEF projeta uma queda de 22% no LCOE da eólica offshore até 2035 (Gráfico 7), impulsionada por três fatores principais: economias de escala (projetos de maior dimensão), avanços tecnológicos (turbinas maiores e mais eficientes) e a maturação da cadeia de abastecimento (Enlit.world, 2025; BNEF, 2025b). O roadmap da EPE para a eólica offshore salienta o potencial de redução de custos através da padronização de turbinas de maior porte (superiores a 10 MW) e da otimização dos processos de fabricação (EPE, 2020b).

Para a eólica *onshore*, o PDE 2034 da EPE utiliza quatro faixas de valores de CAPEX distintas, refletindo a maturidade da tecnologia e as variações de custo dependendo da localização e das características do projeto no Brasil (EPE, 2024b, 2024f).

A BNEF projeta que os LCOEs de referência global para a eólica *onshore* diminuirão 26% até 2035, indicando que, embora as reduções de custo continuem, estas serão mais incrementais do que no passado (Enlit.world, 2025; BNEF, 2025b). Esse dado também pode ser visualizado no Gráfico 7.

3.4.2.1. Perspectivas dos Fabricantes e Fatores de Competitividade

Fabricantes como a Vestas estão direcionando esforços para aumentar rentabilidade e eficiência operacional. O relatório anual de 2024 projeta melhoria das margens em 2025, apoiada na estabilização dos custos de matérias-primas e após contratos legados com baixa lucratividade (Vestas Wind Systems A/S, 2025). A estratégia da companhia privilegia valor sobre volume, com foco na produção em série de plataformas de grande porte, como a V236-15.0 MW, essenciais para reduzir o LCOE dos projetos offshore (Vestas Wind Systems A/S, 2025). Iniciativas inovadoras, como as torres de madeira desenvolvidas em parceria com a Modvion, reforçam a busca por menores custos e menor pegada de carbono (Modvion, 2025).

No Brasil, a eólica *onshore* já não depende apenas da redução do CAPEX para manter competitividade. A tecnologia atingiu maturidade, e os melhores recursos eólicos concentram-se no Nordeste, distante dos grandes centros de carga, o que torna a transmissão um fator crítico de custo e viabilidade, um desafio semelhante ao enfrentado pela energia solar (ABRAGET, 2024). Nesse cenário, a vantagem competitiva de novos projetos virá de ganhos logísticos, garantia de acesso à rede e uso de estratégias avançadas de operação e manutenção para elevar fatores de capacidade, em vez de depender apenas de quedas adicionais no preço das turbinas.

A eólica *offshore*, por sua vez, representa uma aposta estratégica e não econômica no curto e médio prazo. Apesar do LCOE ainda elevado, estudos do Banco Mundial e da EPE destacam o seu valor como fonte complementar à hidrelétrica, aumentando a resiliência frente a períodos de seca (ABEEólica, 2022; Eixos Energia Elétrica, 2024). O potencial técnico é vasto, estimado em 1.200 GW, mas sua exploração requer investimentos maciços em infraestrutura portuária e em uma nova cadeia de suprimentos, conforme previsto no *Roadmap* EPE (Eixos Energia Elétrica, 2024; ESMAP; EPE, 2024). O desenvolvimento inicial dependerá de forte apoio político, por meio de leilões específicos e subsídios, para reduzir riscos e estruturar o ecossistema industrial. A competitividade de custos, nesse caso, tende a ser um objetivo para além de 2030.

No horizonte de 10 anos deste *roadmap*, a eólica de pequeno porte não se posiciona como concorrente direto da energia solar fotovoltaica, na maioria das aplicações de MRs. Seu papel tende a ficar restrito a nichos específicos, como localidades remotas com recurso eólico excepcional (ventos fortes e constantes) associado à baixa irradiação solar. Outra possibilidade é sua integração em sistemas híbridos, em que a complementaridade sazonal entre vento e sol justifique o investimento adicional, reforçando a segurança energética e reduzindo a necessidade de armazenamento de longa duração.

Assim, para um *roadmap* orientado a soluções escaláveis e de menor custo, a eólica de pequeno porte deve ser tratada como tecnologia de oportunidade secundária, avaliada caso a caso, e não como elemento central da estratégia de geração.

3.4.3. Geração a Diesel e Biodiesel

As projeções para o preço do petróleo até 2050 apresentam cenários contrastantes, influenciados por fatores econômicos, ambientais e políticos. Segundo a IEA, no cenário *Announced Pledges Scenario* (APS), o preço do petróleo cai para cerca de USD 60/barril em 2050, enquanto no cenário mais ambicioso de Net Zero Emissions by 2050 (NZE) o preço atinge apenas USD 25/barril (IEA, 2023d). Já no *Stated Policies Scenario* (STEPS), que reflete as políticas vigentes, os preços se mantêm em torno de USD 83/barril em 2050 (IEA, 2023d). Isso mostra que, em trajetórias compatíveis com a meta de 1,5 °C, a redução na demanda implica preços persistentemente baixos, pressionando a viabilidade de novos projetos de exploração.

Entretanto, o mesmo relatório aponta que a precificação de carbono deve ganhar força, podendo elevar substancialmente os custos operacionais de combustíveis fósseis. Em economias emergentes, incluindo o Brasil, o preço do carbono pode superar USD 200/tCO₂ até 2050 (IEA, 2021). Essa combinação de preços baixos do petróleo com custos adicionais de carbono reduz a atratividade de sistemas baseados em diesel e gás natural, favorecendo a competitividade das fontes renováveis.

Conforme a Administração de Informação de Energia dos EUA (EIA), o preço nominal do petróleo Brent deve subir para US\$ 67 por barril em 2025 (em dólares de 2021). A demanda global é esperada para impulsionar os preços do Brent para US\$ 79 em 2030, US\$ 84 em 2040 e US\$ 90 em 2050 (Amadeo, 2024; U.S. Energy Information Administration, 2025a). Esse aumento reflete o esgotamento das fontes de petróleo mais baratas, tornando a extração progressivamente mais custosa. Para o WTI (*West Texas Intermediate*), a previsão é de US\$ 65 por barril em 2025, aumentando para US\$ 71 em 2030, US\$ 81 em 2040 e US\$ 87 em 2050 (LiteFinance, 2024; U.S. Energy Information Administration, 2025b).

Contudo, as previsões variam conforme diferentes análises. A consultoria Wood Mackenzie sugere que, no cenário compatível com a meta de 1,5 °C (AET-1.5), o preço do petróleo Brent pode cair para cerca de US\$ 55 por barril até 2030 e permanecer abaixo de US\$ 40 por barril a partir de 2040, refletindo a queda na demanda por combustíveis fósseis em um mundo em transição energética acelerada (Wood Mackenzie, 2022).

Essas projeções estão sujeitas a grandes incertezas, influenciadas por políticas energéticas globais, avanços tecnológicos, flutuações na oferta e demanda, além de eventos geopolíticos. Portanto, é fundamental considerar que as previsões de mercado podem variar e não garantem resultados futuros, sendo necessária uma análise criteriosa para tomadas de decisão.

O Gráfico 8 apresenta a evolução projetada dos preços do petróleo e derivados entre 2020 e 2034. Observa-se um pico acentuado em 2022, quando o Brent e os óleos diesel ultrapassam 160 US\$/barril, seguido por uma queda significativa até 2024. A partir desse período, as curvas divergem: OPEP e WTI recuam de forma mais acentuada, estabilizando-se na faixa de 60–70 US\$/barril, enquanto o Brent mantém-se em torno de 80–90 US\$/barril. Já os derivados diesel (10 ppm e 500 ppm) se mantêm sistematicamente em patamares mais elevados, estabilizando-se acima de 100 US\$/barril a partir de 2026, com tendência de alta após 2030. Esse comportamento evidencia que, mesmo em cenários de petróleo mais barato, os custos dos derivados utilizados na geração a diesel permanecem elevados, reforçando a vulnerabilidade econômica desse modelo de suprimento.

Nesse contexto, a introdução do biodiesel em uma MR isolada representa apenas uma substituição de combustível, não uma alteração estrutural no modelo operacional. Diferente do contexto nacional, onde a Nota Técnica da EPE projeta investimentos de R\$ 14,5 bilhões em novas plantas e esmagamento de oleaginosas no período 2025-2034, uma MR não terá capacidade própria de produção (EPE, 2024d). Ela atuará apenas como consumidora final, comprando biodiesel puro (B100) de usinas e arcando com toda a logística de transporte e armazenamento até a localidade remota.

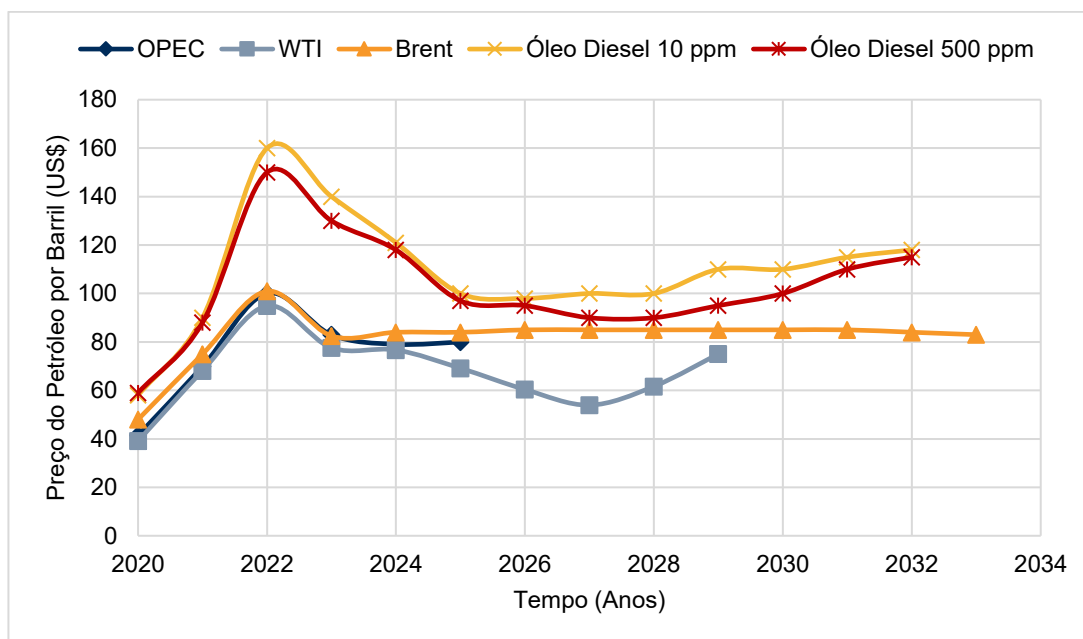


Gráfico 8 – Preço do petróleo Brent, WTI e OPEC (%).
Fonte: (IEA, 2023d; EPE, 2022a; WalletInvestor, 2025).

O custo inicial considerado deve ser o preço do B100 na usina produtora. A EPE estima um OPEX de produção de R\$ 0,67/L, valor que cobre processos industriais e insumos, mas não reflete o preço efetivo de mercado (EPE, 2024d). Este é melhor representado pelos dados da ANP, que em julho de 2024 apontaram preço médio de comercialização de R\$ 5.040,84/m³, equivalente a R\$ 5,04/L (BiodieselBR, 2024). Esse valor deve ser usado como referência base para a MR.

A partir desse ponto, a cadeia de custos do biodiesel se torna análoga à do diesel fóssil. O chamado “Custo Amazônia” incide integralmente sobre o biocombustível. O transporte fluvial de longas distâncias, as restrições sazonais de navegação e os riscos de operação impõem forte prêmio logístico (BiodieselBR, 2024). A infraestrutura precária de abastecimento, como postos flutuantes, e a distribuição capilar para comunidades ribeirinhas menores elevam ainda mais os custos (INESC, 2021).

3.4.3.1. Desafios de Integração no Brasil

Nos sistemas isolados no Brasil, a matriz de geração de energia é predominantemente baseada em usinas termelétricas que utilizam óleo diesel como combustível (EPE, 2020a).

Para mitigar o impacto tarifário sobre os consumidores locais, o Brasil adota um modelo de subsídio cruzado por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), um encargo setorial rateado entre todos os consumidores de energia do país conectados ao SIN (EPE, 2020a). A CCC cobre os custos de combustível para a geração termelétrica nos sistemas isolados, socializando um fardo econômico que, em 2023, alcançou a cifra de R\$ 11,6 bilhões (MME, 2024). A CCC está inserida em um fundo maior, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para a qual a ANEEL projeta um orçamento de R\$ 49,2 bilhões para 2025, evidenciando o peso crescente desses subsídios para o setor elétrico nacional (ANEEL, 2025). Este mecanismo, embora essencial do ponto de vista social, cria uma distorção econômica que mascara o custo real da energia nessas localidades e representa um ônus financeiro significativo para o país.

A logística fluvial responde por uma parcela significativa do custo final do combustível, podendo representar até 40% da planilha de transporte (InfoMoney, 2025). Durante o período de vazante dos rios,

as embarcações ficam restritas à navegação diurna e a rotas mais longas e sinuosas para evitar bancos de areia, o que pode estender uma viagem de cinco dias para até duas semanas. Esse cenário aumenta o consumo de combustível das próprias embarcações, eleva gastos com tripulação e manutenção e ainda incorpora riscos adicionais, como a pirataria fluvial, que encarecem o frete e reduzem a segurança da operação (InfoMoney, 2025).

Como consequência, o preço do diesel entregue nas localidades remotas é muito superior ao praticado nos centros urbanos. Em 2016, um estudo da EPE sobre sistemas híbridos no Amazonas adotou como premissa o custo base de R\$ 3,76/L para a localidade de Boca do Acre (EPE, 2016). Projeções mais recentes da mesma EPE, para o início de 2024, já indicavam valores ainda mais elevados, chegando a R\$ 5,33/L no Acre e patamares semelhantes no Amazonas (Canal Energia, 2023). É esse custo desembarcado (*landed cost*) que se torna o principal componente do OPEX da geração termelétrica.

Com base nesses fatores, pode-se estabelecer uma linha de referência para o LCOE da geração a diesel. O estudo da EPE de 2016 estimou um LCOE de R\$ 1.345/MWh para Canutama, considerando o diesel a R\$ 3,76/L (EPE, 2016). Atualizando para cenários de preços entre R\$ 5,00 e R\$ 6,00 por litro, esse valor facilmente ultrapassa R\$ 1.500/MWh. Trata-se de um custo extremamente elevado, apenas viável devido a subsídios, que serve como *benchmark* econômico a ser superado por soluções baseadas em bioenergia.

3.4.4. Geração a Biogás e Biometano

A geração a partir de biogás apresenta uma estrutura de custos promissora, mas fortemente dependente da escala de produção e do tipo de substrato utilizado. As informações da EPE não representam dados observados em operação, mas estimativas médias de referência aplicadas ao horizonte 2025–2034. No caso do biometano, o documento da EPE utilizou dados de 16 projetos enquadrados no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), que somam uma capacidade de produção de 902 mil Nm³/dia e um CAPEX total de R\$ 2,4 bilhões. A partir desse conjunto, foi derivado um fator de investimento médio de R\$ 2.701,5 por Nm³/dia de capacidade instalada, o qual serve como referência para análises prospectivas no período (EPE, 2024d). O custo operacional foi estimado em R\$ 0,142/Nm³, resultando em um OPEX acumulado de aproximadamente R\$ 384,5 milhões no horizonte (EPE, 2024d).

É importante ressaltar que tais valores não correspondem a custos unitários fixos ou a uma previsão específica para 2034, mas sim a parâmetros indicativos de planejamento, construídos a partir de premissas de mercado e replicados para projetos sem informações completas. Dessa forma, o uso desses fatores em análises de competitividade deve considerar sua natureza projetada e a variabilidade intrínseca decorrente da eficiência tecnológica, da escala e das características do substrato disponível.

No que se refere ao LCOE a literatura aponta elevada dispersão. Weirich (2021), em estudo de casos de aproveitamento energético de biogás, identificou valores entre R\$ 112/MWh e R\$ 329/MWh, faixa que ilustra a sensibilidade do indicador às condições operacionais e ao aproveitamento de subprodutos, como biofertilizantes (Weirich, 2021). Assim, o LCOE deve ser tratado não como um valor fixo, mas como uma faixa de referência fortemente dependente do contexto tecnológico e regional de cada projeto.

O CAPEX projetado para biocombustíveis no período de 2025 a 2034 é da ordem de R\$ 100 bilhões, distribuídos entre diferentes rotas tecnológicas, conforme pode ser observado no Gráfico 9. Desse montante, o biodiesel representa R\$ 14,5 bilhões, equivalente a 15% do total, consolidando-se como a segunda maior frente de investimento depois do etanol. Já o biogás/biometano absorve cerca de R\$ 2,4 bilhões (2% do total), refletindo ainda uma participação modesta, mas com potencial estratégico relevante por sua contribuição à diversificação da matriz e à valorização de resíduos agroindustriais.

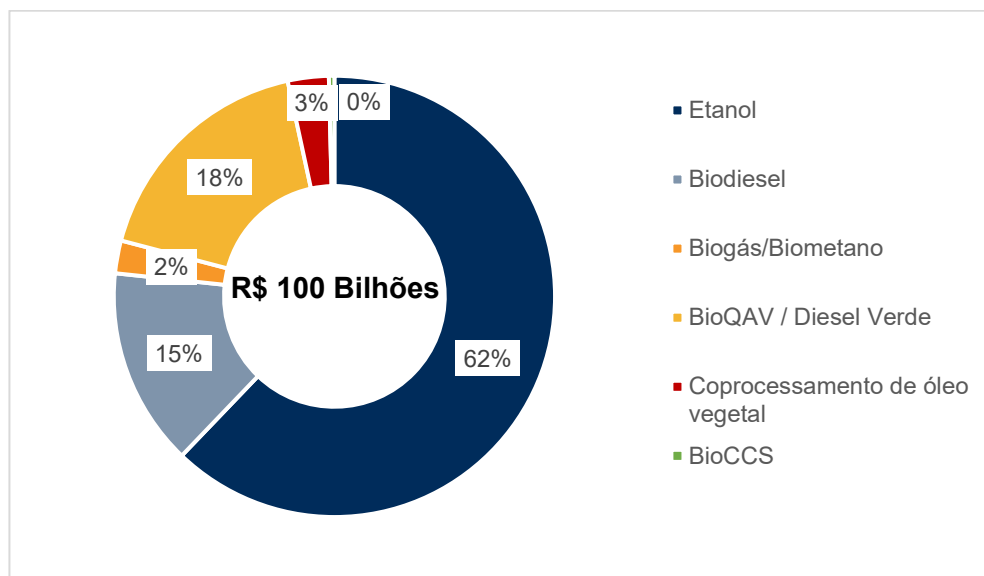


Gráfico 9 – CAPEX para biocombustíveis entre 2025 e 2034 (%).
Fonte: Adaptado de (EPE, 2024d).

Enquanto o biodiesel já possui escala consolidada no país, sendo um dos principais biocombustíveis utilizados na frota nacional, o biogás/biometano surge como alternativa complementar, com oportunidades ligadas ao aproveitamento de subprodutos agrícolas e à produção descentralizada de energia. Juntos, esses dois segmentos somam R\$ 16,9 bilhões em investimentos ao longo da década, reforçando a importância de políticas de incentivo e regulação que sustentem sua expansão no portfólio de biocombustíveis brasileiros.

3.4.5. Armazenamento de Energia

A transição energética está redefinindo o papel do armazenamento de energia. De solução restrita a aplicações específicas, passou a ser considerado um recurso estratégico para viabilizar a inserção de fontes renováveis em larga escala e preservar a competitividade dos sistemas elétricos. A variabilidade da geração solar e eólica impõe desafios operativos à estabilidade da rede, exigindo soluções que permitam armazenar excedentes de produção e disponibilizar energia em períodos de menor geração ou maior demanda (HighJoule Solar Products, 2025). Conforme a EIA, o mercado global de tecnologias de energia limpa, que inclui solar, eólica, veículos elétricos e baterias, deverá crescer de aproximadamente US\$ 700 bilhões em 2023 para mais de US\$ 2 trilhões em 2035 (The Electricity Hub, 2025).

As projeções de CAPEX indicam que, embora as baterias de íon de lítio, especialmente as de fosfato de ferro e lítio (LFP), mantenham a tendência de queda nos custos, as reduções mais expressivas devem vir de tecnologias emergentes. Entre elas, as baterias de íon de sódio e de ferro-ar despontam como vetores de mudança no armazenamento estacionário, criando alternativas capazes de desvincular a estabilidade da rede da volatilidade dos mercados de matérias-primas voltados para veículos elétricos (VEs) (IEA, 2024c).

Historicamente, a redução dos custos das baterias foi impulsionada pela indústria de VEs, tendência que deve persistir. No seu Cenário de Políticas Declaradas (STEPS), a EIA projeta que a procura por baterias para VEs será quase sete vezes maior em 2035 em comparação a 2023 (IEA, 2024c). A procura por aplicações não relacionadas a automóveis, incluindo armazenamento estacionário, cresce em ritmo ainda mais acelerado: no mesmo cenário, a demanda deverá multiplicar-se por quinze até 2035 (IEA, 2024c). Essa diversificação de usos é relevante, pois consolida um mercado específico para o armazenamento estacionário, com requisitos tecnológicos e econômicos próprios.

A escala do desafio, entretanto, é significativa. Para que as metas climáticas globais sejam cumpridas, a EIA estima a necessidade de 10.000 GW de capacidade de armazenamento de energia no mundo até 2040 (HighJoule Solar Products, 2025). Esse valor expõe a distância entre a capacidade instalada atual e a necessária para viabilizar uma rede descarbonizada, ressaltando tanto a urgência quanto a magnitude da oportunidade de mercado.

3.4.5.1. Projeções de Crescimento de Mercado

As projeções de mercado de diversas fontes convergem para um cenário de forte crescimento do armazenamento de energia na próxima década. A BNEF estima que a capacidade global de armazenamento (excluindo hidrelétricas reversíveis) alcance 1.028 GWh acumulados até 2030, mais de vinte vezes a capacidade instalada em 2020, o que exigirá investimentos superiores a US\$ 262 bilhões (BNEF, 2025c). Em atualização posterior, a BNEF elevou a projeção para 1.194 GWh em 2030, refletindo o efeito de novas políticas de apoio (BNEF, 2025d).

As perspectivas de investimento de outras instituições reforçam essa tendência. A EIA projeta que o mercado de armazenamento de energia deverá captar US\$ 620 bilhões até 2040 (HighJoule Solar Products, 2025). Já o Goldman Sachs apresenta uma visão mais otimista, indicando que o mercado poderá crescer quinze vezes até 2030 e alcançar valor anual de US\$ 1,3 trilhão (HighJoule Solar Products, 2025). Além disso, a procura global por baterias de íon de lítio (considerando tanto veículos elétricos como armazenamento estacionário) deve expandir-se de cerca de 700 GWh em 2022 para 4,7 TWh em 2030, equivalente a uma taxa superior a 30% (McKinsey & Company, 2025).

3.4.5.2. O Cenário Geopolítico

Atualmente, o mercado global de armazenamento de energia permanece concentrado. China, União Europeia e Estados Unidos respondem por cerca de 90% da procura de baterias (IEA, 2024c). A China consolidou-se como líder em toda a cadeia de abastecimento, da mineração e refino de materiais à produção de células e integração de sistemas, e as projeções indicam que suas exportações de tecnologias limpas, incluindo baterias, poderão atingir US\$ 340 bilhões até 2035 (IEA, 2024b).

Essa concentração geográfica tem levado outras grandes economias a adotarem políticas industriais robustas para desenvolver cadeias de fornecimento domésticas e assegurar segurança energética. Nos Estados Unidos, o *Inflation Reduction Act* (IRA), aprovado em 2022, representa um marco ao conceder créditos fiscais significativos à produção local e à implantação de tecnologias limpas, podendo reduzir em 30 a 50% os custos de projetos de armazenamento (HighJoule Solar Products, 2025).

Na União Europeia, iniciativas como o *REPowerEU* e o *Green Deal* seguem a mesma lógica: reduzir a dependência de combustíveis fósseis importados, estimular investimentos e fortalecer a indústria regional de tecnologias limpas, com destaque para a iniciativa “*Battery 2030+*” (BNEF, 2025d; European Commission, 2023). Na China, a política industrial central permanece como principal vetor, com metas como 30 GW de nova capacidade de armazenamento até 2025, já superada em 2023, e diretrizes provinciais que obrigam novos projetos solares e eólicos a incluírem entre 10% e 20% de capacidade de armazenamento associada (Zhang, 2023).

Essas dinâmicas globais estão promovendo uma bifurcação tecnológica. O mercado de veículos elétricos, pela sua escala, continuará a orientar a inovação em baterias de alta densidade energética (Wh/kg ou Wh/L). Já o mercado de armazenamento estacionário de rede avança com prioridades distintas, em que a densidade energética é secundária frente a parâmetros como o custo nivelado de

armazenamento (LCOS), a durabilidade, medida em ciclos de vida e anos de operação, e a segurança (IEA, 2024c; Darminto; Herculano, 2022). Essa diferenciação abre espaço para tecnologias alternativas como íon de sódio, baterias de fluxo e ferro-ar, projetadas para aplicações de longa duração e baixo custo, enquanto o íon de lítio permanece dominante em soluções de curta duração (IEA, 2024c).

Além disso, a trajetória de custos do setor já não depende apenas de ganhos de escala e inovação tecnológica, mas também de políticas industriais. Até 2030, o custo de projetos dependerá tanto da química das baterias quanto da localização e dos incentivos locais. Nos Estados Unidos, por exemplo, o crédito fiscal de produção 45X concede subsídio direto de US\$ 35/kWh para células fabricadas domesticamente, tornando a produção local mais competitiva (Mehdi; Moerenhout, 2023). Por outro lado, a BNEF estima que tarifas sobre importações chinesas poderiam elevar os custos dos sistemas em 30% ou mais (Nsitem; Sekine, 2025). A China, ao aplicar mandatos de implantação, assegura mercado interno e acelera a curva de aprendizagem (Ye, 2025). Assim, a competitividade internacional no setor de armazenamento de energia será moldada por uma combinação de inovação tecnológica e estratégias de política industrial.

3.4.5.3. Baterias de Íons de Lítio

A trajetória de custos das baterias de íon de lítio é um dos maiores casos de sucesso tecnológico da era moderna. Desde 2010, quando ultrapassavam US\$ 1.200/kWh, os preços caíram de forma impressionante, alcançando em 2023 uma média de US\$ 137/kWh (HighJoule Solar Products, 2025). A IRENA confirma essa tendência, reportando US\$ 192/kWh em 2024, o que representa uma redução de cerca de 93% em pouco mais de uma década (IRENA, 2025b). Essa curva, no entanto, não foi linear: entre 2021 e 2022, registrou-se o primeiro aumento de custos em mais de uma década, resultado da escalada nos preços do lítio, gargalos de cadeia de suprimentos e de uma demanda que cresceu acima da oferta. O movimento foi rapidamente revertido em 2023–2024, quando a combinação de excesso de capacidade de fabricação, especialmente na China, e a queda acentuada dos preços do lítio e de outros metais provocou uma nova rodada de reduções agressivas.

Nesse sentido, o Gráfico 10 apresenta a evolução histórica do custo dos *battery packs* de 2010 a 2024, consolidando estimativas de diferentes instituições de referência, como a Lazard, a IEA e a BloombergNEF. Os valores referem-se ao preço médio global de *battery packs* de íon-lítio (US\$/kWh) para aplicações estacionárias e veiculares. Todos os valores estão em dólar constante do ano correspondente (2023).

É importante destacar que pode haver diferenças metodológicas entre os estudos (ex: escopo geográfico, química da célula, volume contratado) que geram pequenas variações. Para análises comparativas, recomenda-se cautela quanto ao câmbio, inflação e evolução tecnológica.

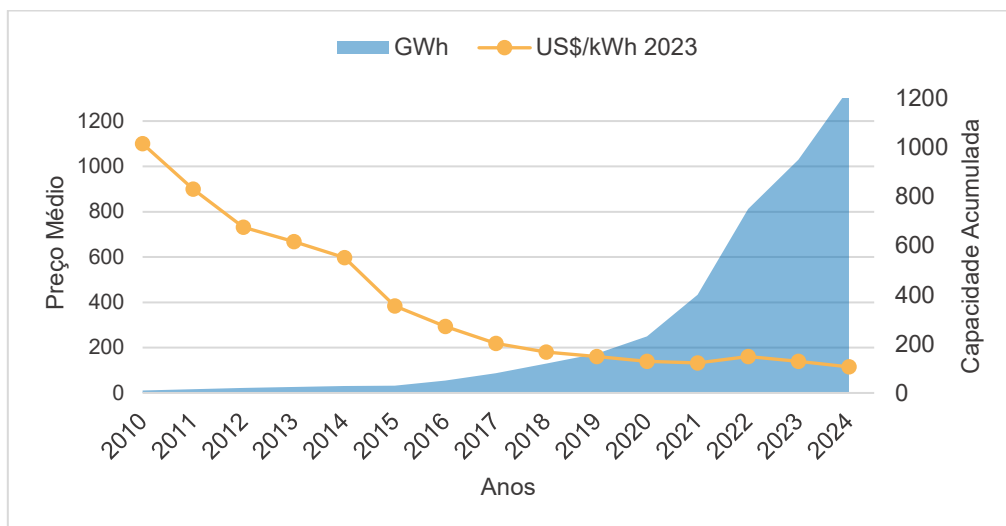


Gráfico 10 – Histórico de custo de packs de baterias de íon de lítio de 2010 a 2024 (US\$ 2023).

Fonte: (Lazard, 2023; IEA, 2023a; BNEF, 2020, 2021, 2022, 2023).

Em relação a próxima década, as projeções indicam que os custos das baterias devem continuar caindo, ainda que em um ritmo mais moderado do que na década anterior. A atualização mais recente da NREL (2025) apresenta valores significativamente revisados para sistemas de íon de lítio de quatro horas de duração, com estimativas de US\$ 147/kWh no cenário baixo, US\$ 234/kWh no cenário médio e US\$ 339/kWh no cenário alto em 2035. Para 2030, as projeções são de US\$ 189/kWh, US\$ 254/kWh e US\$ 334/kWh, respectivamente, todos em dólares de 2024 (NREL, 2025). Esses números refletem expectativas mais otimistas em relação a relatórios anteriores, sobretudo em função de custos atuais mais baixos do que o previsto. Esses valores se referem a sistemas estacionários em *utility scale*, voltados a aplicações como arbitragem energética, regulação de frequência e integração de renováveis. Embora a NREL seja um instituto norte-americano, os números são tratados como referência internacional, ainda que bem ancorados na realidade de custos e contratos dos Estados Unidos.

A diferença entre os cenários decorre das premissas adotadas: o cenário baixo considera avanços tecnológicos rápidos, cadeias de suprimento estáveis e ganhos agressivos de escala, o cenário médio reflete uma trajetória plausível de redução de custos com melhorias graduais e volatilidade moderada nos insumos, enquanto o cenário alto incorpora riscos de encarecimento de matérias-primas, gargalos logísticos e curva de aprendizado mais lenta. Esses números devem ser entendidos como referências globais de CAPEX para projetos de grande porte de armazenamento estacionário conectados à rede, não sendo aplicáveis a baterias residenciais, veículos elétricos ou sistemas de menor escala.

A EIA, por sua vez, aponta que os custos iniciais de projetos de armazenamento em *utility scale* devem cair cerca de 40% até 2030 em comparação com os níveis de 2023 (IEA, 2024a). Outras análises de mercado projetam reduções ainda mais agressivas ao nível do *pack* de bateria: algumas estimativas situam os custos em torno de US\$ 80/kWh até 2030, enquanto o *Rocky Mountain Institute* sugere uma faixa entre US\$ 32 e US\$ 54/kWh no mesmo horizonte (HighJoule Solar Products, 2025), (Walter; Butler-Sloss; Bond, 2024). Já o *International Council on Clean Transportation* projeta US\$ 67/kWh em 2032 em seu cenário de preços médios de matérias-primas (ICCT, 2024).

O LCOS complementa essas projeções ao oferecer uma visão mais abrangente, que incorpora não apenas o investimento inicial, mas também custos de operação, manutenção, carregamento e os efeitos da degradação ao longo da vida útil. No relatório de 2025 da Lazard, focado no mercado dos Estados Unidos, os resultados indicam que projetos híbridos, como eólica *onshore* associada ao armazenamento, apresentam custos nivelados entre US\$ 44 e US\$ 123/MWh, enquanto sistemas solares somados a armazenamento *utility scale* variam de US\$ 50 a US\$ 131/MWh (Lazard, 2025a). Já no caso dos sistemas

de armazenamento autônomos, o LCOS permanece mais elevado: para projetos de 100 MW com quatro horas de duração, a faixa estimada situa-se entre US\$ 115 e US\$ 254/MWh, enquanto sistemas de 100 MW com duas horas de duração apresentam custos entre US\$ 129 e US\$ 277/MWh (Lazard, 2025a). Para aplicações no segmento comercial e industrial (C&I), o custo é ainda mais alto, variando de US\$ 319 a US\$ 506/MWh para projetos de 1 MW com duas horas de duração (Lazard, 2025a). Esses valores estão sintetizados no Gráfico 11, em que são apresentadas as faixas de LCOS e LCOE em diferentes configurações tecnológicas em escala utilitária e evidência a competitividade crescente das soluções híbridas renováveis com armazenamento em comparação ao armazenamento autônomo.

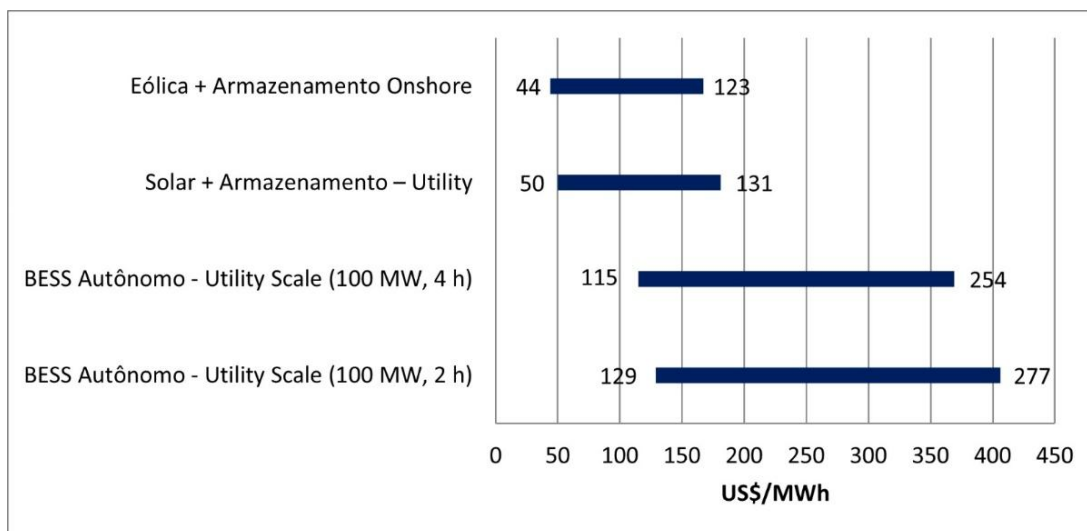


Gráfico 11 – LCOE e LCOS para BESS nos Estados Unidos em 2025.
Fonte: (Lazard, 2025a).

Em contraste, as projeções globais da BNEF para sistemas de quatro horas de duração indicam uma trajetória de redução mais acentuada: de US\$ 104/MWh em 2024 para US\$ 93/MWh em 2025 e chegando a US\$ 53/MWh em 2035 (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**) (Enlit.world, 2025). Esses valores refletem uma visão internacional baseada na rápida expansão da manufatura, sobretudo na China, e sugerem que o armazenamento em *utility scale* tende a se consolidar como tecnologia cada vez mais competitiva ao longo da próxima década. A comparação entre os dois estudos destaca a diferença entre os custos observados atualmente no mercado norte-americano e as projeções globais de longo prazo, ressaltando a influência do contexto regional sobre a viabilidade econômica do armazenamento.

O valor de US\$ 100/kWh, amplamente citado como meta para baterias, refere-se apenas ao *pack*, e não ao sistema completo (Energy-Storage.News, 2025b). Em aplicações *utility scale*, os custos de BoS, que incluem o sistema de conversão de energia (PCS), transformadores, contêineres, sistemas de climatização (HVAC), sistemas de gestão (EMS) e custos indiretos como engenharia, aquisição e construção (EPC) e licenciamento, representam parcela significativa do investimento (Energy-Storage.News, 2025a). Esses itens adicionais podem elevar o custo em 23% a mais de 100% em relação ao preço do *pack* (PNNL, 2020). Dessa forma, mesmo que os *packs* atinjam valores próximos a US\$ 70/kWh, o custo total instalado de um BESS (*Battery Energy Storage System* – Sistema de Armazenamento por baterias) *utility scale* tende a permanecer acima de US\$ 150/kWh. Considerar apenas o custo do *pack* leva a estimativas excessivamente otimistas de viabilidade econômica e de LCOS.

Outro fator determinante para a trajetória de custos é a disparidade regional, fortemente marcada pela China. A diferença em relação a outras regiões é tão significativa que configura, na prática, um mercado de dois níveis. Segundo a BNEF, o custo médio de um sistema *turn-key* na China em 2024 foi de apenas US\$ 101/kWh, contra US\$ 236/kWh nos Estados Unidos e US\$ 275/kWh na Europa (Energy-Storage.News, 2025a). Os preços das células no mercado chinês chegaram a patamares de US\$ 40 a

55/kWh (Energy-Storage.News, 2025b). Essa vantagem decorre de uma cadeia de suprimentos totalmente integrada, do apoio de subsídios governamentais em larga escala, de custos de mão de obra mais baixos e de uma concorrência interna intensa, que comprime as margens de lucro (Zhang, 2023).

A implicação estratégica é evidente: sem mecanismos de proteção comercial ou políticas de incentivo à produção doméstica, como o IRA nos EUA, os fabricantes ocidentais dificilmente conseguem competir em preço. Nesse contexto, os mercados ocidentais ficam diante de uma escolha difícil: impor tarifas para proteger a indústria local, com impacto no aumento dos custos e possível atraso na implantação de projetos, ou aceitar a dependência das importações chinesas, assumindo riscos relevantes de abastecimento e de natureza geopolítica.

3.4.5.4. Baterias de Íons de Sódio

A principal proposta de valor das baterias de íon de sódio está na sua composição material. Diferentemente das baterias de íon de lítio, que dependem de lítio e, em várias formulações, também de cobalto e níquel, as de íon de sódio utilizam elementos amplamente disponíveis e distribuídos geograficamente, como sódio, ferro e manganês (HighJoule Solar Products, 2025). O sódio, sexto elemento mais abundantes na crosta terrestre, é cerca de mil vezes mais comum que o lítio e pode ser obtido tanto da água do mar quanto de depósitos de sal-gema (Ferrell, 2025).

Essa abundância de matérias-primas representa uma vantagem de custo decisiva. A EIA projeta que os custos de produção das baterias de íon de sódio podem ser até 30% inferiores aos das baterias LFP, que já figuram entre as opções mais econômicas dentro da tecnologia de íon de lítio (IEA, 2024a). Além da redução de custos, a menor dependência de minerais críticos, muitas vezes concentrados em poucas regiões, amplia a segurança e a resiliência da cadeia de fornecimento.

A tecnologia de íon de sódio encontra-se nas fases iniciais da sua curva de aprendizagem, o que implica um potencial de reduções aceleradas de custo à medida que a produção se expande. De acordo com estimativas da *IDTechEx*, o custo médio atual de uma célula de íon de sódio é de aproximadamente US\$ 87/kWh, valor associado à produção em escala piloto e às primeiras linhas de fabricação em massa (*IDTechEx*, 2024). À medida que gigafábricas dedicadas a essa tecnologia entram em operação e as economias de escala são alcançadas, espera-se uma queda significativa dos custos. A mesma consultoria projeta que os valores possam atingir cerca de US\$ 40/kWh até 2030, o que corresponderia a aproximadamente US\$ 50/kWh ao nível do pack (*IDTechEx*, 2024). De forma convergente, o roteiro da Fraunhofer ISI prevê custos inferiores a 40 €/kWh até 2035 para tecnologias de célula alternativa (ISI, 2023). Paralelamente, surgem cenários mais agressivos, sobretudo provenientes de fabricantes chineses. A fabricante de baterias CATL chegou a sugerir custos de célula tão baixos quanto US\$ 10/kWh para as suas baterias de íon de sódio, embora tal valor seja geralmente interpretado como um caso extremo de melhor cenário ou mesmo como preço promocional para expansão de mercado, e não como um custo sustentável no curto prazo (Ferrell, 2025). De forma mais realista, outras fontes da indústria apontam para uma faixa entre US\$ 40 e US\$ 80/kWh para o custo das células de íon de sódio no médio prazo (Ruiz *et al.*, 2023).

A China lidera de forma decisiva o desenvolvimento e a comercialização da tecnologia de íon de sódio. Fabricantes como a CATL e a BYD já iniciaram a produção em massa e vêm integrando essas baterias em veículos elétricos e sistemas de armazenamento (HighJoule Solar Products, 2025). As capacidades anunciadas indicam que a produção global deverá superar 100 GWh até 2030, criando a escala necessária para acelerar a redução de custos (*IDTechEx*, 2024). Um dos fatores mais relevantes é que as baterias de íon de sódio podem ser produzidas nas mesmas linhas utilizadas para íon de lítio, exigindo apenas

adaptações mínimas, o que permite aos fabricantes diversificar ou migrar a produção com investimentos relativamente baixos em capital.

A ascensão do íon de sódio não se resume a oferecer uma alternativa mais barata, mas configura uma estratégia de *hedge* contra a volatilidade do mercado de lítio. O setor de íon de lítio continua a ser dominado pela demanda do segmento automotivo, especialmente veículos elétricos, o que significa que a evolução dos preços do lítio e, conseqüentemente, das baterias LFP, seguirá a dinâmica desse mercado (Boer *et al.*, 2021; IEA, 2024c). Essa dependência cria riscos de volatilidade para o armazenamento em rede. O íon de sódio, ao utilizar matérias-primas abundantes e com cadeia de suprimento independente do lítio, estabelece um "piso de custo" para o armazenamento estacionário (Ruiz *et al.*, 2023). Tornando-se competitivo em torno de US\$ 50/kWh no nível de *pack*, essa tecnologia funciona como um teto efetivo para os preços do armazenamento em rede: se as baterias LFP se encarecerem devido a picos no preço do lítio, os desenvolvedores poderão recorrer ao sódio como alternativa viável, estabilizando projeções de LCOS e aumentando a viabilidade financeira dos projetos.

Paradoxalmente, a janela de oportunidade do íon de sódio depende justamente da evolução do preço do lítio. Apesar da vantagem intrínseca no custo das matérias-primas, os custos iniciais de produção permanecem elevados devido à menor escala e maturidade tecnológica (IDTechEx, 2024). Nos últimos anos, o preço do lítio caiu de forma expressiva em razão de um excesso temporário de oferta, reduzindo a vantagem comparativa do sódio (Ferrell, 2025). A análise da IDTechEx aponta que, caso o lítio permaneça em mínimos históricos, o caminho do sódio rumo à competitividade será mais desafiador na próxima década (IDTechEx, 2024). Dessa forma, o sucesso da tecnologia depende de um ponto de equilíbrio: preços do lítio suficientemente altos para evidenciar a vantagem de custo do sódio, mas não tão elevados a ponto de comprometer a transição energética na totalidade.

3.4.5.5. Baterias de Fluxo

Enquanto as baterias de íon de lítio e de íon de sódio disputam espaço no armazenamento de curta e média duração, outra classe tecnológica vem sendo desenvolvida para atender às demandas do armazenamento de longa duração: as baterias de fluxo. Dentro desse grupo, a bateria de fluxo redox de vanádio (VRFB) destaca-se como a mais consolidada e comercialmente relevante, graças a uma arquitetura singular que a torna especialmente adequada para aplicações em escala de rede que requerem 8, 10, 12 ou mais horas de armazenamento contínuo.

O perfil de custos das baterias de fluxo redox de vanádio (VRFB) difere de forma significativa em relação às baterias de íon de lítio. O CAPEX inicial tende a ser mais elevado, sobretudo em aplicações de curta duração. Estimativas recentes indicam que, em 2023, o custo de sistema das novas tecnologias de baterias de fluxo situava-se em torno de US\$ 315/kWh (HighJoule Solar Products, 2025). À medida que a tecnologia avance em maturidade e a escala de produção aumente, projeta-se uma redução expressiva, com custos em torno de US\$ 180/kWh até 2030 (HighJoule Solar Products, 2025).

O principal fator de custo nas VRFBs é o eletrólito de vanádio, que pode representar entre 30% e 50% do valor total do sistema, tornando o custo sensível à volatilidade do mercado de commodities. (Energy-Storage.News, 2022). Ainda assim, as perspectivas apontam para maior estabilidade: o mercado global de eletrólito de vanádio deve crescer de US\$ 261 milhões em 2025 para US\$ 617,9 milhões em 2035, o que deve favorecer economias de escala e contribuir para uma redução gradual dos preços. (Fact.MR, 2025).

Apesar de apresentarem um CAPEX inicial mais elevado, as baterias VRFBs oferecem uma proposta de valor econômico baseada no seu LCOS que tende a ser mais baixo em aplicações de longa duração e elevada ciclagem. A combinação entre vida útil extremamente longa, baixos custos de operação e manutenção e ausência de substituição de componentes principais permite que o investimento inicial seja

diluído sobre um volume muito maior de energia entregue ao longo da vida do projeto (Energy-Storage.News, 2022).

Estudos acadêmicos indicam que o LCOS das VRFBs poderá cair até 68% até 2030, tornando essa tecnologia altamente competitiva, ou até superior ao íon de lítio, em aplicações de rede que exigem descargas diárias e durações prolongadas. (Larsson; Börjesson, 2018). Comparar apenas o CAPEX (US\$/kWh) de uma VRFB com o de uma bateria de íon de lítio é, portanto, uma análise limitada. Enquanto sistemas de íon de lítio em escala de rede apresentam vida útil de 10 a 15 anos, frequentemente exigindo aumento de capacidade (*augmentation*) ou substituição completa durante o ciclo de um projeto de 20 a 30 anos, as VRFBs são projetadas para operar durante toda a vida útil do projeto sem necessidade de substituição de componentes essenciais (Energy-Storage.News, 2022; HighJoule Solar Products, 2025). Assim, a avaliação de investimentos deve considerar modelagens de fluxo de caixa de 20 a 30 anos que incorporem os custos de ciclo de vida, em vez de se basear exclusivamente em comparações de custos iniciais.

3.4.5.6. Mercado e Outras Químicas de Fluxo

O mercado global de baterias de fluxo está em forte expansão. As projeções indicam que o valor movimentado passará de US\$ 0,59 bilhões em 2025 para US\$ 4,59 bilhões em 2035 (Roots Analysis, 2025). De forma ainda mais otimista, a *Guidehouse Insights* prevê que as receitas de projetos com baterias VRFBs atinjam US\$ 7,76 bilhões até 2031 (Energy-Storage.News, 2022). A região da Ásia-Pacífico, com destaque para a China, deve liderar esse crescimento, seguida pela Europa e América do Norte (Energy-Storage.News, 2022).

Embora o vanádio seja a química dominante, alternativas de baterias de fluxo também estão em desenvolvimento. Entre elas, as baterias de fluxo de zinco-bromo vêm atraindo atenção devido à maior densidade de energia e ao potencial de redução de custos, já que utilizam materiais mais baratos (Tran, 2025).

O elevado custo e a durabilidade do eletrólito de vanádio abrem espaço para modelos de negócio inovadores que podem alterar a economia dos projetos. Como o eletrólito representa uma parcela significativa do investimento inicial e não sofre degradação ao longo do tempo, ele pode ser tratado como um ativo financeiro estável, comparável a um metal precioso (Energy-Storage.News, 2022). Essa característica viabiliza mecanismos como o arrendamento de eletrólito, no qual a propriedade do insumo permanece com um fornecedor ou entidade financeira, enquanto o operador do projeto paga uma taxa periódica pelo uso. Esse modelo converte parte relevante do CAPEX em OPEX previsível, reduzindo a barreira de entrada e tornando as VRFBs mais competitivas frente ao íon-lítio em termos de custo inicial, além de facilitar o financiamento e acelerar a adoção em aplicações de longa duração.

3.4.5.7. Químicas para Próxima Geração: Estado Sólido, Zinco e Ferro-Ar

Para além da evolução das tecnologias estabelecidas e emergentes, o horizonte de 2030 a 2035 deverá marcar a maturação de químicas de próxima geração que prometem redefinir os limites de desempenho e custo do armazenamento de energia. Entre essas inovações, destacam-se as baterias de estado sólido, as de ferro-ar e as de íon de zinco, posicionadas não apenas para competir com soluções já consolidadas, mas também para abrir mercados inteiramente novos (Tran, 2025).

As baterias de estado sólido (SSB) são frequentemente apontadas como o “Santo Graal” do setor, especialmente no segmento de veículos elétricos. A substituição do eletrólito líquido inflamável por um eletrólito sólido permite o uso de um ânodo de metal de lítio, o que pode elevar a densidade de energia em duas a três vezes em relação às baterias de íon de lítio convencionais. Além disso, oferecem maior segurança intrínseca e potencial para velocidades de carregamento significativamente mais rápidas, com estimativas que apontam para a possibilidade de alcançar 60% a 80% de carga em apenas 15 minutos (Tran, 2025). Apesar desse potencial, a comercialização em massa enfrenta obstáculos técnicos e de manufatura relevantes, e não se espera produção em larga escala antes de 2027–2030 (Tran, 2025). Os primeiros produtos deverão se concentrar no mercado de veículos elétricos *premium*, no qual os consumidores aceitam pagar um preço mais elevado por desempenho superior. Os custos iniciais serão elevados, mas estudos do Laboratório Nacional de Argonne projetam que o custo médio dos *packs* de bateria nos Estados Unidos cairá para cerca de US\$ 86/kWh em 2035 (ANL, 2024). Ainda assim, alcançar paridade de custo com químicas já estabelecidas e de baixo preço, como o íon de sódio, será um desafio, sobretudo em aplicações estacionárias, onde a densidade de energia não é o principal critério de competitividade (Faraday Institution; Motion, 2023). Mesmo assim, as projeções indicam que o mercado de SSBs poderá movimentar cerca de US\$ 9 bilhões até 2035, reflexo do forte interesse e dos investimentos crescentes na tecnologia (IDTechEx, 2025).

Enquanto as SSBs têm como foco ganhos de densidade de energia, as baterias de ferro-ar surgem como uma proposta inovadora voltada à redução drástica de custos para aplicações de ultra-longa duração. Desenvolvida pela empresa *Form Energy*, a tecnologia baseia-se em um processo de “ferrugem reversível”, utilizando materiais abundantes e de baixo custo, ferro, ar e água, com a meta de atingir custos inferiores a US\$ 20/kWh para o sistema completo, ou seja, cerca de um décimo do custo atual dos sistemas de íon de lítio (Halber, 2024). Essas baterias foram concebidas especificamente para atender ao armazenamento de longa duração em *utility scale*, com a capacidade de fornecer energia continuamente por até 100 horas, o que as torna ideais para compensar períodos prolongados de baixa geração renovável, como calmarias eólicas de vários dias (Mobility Foresights, 2024). Os desafios, entretanto, não são desprezíveis: a baixa densidade de energia implica em necessidade de áreas extensas para implantação, e a eficiência *roundtrip* permanece inferior à das baterias de íon de lítio. Mesmo assim, trata-se de uma tecnologia que já está dando os primeiros passos em direção à implantação comercial e pode se tornar essencial em cenários de elevada penetração renovável (Halber, 2024).

3.4.5.8. Projeções globais para sistemas “turn-key”

Nos próximos anos, espera-se que a queda contínua dos custos das tecnologias de armazenamento de energia amplie ainda mais seu papel estratégico na transição energética. Diferentes químicas apresentam trajetórias distintas de maturidade, escala de produção e aplicações preferenciais, o que se reflete em projeções de custo bastante variadas.

O Gráfico 12 – Projeção Comparativa de Custos de Capital (CAPEX, \$/kWh) por Tecnologia (2025-2035). 13 mostra essas tendências comparativas, considerando soluções completas (*turn key*). Essa análise consolida os valores discutidos nos tópicos anteriores, permitindo uma visão integrada das projeções de mercado. Os valores referem-se a estimativas de sistemas completos, e não a custos efetivamente observados. Para efeito de comparação, foram consideradas diferentes durações de descarga: quatro horas para baterias de LFP e íons de sódio, dez horas para sistemas de vanádio e cem horas para tecnologias de ferro-ar. Trata-se de projeções sujeitas a incertezas inerentes à evolução tecnológica, ao dinamismo do mercado e ao ambiente regulatório, o que pode levar a variações significativas ao longo do tempo.

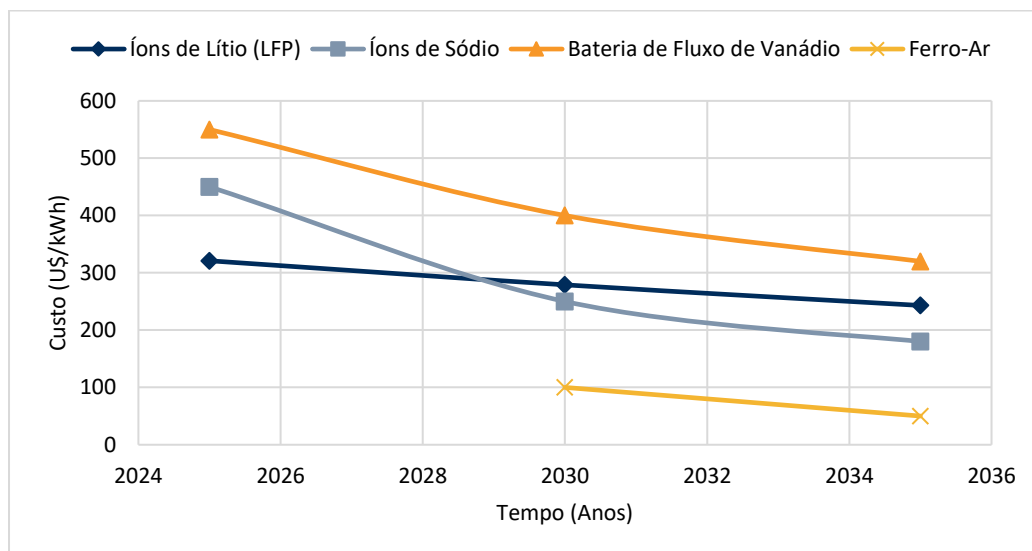


Gráfico 12 – Projeção Comparativa de Custos de Capital (CAPEX, \$/kWh) por Tecnologia (2025-2035).

Fonte: (NREL, 2025; ICCT, 2024); Walter; Butler-Sloss; Bond, 2024; Lazard, 2025b; Edström et al., 2023; RMI, 2023; Faraday Institution; Rho Motion, 2023).

Observa-se que as baterias LFP mantêm uma trajetória de redução gradual de custos, partindo de patamares próximos a US\$ 320/kWh em 2025 e chegando a algo em torno de US\$ 240/kWh em 2035, com quatro horas de duração, baseado no cenário médio da NREL (NREL, 2025). Os íons de sódio, também avaliados para quatro horas de duração, apresentam uma queda mais acentuada, partindo de valores próximos a US\$ 450/kWh e podendo atingir US\$ 180/kWh em 2035, o que sugere grande potencial competitivo. As baterias de fluxo de vanádio, projetadas aqui para dez horas de duração, mostram custos mais elevados, na faixa de US\$ 550/kWh em 2025, com redução para US\$ 320/kWh em 2035, refletindo sua vocação para aplicações de longa duração e alta ciclagem. Por fim, a tecnologia de ferro-ar, considerada para cem horas de duração, aparece com custos projetados bastante inferiores, da ordem de US\$ 100/kWh em 2030 e US\$ 50/kWh em 2035, reforçando seu potencial disruptivo para aplicações de armazenamento prolongado.

3.4.6. Parâmetros de Custos de Referência para Tecnologias de Geração no Brasil

Enquanto as projeções internacionais fornecem um panorama global sobre a evolução de custos de tecnologias de geração, o caso brasileiro exige uma análise própria, baseada em referências oficiais utilizadas no planejamento energético. Nesse contexto, o Caderno de Preços de Derivados – PDE 2032, publicado pela EPE, constitui a principal fonte doméstica de parâmetros de CAPEX, OPEX, encargos e tempo médio de implantação para diferentes tecnologias (EPE, 2022a).

A metodologia adotada pela EPE não busca refletir preços de mercado pontuais, mas sim consolidar valores de referência que possam ser utilizados em modelagens de cenários de expansão da matriz elétrica. Dessa forma, os números devem ser interpretados como parâmetros indicativos, úteis para comparações entre tecnologias e para análises de competitividade no contexto nacional.

Tabela 11 – Parâmetros econômicos por tipo de oferta no Brasil.

Tipo de Oferta	Vida útil econômica (anos)	Faixa de CAPEX (R\$/kW)	CAPEX Referência (R\$/kW)	O&M (R\$/kW.ano)	Taxas/Impostos (R\$/kW.ano)	Tempo médio de desembolso (meses)
Armazenamento - Baterias	20	5.000 a 9.500	6.000 / 6.700	100 / 130	270 / 290	12
Biomassa - Bagaço de Cana	20	2.000 a 6.500	3.500 / 4.500 / 6.000	100	140 / 150	24
Biomassa - Cavaco de Madeira	20	3.500 a 8.500	7.500	160	180	36
Biogás - Resíduo sucroenergético	20	3.000 a 12.000	10.000	600	230	24
Eólica Onshore	20	4.000 a 7.500	4.300 / 5.000 / 5.600 / 6.200	110	150 / 160 / 170	24
Solar Fotovoltaica	25	3.000 a 6.000	3.300 / 3.800 / 4.300 / 5.000 / 6.000	60	130 / 140 / 150	12
Fotovoltaica Flutuante	25	4.000 a 8.500	4.800 / 6.000	80	160	12
Gás Natural - Ciclo Combinado	20	3.500 a 7.000	6.400	710	330	36
GNL - Ciclo Combinado	20	3.500 a 6.000	5.100	200	320	36
GNL - Ciclo Simples	20	3.000 a 5.000	4.500	200	280	24

Fonte: Adaptado de (EPE, 2022a).

No caso do recorte considerado pela Tabela 11, as tecnologias avaliadas são: armazenamento em baterias, biomassa (bagaço de cana e cavaco de madeira), biogás de resíduo sucroenergético, eólica onshore, solar fotovoltaica (convencional e flutuante), gás natural em ciclo combinado e GNL em ciclos

combinado e simples considerando que são tecnologias que poderiam ser utilizadas em microrredes isoladas.

Os resultados mostram que solar fotovoltaica e eólica *onshore* continuam entre as opções mais competitivas em termos de CAPEX de referência (na faixa de R\$ 3.300 a R\$ 6.200/kW), com baixos custos de O&M, reforçando sua atratividade para expansão da matriz. O armazenamento em baterias surge como tecnologia de suporte, com CAPEX de R\$ 5.000 a R\$ 9.500/kW e O&M reduzido, essencial para complementar fontes intermitentes em cenários de alta penetração renovável.

As alternativas de biomassa e biogás apresentam custos de investimento mais elevados (até R\$ 12.000/kW) e O&M significativamente maior, o que encarece o LCOE. Ainda assim, permanecem estratégicas em contextos com disponibilidade local de insumos e co-benefícios como uso de resíduos.

Por outro lado, tecnologias associadas ao gás natural e ao GNL, em ciclos simples ou combinados, apresentam CAPEX intermediário (R\$ 3.000 a 7.000/kW), mas O&M mais elevados, o que limita sua aplicação em sistemas isolados. Essas alternativas são mais aderentes a grandes empreendimentos conectados ao SIN do que a microrredes de pequeno porte, dado o desafio logístico de suprimento.

Assim, a análise confirma que, para o contexto doméstico, solar fotovoltaica, eólica *onshore* e armazenamento em baterias despontam como as opções de maior viabilidade técnico-econômica, enquanto biomassa, biogás e gás natural podem ter papel complementar em situações específicas, condicionadas à disponibilidade de recursos locais e à viabilidade logística.

3.5. Resumo

Este capítulo apresentou as principais tendências de geração de energia elétrica, renováveis e não renováveis, bem como sistemas de armazenamento. Características técnicas, vantagens e desvantagens foram avaliadas. Em seguida, foram avaliados estudos de caso que abordam aplicações práticas de fontes de geração na região amazônica. Foram abordadas tecnologias como hidráulicas de pequeno porte, hidrogênio, biogás, biodiesel, energia solar e eólica, que apresentam grande potencial para atender às especificidades dos sistemas isolados na região amazônica. Projetos reais de microrredes que utilizam sistemas de armazenamento, incluindo aquelas de segunda vida, também foram apresentadas.

No que tange às tendências de geração de energia elétrica, pode-se destacar:

- A geração de energia elétrica para microrredes isoladas incluem maior integração de fontes renováveis, como energia solar fotovoltaica e eólica, devido à queda nos custos e maior eficiência tecnológica. No caso específico da região amazônica, a energia solar tem maior potencial. Abordagens que utilizam gás natural também podem ser viáveis em substituição ou complementação a geração diesel.
- Sistemas híbridos que combinam múltiplas fontes de geração (renováveis, motores a diesel e biomassa) serão amplamente adotados para aumentar a confiabilidade.
- Tecnologias de hidrogênio verde e biocombustíveis também ganharão espaço em aplicações remotas.

Já em relação aos sistemas de armazenamento, salienta-se que:

- As tendências em sistemas de armazenamento de energia elétrica para microrredes isoladas incluem maior uso de baterias de íons de lítio devido à redução de custos e maior densidade energética.
- Há estudos que indicam o potencial da integração de baterias de estado sólido (baseadas em cerâmicas, polímeros sólidos, híbridas sólido-líquido) por sua segurança e longevidade.

- A adoção de sistemas híbridos combinando diversas tecnologias (como baterias, supercapacitores e hidrogênio) já é uma realidade para atendimento em sistemas isolados.
- As baterias de segunda vida podem ser consideradas avanços em gestão inteligente e reciclagem sustentável para apoiar a transição energética e a confiabilidade em ambientes remotos.

Do ponto de vista econômico, observa-se que os custos de combustíveis fósseis e os desafios logísticos da região tornam cada vez menos atrativas soluções exclusivamente baseadas em geradores a diesel, apesar de seu baixo investimento inicial. As fontes renováveis associadas ao armazenamento já se mostram competitivas no médio prazo, especialmente solar fotovoltaica e biogás, enquanto tecnologias emergentes, como hidrogênio verde e baterias de estado sólido, permanecem como apostas de longo prazo. Assim, a dimensão econômica funciona como critério decisivo para priorização de investimentos, favorecendo tecnologias maduras e de melhor custo-benefício, ao mesmo tempo, em que sinaliza espaço para inovações futuras que possam alcançar competitividade.

4. Arquiteturas de Distribuição: Corrente Contínua (CC), Alternada (CA) e Híbridas

A escolha do tipo de distribuição de energia em microrredes — seja por corrente contínua (CC), corrente alternada (CA) ou abordagens híbridas — desempenha um papel crucial em sua eficiência e viabilidade. Este capítulo explora as diferentes opções de distribuição energética disponíveis na literatura, analisando suas características, vantagens, desvantagens e aplicações práticas, visando contribuir para o avanço de soluções que atendam às demandas de um futuro energético mais sustentável.

As microrredes CA e CC apresentam prós e contras, tal que a seleção de cada tipo depende dos requisitos do consumidor final. As Microrredes CA (CA-MR) estão consolidadas na literatura e em aplicações práticas. As MR-CA são mais recomendadas quando o objetivo é a integração com redes CA existentes (Castillo-Calzadilla, T. *et al.*, 2022). Tradicionalmente, os sistemas em corrente contínua têm sido utilizados no Sistema Interligado Nacional Brasileiro para transmissão de energia em longas distâncias, especialmente pelos custos associados às estações conversoras e inversoras. As Microrredes CC (CC-MR) surgem como opção devido à sua maior eficiência, principalmente pela presença crescente de cargas eletrônicas, sistemas de armazenamento e fontes de geração que podem ser diretamente conectadas. As microrredes híbridas concentram os benefícios de ambas as abordagens, mas também alguns dos desafios (Pires; Pires; Cordeiro, 2023).

Tendo em vista que as Microrredes CA estão consolidadas na literatura, como poder ser visto nos trabalhos (Guerrero *et al.*, 2011) e (Hirsch; Parag; Guerrero, 2018) e nos projetos práticos existentes, as próximas seções abordam conceitos relacionados a Microrredes em Corrente contínua, bem como a comparação com Microrredes CA sob diversos aspectos, tais como: arquiteturas, vantagens e desafios, níveis de tensão e casos reais.

4.1. Avaliação Técnica das Arquiteturas de Microrredes

As topologias dedas microrredes CC são escolhidas com base em requisitos práticos. Deve-se considerar na escolha fatores como robustez, flexibilidade e confiabilidade (Jithin *et al.*, 2023). As arquiteturas e respectivas aplicações ainda não estão padronizadas, tal que existem várias alternativas disponíveis na literatura (Pires; Pires; Cordeiro, 2023). Algumas delas são descritas em (Jithin *et al.*, 2023) e resumidas nas figuras a seguir:

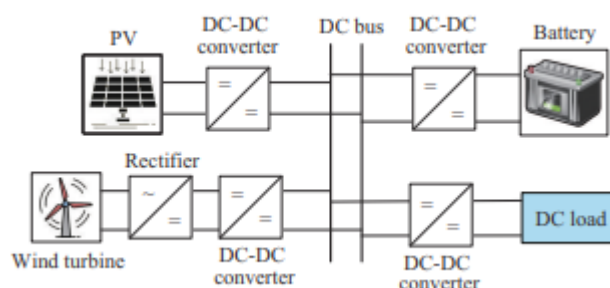


Figura 29 - Microrrede CC com topologia de barramento único.
Fonte: (Jithin et al., 2023).

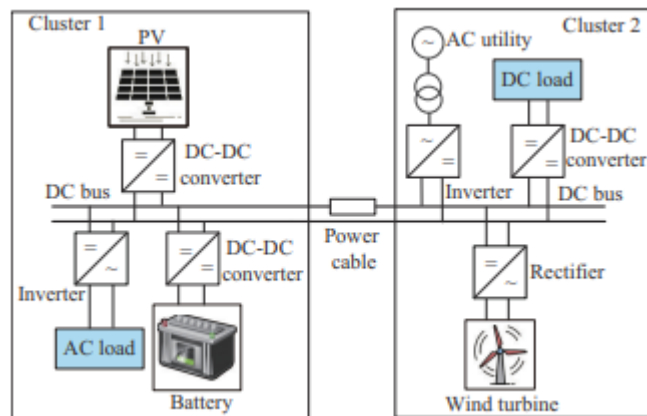


Figura 30 - Microrrede CC com topologia de multi-barramento.
Fonte: (Jithin et al., 2023).

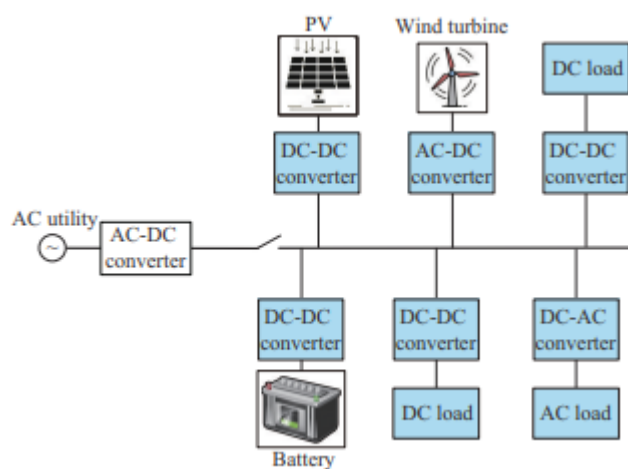


Figura 31 - Microrrede CC com topologia radial.
Fonte: (Jithin et al., 2023).

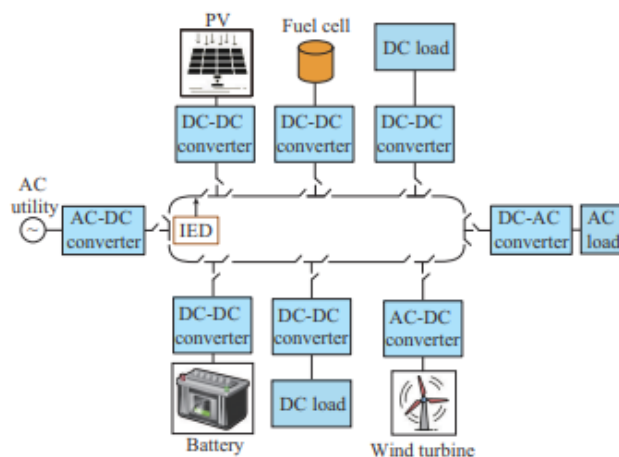


Figura 32 - Microrrede CC com topologia em anel.
Fonte: (Jithin et al., 2023).

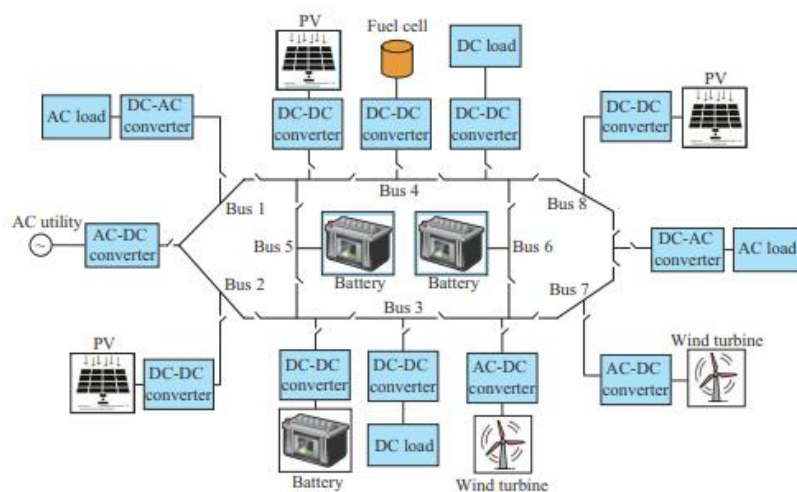


Figura 33 - Microrrede CC com topologia Malhada.
Fonte: (Jithin et al., 2023).

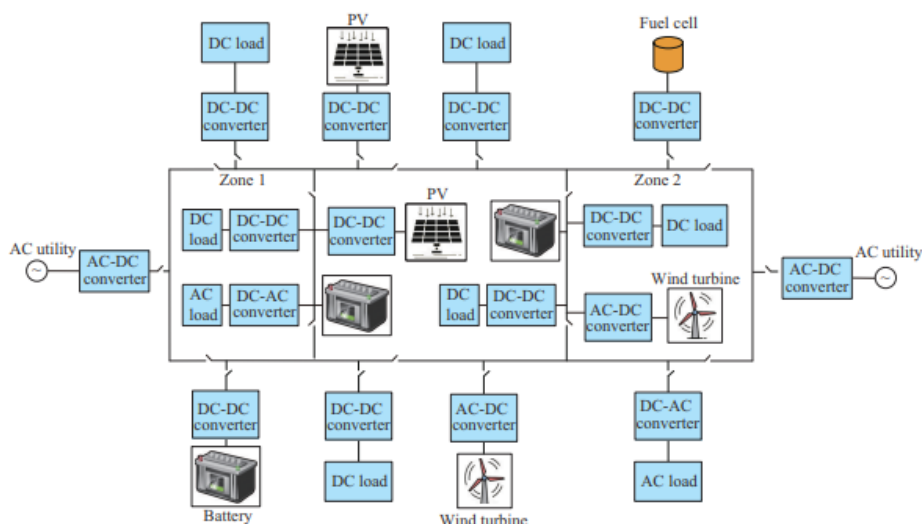


Figura 34 - Microrrede CC com topologia Zonal ou Interconectada.
Fonte: (Jithin et al., 2023).

A topologia de barra única (Figura 29) é a mais simples e mais barata, porém é a menos confiável. Neste caso, todos os elementos são ligados a um barramento único, tal que a conexão pode ser feita com ou sem necessidade de conversores (a depender do tipo da RED e da tensão de operação). A topologia multi-barramento (Figura 30), por sua vez, tem como vantagem a possibilidade de operar com níveis de tensão diferentes em cada barramento, ou que alguns sejam em CA e outros em CC, o que caracteriza uma microrrede híbrida.

Na topologia radial apresentada na Figura 31, pode existir a presença de múltiplos barramentos CC, tal que a conexão de RED possa ocorrer em diversos pontos da MR. Esta topologia pode ainda ser série ou paralela. Em comparação com as topologias da Figura 29 e da Figura 30, a confiabilidade da topologia radial é maior. Contudo, os custos e a complexidade também aumentam. A topologia em anel (Figura 32) tem como vantagem a possibilidade de isolar defeitos através do seccionamento de trechos da MR.

Quanto mais complexa for a topologia, isto é, à medida que as topologias são incrementadas com a inclusão de mais chaves seccionadoras, maior é a flexibilidade operativa, confiabilidade e os custos de implantação. É o que ocorre com as topologias malhada (Figura 33) e a Zonal/Interconectada (Figura 34).

A primeira é a mais utilizada em sistemas CC de alta tensão, devido aos custos envolvidos. Já a segunda tem como principal diferença em relação à primeira o fato de possuir múltiplos alimentadores CA disponíveis, o que aumenta a confiabilidade do sistema para ocorrência de faltas (Lu; Ooi, 2002). A Tabela 12 apresenta ainda uma comparação das topologias supracitadas.

Tabela 12 - Comparação das topologias.

Arquitetura	Custo Total	Projeto da Proteção	Confiabilidade de Suprimento	Interconexão com a rede CA	Nível de redundância	Tensão (V)	Aplicação
Radial	Baixo	Fácil	Baixa	Uma	Baixa	350, 500, 600, 760	Baixa tensão CC, aplicações domésticas
Anel	Médio	Moderado	Alta	Uma	Moderada	240, 350	Telecomunicações e data centers
Malhada	Muito Alto	Muito difícil	Muito Alta	Múltipla	Alta	50-350	Telecomunicações e data centers
Zonal	Alto	Muito difícil	Alta	Múltipla	Alta	50-800	Sistemas de navios

Fonte: (Jithin et al., 2023).

No que tange às configurações das MR-CC, estas podem ser classificadas em: Monopolares, bipolares ou homopolares. A configuração monopolar é a mais simples, pois necessita de apenas dois fios, como mostra a Figura 35a. Na configuração bipolar (Figura 35b), são necessários três condutores, sendo um com polaridade positiva, outro negativo e o terceiro representa o neutro. A vantagem desta configuração é que cada link pode operar de maneira independente caso seja necessário. Na configuração homopolar dois ou mais condutores com mesma polaridade são utilizados, tal que o sistema a três fios é o mais utilizado em sistema de distribuição CC da subestação aos consumidores reais. A principal vantagem desta configuração a redução dos custos isolamento, mas a desvantagem do retorno de aterramento supera as vantagens tal que os sistemas bipolares são mais usados (Justo et al., 2013). Nos sistemas a três fios (bipolares), tensões inferiores a 400V possuem capacidade de transmissão CC aproximadamente 30% superior a redes CA (Castillo-Calzadilla, T. et al., 2022); Nagpal, 2024; van der Blij et al., 2017):

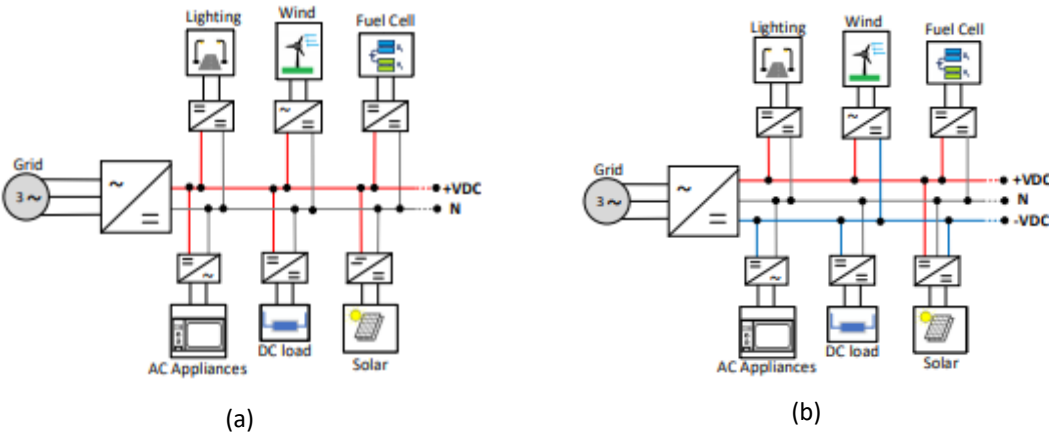


Figura 35 -Configuração Monopolar (a) e Bipolar (b) de Microrredes CCs CC
Fonte: (Pires; Pires; Cordeiro, 2023).

4.1.1. Vantagens e Desafios Técnicos

Em (Castillo-Calzadilla, T. et al., 2022), os autores destacam que as microrredes AC e DC possuem retorno sobre o investimento (ROI) similares. As referências (Madduri et al., 2016) e (Castillo-Calzadilla, Tony et al., 2020) destacam um ROI de 7 anos para um prédio comercial.

Algumas das principais vantagens das MR-CC em relação às MR-CA são listadas a seguir (Pires; Pires; Cordeiro, 2023).

- A conexão direta de fontes de geração CC (fotovoltaica, diesel), isto é, sem a utilização de conversores CC/CA, resulta na melhor eficiência do sistema. É o caso dos sistemas de armazenamento por baterias, que fornecem e recebem energia em CC. Veículos elétricos também podem ser diretamente conectados à rede.
- Cargas eletrônicas supridas com tensão contínua podem ser conectadas diretamente, sem a necessidade de retificadores, o que aumenta a eficiência.
- Redução de problemas de qualidade de energia, tais como: afundamentos de tensão (sags), (elevações de tensão) swells, flutuação de tensão, harmônicos e desbalanços.
- Circulação apenas de potência ativa (não há reativa). Problemas de sincronização são evitados.
- Inexistência do efeito Skin, tal que as perdas são menores e os cabos são de bitola menor.

Uma questão destacada em (Pires; Pires; Cordeiro, 2023) é a mudança de mentalidade necessária para a adoção das MR-CC. Atualmente, a maioria das cargas são eletrônicas e, apesar de não ser de conhecimento geral, elas podem ser usadas diretamente em tomadas CC. Normalmente, estas cargas CA são conectadas às tomadas por meio de um retificador CA/CC, que geralmente é um retificador de diodo de ponte H monofásico (Figura 36a). Este retificador permite a operação com uma tensão de entrada CC (Figura 36b), tal que apenas dois diodos são usados, pois não há tensão negativa. Este fato deve ser considerado quando da especificação do nível de tensão de uma MR-CC. Em (Pires; Pires; Cordeiro, 2023), os autores destacam ainda que a maioria dos equipamentos eletrônicos opera em tensões de 100 a 240 volts RMS. Neste caso, a tensão da MR-CC deve ser superior a esses valores. Uma solução é a utilização da topologia bipolar, pois permite a redução dos níveis de tensão, no caso exemplo, para ± 50 até ± 120 Volts.

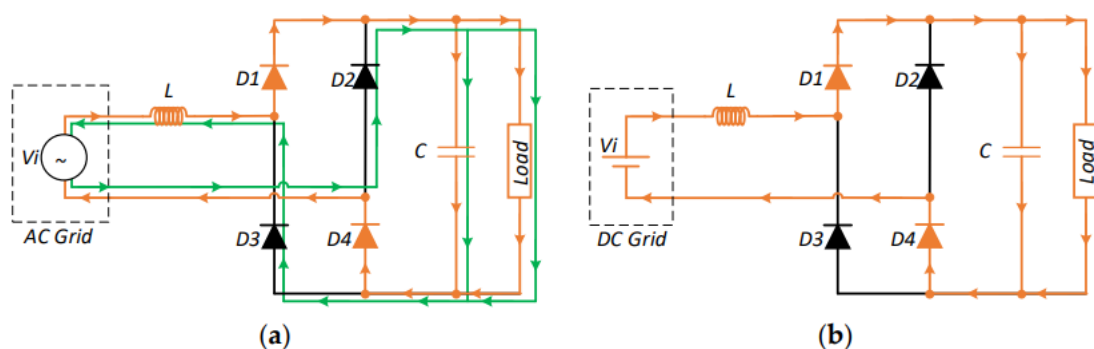


Figura 36 - Retificador monofásico usado em cargas CA (a) Conexão a fonte CA (b) Conexão a fonte CC.
Fonte: (Pires; Pires; Cordeiro, 2023).

A Tabela 13 compara as MR-CC com as MR-CA sob diversos aspectos. Note que as MR-CC têm seu maior destaque pela eficiência e redução dos estágios de conversão. Entretanto, há desafios associados à MR-CC em comparação à MR-CA, especialmente o: o custo inicial de implantação (deve ser analisado caso a caso), sistemas de proteção pouco desenvolvidos e caros e a falta de regulamentação.

Tabela 13 - Comparação entre microrredes CA e CC.

Fator	Microrrede CC	Microrrede CA
Eficiência de Conversão	- Grande eficiência de conversão - O driver LED DC tem uma eficiência de cerca de 97 6%-8% mais eficiente - na utilização fotovoltaica	- Mais estágios de conversão e, portanto, menos eficiente - A eficiência de conversão do driver AC LED é cerca de 93%
Custo do Conversor	Custo dos conversores reduzidos	Custo dos conversores elevado
Complexidade do Controle	A tensão do barramento é o principal parâmetro para controle	- Necessário considerar o controle de tensão, frequência, potência reativa e harmônicos. - É necessário realizar a sincronização
Confiabilidade do fornecimento	Mais confiável no fornecimento de energia para locais remotos	Menos confiável e difícil fornecer energia adequada em condições adversas
Sistema de Proteção	Sistema de proteção imaturo com mais fatores de risco	Sistemas de proteção bem estruturados e com boa relação custo-benefício
Integração com a rede existente	Mais arranjos são necessários para integrar com a rede de serviços públicos	Fácil de integrar com a rede elétrica existente
Eficiência de transmissão	Maior eficiência é alcançada devido à ausência de potência reativa	menos eficiente

Fonte: (Jithin et al., 2023).

As MR-CC requerem esquemas de proteção e dispositivos diferentes daqueles utilizados em MR-CA. Nesse sentido, existem diversos desafios na proteção de sistemas CC, principalmente pela falta de regulamentação e diretrizes e pouca experiência prática, seja pelos poucos projetos existentes ou pela falta de mão de obra qualificada (Planas *et al.*, 2015). Um dos desafios é a falta de um cruzamento natural por zero (zero crossing), tal que a interrupção da corrente de curto-circuito é complexa. Os dispositivos de proteção usados em MR-CC são: fusível, disjuntores DC, relé de proteção, interruptor de falha de arco elétrico, disjuntores de estado sólido, disjuntores híbridos (Jithin *et al.*, 2023). Um esquema de proteção que usa dispositivos de proteção CC é proposto em (Salomonsson; Soder; Sannino, 2009). A revisão de técnicas de proteção em MR-CC é apresentada em (Chandra; Singh; Pant, 2020) e em (Mohan; Sasidharan, 2023).

Conforme destacado anteriormente, a regulamentação de MR-CC continua em desenvolvimento. Na referência (Decuir; Michael, 2017) foi proposto um esboço de uma normativa, que acabou resultando, anos depois, em (IEEE, 2021) uma normativa do IEEE sobre aplicações de MR-CC ao acesso à eletricidade em áreas rurais e remotas. Este documento aborda a arquitetura de MR-CC, requisitos normativos de tensão, estabilidade, qualidade de energia, proteção de sobrecorrente e aterramento. São apresentadas recomendações sobre diversos elementos e características da MR, bem como o processo de projeto (acompanhado de um exemplo), para um MR-CC simples. Anteriormente, (Iyer; Dunford; Ordóñez, 2015) propôs uma norma e um roadmap da aplicação de MR-CC, avaliando as perdas ao usar corrente contínua em residências. Em (Dragicevic *et al.*, 2016) e (Castillo-Calzadilla, T. *et al.*, 2022), há normas específicas para outros tipos de MR-CC, em aplicações de navios, telecomunicações.

4.1.2. Níveis de Tensão

As perdas da linha, quedas de tensão e a seleção apropriada do conversor utilizado em MR-CC dependem da escolha adequada do nível de tensão. Contudo, apesar de existirem muitos trabalhos na literatura (Gelani *et al.*, 2021). Contudo, não há um consenso quanto em relação a um nível de tensão e um padrão apropriado para sistemas residências em CC: Após a análise de trabalhos que compararam

diversos níveis de tensão e standards, em (Castillo-Calzadilla, T. *et al.*, 2022) os autores chegaram as conclusões apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 - Vantagens e desvantagens de acordo com o nível de tensão de MR-CC.

Tensão (V)	Uso	Características
$V \leq 48V$	Automóvel, USB, iluminação, quarto individual, casa pequena, ventiladores, eletrônicos de entretenimento, conexão direta de bateria e instalações independentes	Altamente seguro, mas com perdas importantes. Não há necessidade de medidas de segurança
$48 < V \leq 100V$	Para aparelhos de baixo consumo, iluminação, residencial, indústria de telecomunicações e instalações autônomas	Ainda seguro, mas com perdas importantes. Não há necessidade de medidas de segurança extras para cargas de poucos kW. Pode reutilizar a fiação real
$100 < V \leq 400V$	Residencial, grandes eletrodomésticos, data centers e indústria	Poucas perdas, medidas de segurança devem ser instaladas, pois a partir de 120 VCC torna-se letal. Isso é adequado para potências de até 500 kW. Isso pode ser unipolar, mas é mais frequentemente bipolar
$400 < V \leq 1500V$	Navio, aeronave, distribuição de energia de baixa tensão, power train, transporte	Perdas quase inexistentes. Medida de segurança obrigatória deve ser instalada. Isso é atraente para cargas médias a grandes. Faixa de potência de até 1 MW para sistemas abaixo de 1000 V e até 10 MW para sistemas acima de 1000 V. Sistema bipolar

Fonte: (Castillo-Calzadilla, T. *et al.*, 2022).

Note que as tensões de 48 e 380V são as mais recomendadas em aplicações residenciais. Contudo, para tensões superiores a 100V já é necessário utilizar medidas de segurança. A escolha de 48V é suficiente para grande parte das aplicações residenciais, exceto para cargas pesadas que sugerem a escolha de 380V (Castillo-Calzadilla, T. *et al.*, 2022).

4.1.3. Exemplos Reais

A Tabela 15 apresentada em (Castillo-Calzadilla, T. *et al.*, 2022) sumariza MR-CC existentes em vários países do mundo. Com base na Tabela 15, pode-se destacar:

- Somente um projeto de MR-CC encontrado na América Latina. Há mais projetos localizados nos Estados Unidos.
- Há projetos laboratoriais, mas também projetos reais em operação. Em geral, são aplicações em casas, vilas ou prédios. Esses projetos operam conectados ou ilhados.
- A principal fonte de geração presente nas MR são os geradores fotovoltaicos, seguida pela geração eólica. Dispositivos de armazenamento também são frequentes, sendo geralmente considerados. A capacidade em kW, em geral, é na casa de poucos kW, mesmo que exista um caso na ordem de 5000kW na Suécia.
- Os níveis de tensão variam desde 24V (o menor) até 1000V (o maior). A tensão de 380V é a mais utilizada nos projetos descritos.
- A maioria dos projetos apresentados é unicamente em CC, mas alguns já são híbridos, combinando CC e CA para maior flexibilidade.
- A utilização de energias renováveis e sistemas *off-grid* reforça o papel das microrredes CC na transição energética e no acesso à energia elétrica em áreas remotas. Contudo, devido aos diferentes estágios de desenvolvimento e de maturidade tecnológica, a abordagem

CC ainda é uma tendência futura, e possui muitos desafios a serem superados no que tange à aplicação em projetos reais.

Tabela 15 - Projetos de microrredes CC no mundo.

Local	Nome	Tipo	Tamanho	Potência	Conexão	Tensão (V)	Geração/ Armazenamento	Capacidade (kW)
EUA	University of California	Protótipo	Casa	CC	Conectada	48, 380	PV; Bateria	0.4
Holanda	High Tech Campus	real	Iluminação de edifício	Híbrida	Conectada	380	PV	2
Paquistão	Laboratory	Protótipo	Pequena vila	CC	Off-Grid	120, 240, 320, 400	PV	1.6
México	-	Protótipo	Casa	CC	Off-Grid	100, 140	PV; Bateria	1.3
Tunísia	-	Protótipo	Casa	CC	Off-Grid	48	Bateria	1.1
China	School of Energy	Real	Edifício	CC		380	PV; Bateria	150
Alemanha	Fraunhofer IISB	Real	Duas Casas	Híbrida	Conectada	380	PV; Bateria, EV e célula combustível e outras	9
Japão	NTT group	Real	Edifício	CC	Conectada	380	Bateria-	500
EUA	Illinois Institute of Technology	Real	Edifício	CC	Conectada	1000	PV, eólica e outras; Bateria	308
EUA	University of Wisconsin	Real	Construção de Casas	CC	Parcialmente	326	PV; Bateria	102
EUA	North of Caroline	Real	Edifício	CC	Conectada	277	PV	41
China	Shenzhen	Real	-	CC	Conectada	380	PV eólica	10
Nepal	Ruksibhanjyang village	Real	Vila	CC	Off-Grid	408	PV, eólica; Bateria	40
Suíça	NEST	Protótipo	Edifício	Híbrida	Conectada	24	PV; Bateria	10
Austrália	Flinders Island	Real	Ilha	Híbrida	Off-Grid	-	PV, eólica e outras; Bateria	1.9
Tunísia	Laboratory	Protótipo	Laboratório	CC	Off-Grid	48	PV, eólica; Bateria, Super Capacitor	1.1
Finlândia	Oy	Piloto	Vila	CC	Conectada	900	-	100
EUA	Missouri S&T	Protótipo	4 casas	CC	Conectada	120	PV, Bateria e Célula Combustível	57.4
Índia	Tamil Nadu	Protótipo	Laboratório	CC	Off-Grid	24	PV; Bateria	0.1
Japão	Okinawa	Protótipo	3 Casas	CC	Off-Grid	380	PV; Bateria	10
China	Laboratory	Protótipo	Laboratório	CC	Off-Grid	12, 24, 48, 380	Bateria e super capacitor	70
Índia	C-DAC Thiruvananthapuram	Real	Pequena Vila	Híbrida	Parcialmente	48	PV; Bateria	1.3
EUA	North of Caroline	Protótipo	Laboratório	CC	Conectada	380	PV; Bateria	10
Nova Zelândia	Ports of Auckland	Real	Laboratório	CC	Off-Grid	220	PV e outras; Bateria	-
Suécia	UPN AB IBM	Real	Data Center	CC	Conectada	24, 350	PV; Bateria	5000

Fonte: (Castillo-Calzadilla, T. et al., 2022).

4.2. Avaliação Econômica e Financeira de Microrredes

A participação das MRs no mercado para oferecer seus serviços é um dos desafios enfrentados no setor energético. Embora o suporte a alguns modelos de negócios possam ser vantajosos no curto prazo, no longo prazo, avanços técnicos, regulamentações e políticas de financiamento devem ser estruturados para torná-las mais competitivas, permitindo o desenvolvimento de modelos mais sofisticados de microrredes. Aspectos como a configuração das microrredes, técnicas de otimização e modelos padrões são determinantes para o controle do custo ótimo dessas redes.

No Brasil, o custo total de uma MR é estimado com base nos custos de desenvolvimento e nos custos operacionais associados às concessionárias de distribuição. Os custos de desenvolvimento incluem esquemas de controle e proteção adequados ao sistema elétrico brasileiro, a integração de dispositivos de armazenamento de energia como BESS, e os custos de instalação dos equipamentos, considerando desafios específicos, como a implementação em áreas remotas e regiões isoladas, principalmente na Amazônia e no Nordeste.

Já os custos operacionais englobam a operação dos equipamentos, incluindo o equilíbrio de tensão, regulação de frequência, manutenção, gestão de sobrecarga/subcarga e mitigação de falhas. Esses custos são tratados em cooperação com as concessionárias locais, que desempenham um papel fundamental na viabilização técnica e econômica de microrredes no Brasil.

A escolha do tipo de distribuição de energia (CC, CA ou uma configuração híbrida) tem um impacto significativo tanto no desempenho técnico quanto nos custos econômicos de sistemas de energia, especialmente em aplicações como microrredes e sistemas isolados. Cada tipo possui características distintas que influenciam a eficiência, a confiabilidade, custos de instalação e operação e a sua possibilidade de expansão.

4.2.1. Métricas de Análise Econômica

As principais métricas financeiras são:

- CAPEX (Capital Expenditure – Despesa de Capital): Refere-se ao investimento inicial necessário para adquirir e instalar os ativos de longo prazo da microrrede, como painéis solares, baterias, inversores, conversores, sistemas de controle, software e infraestrutura civil e elétrica (XP Investimentos, 2023). É uma das principais barreiras à implementação e fator determinante na análise de viabilidade (XP Investimentos, 2023)
- OPEX (Operational Expenditure – Despesa Operacional): Abrange os custos recorrentes de operação e manutenção, como combustível para geradores de backup, manutenção dos equipamentos, substituição de componentes com vida útil limitada (como baterias), salários da equipe e seguros (XP Investimentos, 2023). A gestão eficiente do OPEX é essencial para garantir a sustentabilidade financeira do projeto ao longo do tempo (Galícia Educação, 2025).
- LCOE (Levelized Cost of Energy – Custo Nivelado de Energia): É a métrica padrão da indústria para comparar diferentes tecnologias de geração em bases equivalentes. Representa o custo médio por unidade de energia (por exemplo, R\$/MWh) necessário para cobrir todos os custos do projeto ao longo de sua vida útil, considerando CAPEX, OPEX e retorno do capital investido (EDP Soluções, 2025), (Canal Solar, 2025). É amplamente utilizado por planejadores e formuladores de políticas públicas para avaliar a competitividade entre fontes energéticas (EDP Soluções, 2025).
- ROI (Return on Investment – Retorno sobre o Investimento): Mede a rentabilidade do projeto, calculado como o lucro líquido dividido pelo investimento total. Ao contrário do LCOE, que avalia a competitividade de tecnologias, o ROI é focado no retorno financeiro direto para o investidor, considerando prazo de *payback* e benefícios adicionais, como a resiliência energética em aplicações críticas, como data centers (Crecerto Microcrédito, 2025; Equals, 2025).

A métrica escolhida reflete a perspectiva do stakeholder. Um formulador de políticas pode priorizar o LCOE ao definir incentivos para tecnologias renováveis, enquanto um investidor privado avaliará o ROI para tomar decisões com base em retorno financeiro direto. Por isso, uma análise econômica completa deve considerar ambas as perspectivas para garantir decisões bem embasadas e alinhadas aos diferentes interesses.

4.2.2. Análise de Custo-Benefício da Distribuição em Corrente-Contínua (CC)

As microrredes de corrente contínua têm ganhado destaque recentemente devido a uma série de fatores que impulsionam sua popularidade. Entre eles, destaca-se o desenvolvimento de conversores altamente eficientes, bem como sua compatibilidade natural com diversas fontes de energia renovável, como módulos fotovoltaicos, além de baterias e uma ampla gama de cargas eletrônicas, como eletrodomésticos, LEDs, veículos elétricos e computadores, que operam de forma nativa em corrente

contínua. Essa combinação de avanços tecnológicos e compatibilidade intrínseca torna as microrredes de corrente contínua uma solução promissora no setor energético (Nahata *et al.*, 2021). Esses tipos de sistema não demandam a utilização de numerosos conversores CA/CC ou CC/CA e apresentam vantagens como alta eficiência, alta confiabilidade, baixo custo e facilidade de controle (Zaery *et al.*, 2024; Nahata *et al.*, 2021). As vantagens notáveis incluem a ausência de requisitos de sincronização, menos problemas de qualidade de energia e a dispensa do controle de fator de potência (Hércules Araújo, 2025a). Essa arquitetura oferece vantagens econômicas intrínsecas e convincentes, embora sua adoção seja atualmente limitada por barreiras de mercado e regulatórias significativas.

4.2.2.1. *Vantagens Econômicas Intrínsecas*

A proposta de valor econômico das microrredes em CC está centrada na sua maior eficiência e simplicidade operacional. A principal vantagem está na redução significativa dos estágios de conversão de energia (Hércules Araújo, 2025a). Em uma microrrede CC, a energia gerada por painéis fotovoltaicos pode ser utilizada diretamente no barramento CC, alimentando baterias e cargas eletrônicas com conversões CC-CC para ajuste de tensão, que são mais eficientes do que as conversões entre CA e CC. A eliminação das perdas causadas por múltiplas conversões, como CC-CA-CC, pode aumentar a eficiência global do sistema em até 28% em aplicações como residências e *data centers* (Hércules Araújo, 2025a). Um estudo do NREL mostrou que microrredes comerciais em CC utilizam a energia solar de forma 6% a 8% mais eficiente do que sistemas CA tradicionais (Fregosi *et al.*, 2015). Essa melhoria de eficiência resulta diretamente em benefícios econômicos, como a redução do OPEX, já que menos energia é desperdiçada, e a redução do CAPEX, pois a menor perda energética permite atender à mesma demanda final com menor capacidade instalada de geração e armazenamento (Kassar, 2018).

Além da eficiência, a simplicidade dos sistemas CC também representa um diferencial importante. Como esses sistemas não trabalham com frequência ou fase, eliminam a necessidade de sincronização entre as fontes, o que simplifica os algoritmos e o *hardware* de controle, reduz custos e aumenta a confiabilidade (Hércules Araújo, 2025a). A qualidade da energia também é favorecida, pois a ausência de potência reativa e a menor suscetibilidade a harmônicas dispensam o uso de equipamentos caros de compensação e filtragem (Hércules Araújo, 2025a). Do ponto de vista da infraestrutura, a corrente contínua permite melhor aproveitamento dos condutores elétricos. Um cabo pode transportar aproximadamente 40% mais potência em CC do que em CA para a mesma seção. Além disso, redes de distribuição em CC podem ter o dobro da extensão de redes CA antes de exigirem reforços, o que pode representar uma economia significativa em cabos e demais componentes de infraestrutura (Hércules Araújo, 2025a).

4.2.2.2. *Estrutura de Custos e Barreiras Econômicas*

Apesar das vantagens teóricas, a implementação de MRs em CC ainda enfrenta obstáculos econômicos relevantes. Em termos de CAPEX, embora esses sistemas eliminem a necessidade de múltiplos inversores CC-CA, eles exigem conversores CC-CC para ajuste de tensão e, principalmente, dispositivos de proteção específicos para CC, como disjuntores e fusíveis (Kassar, 2018). Esses componentes são atualmente mais caros e menos disponíveis do que seus equivalentes em corrente alternada (CA). A extinção de arcos elétricos em CC é mais difícil, o que torna os dispositivos de proteção mais complexos, robustos e, conseqüentemente, mais caros (Kassar, 2018).

O principal entrave à adoção em larga escala é a ausência de normas técnicas e regulatórias consolidadas (Hércules Araújo, 2025a). Essa falta de padronização cria um ambiente de incerteza que desencoraja investimentos. Sem normas claras, os fabricantes não conseguem produzir em escala, o que resulta em componentes caros e personalizados para cada projeto. Entidades como o IEEE e a Emerge

Alliance estão trabalhando no desenvolvimento de padrões, mas enquanto esses não forem amplamente aceitos, a barreira continuará existindo (Hércules Araújo, 2025a).

Além disso, há obstáculos técnicos e de mercado. A maioria dos engenheiros e técnicos ainda tem pouca familiaridade com o projeto, a operação e a manutenção de sistemas de distribuição em CC, o que limita a capacitação técnica disponível. Soma-se a isso a escassez de equipamentos comerciais com alimentação direta em CC, o que reduz ainda mais a atratividade dessas soluções (Hércules Araújo, 2025a).

Essa combinação de fatores gera um típico problema econômico de "ovo e galinha": a ausência de padrões mantém os custos altos, os custos altos desestimulam a adoção, e a baixa adoção impede o avanço dos padrões. Superar esse círculo vicioso exigirá coordenação entre indústria, academia e órgãos reguladores.

4.2.2.3. Análise de Viabilidade: LCOE e ROI

A análise de viabilidade de uma MR em CC exige equilibrar os ganhos de eficiência operacional com o investimento inicial mais elevado. Em termos de LCOE, a maior eficiência energética das microrredes CC tende a reduzir o custo nivelado de energia ao longo do tempo (Hércules Araújo, 2025a). No entanto, esse benefício pode ser compensado por um CAPEX mais alto, especialmente em projetos de menor escala. A viabilidade econômica, portanto, depende de os ganhos operacionais ao longo da vida útil superarem o custo inicial. Embora alguns estudos já indiquem vantagem econômica para a arquitetura CC, ainda são necessárias análises mais aprofundadas e estudos de caso para consolidar essa conclusão (Hércules Araújo, 2025a).

Do ponto de vista do ROI, o alto CAPEX pode desestimular investidores privados, prolongando o tempo de retorno. Por outro lado, em aplicações onde a eficiência é crítica e o custo da energia é elevado — como em regiões remotas, *data centers* ou instalações militares — o retorno pode ser bastante atrativo.

Um estudo do NREL sobre a MR CC da Bosch traz uma perspectiva relevante. Apesar de muitos apontarem o custo dos componentes como barreira, o estudo projeta que, com escala, o CAPEX de um sistema CC pode ser até 15% a 20% menor que o de um sistema equivalente em CA e o custo total de propriedade (TCO) pode ser até 30% mais baixo (Fregosi *et al.*, 2015). Isso sugere que os custos atuais são provenientes da imaturidade do mercado e não de limitações técnicas da tecnologia. À medida que o mercado se desenvolve e os padrões se consolidam, a arquitetura CC tende não apenas a se tornar competitiva, mas potencialmente mais vantajosa do ponto de vista econômico.

4.2.3. Análise de Custo-Benefício da Distribuição em Corrente-Alternada (CA)

A microrrede em CA continua sendo predominante, pois as redes de distribuição atuais ainda operam em corrente alternada. A preferência natural por microrredes CA decorre de sua compatibilidade com a infraestrutura existente, garantindo benefícios em termos de confiabilidade no fornecimento podendo ser acoplada diretamente às redes de distribuição existentes sem mudanças ou com alterações mínimas (Eghtedarpour; Farjah, 2014). No entanto, apesar de sua versatilidade, as microrredes CA enfrentam desafios na manutenção da qualidade de energia, incluindo o delicado equilíbrio entre potência ativa e reativa e problemas de sincronização (Nagpal, 2024). Além disso, uma desvantagem significativa no contexto moderno é que a geração distribuída e as cargas são cada vez mais baseadas em CC.

4.2.3.1. Estrutura de Custos (CAPEX e OPEX)

A estrutura de custos de uma MR CA apresenta vantagens e desvantagens que precisam ser cuidadosamente analisadas. Do lado do CAPEX, os componentes tradicionais de sistemas CA, como transformadores, disjuntores e cabos, são amplamente padronizados e produzidos em escala, o que tende a reduzir seus custos de aquisição. No entanto, as microrredes modernas exigem a integração de fontes nativas em corrente contínua, como painéis fotovoltaicos e sistemas de armazenamento em baterias, que precisam de inversores para converter sua energia para o barramento CA da MR (UFPE, 2025), (Engenharia Elétrica - UFES, 2025). Além disso, muitas cargas eletrônicas atuais, como computadores, servidores e iluminação LED, operam internamente em CC e necessitam de retificadores para converter novamente a energia CA recebida. Essa multiplicidade de conversões requer diversos dispositivos eletrônicos de potência, o que eleva o investimento inicial e aumenta a complexidade do sistema. Em alguns casos, para garantir a qualidade da energia, são necessários equipamentos adicionais, como filtros ativos ou híbridos, para mitigar distorções harmônicas, o que também contribui para o aumento do CAPEX (Engenharia Elétrica - UFES, 2025).

Quanto ao OPEX, dois fatores principais impactam os custos operacionais. O primeiro é a necessidade de manutenção constante de uma grande variedade de equipamentos, especialmente os inversores, que são mais suscetíveis a falhas por serem dispositivos eletrônicos complexos (Hércules Araújo, 2025a). O segundo fator é o custo associado à ineficiência das múltiplas conversões de energia. A energia perdida nessas etapas representa um custo contínuo, seja pelo aumento no consumo de combustível em geradores de *backup*, seja pela perda de receita gerada pela energia renovável não aproveitada. Esses elementos tornam a operação de microrredes CA potencialmente mais onerosa ao longo do tempo, apesar do CAPEX inicial mais acessível (Engenharia Elétrica - UFES, 2025).

4.2.3.2. Implicações Econômicas da Eficiência e Confiabilidade

As características técnicas da distribuição em CA impactam diretamente a viabilidade econômica de projetos de microrredes ao longo de seu ciclo de vida. Um dos principais fatores é a perda por conversão. Em um sistema CA típico, a energia gerada por painéis fotovoltaicos (em corrente contínua) precisa ser convertida para CA por meio de inversores. Se essa energia for utilizada para carregar baterias, ela passa novamente por uma conversão CA-CC. Por fim, ao alimentar dispositivos como *laptops*, ocorre uma nova conversão de CA para CC no adaptador do equipamento. Cada etapa dessas conversões tem perdas estimadas entre 10% e 25% (Hércules Araújo, 2025a). Considerando três estágios com 90% de eficiência cada, a eficiência total do sistema cai para cerca de 72,9% (Hércules Araújo, 2025a), o que significa que quase 30% da energia original é desperdiçada (Hércules Araújo, 2025a). Essa perda obriga a superdimensionar a geração e o armazenamento, elevando o CAPEX, e aumentando o OPEX devido ao desperdício energético contínuo.

Outro desafio é a complexidade de controle e sincronização. Em microrredes CA, todas as fontes geradoras precisam operar em perfeita sincronia de frequência e fase (Hércules Araújo, 2025a). Isso exige sistemas de controle sofisticados, capazes de lidar com variações dinâmicas, como a entrada repentina de uma grande carga. Essa complexidade encarece o *hardware*, o *software* e a operação, além de demandar mão de obra mais qualificada. Problemas de sincronização podem levar à instabilidade do sistema, desligamentos e até danos aos equipamentos, gerando custos adicionais.

A qualidade de energia também é uma preocupação. A presença de conversores eletrônicos e cargas não lineares introduz distorções harmônicas, que afetam negativamente o desempenho da rede. Essas harmônicas podem causar sobreaquecimento de cabos e transformadores, reduzir a vida útil de

equipamentos e provocar falhas em dispositivos sensíveis. Para mitigar esses efeitos, é necessário instalar filtros harmônicos, o que adiciona mais custos ao projeto (Engenharia Elétrica - UFES, 2025).

Embora a tecnologia CA seja madura e amplamente adotada, ela carrega desvantagens econômicas importantes quando aplicada a microrredes. Sua arquitetura foi concebida para sistemas centralizados baseados em geradores síncronos, o oposto do modelo descentralizado e digital das microrredes modernas. Tentar adaptar tecnologias nativas em corrente contínua, como fotovoltaicos, baterias e cargas eletrônicas, ao padrão CA impõe perdas, complexidade e custos adicionais, que comprometem a competitividade econômica da solução.

4.2.3.3. Análise de Viabilidade: LCOE e ROI

As ineficiências e complexidades da arquitetura em CA impactam diretamente as principais métricas de viabilidade econômica de uma MR. O LCOE é negativamente afetado pela menor eficiência geral do sistema. Conforme é necessário mais insumo energético para entregar cada kWh útil às cargas, os custos totais ao longo do ciclo de vida aumentam, enquanto a quantidade de energia efetivamente aproveitada diminui. Isso eleva o LCOE em comparação com arquiteturas mais eficientes, como as em CC.

Do ponto de vista do ROI, a arquitetura CA também apresenta desvantagens. O CAPEX tende a ser elevado devido à necessidade de múltiplos inversores e equipamentos adicionais para garantir qualidade de energia, como filtros harmônicos. O OPEX também é inflacionado pelas perdas contínuas nas conversões de energia e pelos custos de manutenção de um sistema mais complexo. Esses fatores combinados prolongam o tempo de retorno do investimento e reduzem a atratividade financeira do projeto.

No contexto brasileiro, projetos de pesquisa e desenvolvimento como o CAMPUSGRID, da Unicamp, têm fornecido dados práticos relevantes sobre o planejamento, a implantação e a operação de microrredes em CA (Santos, Luiza Higino Silva, 2022). Esses projetos-piloto são fundamentais para validar modelos econômicos, identificar gargalos operacionais e subsidiar decisões técnicas mais embasadas em análises de viabilidade aplicadas à realidade nacional.

4.2.4. Análise de Custo-Benefício de Arquiteturas Híbridas (CA/CC)

Em microrredes de topologia híbrida CA/CC, ambos os tipos de barramento, CA e CC, estão presentes, podendo-se dividir a microrrede em duas sub-redes, a sub-rede CC e a CA. A principal proposta das microrredes híbridas CA/CC é facilitar a conexão de fontes geradoras, sistemas de armazenamento e cargas aos barramentos da microrrede, reduzindo o número de conversores eletrônicos de potência necessários, em relação às topologias de microrredes CA e CC (Barik *et al.*, 2021). As arquiteturas híbridas CA/CC representam uma solução estratégica e pragmática, posicionando-se como uma ponte entre a infraestrutura legada em CA e as tecnologias emergentes baseadas em CC. Esta abordagem busca combinar as vantagens de ambos os mundos, oferecendo um caminho de modernização economicamente mais palatável para muitas instalações existentes.

4.2.4.1. Proposta de Valor: Flexibilidade e Otimização

A principal proposta de valor das microrredes híbridas está na sua flexibilidade. Sua topologia mais comum utiliza um sistema de distribuição principal em CC, ao qual são conectados diretamente os ativos

nativos em CC, como painéis fotovoltaicos, baterias e estações de recarga de veículos elétricos (Almeida, 2024). Conversores de interligação são posicionados estrategicamente para criar subsistemas em CA, responsáveis por alimentar cargas e equipamentos legados que ainda operam nesse padrão (Almeida, 2024).

Essa configuração não é apenas um arranjo técnico, mas uma estratégia econômica eficaz (Fiuza; Oliveira, 2024). Ela permite que a instalação aproveite os ganhos de eficiência associados ao barramento CC nos ativos mais modernos e de crescimento acelerado, ao mesmo tempo, em que evita os altos custos e a disrupção de substituir toda a infraestrutura CA existente (Rodrigues *et al.*, 2012). Para empresas, campi universitários e instalações com equipamentos já instalados, a abordagem híbrida representa um caminho viável de modernização gradual, compatível com os ciclos naturais de renovação de equipamentos e com a integração progressiva de fontes renováveis.

A literatura destaca as microrredes híbridas como uma solução eficiente que combina o melhor dos dois mundos. Elas viabilizam a integração direta de recursos em CC com a estrutura existente em CA, promovendo ganhos de eficiência sem comprometer a compatibilidade com equipamentos legados, o que reforça sua atratividade econômica (Fiuza; Oliveira, 2024).

4.2.4.2. O Fator Crítico: Custo e Otimização do Conversor de Interligação

O conversor de interligação é o componente central e um dos principais custos da arquitetura híbrida de microrredes. Responsável por gerenciar o fluxo bidirecional de energia entre os subsistemas em CA e CC, ele é essencial para a estabilidade e o desempenho do sistema (Fiuza; Oliveira, 2024). A avaliação econômica desse dispositivo, porém, não deve se restringir ao seu preço de aquisição.

Uma análise adequada deve considerar o custo total de propriedade (TCO), que abrange não apenas o CAPEX, mas também o OPEX e de substituição ao longo da vida útil do equipamento. Um estudo apresentado no Congresso Brasileiro de Automática exemplifica essa abordagem com um modelo de otimização multiobjetivo aplicado ao projeto de conversores de interligação (Fiuza; Oliveira, 2024). O modelo buscava o melhor equilíbrio entre três critérios: custo inicial, eficiência em operação e vida útil dos semicondutores. Dois projetos pareto-ótimos foram comparados. O Projeto A apresentava um CAPEX baixo, de \$219,4, enquanto o Projeto B exigia um investimento inicial mais de três vezes maior, \$785,2. À primeira vista, o Projeto A pareceria a escolha mais econômica. No entanto, sua vida útil estimada era quatro vezes menor que a do Projeto B, o que implicaria ao menos três substituições durante o mesmo período de operação. Com isso, o custo total do Projeto A subiria para \$877,6, superando o custo do Projeto B, que não exigiria substituições.

Esse exemplo evidencia um princípio essencial na avaliação de ativos de infraestrutura: focar exclusivamente na redução do CAPEX é uma estratégia falha. Decisões de investimento devem ser orientadas por uma análise de TCO, que leve em conta perdas por ineficiência, custos de manutenção e reposição ao longo do ciclo de vida do equipamento. Essa abordagem garante escolhas mais sustentáveis e economicamente sólidas no longo prazo.

4.2.4.3. Análise de Viabilidade: LCOE e ROI

A viabilidade econômica das microrredes híbridas é considerada sólida justamente por sua abordagem pragmática (Fiuza; Oliveira, 2024). Elas permitem a integração de tecnologias modernas, como fontes renováveis e armazenamento em CC, sem a necessidade de substituir completamente a infraestrutura existente em CA.

O desempenho econômico, medido por indicadores como LCOE e ROI, depende da otimização do sistema na totalidade. O conversor de interligação, que conecta os subsistemas CC e CA, é um elemento central nesse processo. Quando projetado para operar com alta eficiência e baixa perda ao longo de seu ciclo de vida, ele pode reduzir significativamente o LCOE em comparação a uma microrrede puramente CA, que sofre com múltiplas conversões ineficientes.

Além disso, a arquitetura híbrida permite uma gestão mais eficiente do CAPEX, evitando os custos elevados de uma migração completa para um sistema CC, que exigiria a troca de praticamente todos os equipamentos legados. Assim, a viabilidade econômica da microrrede híbrida resulta da capacidade do projeto de equilibrar eficiência, investimento e compatibilidade com a infraestrutura existente, adaptando-se às características específicas de carga e geração da instalação.

4.2.5. Comparação Direta das Arquiteturas

A avaliação comparativa entre arquiteturas de microrredes, com base em estudos técnicos e simulações, revela diferenças significativas em desempenho e custo. Em termos de capacidade de transmissão de potência, os sistemas em corrente contínua demonstram clara vantagem. Um estudo detalhado mostrou que uma rede CC monopolar operando a 375 V possui maior capacidade de transmissão do que um sistema trifásico em corrente alternada de 400 V/230 V, além de exigir menos material condutor, o que pode reduzir os custos com infraestrutura. Por outro lado, sistemas CC de baixa tensão, como 120 V, são mais seguros, porém, adequados apenas para curtas distâncias e potências reduzidas devido à sua menor capacidade de transmissão (de Macêdo, 2019).

No quesito eficiência energética, a arquitetura CC também se destaca. O mesmo estudo modelou perdas em cenários com alta penetração de geração fotovoltaica e armazenamento em veículos elétricos (V2G), e constatou que sistemas CC — especialmente os de 375 V — apresentaram as menores perdas totais (de Macêdo, 2019). Essa superioridade se deve à eliminação de múltiplos estágios de conversão. A arquitetura CA, por sua vez, apresentou o pior desempenho, com perdas superiores até mesmo às das da rede CC de 120 V, evidenciando o impacto econômico negativo da ineficiência (de Macêdo, 2019).

Essa eficiência superior das microrredes CC se traduz em economia real para o consumidor. A análise dos custos anuais de energia, considerando diferentes países e regimes tarifários, mostrou que todas as arquiteturas se beneficiam da instalação de geração distribuída e armazenamento, mas a economia é maximizada nos sistemas CC. Em um cenário com tarifa bi-horária em Portugal, por exemplo, uma microrrede CC a 375 V proporcionou uma redução de 51% nos custos variáveis de energia em comparação com a arquitetura CA. No Brasil, a economia foi ainda maior: 51,7% (de Macêdo, 2019).

Esses dados reforçam que a escolha da arquitetura da microrrede não é uma decisão trivial. Trata-se de um elemento central na viabilidade econômica do projeto. Não existe uma solução única e ideal para todos os contextos. A decisão mais eficiente depende das características específicas da aplicação, incluindo perfil de carga, mix de geração, prioridades estratégicas do projeto e restrições operacionais. Por isso, uma análise econômica bem fundamentada deve sempre começar com uma caracterização técnica detalhada da instalação.

Para consolidar a análise, a Tabela 16 a seguir apresenta uma matriz comparativa que resume os principais atributos econômicos e técnicos de cada arquitetura. Esta ferramenta foi projetada para fornecer uma visão geral e facilitar a tomada de decisão inicial.

Tabela 16 - Resumo da comparação entre microrredes CA e CC e Híbridas.

Métrica	Arquitetura CA	Arquitetura CC	Arquitetura Híbrida (CA/CC)
CAPEX Relativo	Baixo a Médio	Médio a Alto	Médio
Principais Drivers	Componentes padronizados, mas necessidade de múltiplos inversores e filtros.	Conversores CC-CC e dispositivos de proteção especializados e de alto custo.	Custo significativo do conversor de interligação, mas aproveitamento de ativos legados.
OPEX Relativo	Alto	Baixo	Médio
Principais Drivers	Altas perdas por conversão, manutenção de sistema complexo (sincronização).	Baixas perdas por conversão, sistema de controle mais simples, menor manutenção.	Perdas concentradas no conversor de interligação, complexidade de controle intermediária.
Eficiência do Sistema	Menor	Maior	Intermediária
Valores Típicos	Eficiência global impactada por múltiplas conversões (perdas de 10-25% por estágio) (Hércules Araújo, 2025a).	Ganhos de eficiência de até 28% em certas aplicações (Hércules Araújo, 2025a).	Otimizada pela integração direta de ativos CC, mas com perdas na interface CA.
Complexidade de Controle	Alta	Baixa	Média a Alta
Desafio Principal	Sincronização de frequência e fase, gerenciamento de harmônicas.	Regulação de tensão do barramento CC.	Gerenciamento do fluxo de potência bidirecional no conversor de interligação.
Maturidade/Padronização	Alta	Baixa	Emergente
Status	Padrões e normas bem estabelecidos globalmente.	Ausência de normas consolidadas é a principal barreira.	Padrões em desenvolvimento, dependentes da evolução das tecnologias CA e CC.
Melhor Cenário de Aplicação	Modernização de redes legadas com predominância de cargas CA.	Novas construções com alta penetração de PV, baterias e cargas CC (e.g., data centers, EV charging).	Modernização faseada de instalações existentes, integrando novos ativos CC com cargas CA legadas.

4.2.6. Sensibilidade do LCOE

A análise de sensibilidade do LCOE é essencial para compreender como a viabilidade econômica de diferentes arquiteturas de microrredes pode evoluir com o tempo. O LCOE não é um valor estático, ele responde fortemente às variações nos custos dos componentes principais e aos parâmetros financeiros envolvidos no projeto. De acordo com estudos recentes, os fatores que mais influenciam essa métrica são o custo de capital de painéis fotovoltaicos, sistemas de armazenamento (baterias) e, em casos com geração de backup, o preço do combustível (como o diesel) (Li; Salasovich; Reber, 2018). A tendência de queda contínua nos preços de tecnologias de energia limpa, como PV e baterias — amplamente reportada por agências como a BNEF — reforça o potencial econômico de microrredes com alta penetração de renováveis (BNEF, 2025a).

Essa sensibilidade do LCOE pode ser ilustrada qualitativamente por três cenários. Primeiro, uma redução de 30% no custo das baterias leva a uma queda moderada no LCOE para arquiteturas CA, uma redução significativa para arquiteturas CC e significativa para arquiteturas híbridas. Isso ocorre porque, no caso CA, embora o armazenamento se beneficie da redução de custos, as perdas de conversão (CA-CC-CA) limitam os ganhos. Já nas arquiteturas CC, o ganho é maximizado pela eficiência da integração direta da bateria ao barramento CC. Nas híbridas, o benefício também é alto, pois o armazenamento costuma estar conectado no lado CC.

No segundo cenário, a redução de 30% no custo de conversores e inversores provoca uma queda significativa no LCOE em todas as arquiteturas. No caso CA, há redução de CAPEX por conta dos diversos inversores necessários para a geração distribuída. No sistema CC, a queda de custo dos conversores CC-CC e dos dispositivos de proteção contribui para quebrar a barreira econômica dessa arquitetura. Já nas

arquiteturas híbridas, a principal vantagem é a redução do custo do conversor de interligação, um dos componentes mais críticos do sistema.

Por fim, no cenário de aumento de 50% no custo do diesel, o LCOE sofre aumento significativo nas arquiteturas CA, aumento moderado nas arquiteturas CC e aumento que pode variar de moderado a significativo nas híbridas. No sistema CA, o OPEX aumenta devido à menor eficiência, exigindo mais tempo de operação dos geradores. No sistema CC, apesar do aumento no custo do combustível, a eficiência maior reduz a necessidade de uso do gerador. Já nas híbridas, o impacto dependerá do quanto o sistema depende do backup a diesel para alimentar cargas em CA.

Essa análise evidencia que a viabilidade econômica das arquiteturas não é uma constante. A tendência de queda nos preços de baterias e eletrônica de potência tende a favorecer desproporcionalmente as arquiteturas CC e híbridas, que são mais eficientes na integração desses ativos. Assim, projetos que hoje podem parecer economicamente marginais podem se tornar altamente vantajosos em breve. Isso reforça a importância da análise prospectiva como ferramenta estratégica para o planejamento de longo prazo em microrredes.

4.2.7. Viabilidade Econômica em Aplicações Estratégicas

A viabilidade econômica das microrredes varia conforme o segmento de aplicação. Três mercados estratégicos demonstram propostas de valor distintas:

1. Comunidades Remotas e Sistemas Isolados:

Microrredes híbridas (solar + bateria + diesel) reduzem significativamente o consumo de combustível, diminuindo o LCOE (Bissiriou, 2023). Um estudo de caso detalhado para uma comunidade remota, utilizando o software HOMER Pro, concluiu que um sistema híbrido de PV-bateria-hidrogênio era a solução mais custo-efetiva. Ele apresentou um custo de energia (COE) 48,6% menor que a alternativa puramente a diesel e um período de payback de apenas 6 anos, demonstrando um bom retorno financeiro (Dawood; Shafiullah; Anda, 2020).

Outro estudo, focado em uma instalação industrial na Arábia Saudita, projetou um sistema de microrrede híbrido que alcançou um LCOE de 0,0442 USD/kWh e uma redução de 54,69% no Custo Presente Líquido (NPC) em comparação com a conexão à rede, que naquela região também depende fortemente de combustíveis fósseis (Abusaq; Zohdy, 2024).

No Brasil, o projeto-piloto na Ilha de Lençóis, no Maranhão, que utiliza um sistema híbrido eólico-solar com banco de baterias e backup a diesel, serve como um laboratório real para análises comparativas de custos entre a distribuição CA existente e propostas de modernização para CC (Hércules Araújo, 2025a).

Nestas aplicações, a resiliência e a confiabilidade não são apenas um benefício adicional, mas a proposta de valor central. Para uma comunidade que depende de um único gerador a diesel, uma falha significa um blecaute completo. Uma microrrede com múltiplas fontes de geração e armazenamento oferece um nível de segurança energética que tem um valor econômico e social imensurável.

2. Data Centers e Instalações Críticas:

Para data centers, hospitais, instalações militares e outras operações de missão crítica, a continuidade do fornecimento de energia é essencial. Mesmo interrupções breves podem gerar prejuízos enormes, incluindo perda de dados, paralisação de serviços e danos à reputação. Nesses casos, o principal driver econômico é o ROI, diretamente ligado à mitigação de riscos. O CAPEX para implantação de uma

microrrede, embora elevado, é frequentemente justificado como uma espécie de apólice de seguro contra as perdas financeiras catastróficas de um apagão (California Energy Commission, 2018). Um exemplo concreto é o OATI Microgrid Technology Center, que financiou sua própria microrrede com foco em garantir energia resiliente e confiável para o data center, avaliando que o custo incremental em relação a sistemas de backup tradicionais era mínimo (California Energy Commission, 2018).

A adoção de arquiteturas CC representa outra vantagem econômica relevante nesse contexto. Data centers, por exemplo, operam com cargas nativamente em CC, como servidores e equipamentos de TI. Em sistemas convencionais alimentados por CA, a energia passa por diversas conversões: CA para CC e de volta para CA nos no-breaks (UPS), e novamente CA para CC nas fontes dos servidores. Uma microrrede baseada em CC elimina essas múltiplas conversões, permitindo que geração e armazenamento em CC alimentem diretamente as cargas (Fregosi *et al.*, 2015). Isso se traduz em uma redução significativa do consumo energético (menor OPEX), menor geração de calor e, portanto, custos mais baixos com refrigeração, além de liberar espaço físico ao reduzir a quantidade de equipamentos de conversão necessários (Fregosi *et al.*, 2015).

Modelos de negócio inovadores também estão sendo explorados para viabilizar economicamente essas soluções. Empresas como a ABB promovem o modelo “Microgrid as a Service” (MaaS), no qual o cliente paga uma taxa de serviço, evitando o desembolso inicial de capital (ABB, 2025). Além disso, os sistemas de armazenamento de energia (BESS) integrados à microrrede podem participar de mercados de serviços ancilares, oferecendo uma fonte adicional de receita e contribuindo ainda mais para melhorar o ROI do projeto.

3. Infraestrutura de Recarga de Veículos Elétricos (VE):

O desafio são as altas tarifas de demanda. Microrredes CC com solar e bateria possibilitam carregamento direto em CC e “peak shaving”, reduzindo drasticamente custos operacionais e viabilizando economicamente estações DCFC (Muratori; Kontou; Eichman, 2019).

Nesse sentido, as microrredes CC e híbridas têm vantagens econômicas claras em setores de alto crescimento, como energia remota, data centers e recarga de VEs. A tendência é que seu uso se expanda com a padronização e a queda de custos dos componentes (Muratori; Kontou; Eichman, 2019), (Fuzato, 2023).

4.2.8. Recomendações Estratégicas

Para viabilizar o avanço sustentável das microrredes no Brasil, é essencial que as decisões dos desenvolvedores se baseiem em análises de Custo Total de Propriedade (TCO), e não apenas no investimento inicial (CAPEX), permitindo uma visão mais realista da viabilidade técnica e econômica dos projetos ao longo de sua vida útil.

Paralelamente, os investidores devem considerar modelos de negócios como o “Microgrid-as-a-Service”, que reduzem a barreira do alto CAPEX inicial e proporcionam previsibilidade de retorno, elemento-chave para atrair capital privado (California Energy Commission, 2018; EPE, 2021).

Já os reguladores, com destaque para a ANEEL, precisam acelerar a normatização de sistemas em corrente contínua (CC) e estabelecer marcos regulatórios específicos para microrredes, criando um ambiente jurídico e operacional que destrave seu pleno potencial econômico no país.

4.3. Resumo

A viabilidade de um projeto depende criticamente da escolha da arquitetura de distribuição, que impacta diretamente o CAPEX, o OPEX e o LCOE ao longo do ciclo de vida do projeto.

A arquitetura CA, ainda dominante, se beneficia de maturidade tecnológica e padronização. Contudo, impõe penalidades econômicas relevantes em sistemas com alta penetração de ativos nativos em CC (como PV, baterias e eletrônicos), devido às múltiplas conversões de energia e à complexidade de controle.

A arquitetura CC se destaca tecnicamente por sua maior eficiência energética, reduzindo perdas ao eliminar conversões desnecessárias. Estudos projetam que, em escala, pode alcançar até 30% de redução no custo total de propriedade (TCO). Porém, enfrenta barreiras de adoção devido à falta de padronização, que encarece os componentes e inibe economias de escala.

A arquitetura híbrida surge como alternativa pragmática e escalável. Ela permite capturar os ganhos da distribuição em CC para novos ativos, preservando ao mesmo tempo a infraestrutura CA existente. Sua viabilidade, no entanto, depende de decisões técnicas bem fundamentadas, especialmente no dimensionamento e ciclo de vida dos conversores de interligação, exigindo análise de TCO, e não apenas do CAPEX inicial.

Estudos de caso reforçam que o valor econômico da microrrede é altamente dependente da aplicação. Em comunidades remotas, o LCOE despenca quando comparado ao diesel. Em data centers, o ROI se justifica pela mitigação de riscos de interrupção. Já em estações de recarga de veículos elétricos, a principal vantagem está na redução de tarifas de demanda por meio de "*peak shaving*".

5. Sistemas Isolados no Brasil: Panorama e Desafios

A (EPE, 2024e) define os sistemas isolados (SISOL) como aqueles sistemas de serviço público de distribuição de energia elétrica, em que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), seja por razões técnicas ou econômicas. Estes sistemas representaram 0,58% da carga do SIN em 2024, com predominância residencial (55%) e cargas de pequeno porte. Em contraste, há também o caso de Boa Vista, Roraima, com geração de aproximadamente 400MW. Contudo, Roraima já tem previsão de ser interligada ao SIN. A Figura 37 apresenta uma visão geral dos sistemas isolados no ciclo 2024.

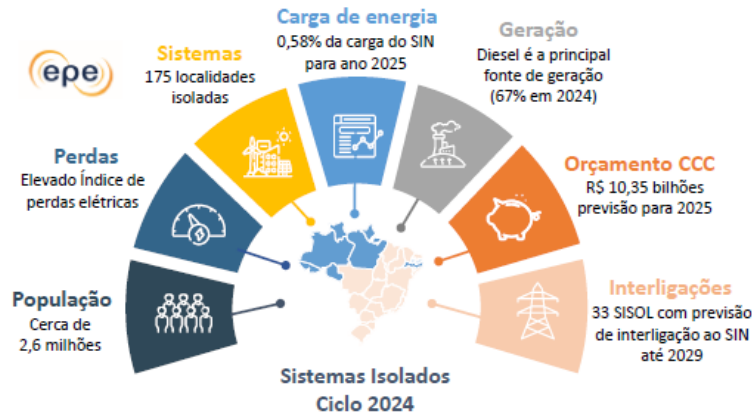


Figura 37 - Visão geral dos sistemas isolados.
Fonte: (EPE, 2024e).

Até 2029, há previsão de interligação de outros 33 sistemas isolados. A evolução dos sistemas isolados durante o período de 2018 a 2024 e é apresentada na Figura 38.

Ciclo de Planejamento	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Número de SISOL	270	271	258	251	212	196	175
Número de Distribuidoras	9	9	9	9	8	8	8
População Atendida	3,25 milhões	3,3 milhões	3 milhões	2,98 milhões	3,1 milhões	3 milhões	2,6 milhões
Carga Verificada (GWh)	4.291	4.042	4.164	4.068	4.018	4.051	4.145
Participação Diesel na geração	97%	93%	95%	94%	79%	69%	67%
Orçamento CCC – Contas Setoriais	R\$5,85 bilhões	R\$6,31 bilhões	R\$7,49 bilhões	R\$8,48 bilhões	R\$11,96 bilhões	R\$12 bilhões	R\$11,1 bilhões
 Destaque dos SISOL e os principais trabalhos da EPE em cada Ciclo de Planejamento	Primeiro planejamento seguindo novo modelo dado pela Portaria MME n. 67/2018 (Revogada pela Portaria Normativa n. 59/GM/MME de 26/12/2022) Diversos estudos para atendimento à Boa Vista - RR, incluindo estudos relacionados a contratação via leilão.	A EPE desenvolveu o sistema SASI para facilitar o envio de dados de planejamento pelas Distribuidoras Em março de 2019, houve interrupção do suprimento de energia da Venezuela para Roraima. Realização do leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, de 2019. Foram contratados 263,5 MW de disponibilidade de potência, para operar em junho/2021	A Pandemia de Covid-19 impactou na coleta de dados do ciclo 2020, com prorrogação do prazo para as Distribuidoras, e implicou em maiores incertezas nas projeções de mercado. Estudo sobre "Avaliação dos Benefícios Econômicos da Antecipação da Interligação do SISOL do Acre"	Leilão n. 003/2021 que contratou 134,4MW para atendimento a localidades dos estados do Acre, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima, no total de 23 SISOL, com início do suprimento em 01/04/2023. Publicação das Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento ao SISOL em 2022.	Entrada em operação das primeiras usinas contratadas no Leilão de 2019 para atendimento à Boa Vista. Jaguatirica II, usina à gás, foi uma delas. Estudo para Avaliação das Soluções de Suprimento em Fernando de Noronha – Elaboração de Cenários e Simulações.	Lançamento do Programa Energias da Amazônia. O objetivo é reduzir o diesel na geração de energia e, consequentemente, a emissão de gases de efeito estufa, e reduzir os dispêndios da CCC. Desenvolvimento do PASI (Portal de Acompanhamento e Informações do SISOL) Entrada em operação de várias usinas contratadas no Leilão de 2021	Publicação do Portal PASI para análise de informação do SISOL e que integra dados de outras Instituições (ANEEL, CCEE, EPE e ONS) Publicação da "Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA"

Figura 38 - Evolução dos sistemas isolados.
Fonte: Adaptado de (EPE, 2024e).

Com base nos dados apresentados na Figura 38, cabe destacar alguns pontos:

- Redução de aproximadamente 35% no número de sistemas isolados ao longo dos anos (de 270 para 175).
- A população atendida teve pouca variação ao longo dos anos, com exceção do ano de 2024. Essa manutenção do número de pessoas atendidas mesmo com a redução dos sistemas isolados indica um possível aumento populacional nas regiões.
- O valor absoluto da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), usada para custear a operação de energia elétrica nos sistemas isolados, cresceu nos primeiros anos, mas nos últimos 3 anos teve pouca variação. O problema se deve ao fato de que a estabilidade ocorreu em um patamar elevado, com redução do número de sistemas e da população atendida.
- A carga atendida praticamente se manteve constante ao longo dos anos.
- A participação diesel na geração, ainda predominante, tem diminuído ao longo dos anos, o que pode indicar uma maior inserção de outras fontes, como gás natural e biomassa.

Conforme a Figura 39, os sistemas isolados brasileiros estão localizados, na maioria, na região norte do Brasil, especificamente em 6 estados, com destaque para o Amazonas, com 95 sistemas. A exceção é o arquipélago de Fernando de Noronha, em Pernambuco.

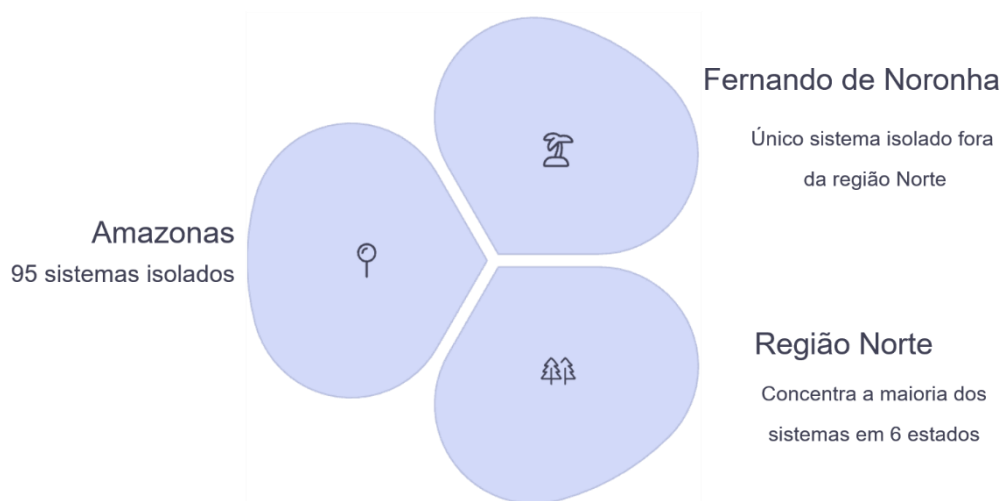


Figura 39 - Sumário dos sistemas isolados.

A Figura 40 apresenta a distribuição geográfica dos sistemas isolados no Brasil, destacando o número de localidades por estado e a população atendida. Novamente, o estado do Amazonas é aquele com maior número de sistemas isolados e o que possui a maior população atendida.

A geração de energia elétrica em sistemas isolados é, predominantemente, realizada por geração local, usando geradores diesel, que são fontes caras, poluentes e com uma logística complexa. O fornecimento de combustível para os sistemas isolados é desafiador, especialmente para a região norte. Este suprimento é afetado pela época do ano, com períodos secos e úmidos. Foi o caso de 2024, em que a estiagem severa da região norte foi um desafio para o fornecimento de combustíveis à região (EPE, 2024e). Outro desafio é o armazenamento, em que, em alguns locais, o combustível é estocado por até seis meses. Esse custo é subsidiado, na maioria, pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que faz parte da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), um fundo custeado pelos agentes do setor elétrico mediante encargo tarifário. Como exemplo, a compra de energia elétrica em leilões de energia em 2016

era da ordem de R\$ 200/MWh, enquanto o valor em sistemas isolados chegava a R\$ 1.600,00/MWh (Ponte, 2019).

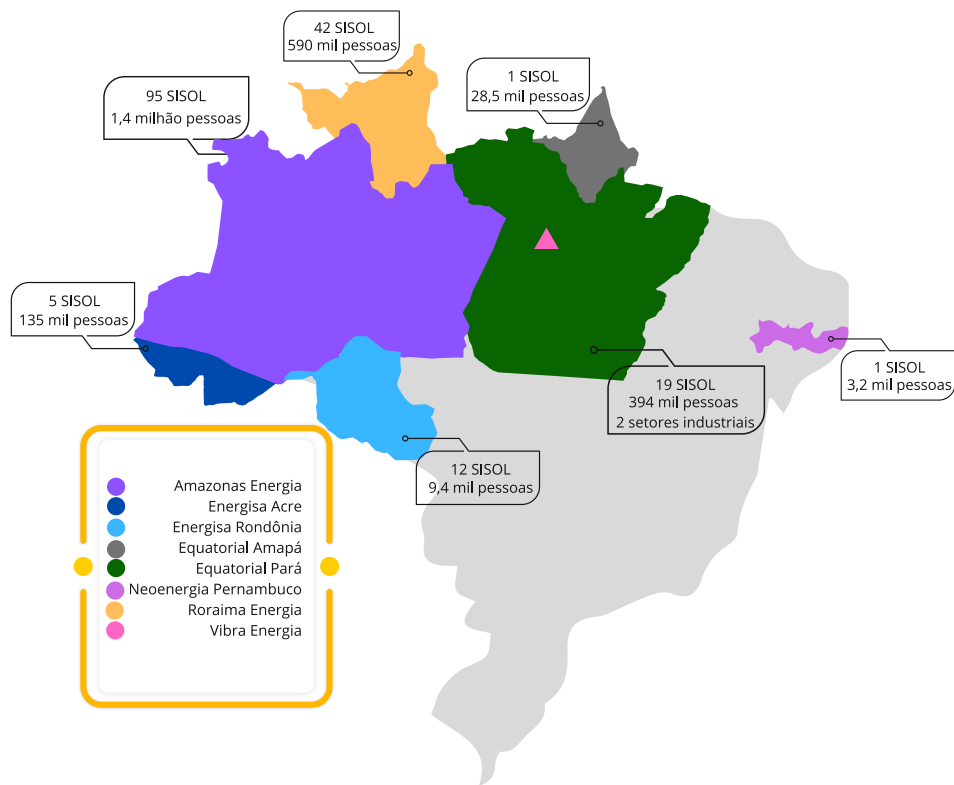


Figura 40 - Sistemas isolados no Brasil.
Fonte: (EPE, 2024e).

Os geradores diesel têm sido a solução mais utilizada, principalmente pela fácil instalação, operação e manutenção em áreas isoladas. Entretanto, o custo do óleo diesel em sistemas isolados da região norte representa até 70% do custo total desse tipo de geração. Por exemplo, em Jordão - AC, o preço médio do óleo diesel é de 2,286/litro, podendo chegar a quase 10/litro em épocas de estiagem (Ponte, 2019; ANP, 2013; Eletrobras, 2013). Por esta razão, diversas ações têm sido realizadas visando reduzir a participação da geração diesel. A Figura 41 apresenta um gráfico da geração por fonte nos sistemas isolados em 2024.

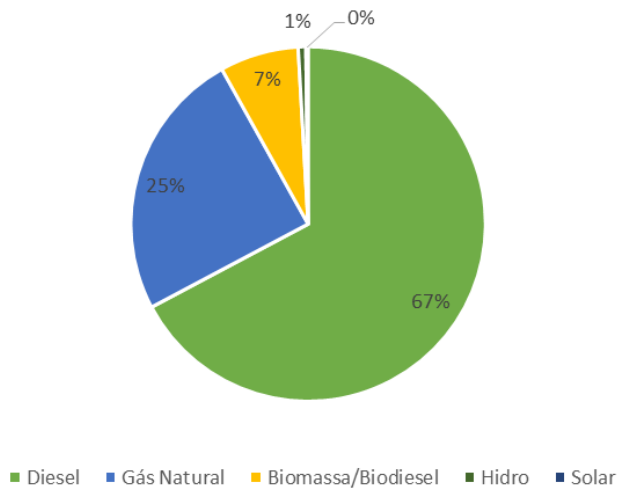


Figura 41 - Geração por Fonte nos Sistemas Isolados
Fonte: (EPE, 2024e).

Com base na Figura 41, nota-se a presença de outras fontes além do diesel, com destaque para o gás natural e Biomassa/Biodiesel. Apesar do grande potencial, a geração solar ainda é pouco explorada. De acordo com (EPE, 2024e), a geração diesel era de 69% em 2023, o que indica uma redução de 1,7% desta dependência em 2024. Além disso, 87,8% da geração é proveniente do produtor independente de energia (PIE), sendo 9,5% de aluguel e 2,7% de geração própria.

As estimativas de emissões de CO₂ são apresentadas na Tabela 17. Note as desvantagens ambientais da geração diesel, capaz de emitir grandes quantidades de CO₂. O Gás Natural representa uma redução considerável em relação ao diesel. Contudo, evidentemente, as demais fontes de geração apresentadas na Tabela 17 são aquelas ambientalmente recomendadas, tendo em vista não emitem CO₂ na geração de energia.

Tabela 17 - Emissões de CO₂ por Fonte de Geração

Fonte	Geração (MWh)	Emissões (MtCO ₂ eq/ano)	Emissões (%)
Óleo Diesel	2.921.402	2,360	84%
Gás Natural	1.069.868	0,433	16%
Biomassa/Biodiesel	312.813	-	0%
Hidrelétrica	28.806	-	0%
Fotovoltaica	6.939	-	0%
TOTAL	4.339.828	2,793	100%

Fonte: (EPE, 2024e).

O alto custo inicial de instalação é o principal desafio associado à transição da geração diesel para fontes renováveis. Contudo, deve-se considerar também questões ambientais, políticas e sociais. Há locais isolados em que existem restrições ambientais, como desmatamento, quanto à instalação de certas fontes de geração. A geração diesel tem sido responsável, em algumas localidades, pelo crescimento populacional, já que proporciona oportunidades de fonte de renda, empregos e qualidade de vida. Do ponto de vista político, deve haver políticas de financiamento e superar a resistência de grupos de interesse, considerando uma coordenação entre os diversos níveis de governo.

A visualização completa das informações referentes aos sistemas isolados pode ser encontrada no PASI – Portal de Acompanhamento e Informações do SISOL, disponível em (EPE, 2025). O portal apresenta informações sobre carga, demanda, perdas, geração das usinas e custos e emissões de CO₂. A Figura 42 apresenta a tela inicial do PASI.

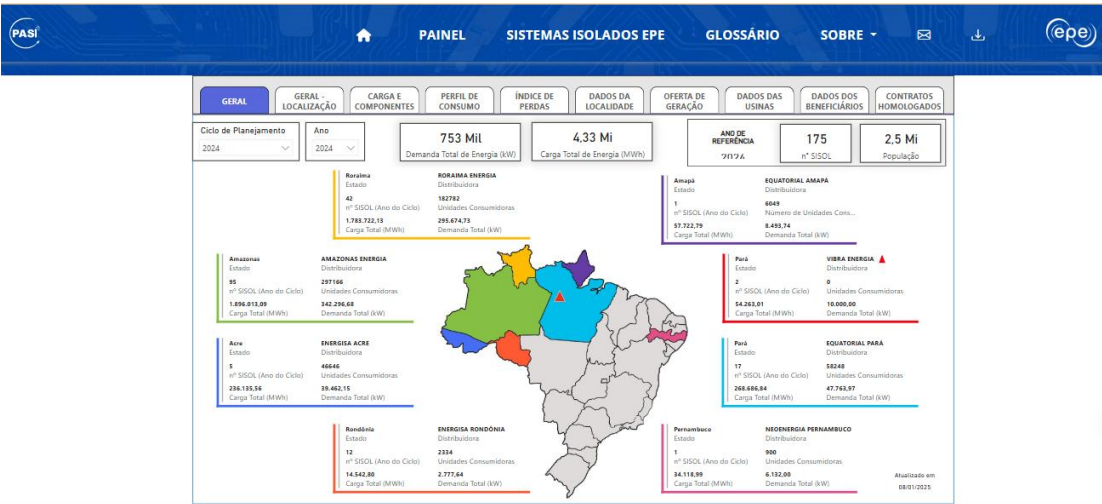


Figura 42 - PASI – Portal de Acompanhamento e Informações do SISOL
Fonte: (EPE, 2025).

As considerações finais do documento (EPE, 2024e) apontam déficit de energia e/ou potência em 99 sistemas isolados (96 de energia e 36 de potência), considerando um horizonte de 5 anos. A principal justificativa desse déficit é o crescimento de carga em algumas regiões, especialmente no Amazonas, tal que são necessárias ações de expansão dos parques geradores.

5.1. Oportunidades e Desafios no Fornecimento de Energia em Regiões Isoladas da Amazonia

Em (Ponte, 2019) é apresentado um quadro que sintetiza as oportunidades, barreiras e exemplos de sistemas isolados por fontes de geração, conforme apresentado na Tabela 18.

A Tabela 18 revela que a transição energética em sistemas isolados da região norte do Brasil exige uma abordagem diversificada, considerando as características e limitações de cada fonte. A energia solar fotovoltaica destaca-se como a opção mais promissora devido à redução de custos, simplicidade de instalação e potencial de geração distribuída, embora sua intermitência exija investimentos em armazenamento ou sistemas híbridos. Sistemas híbridos (diesel + solar + baterias) surgem como uma solução viável para reduzir a dependência do diesel, combinando confiabilidade e sustentabilidade.

Outras fontes, como hidrelétricas e biomassa, enfrentam barreiras ambientais e sociais significativas, especialmente na Amazônia, enquanto a eólica tem potencial limitado e o gás natural é uma opção transitória, porém não renovável. Conclui-se que a transição depende de políticas públicas robustas, como incentivos fiscais, subsídios e regulação, além de investimentos em infraestrutura e capacitação técnica. A inclusão das comunidades locais e o respeito às questões ambientais são essenciais para garantir uma transição justa e sustentável. A combinação de tecnologias, com ênfase em solar e sistemas híbridos, parece ser o caminho mais viável para reduzir a dependência do diesel e promover a sustentabilidade energética na região.

Tabela 18 - Oportunidades, barreiras e exemplos de sistemas isolados por fontes de geração.

Fonte/Tecnologia	Oportunidades de Aproveitamento	Barreiras para Aproveitamento	Exemplos em Sistemas Isolados
Hidroelétrica	Algumas corredeiras ou cachoeiras Hidrocinética	- Relevo plano na região Norte - Rios com baixa velocidade de escoamento - Sensibilidade ambiental da região amazônica - Unidades de conservação e Terras Indígenas	- PCH Alto Jatapú (RR): 10 MW - PCH São Gabriel da Cachoeira (AM); 4,8 MW – em estudo - PCH Salto Cafesoca; 7,5 MW; rio Oiapoque (AP) – em estudo
Eólica	Potencial no norte de Roraima e costa do Amapá	- Potencial limitado na região Norte - Roraima: maior potencial em Terra Indígena - Amapá: sistemas com baixa demanda - Falta de medições anemométricas - Geração variável e não controlável	Fernando de Noronha: 225 kW - Desativada
Solar Fotovoltaica	- Irradiação da região Norte inferior à do Nordeste, mas ainda razoável e homogênea - Redução acentuada de custos nos últimos anos	Geração variável e não controlável	- Fernando de Noronha: 1 MWp - Oiapoque 4,3 MWp - Diversos SIGFls e MIGDIs em regiões remotas
Híbrida Diesel + FV Diesel + FV + Bateria	Possibilita aproveitamento de fontes não controláveis, sem comprometer o suprimento	- Requer coordenação de geração combinada para acompanhar a carga - Sistema mais complexo, que exige mão de obra especializada	- UTE diesel + UFV: - Fernando de Noronha Oiapoque

	• Redução acentuada de custos nos últimos anos (fotovoltaicas e baterias) • Reduz o consumo de diesel		
Biomassa e biocombustíveis	• Emissões evitadas de carbono • Políticas existentes: PNPB (2005), ZAEDendê (2010), RenovaBio (2017)¹ • Empresa dedicada à produção de biodiesel de óleo de palma na região Norte (Brasil Bio Fuels) • Potencial de 2,5 GW (ou 17,5 TWh/ano) a partir de biomassa lenhosa residual	• Restrita a áreas degradadas ou antropizadas • Potencial indutor de desmatamento na região amazônica • Cavaco: depende da exploração legal de madeira, em áreas restritas	• UTE Itacoatiara (9 MW) a biomassa oriunda do resíduo da extração legal de madeira • UTEs a biodiesel (mistura parcial): 4 no Acre, 10 em Rondônia e 32 no Amazonas • Biomassa de Acácia disponível para uso (26.500 ha) em Roraima. Potencial entre 35 e 55 MW .
Gás natural	• Emissões de GEE e custos menores que o diesel • Gasoduto Coari-Manaus • Disponibilidade na Bacia do Solimões e no Campo de Azulão (AM) • Possibilidade de uso de GNL, por via fluvial	• Fonte não renovável • Falta de infraestrutura de transporte na região Norte • Custo do gasoduto, subsidiado pela CCC, foi muito maior que o previsto	• UTEs no Amazonas: Anamá (2,1 MW); Anori (4,6 MW); Caapiranga (2,1 MW); Codajás (5,5 MW); Coari (37 MW) –prevista para 2019

Fonte: (Ponte, 2019).

¹ PNPB: Programa Nacional de Uso e Produção do Biodiesel; ZAE-Dendê: Zoneamento Agroecológico do Dendzeiro; RenovaBio: Política Nacional de Biocombustíveis

Anteriormente, (Fuso Nerini *et al.*, 2014) abordou aspectos positivos e negativos de certas fontes de geração na região amazônica. Os resultados são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 - Aspectos positivos e negativos de opções de geração na Amazônia.

Opção de Geração	Aspectos Positivos	Aspectos Negativos
Sistemas de biomassa	• Bom desempenho técnico (alta expectativa de vida, possibilidade de usar diversos tipos de matéria-prima). • Tecnologia carbono neutro (se não houver mudança no uso do solo). • Possibilidade de Produzir em várias capacidades • Alta possibilidade de integração com as atividades de produção local (reuso de óleo vegetal)	• Alto custo de capital. • Requer sistema adequado de controle de emissões gasosas • Dificuldade de acesso a crédito e subsídios para este tipo de eletrificação considerando a regulamentação atual.
Sistemas fotovoltaicos (PV)	• Bom desempenho técnico e ambiental (alta expectativa de vida, baixo impacto no ecossistema, carbono neutro). • Modular e escalável (pode ser produzido em várias capacidades). • Alta expectativa de vida útil • Baixos custos de operação e manutenção (O&M) e sem gastos com combustível. • Alta irradiação solar média na Amazônia (~5,5 kWh/m²/dia).	• Alto custo de capital. • Dificuldade de acesso a créditos e subsídios no atual marco regulatório. • Limitações de potência para atividades intensivas • Requer troca e manutenção periódica de baterias.

Micro-hidrelétricas	- Bom desempenho econômico (menor custo de capital por domicílio entre as renováveis, baixos custos de O&M) - Pode suportar atividades produtivas intensivas. - Tecnologia madura e com alta longevidade	- Baixo apoio governamental para sistemas pequenos (<1 MW). - Difícil expansão além da capacidade instalada original. - Grandes variações sazonais da fonte primária. - Impacto ambiental devido a pequenas barragens.
Usinas híbridas (geração distribuída + PV)	- Maior potência que sistemas PV sem (GD) - Menos externalidades ambientais que só GD Sistema modular. - Custos de capital reduzidos em relação ao PV sozinho e menores custos com combustível do que a solução apenas com diesel.	Altos custos O&M e questões ambientais relacionadas ao uso de combustíveis
Sistemas a diesel	- Alto apoio governamental para o uso desta tecnologia em áreas isoladas - Menor custo de capital entre os sistemas comparados	- Nenhuma disponibilidade de recurso na região → Maiores custos de O&M e combustível entre as soluções comparadas - Dificuldade no fornecimento de combustível às comunidades e necessidade de armazenamento - Altas externalidades ambientais (emissões de CO₂, CO, HC, NO_x, SO_x, VOCs)

Fonte: (Fuso Nerini et al., 2014).

Com base nas Tabela 18 e Tabela 19, a Figura 43 elenca as oportunidades e desafios do fornecimento de energia em sistemas isolados.

Desafios dos Sistemas Isolados	Soluções Promissoras	Barreiras Críticas	Condições para Sucesso	Conclusão
Hidrelétrica: Viável, mas limitada pelo relevo plano na região Norte. Eólica e Solar: Potencial, mas intermitentes (exigem armazenamento). Biomassa: Sustentável, mas com limitações logísticas e ambientais.	Sistemas Híbridos (diesel + solar + baterias): - Reduzem dependência de combustíveis fósseis. - Combinam confiabilidade e sustentabilidade. Energia Solar Fotovoltaica: - Custo reduzido e fácil instalação. - Requer armazenamento para compensar intermitência.	Restrições ambientais (hidrelétricas e biomassa na Amazônia). Potencial limitado da eólica e do gás natural (não renovável).	Políticas públicas: Incentivos fiscais, subsídios e regulação. Infraestrutura e capacitação técnica. Inclusão comunitária e respeito ambiental.	Caminho viável: Combinação de tecnologias, com ênfase em solar + híbridos. Objetivo: Reduzir diesel e promover sustentabilidade energética.

Figura 43 - Sumário das Oportunidades de Atendimento em Sistemas Isolados

Note, contudo, que em nenhum dos estudos supracitados foi realizada a análise da utilização dos sistemas de armazenamento. Tal estudo é de grande relevância, tendo em vista que certos fatores como a vida útil e a necessidade de substituição de equipamentos, a operação e a manutenção do sistema influenciam na adoção e na escolha da tecnologia no que tange a aplicação em sistemas isolados.

Mesmo que haja incentivos governamentais e opções para realizar o fornecimento de energia elétrica às regiões isoladas, existem diversos desafios. Muitos deles foram citados nos capítulos anteriores, enquanto alguns dos desafios não estão documentados. Por este motivo, (IESS, 2023) visitou

presencialmente diversos sistemas isolados no Brasil, localizados no Amazonas, Fernando de Noronha - PE e Oiapoque - AP. A cidade de Cobija, na Bolívia, também foi visitada. O resultado dessas visitas é sumarizado na Tabela 20 (IESS, 2023).

Com base Tabela 20 e nas análises realizadas em (IESS, 2023), do ponto de vista técnico, pode-se concluir que os sistemas híbridos não costumam operar de maneira integrada, isto é, como uma entidade única. Em geral, estes sistemas iniciaram com uma fonte de geração e, com o crescimento da demanda, foram adicionadas outras fontes de geração. Outro ponto é que cada região possui suas particularidades. As falhas recorrentes no Amazonas, por exemplo, estão nos sistemas de distribuição e não na geração. Existem muitos desafios associados à mão de obra especializada, principalmente pessoas que dominem, simultaneamente, a operação da geração diesel, solar e dos sistemas de armazenamento. Cobija possui capacitação para FV e baterias, mas falta suporte dos fabricantes. Sacambu - AM, é uma exceção, já que possui rotina de capacitação semanal.

Do ponto de vista operacional e logístico, há necessidade de armazenar altas quantidades de diesel, especialmente em locais com logística fluvial. Limitações na previsão solar restringem a geração fotovoltaica em Fernando de Noronha e Oiapoque. Ademais, aspectos ambientais adversos, como o caso da maresia, podem afetar a durabilidade dos sistemas.

O crescimento acelerado da demanda, caso de Fernando de Noronha e Oiapoque, afeta o planejamento dos sistemas isolados. Muitos contratos emergenciais foram prorrogados sem a devida solução estrutural necessária. Oiapoque é uma exceção, por meio da implantação de uma PCH, para reduzir o consumo de diesel.

Tabela 20 - Relatório de visita em sistemas isolados.

Localidade	Configuração da Usina	Desafios Identificados	Principais Observações
Anamã	6 geradores a gás natural (375 kW) →+ 1500 kW de capacidade sendo 900 kW contratado	Falta de ampliação, contrato emergencial prolongado, quedas de energia	Usina próxima ao terminal de gás, carga média de 2 MW
Anori	6 geradores gás natural + 1 reserva, 4.400 + 1.000 kW	Crescimento da demanda, nova usina sendo implantada (Xavantes)	Primeira com 2 PIES integrados, nova usina ao lado
Beruri	18 geradores diesel (7/8 em operação e resto stand by), 10.127 kW, 600.000 L,	Alagamento, curto por aves nos religadores	Alta reserva de combustível, manutenção eficiente e rigorosa, consumo monitorado
Tuiué	5 geradores Scania diesel, 1.725 kW, 400.000 L	Problemas na distribuição, rede sem religadores intermediários, operação em área de mata	Área isolada, ex-cooperativa abandonada
Novo Airão	18 geradores Scania diesel, 10.212 kW, 600.000 L	Furtos de energia, alimentador rural extenso	Expansão com mais 4 máquinas, turismo importante
Sacambu	5 geradores Scania diesel, 1.315,5 kW, 215.000 L	Alta demanda crescente, necessidade de expansão	Logística crítica na seca, potencial para renováveis
Castanho I	34 geradores diesel, 21.003 kW, 1.120.000 L	Falta de religadores, queima de equipamentos	Treinamentos e estudo de caso semanais
Manaquiri	20 geradores diesel (13% biodiesel), 10.212 kW, 800.000 L	Consumo 13.000 L/dia, operação estável	
Castanho II	28 geradores diesel, 21.003 kW, 1.120.000 L	Demanda crescente, sem controle de reativos na distribuição, reativos gerados pela usina.	Consumo 17.000 L/dia, entorno com área para expansão
Autazes	2 geradores grandes (~3 MW) + menores, totalizando 12 MW, 1.120.000 L	Quedas de galhos, religador ineficaz	Problemas na distribuição rural, carga sazonal
Fernando de Noronha	2 geradores grandes (~3 MW) + menores, totalizando 12 MW, 1.120.000 L	Comunicação deficiente, logística com balsa	Consumo 29.000 L/dia, projeto solar em floresta nativa
Oiapoque	UTE Tubarão 4 geradores (4.978 kW) + parque de contingência (2.293 kW); Usinas solares Noronha I (402 kWp) e II (550 kWp); futura UFV flutuante (650 kWp); Usina solar Vacaria 50kWp; bateria de 0,5 MW	Alta demanda per capita; rápido crescimento de carga; falta de equipe técnica para manutenção; restrições territoriais; maresia afeta baterias; falta de clareza regulatória	Distribuição não é um problema; restrições ambientais e logísticas impactam expansão; grande potencial eólico; projetos de P&D em andamento; Equipe capacitada, mas sobrecarregada; falta de suporte técnico em sistemas FV e armazenamento
Cobija (Bolívia)	UTE a diesel (12 MW), UFV (4 MW), futura PCH Salto Cafesoca (7,5 MW); tancagem: 1.500.000 L; 28 geradores diesel; módulos solares sendo substituídos por Half Cell	Intermitência solar afeta despacho; logística de combustível difícil; sombreamento e sujeira nos módulos; coordenação entre geradores limitada	Projeto P&D com câmera de nuvem reduz reserva girante e consumo de diesel; previsão de operação da PCH para 2024; economia significativa com integração solar
			Equipes separadas para UTE e UFV; acompanhamento remoto; uso de tecnologia de previsão solar em P&D
			Hibridização viável tecnicamente; controle autônomo do BESS eficaz; economia limitada de diesel (8%); operação estável há 4 anos; Operadores da FV e BESS capacitados; diesel com menor domínio técnico; falta de suporte e treinamentos dos fabricantes; demanda por ajustes locais

No que tange o potencial de expansão renovável e as limitações associadas, a falta de áreas suprimidas dificulta a expansão da geração fotovoltaica em áreas amazônicas. Outro desafio é a falta de clareza regulatória para a integração de novos projetos e PIES. Como já destacado anteriormente, a geração fotovoltaica é a solução mais propícia, especialmente quando está associada a sistemas de armazenamento, tendo em vista a modularidade, facilidade de instalação e de manutenção. Ainda segundo a (IESS, 2023), soluções flutuantes e em telhados são promissoras, mas ainda pouco exploradas. No caso das flutuantes, são inviáveis em rios com forte movimentação das águas. A geração centralizada em solo, por sua vez, tem como principal desafio a ocupação da grande área em solo, o que pode ser uma restrição em algumas localidades.

O trabalho de (IEMA, 2023b) avalia o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal – Mais Luz para a Amazônia (MLA). Este programa visa implementar sistemas fotovoltaicos *off-grid* em conjunto com sistemas de armazenamento de energia para suprir a demanda das pessoas sem acesso à energia elétrica em locais remotos da Amazônia Legal. No SIGFI, de 45kWh/mês e com baterias de íons de lítio, seriam necessários três milhões de equipamentos. Já no cenário SIGFI de 180kWh/mês usando baterias de chumbo-ácido, seriam necessários doze milhões de equipamentos. Essa diferença ocorre devido às baterias de chumbo-ácido, que exigem reposição a cada 3 anos. No final da vida útil dos sistemas instalados, seriam produzidas entre 71 mil e 237 mil toneladas de resíduos. Apenas o SIGFI 180 com bateria de chumbo-ácido geraria cerca de 7 mil toneladas/ano, correspondendo quase o dobro dos resíduos eletrônicos coletados no Brasil em 2021. Já os SIGFI 45 com bateria de íon-lítio corresponderiam a 2.007,18 toneladas.

Portanto, a transição energética em sistemas isolados é viável desde que se tenha um planejamento integrado, capacitação técnica contínua, suporte técnico adequado e políticas públicas que facilitem a integração de fontes renováveis e armazenamento. Há avanços significativos, mas ainda há muitos desafios estruturais, técnicos e regulatórios.

5.2. Ciclo de Acesso à Energia Elétrica em Sistemas Isolados

Conforme abordado em capítulos anteriores, o fornecimento de energia elétrica em sistemas isolados é predominantemente realizado utilizando geradores diesel. Em muitos casos, o acesso à energia elétrica é limitado a algumas horas do dia. Esta opção de fornecimento, apesar de tecnicamente viável, é ambientalmente poluente e, principalmente, envolve altos custos. Tais custos entram na Conta de Consumo de Combustíveis, o encargo pago por todas as distribuidoras e transmissoras (e depois transferidos aos consumidores) para subsidiar a geração em sistemas isolados (CCEE, 2025a). Nesse sentido, há a necessidade de buscar alternativas para o fornecimento de energia elétrica nos sistemas isolados, com redução dos custos e dos impactos ambientais. A Figura 44 ilustra o ciclo de melhoria do acesso à energia nestes sistemas.

O primeiro passo consiste em avaliar localidades isoladas sem acesso à energia elétrica ou com acesso restrito a algumas horas do dia. Nestes casos, é necessário avaliar técnica e economicamente a possibilidade de substituir a geração diesel por fontes alternativas de geração de energia elétrica, preferencialmente renováveis, e dispositivos de armazenamento, considerando a possibilidade de formação de microrredes. Outra possibilidade é explorar a viabilidade de conexão da área isolada ao Sistema Interligado Nacional.

Ciclo de Melhoria do Acesso à Energia

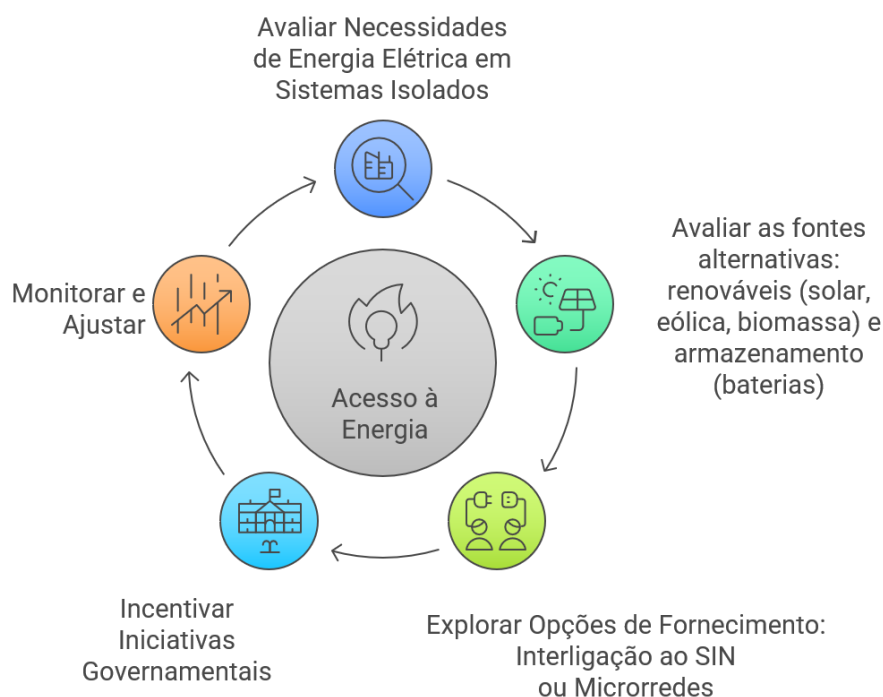


Figura 44 - Ciclo de Melhoria ao acesso à Energia em sistemas isolados.

5.2.1. Fontes Alternativas de Geração e Sistemas de Armazenamento

No Capítulo 3 foram avaliadas as tendências de geração de energia elétrica e sistemas de armazenamento de energia, levando em consideração as particularidades dos sistemas isolados da região amazônica. Uma síntese dos resultados obtidos é apresentada nas Figura 45 e na Figura 46.

Consoante a Figura 45 e das análises apresentadas na seção 5.1, a geração solar fotovoltaica, especialmente aliada a sistemas de armazenamento (sistemas híbridos), se mostra como a opção mais promissora na transição energética dos sistemas isolados. Cabe destacar que a geração diesel, caso já exista na localidade, também pode ser parte do sistema híbrido de geração. A geração hidroelétrica é tecnicamente viável, porém apresenta custos de implantação superiores à solar. No outro extremo, a geração eólica é menos indicada, devido aos recursos limitados de vento na região. Biogás/Biodiesel, já utilizados na região, e Hidrogênio, são opções promissoras, porém estão em fase de desenvolvimento tecnológico e na busca de redução de custos por parte dos pesquisadores (com o hidrogênio ao nível de maturidade anterior ao Biogás/Biodiesel).

No que tange os sistemas de armazenamento (Figura 46), há grande tendência em se utilizar baterias de íons de lítio atualmente. Apesar disso, diversas pesquisas têm abordado tecnologias como Fluxo de Vanádio e de Sódio. Outra opção estudada são as baterias de segunda vida (também conhecidas como segundo uso), que podem representar uma alternativa ambientalmente apropriada e tecnicamente viável para aplicações estacionárias, como o armazenamento de energia elétrica de fontes renováveis.



Figura 45 - Tendências de geração nos sistemas isolados da região Amazônica.



Figura 46 - Tendências em sistemas de armazenamento.

De posse das opções de geração e armazenamento, deve-se contrastar os custos de implantação, operação e manutenção destes recursos energéticos distribuídos com a possibilidade de interligação do sistema isolado ao SIN. Esta abordagem é apresentada na próxima seção.

5.2.2. Conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN)

Estudos realizados pela EPE indicam que a conexão de alguns sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional reduz o CCC (EPE, 2023). A análise de viabilidade considera a lógica apresentada na Figura 47. Caso o Valor Presente Líquido (VPL) do investimento na rede de distribuição para a conexão seja superior aos VPL dos custos evitados de geração no sistema isolado, em um dado horizonte de tempo, a interligação é considerada viável economicamente. Em geral, quanto menores forem as distâncias envolvidas na construção do sistema de distribuição e quanto maior for a carga atendida da localidade, maior é a atratividade da interligação (Araujo, 2024). Os autores ainda destacam que há diversos desafios para interligar sistemas isolados, principalmente os listados a seguir:

- Grandes distâncias com cargas “pequenas”.
- Questões geográficas (árvores altas, travessia de rios).
- Dificuldade de Manutenção: Acesso precário, longas distâncias e falta de mão de obra.

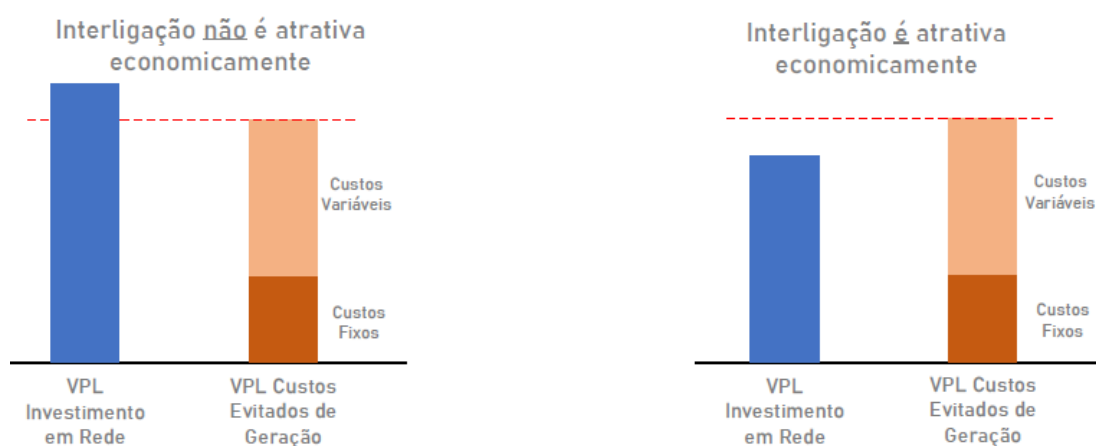


Figura 47 - Análise de viabilidade de conexão ao SIN.

Fonte: (Araujo, 2024).

Considerando o apresentado em (EPE, 2023) e (EPE, 2022a), destaca-se:

- Há previsão, para os próximos anos, da integração de diversas localidades dos estados do Pará e de Rondônia ao sistema elétrico nacional.
- Comunidades do estado do Amapá serão atendidas pelo programa Mais Luz Amazônia.
- A interligação de Fernando de Noronha é considerada inviável devido a questões técnicas (EPE, 2021).
- A interligação das localidades de Roraima ao SIN depende da liberação da interligação de Manaus a Boa Vista.

A EPE realizou estudos para identificar localidades isoladas no Acre (EPE, 2023), Amazonas e Pará (EPE, 2022b, 2023, 2024a) em que há viabilidade técnica e econômica de interligação (Araujo, 2024).

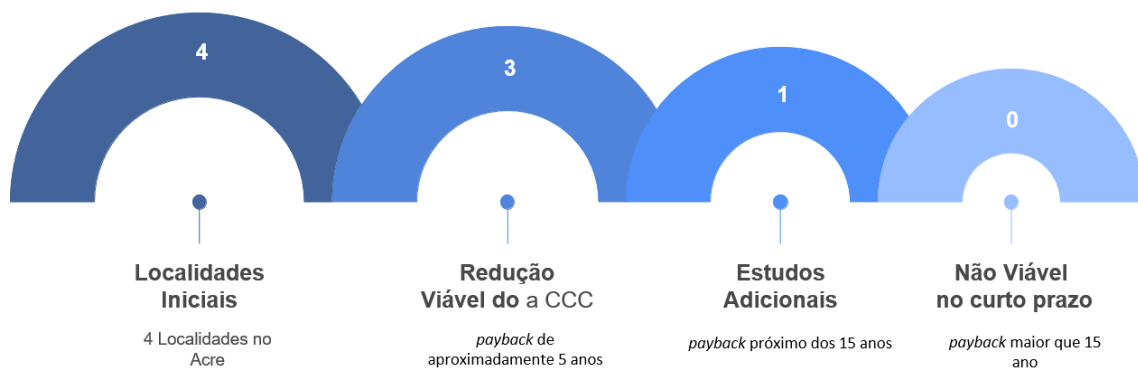


Figura 48 - Viabilidade de conexão ao SIN: Acre.

Das quatro localidades isoladas do Acre (Figura 48), três apresentaram viabilidade de redução do CCC, considerando um *payback* de 5 anos. Por outro lado, uma localidade requer mais estudos, tendo em vista que o *payback* encontra-se próximo a 15 anos. Nenhuma localidade analisada foi considerada inviável.

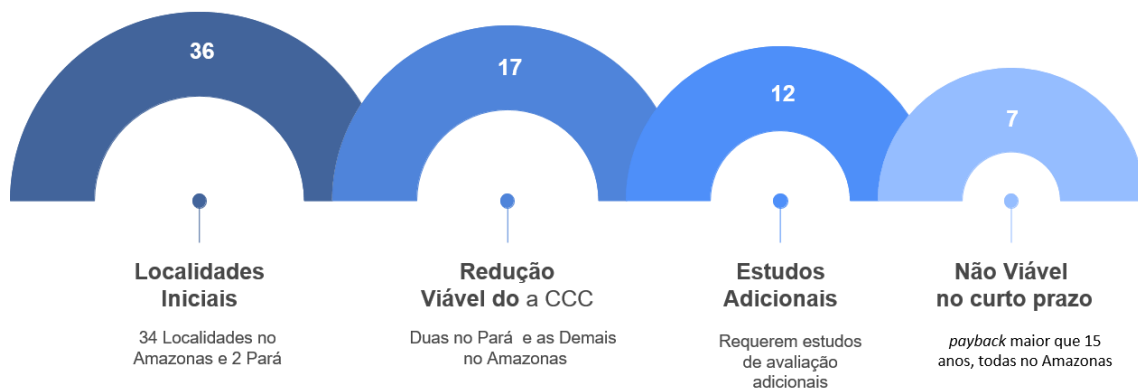


Figura 49 - Viabilidade de conexão ao SIN: Amazonas e Pará.

Em relação ao Amazonas e ao Pará (Figura 49), 36 localidades foram analisadas, sendo 34 no Amazonas e 2 no Pará. Os estudos realizados indicaram que 17 localidades apresentaram viabilidade de interligação, duas no Pará e as demais no Amazonas. Ademais, 12 localidades requerem estudos adicionais e 7 não apresentam viabilidade no curto prazo, sendo todas essas localidades no Amazonas.

Caso não haja viabilidade ou interesse na conexão do sistema isolado ao SIN, deve-se avaliar cenários em que contemplem a substituição da geração diesel por fontes de geração renováveis e sistemas de armazenamento. Nesse sentido, uma alternativa promissora de fornecimento de energia em regiões isoladas é a formação de microrredes, a partir de sistemas de híbridos de geração e armazenamento de energia. Essa opção é avaliada na próxima seção, considerado um estudo de caso.

5.2.3. Formação de Microrredes como Opção de Fornecimento de Energia

O trabalho (Costa, 2022) procura apresentar a padronização técnica de microrredes remotas regidas pela norma Técnica MGDI – Energisa com uso de geração fotovoltaica, sistemas de armazenamento a baterias, conversores e inversores. Os autores, que incluem a equipe técnica da concessionária Energisa, abordam o dimensionamento e a construção de módulos básicos para suprimento de energia elétrica, assim como realizam um estudo de caso utilizando o software HOMER. Devido à ausência de uma bibliografia vasta relacionando a formação de microrredes no Brasil em consonância às diretrizes do Mais

Luz para a Amazônia, as principais considerações do trabalho de (Costa, 2022) serão apresentados a seguir.

- A rede de distribuição de atendimento deve ser trifásica aérea em baixa tensão, conforme padrão regional de tensão de linha. A configuração deve ser radial e com queda de tensão de no máximo 3% no final do ramo.
- O vão entre os postes varia conforme a configuração da rede e do perfil do terreno, sendo tomado como base o vão máximo de 40 m.
- No caso das redes de comunicação, sugere-se o uso de Rede Mesh. A conexão de comunicação deve ser, preferencialmente, dados móveis (GSM/EDGE, 3G ou LTE). Caso não exista disponibilidade, poderá ser adotada a conexão via satélite ou NB-IoT.

A Microrrede/ Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) deve operar maneira isolada, sendo composto por: módulos FV, controlador de carga, baterias, inversor (podendo ser FV e/ou de baterias, ambos formadores de rede), Grupo Motor-Gerador (GMG), além da proteção, fixação e cabeamento do MIGDI.

As microrredes devem ser formadas utilizando os módulos básicos (MB) da Tabela 21, ou a partir da composição deles. Para isso, considera-se um consumo mínimo de 45kWh/mês por unidade consumidora, bem como a demanda necessária em serviços auxiliares (iluminação, controle, monitoramento, perdas) e crescimento da demanda no horizonte de 5 anos.

Tabela 21 - Módulos básicos de referência.

MB de Referência	MB1080	MB1305	MB1530	MB1800
Disponibilidade Energética (kWh/mês)	1.080	1.305	1530	1800
Consumo Diário de Referência (kWh/dia)	36	43,5	51	60

Fonte: (Costa, 2022).

Os locais de atendimento devem possuir:

- Padrão de entrada deve ser aquele padrão convencional Energisa. Em caso de impossibilidade, e, caso não seja aplicável, deve-se realizar estudo técnico, econômico e de logística da solução mais adequada.
- Aterramento deve considerar a NDU 035 e a NBR 5410.
- O kit de instalação interna deve ser contemplado de um ponto de luz por cômodo (limitado a três pontos), dois pontos de tomada e lâmpadas de baixo consumo.

A configuração mínima dos MIGDI, tanto em corrente CA quanto CC, é apresentada na Tabela 22.

No estudo de caso, foram avaliados MIGDIs em quatro localidades: Araguaína – TO, Cacoal – RO, Epitaciolândia – AC e Salto do Céu – MT. A irradiância média considerada foi de 4,5 kWh/m².dia. Quatro curvas de carga com características semelhantes foram utilizadas (para cada MB), levando em consideração o consumo mínimo de 450 W.

Tendo em vista que o objetivo do estudo era garantir a autonomia de 36 horas, os resultados apresentados em (Costa, 2022), utilizando o software HOMER, indicam que o dimensionamento realizado e o padrão desenvolvido são adequados. No Acre, Tocantins e Rondônia, a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) do MGDI ficou em torno de 100h/ano (com variações entre mínimas de 1,13% e máxima de 1,96% de carga não atendida). No Mato Grosso, o DIC encontrado foi de aproximadamente 53h/ano (correspondente a valores entre 0,58 e 0,66% da carga não atendida em um ano). Apesar da viabilidade técnica, não foram abordados aspectos econômicos no estudo.

Para alcançar o maior acesso à energia em sistemas isolados e realizar a transição energética a partir de fontes renováveis de geração, são necessárias políticas públicas e incentivos governamentais, tendo em vista os custos envolvidos tanto na conexão ao SIN quanto na formação de microrredes. Neste sentido,

a próxima seção aborda programas governamentais recentes focados no fornecimento de energia elétrica em sistemas isolados do Brasil.

Tabela 22 - Configuração mínima dos MIGDI.

Descrição			Irradiação	MB1080	MB1305	MB1530	MB1800
MIGDI	CA/CC	Potência	3,5 kWh/m ² .dia	21.429 Wp	25.893 Wp	30.357 Wp	35.714 Wp
		Mínima	4,0 kWh/m ² .dia	18.750 Wp	22.656 Wp	26.563 Wp	31.250 Wp
			4,5 kWh/m ² .dia	16.667 Wp	20.139 Wp	23.611 Wp	27.778 Wp
			5,0 kWh/m ² .dia	15.000 Wp	18.125 Wp	21.250 Wp	25.000 Wp
		FV (W)					
	CC	Capacidade mínima das baterias (com perdas)		67,5 kWh	81,6 kWh	95,6 kWh	112,5 kWh
				1406Ah	1699Ah	1992Ah	2344Ah
		Potência nominal mínima do inversor formador de rede (W)		8.700	10.500	12.300	14.400
				(30 min)	(30 min)	(30 min)	(30 min)
		Tensão do Sistema CC		24 ou 48V			
		Corrente máxima do controlador de cargas (Ic)		Ic=1,25 x número de módulos em paralelo x I _{sc} ² sendo I _{sc} a corrente de curto-circuito do módulo			

Fonte: (Costa, 2022).

5.2.4. Incentivos Governamentais

No ano de 2003, foi implantado o Programa Luz para Todos (LPT), visando universalizar o acesso à energia elétrica à população brasileira (MME, 2025). Como continuidade do programa anterior, surgiu o Mais Luz para a Amazônia (MLA), iniciado em 2020, que pretende promover o acesso à energia elétrica em regiões remotas da Amazônia, utilizando fontes renováveis de geração energia elétrica, principalmente sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento. O foco do projeto são pequenos agrupamentos comunitários e domicílios isolados, que devido a tais características, não são atendidos pela rede elétrica convencional.

A (Eletrobras, 2021) apresenta um documento que visa padronizar a elaboração de Programas de Obras, auxiliando agentes executores na seleção, dimensionamento e implantação de soluções baseadas em energia solar fotovoltaica e armazenamento, com foco em microrredes /MIGDI e sistemas individuais (SIGFI). A definição detalhada dos tipos de fornecimento de energia abordados no documento é apresentada a seguir (Eletrobras, 2021).

- **SIGFI (Sistema Individual de Geração Intermitente de Energia Elétrica com Fonte Intermitente):**

São sistemas de menor porte e complexidade que atendem uma única unidade consumidora (UC) com arranjo fotovoltaico, controlador de carga, banco de baterias e inversor, conforme mostra a configuração da Figura 50. A Figura 51 apresenta um SIGFI instalado no estado do Pará. A Figura 52 apresenta SIGFIs instalados pelo P&D Energisa no Pantanal, Mato Grosso do Sul. Note que o SIGFI é composto por módulos fotovoltaicos, estruturas de suporte, baterias, controlador de carga, inversor CC/CA e sistema de proteção (disjuntores termomagnéticos e dispositivos de proteção contra surtos de tensão).

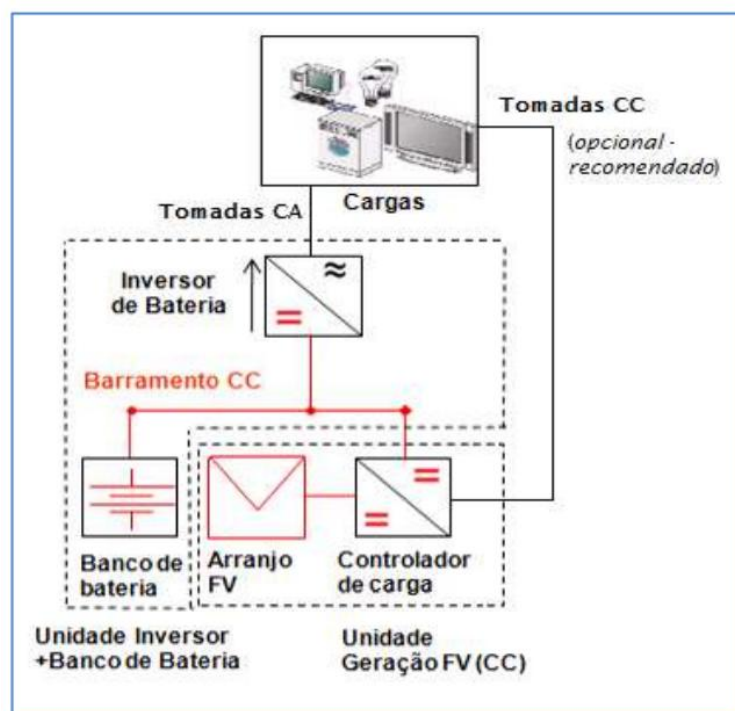


Figura 50 - Configuração SIGFI.
Fonte: (Eletrobras, 2021).



Figura 51 - SIGFI instalado no Pará.
Fonte: (Eletrobras, 2021).

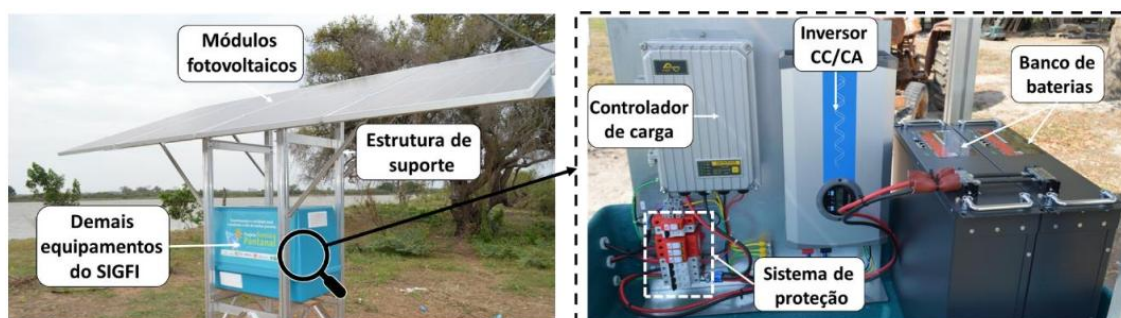


Figura 52 - Equipamentos SIGFI.
Fonte: (Arcanjo, 2022).

- MIGDI (Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica):

São sistemas de maior porte, projetado para múltiplas UCs (até 100 kW), incluindo construção civil para abrigo de equipamentos, miniredes de distribuição, sistemas de monitoramento e área de abrigo para grupo gerador e tanque de combustível nas MIGDIs híbridas. A Figura 53 e a Figura 54, a seguir, mostram fotos de um MIGDI no Maranhão. Segundo Elebrobras (2021), só há viabilidade econômica desses sistemas em comunidades com demanda acima de 900kWh/mês.



(a)

(b)

Figura 53 - Sistema MIGDI no Maranhão (a) Arranjo fotovoltaico (b) Abrigo para equipamentos

Fonte: Eletrobras (2021)

Os sistemas de geração podem ter arquiteturas CA, CC ou CA/CC. A seleção depende da curva de carga a ser atendida, equipamentos adotados, porte do sistema, expectativa de expansão futura, perdas técnicas, eficiência, confiabilidade, flexibilidade de operação, características e extensão do terreno para a implantação da usina, etc. (Eletrobras, 2021).

Nos MIGDI CC, os sistemas fotovoltaicos são ligados no barramento CC, utilizando um controlador de carga. Já os MIGDI CA necessitam de inversores para a conexão de painéis fotovoltaicos. No caso de sistemas isolados, os MIGDI CA possuem inversores seguidores de rede (geração fotovoltaica) e formadores de rede (baterias). Na arquitetura CA/CC (Figura 55), os painéis podem ser conectados em ambos os barramentos, CA e CC, facilitando a expansão do sistema, que pode ocorrer em ambos os barramentos, dependendo da característica da carga (CA ou CC).



Figura 54 - Minirrede de Distribuição.
Fonte: (Eletrobras, 2021).

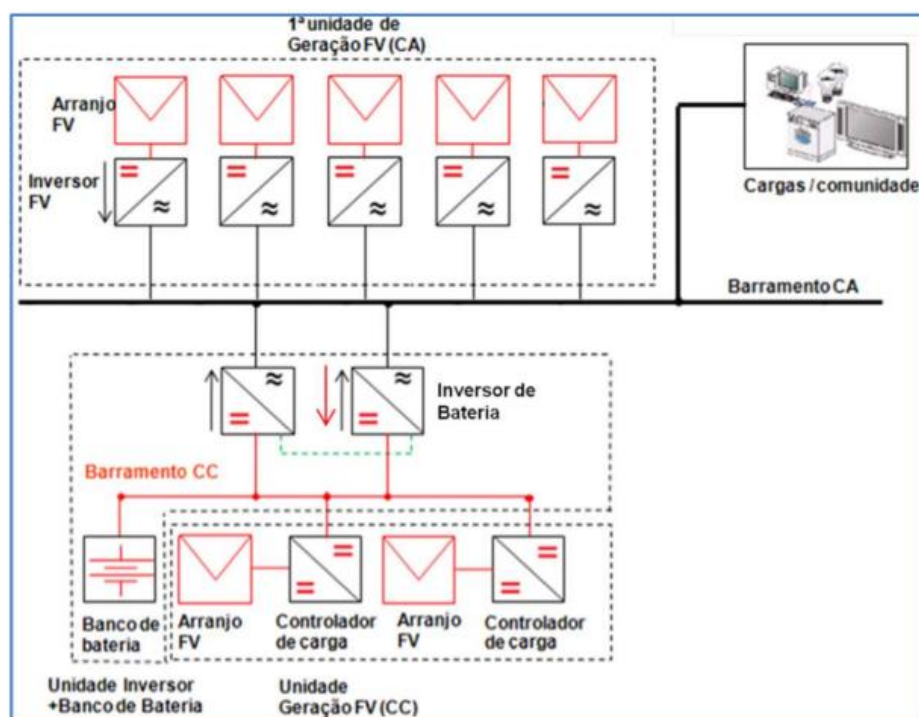


Figura 55 - Configuração MIGDI CA/CC
Fonte: (Eletrobras, 2021).

A escolha entre SIGFI ou MIGDI depende dos seguintes fatores: localização das UCs, demanda energética, custos de implantação, logística e organização comunitária, taxa de falha dos equipamentos e área geográfica disponível para implantação dos sistemas (Eletrobras, 2021).

O dimensionamento do MIGDI considera o método do mês crítico, que consiste em avaliar balanço energético baseado no pior cenário de irradiação solar anual para garantir suprimento contínuo. Os componentes-chave do MGDI são apresentados a seguir. Cabe destacar que a prioridade é utilizar equipamentos certificados pelo INMETRO.

- **Módulos fotovoltaicos:** Há preferência por silício cristalino (mono/policristalino) e tecnologias como *half-cell* para maior eficiência.

- **Baterias:** Chumbo-ácido (OPzS, OPzV) ou íons de lítio (mais leves e eficientes, porém com BMS exigido).
- **Controladores de carga:** conversor CC/CC que faz a interface entre a geração e o armazenamento de energia, além de proteger as baterias e regular a tensão no barramento CC (Corrente Contínua). Pode ser PWM (custo menor) ou MPPT (maior eficiência).
- **Inversores:** realiza a conversão de CC para CA com valor de tensão de acordo com a região de implantação;

Os sistemas MIGDI podem incluir supervisão remota (via rádio ou celular) e coleta de dados operacionais (SCD) para eficiência. A autonomia deve ser 48 horas (podendo ser reduzida para 36 horas em revisões regulatórias). Por fim, as obras civis devem seguir normas de segurança e minimizar impactos ambientais (ex.: ventilação de salas de baterias).

5.3. Microrredes na América Latina – Exemplos Reais

Para apresentar uma revisão detalhada acerca de estrutura e implementações de microrredes em diversos países da América Latina, buscando avaliar o grau de desenvolvimento e adoção (número de sistemas, localidades ou consumidores, por exemplo) ao longo do tempo, bem como uma análise de tendências, foram realizadas pesquisas em diversas bases científicas e sites da internet, tais como: Google Scholar, IEEE Xplorer, Scopus, Web of science. As palavras-chave buscadas, em português, espanhol e em inglês, foram: *Microgrid testbeds*, *Microgrids Implementation*, *Microgrid Projects*, *Microgrids Review*.

Em um segundo momento, foram realizadas buscas com a palavra “Microrredes” seguida dos países em sites de busca da internet, como o Google. Para filtrar os resultados, foram desconsideradas microrredes laboratoriais, sendo considerados somente os projetos reais em operação. Ademais, somente foram classificadas aquelas microrredes em que era possível identificar informações fundamentais, tais como: país da microrrede, ano de início da operação, população Beneficiada, tecnologias de geração/armazenamento com respectiva capacidade, fornecimento em corrente alternada ou contínua, o tipo e modo de operação da microrrede. Por fim, foram considerados somente aqueles trabalhos que indicavam explicitamente que o sistema é uma microrrede e não simplesmente um sistema com geração distribuída.

Baseando-se nas características supracitadas, a Tabela 23 representa uma versão atualizada e ampliada daquela apresentada em (Rey *et al.*, 2022). As referências (Lidula; Rajapakse, 2011) e (Cagnano; De Tuglie; Mancarella, 2020) abordam projetos ao redor do mundo, incluindo as MR laboratoriais.

Tabela 23 - Projetos de Microrredes na América Latina

Nome/Referência	País	Ano	População Beneficiada	Tecnologias de Geração e Armazenamento						Características (Fornecimento, Tipo, Modo de Operação)	Impactos/Relevância
				S	E	A	D	H	B		
Saqa'saqa											
Lopez-Gonzalez et al. (2017)	Bolívia	2008	8 famílias (25 pessoas)	X		X				CA, Rural e Ilhada	Primeiro projeto de MRs fotovoltaicas isoladas na Bolívia 0,72kW - Fotovoltaico e armazenamento
Jacuque			110 habitantes em 24 casas e uma escola								
Lopez-Gonzalez et al. (2018)	Venezuela	2009	4 MRs (SH-10, SH-20, SH-30, SH-40)	X	X	X	X			CA, Rural, Ilhada	Modelo para 13 projetos adicionais; melhoria na educação, TICs e saúde 15 a 45,8 kW - Solar, eólica, armazenamento, diesel
El Regalado											
Lopez-Gonzalez et al. (2017)	Peru	2009	31 casas e 4 instituições (175 pessoas)			X		X		CA, Rural, Ilhada	Melhoria da qualidade de vida em áreas de pobreza 12 kW - Gerador hidráulico e armazenamento
Alto Perú											
Lopez-Gonzalez et al. 2017 Domenech et al. 2014;	Peru	2009-2010	5 MRs, atendendo várias demandas (51 famílias)	X	X	X		X		CA, Remota, Ilhada	Melhoria da educação, saúde e produtividade 8,7 kW - Hidráulico, eólico, fotovoltaico e armazenamento
San José del Coca											
Lopez-Gonzalez et al. (2017)	Equador	2010	54 famílias, centro de saúde, escolas e o centro comunitário	X	X			X		CA, Remota, Ilhada	Capacitação técnica e melhoria das condições socioeconômicas 1,5kW (0,6kW solar e 0,9kW turbina hidro cinética)

ESUSCON	Chile	2010	Comunidade em Huatacondo	X	X	X	X	CA, Remota, Híbrida	SOCIAL SCADA e gestão comunitária para sustentabilidade
Nunez et al. (2015)									23kW (solar) + 135kW (diesel) + 3 kW (eólica) + baterias
Lencois	Brasil	2008	90 casas (aproximadamente 393 habitantes)	X	X		X	CA, Remota, Híbrida	Era suprido por um gerador diesel de 30kVA ao custo de 9 dólares por mês por casa (4 horas dia). Agora o custo é 13,6 dólares/mês (custo de O&M)
Souza Ribeiro et al. (2011)									22,5kW (solar) + 21kW (eólica)+ 53kW (diesel)
El Espino	Bolívia	2015	124 famílias, uma clínica escritório administrativo e uma escola.	X		X	X	CA, Rural, Ilhada	Não há atividades produtivas na região.
Balderrama et al. (2019)									60kW (solar), 58kW diesel e armazenamento (464kWh)
Ilha Grande	Brasil	2012	200 habitantes	X		X	X	CA, Remota, Híbrida	Reforçada em 2014; parceria com universidade para P&D
Neto et al. (2018); Santos Veras et al. (2019)									50kW (solar)+ 81kW (diesel) +60 baterias de 1250Ah
Ollague Enel (2016)	Chile	2015	200 habitantes, aproximadamente.	X	X	X	X	CA, Remota, Híbrida	Objetivo é ter energia disponível 24h/dia, 7 dias por semana, evitando a restrição de falta de energia a noite.
									205kWp (solar), bateria sódio níquel 752kWh, eólico (30kW) + diesel (410kVA)
Tambopata	Peru	2016	Comunidade turística (2 albergues)	X		X	X	CA, Remota, Híbrida	Incentiva o turismo sustentável
Canziani e Melgarejo (2019)									8,1kW (solar), 10kVA (diesel) e 825Ah (armazenamento)

Puertecitos										
Aguilar-Jiménez et al. (2018)	México	2016	20 famílias	X	X	X	X		CA, Remota, Híbrida	Economia de até 45% comparado com soluções convencionais 55kW (solar), eólica (5kW), diesel (75kVA), armazenamento (522kWh)
Armstrong										
Donato et al. (2018)	Argentina	2018	12.000 habitantes	X	X				CA, Urbana, Conectada	Primeiro projeto de redes inteligentes; certificação de inversores e módulos 500kW - solar e eólica
Guajira										
Quijano et al. (2019)	Colômbia	2019	Comunidade indígena Wayuu	X	X	X			CA, Remota, Ilhada	Baseado em análise participativa; inclui iluminação e eletrodomésticos para uso comunitário Solar(5,76kW), eólico (1kW), baterias (20,4kWh)
Colombari										
Santos et al. 2022	Brasil	2021	Residência Colombari, a fábrica de ração, a granja e mais uma residência mais afastada que estava no mesmo alimentador da propriedade					X	CA, Rural, Híbrida	biogás gerado com resíduos da criação de suínos 105 (Kva) – 75Kw Biogás
Centro de Lançamento de Alcântara										
Araujo (2023)	Brasil	2022	Base militar	X		X	X		CA, Missão Crítica, Híbrida	Aumento da resiliência e segurança. Redução de 30 a 40% do consumo de energia mensal do CLA 1,25MWp solar+ 1MW/MWh armazenamento íons lítio e 3x 270kW (Diesel)
Microrrede Xique-Xique – Remanso										
Energisa (2023)	Brasil	2022	110 residências -400 habitantes, 1 escola 1 poço artesiano e 1 associação de moradores	X		X			CA, Rural, Isolada	Foram construídos 26 quilômetros de redes primárias de distribuição, 9 quilômetros de rede secundárias, 387 postes e 32 transformadores. 243 kWp (pv) + baterias de íons-lítio de 928 kWh

Fazenda Santa Paula – Barreiras (BA)	Brasil	2024	40 pivos de irrigação	X	X	X	CA, Rural, Ihada	Sistema híbrido visando eliminar o uso de gerador diesel e evitado a emissão de 970 toneladas de CO ₂ anuais. A Fazenda possui 50km de rede elétrica espalhada em 12 mil hectares.
								1,75MWp de potência solar e 1.184MWh de armazenamento + 1 CGH de 3,2MVA

Siglas: S=Solar; E= Eólica; A=Armazenamento; D=Diesel; H=Hidroelétrica; B= Biogás

- Nota: Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelo(s) autor(es). No entanto, erros com relação ao conteúdo não podem ser evitados. Consequentemente, o(s) autor(es) não podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto, ou indireto resultante do uso, ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou direta, ou indiretamente resultante dos erros, imprecisões ou omissões de informações neste estudo.

Os resultados obtidos na Tabela 23 indicam que a maioria dos projetos reais existentes na América Latina foi projetada para atender áreas rurais ou comunidades remotas. O modo de operação predominante é o ilhado, sendo o fornecimento de energia elétrica em corrente alternada. No que tange à geração de energia elétrica, os painéis fotovoltaicos estão presentes na maioria dos projetos, juntamente com dispositivos de armazenamento e/ou geradores (hidroelétricos ou a diesel).

5.4. Resumo

O cenário atual dos sistemas isolados de energia no Brasil ainda é majoritariamente dependente de combustíveis fósseis, com 67,3% da geração proveniente do diesel, representando um alto custo operacional (R\$ 11 bilhões em 2024) e impactos ambientais significativos. No entanto, os desafios são claros: além do déficit energético previsto em 99 sistemas nos próximos cinco anos, é essencial garantir uma transição energética que seja técnica e economicamente viável.

As soluções promissoras, como sistemas híbridos (combinando fontes renováveis e armazenamento), a formação de microrredes e a interligação estratégica ao Sistema Interligado Nacional (SIN) onde possível, apontam para um futuro mais sustentável e eficiente.

Os desafios são significativos, incluindo a necessidade de reduzir os altos custos operacionais — que, em 2024, ultrapassam os 11 bilhões de reais somente com consumo de combustíveis.

A expansão da energia solar fotovoltaica e o avanço em tecnologias de armazenamento, tornando-os mais acessíveis, demonstram um caminho viável para reduzir custos, aumentar a segurança energética e diminuir a dependência de combustíveis poluentes. Ademais, as soluções combinadas de painéis fotovoltaicos com sistemas de armazenamento se apresentaram com opções viáveis em substituição ou complementação da geração diesel, em consonância com a transição energética e a redução da emissão de CO₂. O principal impedimento da adoção de microrredes com esta característica é o custo inicial de implantação superior quando comparado a soluções atuais baseadas em gerador diesel. Contudo, o custo de O&M é menor, o que pode tornar a opção viável considerando o investimento a longo prazo. Há ainda limitações associadas à logística do transporte de combustíveis, especialmente em regiões remotas, superadas pela utilização da geração fotovoltaica.

Portanto, para garantir um futuro energético mais resiliente e sustentável, é fundamental investir em inovação, planejamento integrado e políticas públicas que incentivem a adoção de energias renováveis e soluções de armazenamento eficientes. A transição energética não somente trará benefícios econômicos, como também contribuirá para a descarbonização do setor elétrico brasileiro.

6. Projeção de Cenários, Impactos e Recomendações Regulatórias para Implantação de Microrredes no Brasil

A análise da expansão de microrredes em sistemas isolados exige a construção de cenários prospectivos que incorporem a interação entre fatores técnicos, econômicos, regulatórios e sociais. Esses cenários não têm caráter preditivo, mas representam futuros possíveis, capazes de orientar a identificação de desafios, oportunidades e estratégias adaptativas.

Dentro desse exercício, sobressai um entrave estrutural: a ausência de um marco regulatório específico para microrredes de serviço público. O ambiente legal vigente é fragmentado e incapaz de atrair o volume de capital privado necessário para uma transformação em escala. Persistem lacunas quanto a modelos de negócio, mecanismos de remuneração que valorizem eficiência e confiabilidade e regras que estimulem a competição por soluções mais limpas e econômicas. Na prática, isso mantém o setor aprisionado em um modelo baseado no reembolso de custos de combustíveis fósseis, o que perpetua a dependência do diesel e desincentiva a inovação.

6.1. Análise da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)

O modelo atual de geração nos Sistemas Isolados é sustentado pela CCC, um encargo setorial repassado a todos os consumidores de energia elétrica do país. Seus recursos subsidiam os elevados custos de geração nessas localidades, cobrindo principalmente despesas com combustíveis, operação e manutenção de termelétricas a diesel (CCEE, 2025).

A evolução da CCC na última década revela uma trajetória de custos insustentável. Entre 2013 e 2022, o orçamento do fundo passou de R\$ 4 bilhões para R\$ 12 bilhões, um aumento nominal de 200%, muito acima da inflação do período (ANEEL, 2022). Esse montante representa um peso relevante na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e contribui para o encarecimento das tarifas de energia em todo o Brasil, reduzindo a competitividade da indústria nacional. A gestão da CCC, antes responsabilidade da Eletrobras, foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 2017, sob regulação da ANEEL (CCEE, 2025).

Dados mais recentes mostram volatilidade, mas confirmam a persistência do problema estrutural. Em 2023, os gastos chegaram a R\$ 11,3 bilhões. Em 2024, os aportes até agosto somaram R\$ 5,2 bilhões, sinalizando uma redução anual associada principalmente à interligação de sistemas ao SIN (Agência Gov/EBC, 2024). No entanto, o orçamento aprovado para 2025 prevê nova alta, estimando R\$ 12,7 bilhões (CCEE, 2025b).

A CCC, portanto, não funciona apenas como subsídio, mas como mecanismo de transferência que perpetua um modelo caro, poluente e tecnologicamente ultrapassado. A pressão fiscal e política gerada por esse encargo é hoje o principal catalisador da busca por alternativas. A oscilação anual dos custos evidencia que soluções pontuais, como interligações, embora relevantes, não resolvem o problema estrutural. A dependência do diesel em centenas de localidades assegura que, sem a adoção de novas ferramentas de geração local, a CCC continuará onerosa e instável. É essa constatação que sustenta a criação de iniciativas como o programa Energias da Amazônia e de mecanismos inovadores de contratação, como a Livre Proposta de Interesse (LPI), voltados à redução estrutural da CCC (Eixos, 2023).

6.2. Iniciativas Brasileiras para Atendimento de Sistemas Isolados

A adoção de microrredes no Brasil vem sendo impulsionada por uma série de iniciativas governamentais, projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e parcerias com o setor privado, que

visam ampliar o acesso à energia elétrica em localidades remotas, de forma sustentável e segura. Essas ações fazem parte de um esforço contínuo do Estado brasileiro para alcançar a universalização do serviço público de energia elétrica, conforme previsto na Lei n.º 10.438/2002 e em programas subsequentes como o Luz para Todos e o Mais Luz para a Amazônia.

Essa seção apresenta os principais programas e modelos implementados nas últimas décadas, com destaque para sua evolução, escopo, forma de execução e contribuição para o cumprimento das metas de universalização, especialmente em regiões de difícil acesso e comunidades isoladas.

- **Universalização da Energia no Brasil**

A universalização do acesso à energia elétrica é uma diretriz legal estabelecida pela Lei nº 10.438/2002, que determina a obrigação de garantir o fornecimento gratuito de energia elétrica para todos os brasileiros, inclusive em áreas rurais e remotas. Diversos programas foram estruturados ao longo dos anos para viabilizar esse objetivo, com metas específicas para cada região (ANEEL, 2022).

6.2.1. Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios

Na década de 1990, o governo lançou o PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios), instalando milhares de sistemas solares autônomos em escolas, clínicas e comunidades isoladas, atingindo cerca de 3 MW solares e beneficiando cerca de 604 mil pessoas (IEA, 2013). Um destaque foi a microrrede híbrida na Ilha de Lençóis (MA), que combina 52,7 kW solares, 22,5 kW eólicos e geradores diesel, com baterias de chumbo-ácido (288 kWh). Embora não haja uma fonte oficial específica que declare a descontinuação formal do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), evidências sugerem que suas atividades foram gradualmente absorvidas por outros programas governamentais. Com o lançamento do Programa Luz para Todos (PLT) em 2003, que visava universalizar o acesso à energia elétrica no país, muitas das iniciativas do PRODEEM foram integradas ou complementadas pelo PLT (BRASIL, 2025). Essa transição indica que o PRODEEM deixou de operar de forma independente, sendo suas ações incorporadas por programas subsequentes com objetivos semelhantes. Apesar de seu pioneirismo, o programa foi amplamente criticado por problemas na gestão, manutenção e acompanhamento dos sistemas.

Resumo do Programa: PRODEEM

- Modelo de execução: Centralizado, com financiamento público direto.
 - Fontes de recursos: Tesouro Nacional, BID (fundo não reembolsável).
 - Agentes executores: Governo Federal, com apoio técnico local.
 - Destaque: Implantação de sistemas fotovoltaicos comunitários em escolas, postos de saúde e centros comunitários.
- Desfecho: Absorvido pelas diretrizes do PLT em 2003.

6.2.2. Programa Luz para Todos

O Programa Luz para Todos, criado em 2003 pelo Governo Federal, tem como objetivo universalizar o acesso à energia elétrica, especialmente em áreas rurais (até 2026) e regiões remotas da Amazônia Legal (até 2028). Ao longo de seus 20 anos de existência, o programa já beneficiou aproximadamente 17,2 milhões de pessoas em 3,6 milhões de domicílios em todo o país. Em 2023, o programa foi relançado por

meio do Decreto n.º 11.628, com novas diretrizes para enfrentar os desafios restantes da universalização, priorizando o uso de fontes renováveis, a inclusão social, o respeito às comunidades tradicionais e a preservação ambiental. O Luz para Todos permanece como um instrumento essencial para a promoção da cidadania, do desenvolvimento sustentável e da redução das desigualdades sociais e regionais no Brasil (BRASIL, 2025).

Resumo do Programa: PLT

- Modelo de execução: Parceria público-privada via termos de compromisso.
- Fontes de recursos: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).
- Agentes executores: Distribuidoras
- Destaque: Integra soluções técnicas com políticas sociais, ambientais e territoriais.

6.2.3. Mais Luz Amazônia

O Programa Mais Luz para a Amazônia (MLA), instituído pelo Governo Federal em 2020, visa fornecer acesso à energia elétrica para populações residentes em regiões remotas da Amazônia Legal que ainda não dispõem desse serviço essencial. A iniciativa busca promover o desenvolvimento social e econômico dessas comunidades, incentivando atividades que aumentem a renda familiar e promovam o uso sustentável dos recursos naturais da região (BRASIL, 2025), (BRASIL, 2020). O programa foi concebido com base em um modelo descentralizado e sustentável, prevendo a instalação de sistemas de geração com armazenamento, e capacitação de mão de obra local. Em 2022, sua vigência foi estendida até 2030, e em 2023 foi parcialmente integrado ao escopo do PLT (IEMA, 2023).

Resumo do Programa: MLA

- Modelo de execução: Operacionalização via ENBPar, com execução por distribuidoras.
- Fontes de recursos: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), recursos internacionais (ex: GCF), e subvenções complementares.
- Agentes executores: Distribuidoras, com apoio do MME e ENBPar.
- Destaque: Foco em comunidades remotas com uso de fontes renováveis e respeito às culturas locais.

6.2.4. Energias da Amazônia

Lançado em 2023 pelo MME, através do Decreto n.º 11.648/2023, o Programa Energias da Amazônia é uma iniciativa estratégica para promover a transição energética justa nos sistemas isolados da região amazônica, sendo considerado o maior programa de descarbonização do mundo (MME, 2023). O programa tem como principal objetivo substituir a geração a diesel que é predominante nesses sistemas por fontes renováveis e soluções mais sustentáveis, como solar fotovoltaica, biomassa e sistemas híbridos com baterias.

Conforme os dados de geração de 2022, existem 211 localidades isoladas na Amazônia Legal que não estão conectadas ao SIN (MME, 2023). Essas comunidades dependem fortemente de usinas termelétricas movidas a diesel, o que resulta em altos custos operacionais e emissões elevadas de CO₂. O programa busca resolver esse passivo por meio da implantação de microrredes limpas e modernas, com foco em confiabilidade, eficiência e inclusão.

Resumo do Programa: Energias da Amazônia

- Modelo de execução: Programa governamental coordenado pelo MME com apoio da ENBPar e execução por distribuidoras locais.
- Fontes de recursos: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e possíveis aportes climáticos ou internacionais.
- Agentes executores: Distribuidoras nos estados da Amazônia Legal, sob coordenação federal.
- Destaque: Promove a transição energética em 211 localidades isoladas, substituindo geração a diesel por fontes renováveis, com foco em microrredes sustentáveis. Estima-se investimento de até R\$ 5 bilhões e redução de 1,5 milhão de toneladas de CO₂ ao ano.

6.3. Normas, Leis e Instrumentos Complementares

Além da Resolução Normativa nº 1.000/2021, que consolida os principais procedimentos de atendimento a sistemas isolados, a regulamentação e o planejamento dessas localidades são apoiados por um conjunto de normas, leis e instrumentos complementares que estruturam o ambiente jurídico, técnico e institucional das microrredes no Brasil.

A seguir, destacam-se os principais dispositivos:

- Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da Geração Distribuída): embora voltada a sistemas conectados à rede, essa norma estabeleceu regras tarifárias, de compensação e responsabilidades técnicas que inspiram os modelos adotados em microrredes isoladas, como o MIGDI. Seu marco conceitual reforça a lógica da geração próxima ao consumidor e da descentralização energética.
- Portaria MME nº 758/2022: define diretrizes para a realização dos Leilões de Sistemas Isolados (SISOL), viabilizando a contratação de fornecimento por meio de soluções híbridas e renováveis. A portaria orienta os critérios técnicos, operacionais e de custo que as propostas devem atender, sendo um pilar da modernização dos sistemas isolados via mercado.
- Prodist – Módulos 3 e 8 (ANEEL): estabelecem os requisitos técnicos de qualidade, segurança e operação dos sistemas de distribuição, aplicáveis também aos sistemas isolados. São referências obrigatórias para a elaboração de projetos de microrredes.
- Manual de Regras e Procedimentos da CCEE – CGPAL: reúne os critérios e orientações para os processos de suprimento energético via leilões nas localidades isoladas. É essencial para viabilizar a participação de agentes privados no fornecimento de energia por meio de soluções sustentáveis.
- Resolução CNPE nº 5/2024: estabelece a Política Nacional de Transição Energética (PNTE), reforçando diretrizes de inclusão energética, redução das emissões e valorização de soluções descentralizadas, com ênfase em regiões remotas e populações vulneráveis.
- Instrumentos de fomento complementares: outras políticas e mecanismos, como o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD), o Fundo Clima e linhas de crédito específicas do BNDES, contribuem com o financiamento e a viabilização de projetos de microrredes em comunidades isoladas, especialmente quando combinados com programas sociais como o Luz para Todos ou o Mais Luz para a Amazônia.

A Figura 56 mostra a linha do tempo com os principais marcos referentes a universalização do serviço público de energia elétrica.

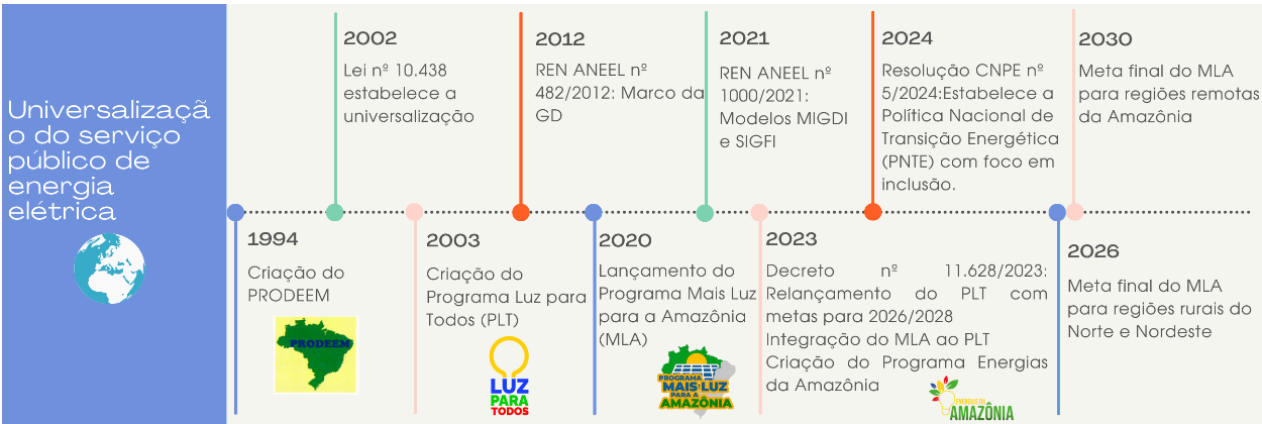


Figura 56 – Linha do tempo da Universalização do Serviço Público de Energia
Fonte: Próprio Autor.

6.4. Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

A implementação de microrredes em sistemas isolados no Brasil tem sido fortemente impulsionada por projetos de P&D, regulados pela ANEEL. Esses projetos são fundamentais para validar novas tecnologias, modelos de controle, arranjos operacionais e soluções adaptadas às condições específicas de localidades remotas.

Entre os principais destaques está o projeto da Neoenergia em parceria com o LACTEC, que resultou na instalação da primeira microrrede 100% renovável regulada do Brasil, no município de Remanso (BA), sob o modelo MIGDI, que pode ser observada na Figura 57. Outros projetos, como o MERGE, envolvem a aplicação de diferentes arquiteturas de microrredes em contextos variados, testando eficiência, resiliência e sistemas de gestão energética.



Figura 57 – Microrrede isolada Xique-xique, Remanso, Bahia.
Fonte: (Neoenergia, 2023).

Iniciativas acadêmicas e empresariais, como as da UFSM, UFPA, COPEL e Norte Energia, complementam esse cenário ao abordar desde a operação ilhada até soluções digitais para controle e tarifação. Esses projetos contribuem de forma decisiva para o amadurecimento técnico das microrredes no país e fundamentam a evolução do marco regulatório. Algumas dessas iniciativas podem ser visualizadas na Tabela 24.

Tabela 24 - Projetos de Microrredes Relacionadas a P&D no Brasil.

Projeto / Localidade	Instituição / Empresa	Destaques Técnicos	Início/Fim	Observações
Xique-Xique (Remanso - BA)	Neoenergia + LACTEC	Microrrede solar + baterias + controle	2020/2023	Primeira microrrede regulada 100% renovável (modelo MIGDI)
MERGE (Multi-sítios)	Universidades brasileiras	Estudo de eficiência e controle	2020/ em andamento	Microrredes em diferentes contextos
Vila Restauração (AC)	Eletrobras Distribuição Acre	Microrrede solar + baterias	2018/2021	Projeto piloto P&D depois incorporado ao MLpA
Microrrede Isolada	Norte Energia	Software MIRAHV + FV	2021 / em andamento	Foco em controle e operação isolada
UFPA / Eletronorte (Ribeirinha-PA)	UFPA + Eletronorte	Estudos híbridos com energia fluvial	2019/2022	Aplicação no Baixo Amazonas
Smart Microgrid UFSM	UFSM + CELESC	Controle e operação ilhada	2016/2020	Contribuições aplicáveis a isolados
Coopergrid	COPEL + UFPR	Modelo de gestão cooperativa	2019/2023	Tarifação inteligente e governança local

6.5. Projetos Fora do Escopo P&D

Paralelamente ao ambiente de pesquisa, diversas iniciativas vêm sendo implementadas fora do escopo regulado de P&D, com foco direto em aplicação prática e inclusão energética. Essas ações são executadas por programas governamentais, organizações da sociedade civil, empresas distribuidoras e governos estaduais, muitas vezes com apoio de recursos da CDE, fundos internacionais ou parcerias público-comunitárias.

O Programa MLA é o principal exemplo de política pública nacional voltada à universalização por meio de microrredes solares com armazenamento. A Vila Restauração (AC), caso emblemático, iniciou-se como projeto de P&D e foi posteriormente consolidado como referência institucional dentro do MLA, evidenciando a interseção entre inovação e política pública.

Outras iniciativas incluem o Programa Energias da Amazônia, o projeto Renova Pará, e experiências lideradas por ONGs como o Amazon Solar, com forte componente de governança (Yamaguchi -Engaged *et al.*, 2020). Também se destaca o projeto ReDes (IEMA), que mapeia áreas não atendidas e propõe soluções renováveis adaptadas ao contexto social e territorial. Alguns dos projetos podem ser observados na Tabela 25.

Esses projetos demonstram que, além da experimentação tecnológica, o avanço das microrredes isoladas no Brasil depende de articulação entre políticas públicas, financiamento adequado e envolvimento direto das comunidades locais. Note que o projeto Vila Restauração (AC) aparece em ambas as categorias por ter começado como projeto de P&D da Eletrobras Distribuição Acre e posteriormente

ter sido incorporado oficialmente ao Programa Mais Luz para a Amazônia, tornando-se referência nacional em atendimento por microrredes isoladas.

Tabela 25 - Projetos de Microrredes Fora do Escopo de P&D no Brasil.

Projeto / Localidade	Programa / Financiador	Tecnologias e Estratégias	Início/Fim	Observações
Vila Restauração (AC)*	Mais Luz para a Amazônia (MLA)	Microrrede solar + baterias	2018/2021	Projeto iniciou como P&D e virou modelo do MLA
Microrredes Energias da Amazônia	MME + EPE + Concessionárias	FV híbrido, controle remoto	2022/ em andamento	Projetos em execução nas regiões Norte e Nordeste
Amazon Solar	WWF + Fundação Mott	FV off-grid + governança comunitária	2016/ em andamento	Microrredes em comunidades ribeirinhas
Renova Pará	Equatorial + Governo do Pará	FV híbrido com baterias	2021/ em andamento	Descarbonização de sistemas isolados
Projeto ReDes	IEMA + parceiros locais	Propostas renováveis em locais não atendidos	2022/ em andamento	Foco em planejamento e mobilização social
Usina híbrida (RR – Uiramutã ou Pacaraima)	Oncorp + Leilão	Híbrido solar + baterias + gerador	2021/ em operação	Projeto viabilizado por leilão SISOL; atende comunidades indígenas

6.6. Desafios para a Consolidação de Microrredes Isoladas no Brasil

Apesar do avanço tecnológico e das experiências bem-sucedidas em projetos-piloto, a implementação de microrredes isoladas no Brasil ainda enfrenta uma série de desafios estruturais que dificultam sua consolidação como solução permanente para o acesso à energia em regiões remotas.

Entre os principais obstáculos observados em diferentes iniciativas ao longo da última década, destacam-se (Yamaguchi -Engaged *et al.*, 2020).

- Distâncias e logística desafiadoras: Muitas comunidades estão localizadas em áreas de difícil acesso, o que eleva os custos de transporte de equipamentos, dificulta a manutenção especializada e limita a realização de treinamentos técnicos locais.
- Ausência de dados e informações técnicas consistentes: A escassez de dados confiáveis sobre consumo, hábitos e características das localidades compromete o dimensionamento correto dos sistemas. Em muitos casos, os moradores utilizam os equipamentos além da capacidade projetada, o que prejudica o desempenho e compromete a confiança nas tecnologias renováveis.
- Desconfiança na transição para fontes limpas: Em contextos em que o gerador a diesel é historicamente a única fonte de energia conhecida, há resistência à substituição por sistemas renováveis, mesmo diante dos custos e impactos ambientais do modelo fóssil.
- Dificuldade de financiamento e sustentabilidade operacional: A aquisição de equipamentos, a capacitação de operadores locais e o monitoramento contínuo do uso da energia nem sempre estão previstos nos custos dos projetos. A ausência de modelos financeiros de longo prazo compromete a manutenção e a expansão dos sistemas.
- Falta de fornecedores e suporte técnico regionalizado: Em muitas regiões, não há estrutura comercial para fornecimento de peças, baterias ou serviços de assistência técnica, o que gera dependência de centros urbanos distantes e torna os sistemas mais vulneráveis a falhas.

- Desigualdades sociais e de gênero: A baixa participação de mulheres nos processos decisórios ainda é um ponto crítico, mesmo sendo elas diretamente beneficiadas pela chegada da energia limpa. Além disso, há pouca valorização da governança comunitária como ferramenta para o sucesso dos sistemas.
- Desalinhamento com políticas públicas locais: Apesar da existência de programas federais de eletrificação, muitas iniciativas carecem de apoio continuado por parte do poder público local, o que dificulta a replicação de experiências bem-sucedidas e compromete a articulação institucional necessária para escalar as soluções.

Essas dificuldades evidenciam que a barreira principal para a disseminação das microrredes não é mais a tecnologia, mas sim os fatores institucionais, logísticos e sociais que precisam ser enfrentados por meio de políticas públicas integradas, financiamento adequado e participação ativa das comunidades locais.

O Gráfico 13 representa uma síntese qualitativa dos principais desafios enfrentados na consolidação de microrredes isoladas no Brasil, conforme mapeado a partir de múltiplas fontes (Yamaguchi -Engaged *et al.*, 2020), (WWF, 2020), (PSA, 2022), (IEMA, 2023b), (IEMA, 2023c).



Gráfico 13 - Síntese qualitativa dos principais desafios enfrentados na consolidação de microrredes isoladas no Brasil.

Fonte: Próprio Autor.

Cada eixo representa um desafio identificado com frequência nos projetos analisados. A pontuação de 0 a 5 expressa o grau de recorrência, impacto e abrangência geográfica do problema, conforme critérios descritos anteriormente:

- Distância e logística desafiadora (nota 5): É o desafio mais recorrente, presente em praticamente todas as regiões remotas, especialmente na Amazônia Legal. Impacta diretamente o custo e a viabilidade operacional dos sistemas.
- Financiamento e sustentabilidade operacional (nota 5): Identificado como um dos principais gargalos. Apesar da instalação inicial dos sistemas, muitos projetos não preveem recursos para operação continuada, manutenção e reposição.

- Falta de suporte técnico e fornecedores regionais (nota 4): A ausência de assistência local compromete a resposta rápida a falhas e a sustentabilidade dos sistemas.
- Ausência de dados técnicos (nota 4): A falta de informações detalhadas sobre consumo e hábitos prejudica o dimensionamento adequado e, por consequência, a confiança nos sistemas instalados.
- Desalinhamento com políticas públicas locais (nota 4): Mesmo com programas federais robustos (como o MLpA), há pouca continuidade institucional por parte dos governos locais.
- Desconfiança na transição para fontes limpas (nota 3): Ainda há resistência cultural em algumas comunidades que historicamente dependem do gerador a diesel como única fonte de energia.
- Desigualdades sociais e de gênero (nota 3): Embora menos citada, a exclusão de mulheres dos processos decisórios e a baixa valorização da governança comunitária afetam a eficiência social das soluções.

Além dos desafios já citados, um dos fatores mais críticos que comprometem a sustentabilidade dos SISOL é o elevado nível de perdas elétricas. Relatórios da EPE indicam que concessionárias como a Equatorial Amapá e a Amazonas Energia registram índices de perdas totais superiores a 45% e 34%, respectivamente, contra uma média do SIN próxima de 15% (Canal Energia, 2022). Esses patamares não apenas oneram os consumidores locais, mas ampliam exponencialmente os custos da CCC.

As perdas não técnicas, associadas principalmente a furtos de energia, somam-se às perdas técnicas inerentes às redes extensas e pouco eficientes, obrigando à geração de muito mais eletricidade do que a efetivamente faturada. Como a CCC reembolsa o combustível queimado, esse subsídio cobre inclusive a energia perdida (Amazonas Energia S/A, 2025). Em termos práticos: para entregar 100 MWh em um sistema com 34% de perdas, é necessário gerar 152 MWh, e todo o diesel consumido nessa diferença é financiado pela tarifa dos brasileiros.

Além disso, os SISOL apresentam piores indicadores de continuidade (DEC e FEC), reflexo da vulnerabilidade de sistemas de pequeno porte e das dificuldades logísticas de manutenção (Canal Energia, 2024).

Nesse cenário, as perdas não representam apenas ineficiência operacional, mas um multiplicador de custos e emissões. A adoção de microrredes com geração distribuída solar, complementadas por BESS e backup a diesel, surge como uma alternativa estratégica. Ao produzir energia no ponto de consumo, reduz-se a necessidade de transporte em longas redes, mitigando perdas técnicas e evitando parte relevante do custo hoje absorvido pela CCC. O ganho econômico de uma microrrede, portanto, não se limita à substituição de um combustível caro por um gratuito, ele inclui também o custo evitado das perdas, um componente decisivo muitas vezes negligenciado em análises simplistas baseadas apenas no LCOE.

6.7. Premissas para Construção de Cenários

A adoção de microrredes isoladas no Brasil até 2035 não será resultado de um único fator, mas da evolução simultânea de quatro eixos principais: regulação, financiamento, modelos de negócio e tecnologia. Esses eixos se sobrepõem e se fortalecem mutuamente, definindo a viabilidade e a velocidade de difusão das soluções. O Gráfico 14 ilustra esse equilíbrio ao destacar as premissas mais relevantes, com a redução do custo do armazenamento assumindo papel central.

No eixo regulatório, o avanço depende da consolidação dos modelos MIGDI e SIGFI (REN 1000/2021), da criação de regras que viabilizem a partilha de energia e a tarifação flexível, além de arranjos comunitários e maior autonomia para distribuidoras desenvolverem soluções híbridas. A formalização das microrredes no planejamento energético oficial será decisiva para dar escala e segurança jurídica a novos investimentos. Esses avanços regulatórios só se traduzem em projetos concretos se

houver, em paralelo, instrumentos de financiamento robustos. A ampliação de programas como Mais Luz para a Amazônia e Energias da Amazônia, o uso efetivo do Fundo Clima (dotação de R\$ 11,2 bilhões para 2025, (Ministério da Fazenda, 2025)) e o reforço da CDE para iniciativas de descarbonização formam a base de sustentação econômica. Novos mecanismos, como remuneração por créditos de carbono e linhas específicas para operação isolada, podem acelerar a difusão.

No campo dos modelos de negócio, a diversificação de agentes é chave: startups, cooperativas, ESCOs e arranjos comunitários trazem flexibilidade e inovação para complementar o papel das distribuidoras. A consolidação dos leilões SISOL como mecanismo estruturante, cada vez mais orientado para critérios de transição energética, deve criar condições de entrada para esses novos atores. A participação ativa das comunidades locais, tanto na operação quanto na manutenção, é uma premissa para sustentabilidade de longo prazo.

Por fim, o eixo tecnológico já aponta para uma mudança de patamar. O LCOE de sistemas fotovoltaicos com armazenamento se torna cada vez mais competitivo frente ao diesel em regiões isoladas, considerando especialmente os custos logísticos. A queda projetada dos preços das baterias até 2035 reforça esse movimento, ao lado da evolução de inversores e sistemas de controle autônomo, com modos *grid-forming* e EMS digitalizados, que aumentam a robustez e a previsibilidade da operação em ambientes ilhados.

A análise integrada mostra que nenhum eixo avança sozinho. A queda no custo das baterias, por exemplo, só se traduz em projetos viáveis se houver linhas de crédito acessíveis, modelos contratuais adequados e uma regulação que remunere corretamente os ativos. A ausência de progresso em qualquer frente compromete a evolução do conjunto.

O Gráfico 14 sintetiza essa interdependência ao hierarquizar as premissas: o custo do armazenamento aparece como ponto de inflexão, mas só ganha efetividade se acompanhado de digitalização, ajustes regulatórios, instrumentos financeiros e novos modelos de negócio, enquanto a participação comunitária e de agentes locais garante a sustentação social e operacional das microrredes ao longo do tempo.

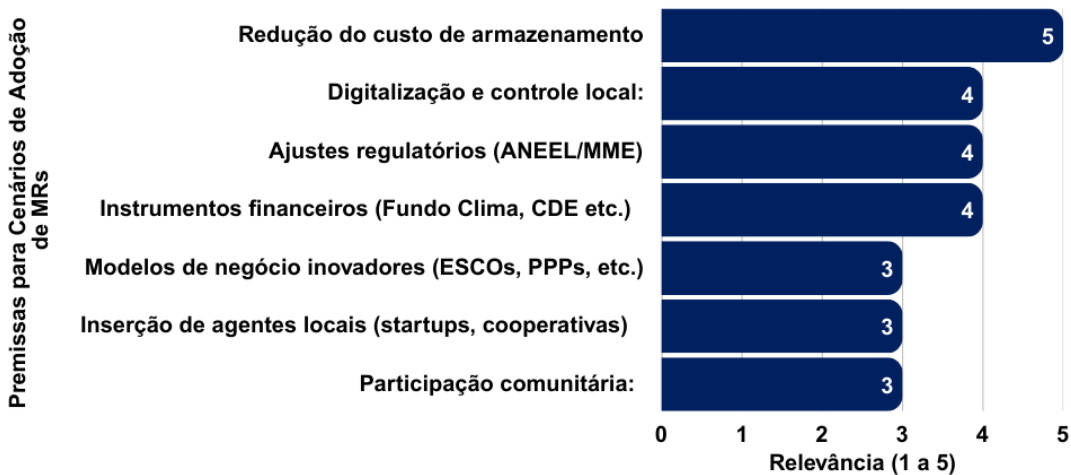


Gráfico 14 -Avaliação das premissas mais relevantes para a adoção de microrredes isoladas no Brasil.
Fonte: Próprio Autor.

6.8. Cenário 1: Continuidade Atual (Baixa Intervenção)

Neste cenário, a evolução dos sistemas isolados segue a trajetória atual, marcada por uma abordagem reativa e incremental. A principal estratégia para redução de custos continua sendo a interligação ao SIN das localidades de maior porte e com acesso geográfico mais viável. Esse processo,

embora traga benefícios econômicos e ambientais, é lento e limitado em alcance: a EPE projeta a interligação de apenas 37 a 40 localidades até 2027–2028, o que representa uma fração do universo total de sistemas isolados, reduzindo o número de cerca de 175 para aproximadamente 135 sistemas (Canal Energia, 2022).

Para as centenas de comunidades que permanecerão isoladas, a transição para fontes mais limpas ocorre de forma pontual, geralmente vinculada ao término da vida útil de contratos existentes de geração a diesel. A substituição por sistemas híbridos (diesel-solar ou diesel-biomassa) atende principalmente a exigências mínimas definidas em novos leilões, como a obrigação de apenas 22% de energia renovável a partir de 2025 (Canal Solar, 2025a). Esse patamar, ainda tímido, não força uma mudança estrutural na matriz.

O arcabouço regulatório também permanece fragmentado. Definições existentes, como os Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição (MIGDI) previstos na REN ANEEL n.º 1.000/2021, são voltadas para universalização em pequena escala (até 100 kW) e não oferecem um modelo de negócio sustentável para a substituição completa de sistemas que atendem cidades inteiras (ANEEL, 2022b). A ausência de um marco regulatório claro que permita a operação de microrredes como serviço público por agentes privados limita investimentos e inovações.

6.8.1. Cenário 1: Projeção

A adoção de microrredes com alta participação renovável permanece restrita a projetos-piloto e experiências pontuais, atingindo menos de 15% das localidades que continuarão fora do SIN até 2035. A CCC tende a apresentar apenas uma redução limitada, em grande parte associada às interligações já previstas, mas se manterá em patamares elevados, superiores a R\$ 8–10 bilhões anuais, dada a persistente e ampla dependência do diesel na maioria dos sistemas. As emissões de gases de efeito estufa recuam de forma marginal, insuficiente para colocar o setor em linha com as metas climáticas assumidas pelo Brasil.

6.9. Cenário 2: Híbridização Acelerada por Políticas Públicas (Incentivos Moderados)

Este cenário parte da premissa de uma mudança de postura do poder público, que adota uma atuação proativa para acelerar a transição energética nos SISOL. Programas estratégicos como o Energias da Amazônia, aliados à utilização de recursos do Fundo Pró-Amazônia Legal, tornam-se os principais vetores de transformação, enquanto MME e ANEEL passam a usar de forma ativa os instrumentos regulatórios e de planejamento disponíveis para induzir a substituição do diesel (EBC (Empresa Brasil de Comunicação), 2024).

Os leilões de suprimento são reformulados com foco explícito na redução estrutural da CCC. O mecanismo de Livre Proposta de Interesse (LPI) é plenamente implementado, abrindo espaço para que agentes de mercado apresentem soluções inovadoras a qualquer momento e fomentando a competição (Eixos, 2023). Os editais passam a exigir maior participação renovável, na ordem de 50% ou mais, e a valorizar explicitamente projetos que integrem sistemas de armazenamento em baterias, reconhecidos como elementos críticos para a confiabilidade da rede e para a plena utilização de fontes intermitentes.

O programa MLA também é ampliado em escopo. Além da instalação de sistemas individuais de geração fotovoltaica (SIGFI), o programa passa a estimular a formação de microrredes comunitárias (MIGDI) em pequenas vilas e comunidades, que funcionam como embriões de sistemas mais robustos e sustentáveis (MME, 2020). Paralelamente, o marco regulatório evolui para estabelecer regras claras sobre a operação de sistemas híbridos (solar, diesel e bateria) pelas concessionárias. Ainda assim, o ambiente regulatório permanece limitado no que se refere à criação de um modelo de negócio totalmente autônomo para operadores privados de microrredes.

6.9.1. Cenário 2: Projeção

A adoção de microrredes híbridas se expande de forma acelerada, alcançando aproximadamente 40% a 50% das localidades isoladas ainda existentes até 2035. Essa transição promove uma redução estrutural e significativa da CCC, que passa a se situar na faixa de R\$ 4 a 6 bilhões anuais, diminuindo a pressão sobre as tarifas de todos os consumidores do país. A pegada de carbono dos SISOL é reduzida de maneira expressiva, configurando uma contribuição relevante para o cumprimento das metas climáticas assumidas pelo Brasil.

6.10. Cenário 3: Transformação Total (Máximo Suporte Regulatório e Financeiro)

Este é o cenário mais transformador, definido por uma reforma regulatória profunda que abre o mercado de suprimento nos SISOL para novos agentes e modelos de negócio. Inspirada pelas discussões iniciadas na Tomada de Subsídios n.º 11/2021, a ANEEL rompe com o paradigma vigente e institui uma nova categoria regulatória: a Microrrede de Utilidade Pública (MUP) (ANEEL, 2022a).

Esse marco permite que empresas privadas especializadas, e não apenas a concessionária de distribuição local, possam construir, operar e manter microrredes em localidades isoladas sob um regime de concessão ou autorização de serviço público. A remuneração desses operadores deixa de estar vinculada ao simples reembolso de custos de combustível e passa a ser baseada em desempenho, dentro de um modelo de regulação por resultados. A receita é associada ao cumprimento de metas de qualidade do serviço, eficiência energética e participação de renováveis, além de possibilitar o comércio de energia e a prestação de serviços ancilares dentro dos limites da microrrede, fomentando um ecossistema inovador (Ordovás Santos, 2025).

Os leilões de suprimento também passam por uma mudança conceitual. Em vez de contratar apenas energia e potência, passam a contratar serviços de eletrificação confiável e limpa para cada localidade. Os proponentes ganham liberdade para apresentar a solução tecnológica que considerem mais adequada, desde que cumpram metas agressivas de descarbonização, como a exigência de que mais de 85% da energia gerada anualmente seja de fontes renováveis. O critério de seleção dos vencedores passa a ser a redução estrutural mais significativa da CCC para a localidade em questão, tornando a eficiência econômica e a sustentabilidade ambiental os pilares centrais do processo competitivo.

6.10.1. Cenário 3: Projeção

A combinação entre um marco regulatório estável e leilões competitivos direcionados atrai um fluxo expressivo de capital privado. Nesse ambiente, a implantação de microrredes avançadas, baseadas em alta participação de energia solar e sistemas de armazenamento em baterias, consolida-se como a solução dominante, chegando a mais de 75% das localidades isoladas até 2035. O efeito sobre a CCC é estrutural: o encargo se torna residual no sistema elétrico, com valor anual projetado inferior a R\$ 2 bilhões.

Os Sistemas Isolados, antes vistos como um passivo oneroso e ambientalmente problemático, passam a desempenhar um papel de vanguarda. Torna-se um campo de experimentação e consolidação de tecnologias de redes inteligentes, de soluções avançadas de armazenamento e de novos modelos de negócio em energia. Além de resolver a contradição histórica de manter comunidades dependentes de diesel em um país de matriz predominantemente limpa, o Brasil se posiciona como referência global na oferta de soluções energéticas sustentáveis para áreas remotas, com potencial de exportar conhecimento, tecnologia e modelos regulatórios.

6.11. Comparação de Cenários: Impactos e Benefícios

A análise comparativa dos três cenários evidencia diferenças profundas nos impactos econômicos, ambientais e sociais, assim como na qualidade e segurança do suprimento de energia para os Sistemas Isolados. Do ponto de vista econômico, a trajetória da CCC é o principal indicador. No cenário inercial, observa-se apenas uma redução inicial e modesta, associada à interligação de algumas localidades já planejadas. Em seguida, os custos voltam a se estabilizar em um patamar elevado, pois a maioria das comunidades permanece dependente do diesel, cujo custo variável de combustível supera, frequentemente, R\$ 1.000/MWh, o que torna a economia acumulada marginal (Eixos, 2023). No cenário acelerado, a substituição gradual dos contratos a diesel por leilões com metas renováveis mais altas gera uma queda acentuada da CCC nos primeiros anos, seguida de estabilização em um nível bem mais baixo, garantindo economia estrutural robusta. Já no cenário transformador, a abertura de mercado e a competição por soluções de menor custo, somadas a metas agressivas de descarbonização, promovem a substituição quase total do diesel, transformando a CCC em um encargo residual e permitindo economias da ordem de dezenas de bilhões de reais para o país.

O LCOE reforça essas diferenças. O diesel apresenta o valor mais elevado, pressionado tanto pelo preço do combustível quanto pelos custos logísticos da Amazônia. A geração solar em *utility scale* já se mostra altamente competitiva, mas sua intermitência limita a aplicação isolada. Configurações híbridas de solar com diesel reduzem o consumo de combustível e oferecem custos médios menores, enquanto a integração de baterias, apesar do maior investimento inicial, possibilita alta penetração renovável, minimiza a operação do diesel e reduz a exposição à volatilidade do petróleo, alcançando o menor custo operacional no longo prazo. Assim, embora os cenários acelerado e transformador exijam maior CAPEX, esses investimentos em solar e armazenamento são amplamente compensados pela queda estrutural da CCC, resultando em benefícios líquidos claros para a sociedade.

Os impactos ambientais também variam significativamente. No cenário inercial, a redução das emissões de gases de efeito estufa é limitada e restrita às localidades interligadas, enquanto nas demais as emissões seguem elevadas. No cenário acelerado, a disseminação de sistemas híbridos permite uma redução de 40% a 50% em relação aos níveis atuais. O cenário transformador, por sua vez, possibilita a eliminação de mais de 90% das emissões associadas ao diesel, resolvendo a principal contradição da matriz elétrica brasileira e alinhando os sistemas isolados às metas climáticas nacionais. Além da mitigação de CO₂, há co-benefícios expressivos: a substituição do diesel elimina poluentes locais como material particulado, NO_x e SO_x, com impacto direto na saúde das comunidades; ao mesmo tempo, a redução do transporte fluvial de combustível diminui riscos de acidentes e derramamentos, protegendo ecossistemas aquáticos essenciais.

Do ponto de vista da qualidade e segurança do suprimento, os cenários também se diferenciam. A dependência atual do diesel torna o modelo frágil, sujeito a interrupções logísticas e à volatilidade de preços internacionais. Microrredes modernas, integradas a sistemas de gerenciamento de energia e armazenamento em baterias, oferecem maior confiabilidade, autonomia e resiliência. Elas são capazes de operar de forma autônoma, isolar falhas sem comprometer toda a rede e manter o fornecimento mesmo em contingências. Projetos-piloto e pesquisas já demonstram ganhos claros em estabilidade de tensão e frequência, confirmando que sistemas baseados em renováveis e armazenamento podem oferecer não apenas energia mais limpa e barata, mas também mais segura e previsível.

Em síntese, enquanto o cenário inercial perpetua custos elevados, emissões expressivas e fragilidade operacional, o cenário acelerado e, sobretudo, o transformador mostram que investimentos mais altos em CAPEX são amplamente compensados por ganhos econômicos estruturais, fortes benefícios ambientais e significativa melhoria na qualidade do suprimento. O contraste deixa evidente que a manutenção do status quo é a opção mais onerosa e menos sustentável, enquanto a adoção de um modelo disruptivo transforma os sistemas isolados em referência de inovação e sustentabilidade energética.

Tabela 26 - Projeção de Impactos por Cenário no Horizonte de 10 Anos (2025-2035)

Métrica de Impacto	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Economia Acumulada na CCC (R\$ bilhões)	15-25	40-60	>80
Redução Acumulada de GEE (Mton CO2eq)	5-10	20-30	>45
Nível de Penetração de Microrredes (%)	<15%	40-50%	>75%
Investimento Estimado em CAPEX (R\$ bilhões)	5-10	20-30	35-50%

6.12. Análise do Marco Regulatório Vigente

O arcabouço legal e regulatório do setor elétrico brasileiro não foi concebido para sustentar uma transição em larga escala dos Sistemas Isolados para modelos baseados em microrredes com alta participação de fontes renováveis. A regulação atual é fragmentada e insuficiente, tratando as microrredes como soluções de nicho ou exceções, em vez de reconhecê-las como uma alternativa estrutural ao paradigma dominante da geração centralizada a diesel.

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 representou um avanço ao consolidar dezenas de normas anteriores relacionadas à prestação do serviço de distribuição (JOTA Info, 2021). Esse marco introduziu formalmente a figura dos Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI), definidos como sistemas de até 100 kW voltados para múltiplas unidades consumidoras (ANEEL, 2022c). No entanto, a abrangência dos MIGDI é claramente limitada à universalização do acesso em comunidades de pequeno porte, não se aplicando ao desafio de substituir sistemas isolados de médio e grande porte, que atendem cidades inteiras com demandas na ordem de megawatts (ANEEL, 2022c).

A Lei nº 14.300/2022, o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, também trouxe avanços, mas seu foco foi essencialmente nos sistemas conectados à rede do SIN, estabelecendo as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (Baptista; da Silva; Fonseca, 2022). Embora relevante para a expansão da geração distribuída, essa lei não aborda os modelos de negócio, a estrutura de remuneração nem os desafios técnicos e operacionais das microrredes que funcionam de forma isolada e permanente (Campos; Vita, 2025).

As lacunas regulatórias têm sido reconhecidas em processos consultivos, como a Tomada de Subsídios n.º 11/2021, que reuniu contribuições sobre recursos energéticos distribuídos. Nesse fórum, diversos agentes do setor apontaram a necessidade urgente de um plano estratégico para adaptar a regulação de modo a permitir a inserção estruturada de microrredes, sistemas de armazenamento e outros recursos (ANEEL, 2022a). O simples fato de tal consulta ter sido aberta já indica que o arcabouço vigente não responde adequadamente aos desafios atuais. O paradigma regulatório continua fortemente ancorado na lógica centralizada, e a mudança necessária não se limita a ajustes pontuais, mas requer a criação de uma nova categoria regulatória capaz de reconhecer e enquadrar as microrredes como parte integrante e estratégica do sistema elétrico brasileiro.

6.13. Identificação das Barreiras Regulatórias

A análise do marco regulatório vigente e de estudos especializados evidencia quatro barreiras centrais que limitam o avanço da adoção de microrredes nos Sistemas Isolados (SISOL).

- Ausência de modelo de negócio e definição de propriedade: O arcabouço atual não estabelece com clareza quem pode construir, possuir e operar uma microrrede em regime de serviço público. A responsabilidade recairia sobre a concessionária local, um Produtor

Independente de Energia (PIE), um consórcio comunitário ou um novo agente especializado? Essa indefinição jurídica gera insegurança e inibe o interesse de investidores em estruturar projetos (Ordovás Santos, 2025).

- Incerteza e distorções na remuneração: O modelo vigente se ancora no reembolso dos custos de combustível via CCC, o que cria um incentivo perverso: remunera-se o consumo de diesel em vez da eficiência operacional ou da qualidade do serviço (CCEE, 2025a). Não existem mecanismos que valorizem atributos que microrredes avançadas oferecem, como confiabilidade, redução de perdas, resiliência e uso de energia limpa.
- Rigidez nos modelos de contratação: Os leilões voltados aos SISOL ainda seguem a lógica tradicional de contratação de energia e potência. Essa estrutura engessa a participação de soluções integradas, que poderiam combinar geração renovável, armazenamento e gestão inteligente da demanda em um serviço único e otimizado (Canal Solar, 2025a).
- Dificuldade de acesso ao financiamento: A soma dessas incertezas regulatórias amplia a percepção de risco entre bancos e investidores. Projetos de microrredes renováveis exigem alto investimento inicial (CAPEX elevado) e apresentam custos operacionais baixos, ao contrário da geração a diesel, que combina CAPEX reduzido com OPEX elevado. Sem um fluxo de receita previsível e respaldado por um marco regulatório estável, o financiamento dessas soluções se torna mais caro e menos acessível, limitando a entrada de alternativas mais eficientes (Marinho, 2011).

6.14. Propostas para o Aprimoramento Regulatório

Para superar as barreiras identificadas e viabilizar os cenários de maior benefício para o país, é necessária uma agenda de reformas regulatórias ambiciosa e bem direcionada. Um primeiro passo seria a criação, pela ANEEL, da categoria “Microrrede de Utilidade Pública” (MUP), capaz de enquadrar de forma específica as microrredes que assumem a prestação do serviço público de energia elétrica em localidades isoladas. Essa nova regulação deve definir com clareza quem pode ser o operador, quais são seus direitos e deveres, os padrões mínimos de qualidade e confiabilidade do serviço, as regras de relacionamento com os consumidores e o modelo de outorga, seja por concessão ou autorização.

Outra medida importante é a transição do modelo de simples reembolso de custos para um sistema de remuneração por desempenho. Nesse arranjo, a receita do operador teria como limite o custo evitado da geração a diesel na localidade, o chamado teto da CCC, e seria ajustada por incentivos e penalidades vinculados ao cumprimento de metas de eficiência, continuidade, participação de renováveis e satisfação dos consumidores. Esse modelo alinha os interesses do operador com os objetivos do sistema elétrico e da sociedade, estimulando inovação e eficiência.

Também é necessário redesenhar os leilões de suprimento. Em vez de contratar energia e potência, os editais devem licitar a outorga para operar uma MUP, permitindo que os proponentes apresentem soluções tecnológicas livres, desde que cumpram requisitos mínimos de confiabilidade e descarbonização. O critério de seleção deve ser a maior redução em relação ao teto da CCC, garantindo que a competição resulte em menor subsídio. A valoração das emissões evitadas, já prevista em R\$ 150/tCO₂eq, deve ser incorporada como componente explícito da análise de custo-benefício.

Por fim, recomenda-se que o MME, com apoio técnico da EPE, estabeleça um plano decenal de metas vinculantes para a redução da geração a diesel nos Sistemas Isolados. Esse plano deve orientar a periodicidade e os requisitos dos leilões, dar previsibilidade regulatória e alinhar a transição energética com as diretrizes do programa Energias da Amazônia e com os compromissos climáticos do Brasil. Assim, cria-se uma base sólida para atrair investimentos privados, reduzir custos sistêmicos e acelerar a descarbonização do setor.

6.15. Resumo

O capítulo analisa a expansão das microrredes em sistemas isolados brasileiros e mostra que a ausência de um marco regulatório específico mantém o setor preso a um modelo caro e poluente, sustentado pelo subsídio ao diesel via CCC. Entre 2013 e 2022, os gastos com a CCC saltaram de R\$ 4 bilhões para R\$ 12 bilhões e a previsão para 2025 é de R\$ 12,7 bilhões, valores que subsidiam não apenas o combustível, mas também as elevadas perdas elétricas, que em alguns casos superam 45%. Esse mecanismo perpetua ineficiências e transfere custos ao conjunto da sociedade.

O texto mostra ainda que programas como o PRODEEM, o Luz para Todos, o Mais Luz para a Amazônia e o Energias da Amazônia contribuíram para ampliar o acesso em regiões remotas, mas enfrentaram problemas de gestão, limitações de escopo e dificuldades de continuidade. Os projetos de pesquisa e desenvolvimento regulados pela ANEEL, como a microrrede de Remanso (BA) implementada pela Neoenergia em parceria com o LACTEC, assim como iniciativas acadêmicas e empresariais em diferentes estados, têm sido fundamentais para validar modelos técnicos e regulatórios. No entanto, a consolidação das microrredes ainda esbarra em desafios recorrentes, como a logística em áreas remotas, a escassez de dados de consumo, a dificuldade de financiamento, a ausência de suporte técnico regionalizado, a resistência cultural à substituição do diesel e a baixa participação comunitária.

A difusão das microrredes até 2035 depende da evolução de quatro eixos: regulação, financiamento, modelos de negócio e tecnologia. Do lado regulatório, a consolidação dos MIGDI e SIGFI e a criação de regras claras para partilha de energia são fundamentais. No financiamento, o fortalecimento do Fundo Clima, da CDE e de novos mecanismos como créditos de carbono pode viabilizar investimentos. Em termos de modelos de negócio, a entrada de cooperativas, startups e ESCOs traz flexibilidade, enquanto o eixo tecnológico é impulsionado pela queda dos custos das baterias, pela evolução dos inversores em modo *grid-forming* e pela digitalização dos sistemas de gerenciamento.

Três cenários prospectivos são apresentados. No cenário inercial, a evolução segue a trajetória atual, com interligações limitadas e substituição marginal de diesel por híbridos pouco renováveis. A CCC se mantém em patamares elevados, entre R\$ 8 e 10 bilhões por ano, menos de 15% das localidades adota microrredes renováveis e as emissões seguem altas. No cenário de hibridização acelerada, políticas públicas mais proativas, leilões exigindo maior participação renovável e maior uso de baterias levam a uma redução estrutural da CCC para valores entre R\$ 4 e 6 bilhões por ano, com penetração de microrredes em 40% a 50% das localidades e expressiva queda de emissões. Já o cenário transformador se apoia na criação da categoria de MUP, na remuneração por desempenho e na abertura do mercado para novos agentes. Nessa hipótese, mais de 75% das localidades são atendidas por microrredes renováveis até 2035, a CCC se torna residual, inferior a R\$ 2 bilhões anuais, e as emissões caem mais de 90%, transformando os sistemas isolados em referência de inovação energética.

A conclusão do capítulo é clara: a manutenção do modelo atual é a opção mais cara e menos sustentável. A hibridização já oferece ganhos relevantes, mas somente um marco regulatório transformador pode assegurar economia estrutural, descarbonização profunda e melhoria da confiabilidade do suprimento. Nesse cenário, os sistemas isolados deixam de ser um passivo oneroso e ambientalmente problemático e passam a representar um campo estratégico de inovação e liderança global em soluções energéticas sustentáveis.

7. Conclusões e Recomendações Finais

7.1. Síntese das Abordagens Técnica e Econômica

A integração das fontes renováveis de geração de energia elétrica reduz custos operacionais e a dependência de combustíveis fósseis em sistemas isolados, como diversos locais na região amazônica. Nesse sentido, as microrredes se mostram como uma opção que permite maior confiabilidade e resiliência na inclusão destas fontes visando o fornecimento de energia elétrica. Apesar das diversas vantagens dessa tecnologia, existem muitos desafios a serem superados. Questões de controle, proteção e comunicação são fatores críticos que devem ser aprimorados para garantir a estabilidade e operação otimizada do sistema.

A geração de energia elétrica para microrredes isoladas inclui a maior integração de fontes renováveis, como energia solar fotovoltaica e eólica, devido à queda nos custos de geração e maior eficiência tecnológica. No caso específico da região amazônica, a energia solar tem maior potencial. Abordagens que utilizam gás natural também podem ser viáveis em substituição ou complementação à geração diesel. Sistemas híbridos que combinam múltiplas fontes de geração (renováveis, geradores a diesel e biomassa) bem como dispositivos de armazenamento serão amplamente adotados.

A arquitetura escolhida para a microrrede, seja ela em corrente contínua, alternada ou híbrida, também influencia na viabilidade econômica de um projeto. A arquitetura CA é madura e padronizada, tendo sido a mais adotada. Contudo, a arquitetura CC se destaca pela redução nos estágios de conversão necessários, principalmente quando as fontes de geração são painéis fotovoltaicos ou quando há a presença de dispositivos de armazenamento de energia e de cargas eletrônicas, que naturalmente operam em corrente contínua.

Apesar do investimento inicial mais elevado em relação à geração a diesel, presente na maioria dos sistemas isolados, há benefícios a longo prazo no que tange à implementação de microrredes, por meio da redução dos custos operacionais e dos impactos ambientais. Entretanto, a interligação do sistema isolado ao Sistema Interligado Nacional não pode ser descartada quando há a viabilidade técnica e econômica.

7.2. Perspectivas Futuras para Sistemas Isolados com Microrredes

A adoção de microrredes encontra-se em consolidação tecnológica e crescimento gradual, amparados pela queda de custos da geração fotovoltaica e sistemas de armazenamento (principalmente as baterias de lítio). Tão logo essas questões técnicas sejam superadas, poderão ser replicáveis a diferentes contextos geográficos e sociais. Neste cenário, a formação de microrredes em sistemas isolados da Amazônia e em outras regiões do Brasil (áreas rurais, comunidades indígenas, bases militares) se apresenta como uma alternativa promissora. Os sistemas híbridos tendem a ser dominantes, reduzindo a dependência dos combustíveis fósseis.

A utilização cada vez mais frequente de dispositivos de controle e automação, aliados a sistemas de comunicação robustos, permitirá às microrredes a capacidade de operação flexível. Aplicações de inteligência artificial serão fundamentais, tendo em vista a abundância de dados monitorados em tempo real. Tarefas como gerenciamento energético, a previsão de carga e de geração, resposta à demanda e corte de carga, poderão ser executadas remotamente, de maneira ágil e otimizada, visando o melhor aproveitamento energético e a capacidade de responder adequadamente frente a perturbações.

Desafios logísticos e socioambientais presentes em sistemas isolados se somam às restrições econômicas para conexão destas localidades ao sistema interligado nacional, tal que a formação de microrredes representa uma forma sólida de conciliar o fornecimento seguro de energia elétrica com a

preservação ambiental. Além disso, as microrredes permitem a promoção do desenvolvimento socioeconômico local, levando maior acesso à informação, saúde e educação.

7.3. Direcionamentos Estratégicos para Política Pública, Pesquisa e Implementação

A consolidação de microrredes em sistemas isolados depende de uma articulação abrangente entre políticas públicas, pesquisa e implementação prática. Para isso, é fundamental que políticas públicas incentivem a adoção dessas soluções, por meio de subsídios e marcos regulatórios adequados, acompanhados de linhas de financiamento específicas que viabilizem a pesquisa, o desenvolvimento e a implantação de projetos.

A cooperação entre universidades, empresas, centros de pesquisa e o governo emerge como elemento central para impulsionar avanços tecnológicos e estruturar modelos de negócios sustentáveis. Além disso, a padronização de tecnologias e a capacitação da mão de obra local configuram-se como medidas essenciais para a difusão dessas iniciativas.

Contudo, permanecem desafios estruturais significativos, como a complexidade logística para transporte de equipamentos, a escassez de dados consistentes sobre consumo, as dificuldades de financiamento e a carência de fornecedores regionais. Soma-se a isso a necessidade de valorizar a governança comunitária e a participação ativa das comunidades locais, como fator determinante para o êxito das iniciativas.

A experiência internacional indica a importância de adotar uma abordagem que vá além do custo da energia, incorporando dimensões mais amplas relacionadas à soberania, à geração de empregos locais e ao desenvolvimento social.

8. Referências

- ABB. *Data Center Solutions: shaping the future together*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://new.abb.com/data-centers>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ABEEÓLICA. *Estudo de cadeia de valor: energia eólica offshore – sumário executivo*. [S. l.: s. n.], dez. 2022.
- ABRAGEL; REDAÇÃO. *Custo das fontes na tarifa de energia paga pelos consumidores*. [S. l.], ago. 2024. Disponível em: <https://megawhat.energy/conteudo-de-marca/coluna-abragel/custo-das-fontes-na-tarifa-de-energia-paga-pelos-consumidores/>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ABRAGET. *Contribuição da ABRAGET à Consulta Pública MME nº 195 sobre o PDE 2034 e referências ao PDE 2035*. [S. l.: s. n.], dez. 2024. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=3cd23680-9e40-7ce4-9893-40ac8d660e67&groupId=436859. Acesso em: 22 set. 2025.
- ABUSAQ, M.; ZOHDY, M. A. Optimizing renewable energy integration through innovative hybrid microgrid design: a case study of Najran Secondary Industrial Institute in Saudi Arabia. *Clean Technologies*, [S. l.], v. 6, n. 2, p. 397–417, 2024. DOI: 10.3390/cleantechnol6020020. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2571-8797/6/2/20>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, [S. l.], v. 57, n. 3, p. 195–204, abr. 2001. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- AGÊNCIA GOV/EBC. Custos com a Conta de Consumo de Combustíveis apresentam o menor valor desde 2018. [S. l.], ago. 2024. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202408/custos-com-a-conta-de-consumo-de-combustiveis-apresentam-o-menor-valor-desde-2018>. Acesso em: 22 set. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Universalização dos serviços públicos de energia elétrica*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/universalizacao/universalizacao-dos-servicos-publicos-de-energia-eletrica>. Acesso em: 29 mar. 2025.
- AGENCY, X. N. Industrial park microgrid launched for renewable energy use in east China. [S. l.], mar. 2025. Disponível em: <http://english.news.cn/20250327/c75a2a428f944c7bbefae2d2d3d04e8c/c.html>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ALMEIDA, M. A. F. Topologias, vantagens e desvantagens de uma microrrede inteligente. Uberlândia, MG: [s. n.], 2024. 37 p. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/41815/1/TopologiasVantagens.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.
- AMADEO, K. Oil price forecast: 2023, 2025, 2030. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.thebalancemoney.com/oil-price-forecast-3306219>. Acesso em: 22 set. 2025.
- AMAZONAS ENERGIA S/A. *Despesas associadas à Conta de Consumo de Combustível – CCC*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://website.amazonasenergia.com/informacoes/despesas-associadas-a-cccc/>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ANEEL. *Análise para normatização de recursos energéticos distribuídos é divulgada pela ANEEL*. [S. l.], 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/analise-para-normatizacao-de-recursos-energeticos-distribuidos-e-divulgada-pela-aneel>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 215/2022 SGT SRG SFF SRD – Proposta de orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2023*. [S. l.: s. n.], nov. 2022b. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?participacaopublica=WARparticipacaopublicaportlet;ideDocumento=48030&participacaopublica=WARparticipacaopublicaportlet;tipoFaseReuniao=fase&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col count=2&p_p_col id=column-

[2&p_p_col_pos=1&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_mode=view&p_p_state=normal](#). Acesso em: 22 set. 2025.

ANEEL. *Orçamento da CDE 2025, de R\$ 49,2 bilhões, é aprovado pela ANEEL*. [S. l.], jul. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/orcamento-da-cde-2025-de-r-49-2-bilhoes-e-aprovado-pela-aneel>. Acesso em: 22 set. 2025.

ANEEL. *Sistemas isolados e com fontes intermitentes*. [S. l.], 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/sistemas-isolados-e-com-fontes-intermitentes>. Acesso em: 22 set. 2025.

ANL. *Cost analysis and projections for U.S.-manufactured automotive lithium ion batteries*. [S. l.: s. n.], jan. 2024. Disponível em: <https://publications.anl.gov/anlpubs/2024/01/187177.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

ANP. *Painel de produção de biodiesel*. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-de-produtores-de-biodiesel>. Acesso em: 22 set. 2025.

ANP. *Síntese dos preços praticados – Brasil. Resumo II – Diesel R\$/l. Período: 2013*. [S. l.], 2013. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/preco/>. Acesso em: 22 set. 2025.

ARAUJO, T.; M. R. *Interligação de sistemas isolados*. Belém, PA, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/programa-energias-da-amazonia/sistemas-isolados/apresentacoes-primeiro-dia-21-11-2024>. Acesso em: 22 set. 2025.

ARCANJO, A. et al. Construção de norma técnica SIGFI para expansão do acesso à energia elétrica no âmbito do MLpA. In: *XV SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2022, [S. l.]. Anais [...]. [S. l.: s. n.], 2022.

ARENA. *ARENA backs 50 million microgrids pilot*. [S. l.: s. n.], set. 2021a. Disponível em: <https://www.ecogeneration.com.au/arena-backs-50m-microgrids-pilot/>. Acesso em: 22 set. 2025.

ARENA. *Regional Australia Microgrid Pilots Program: frequently asked questions*. [S. l.: s. n.], set. 2021b. Disponível em: <https://arena.gov.au/assets/2021/09/regional-australia-microgrid-pilots-program-guidelines-faq.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

ARENA. *Regional Australia Microgrid Pilots Program: guidelines*. [S. l.: s. n.], set. 2021c. Disponível em: <https://arena.gov.au/assets/2021/09/regional-australia-microgrid-pilots-program-guidelines.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

ARENA. *Regional Microgrids Program: guidelines*. [S. l.: s. n.], ago. 2023. Disponível em: <https://arena.gov.au/assets/2023/08/regional-microgrids-program-guidelines.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

BADRA, M. *Microrrede instalada em reserva extrativista no Acre ganha prêmio internacional*. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/microrrede-instalada-em-reserva-extrativista-no-acre-ganha-premio-internacional/>. Acesso em: 22 set. 2025.

BAPTISTA, D. F. F.; DA SILVA, L. C. P.; FONSECA, I. C. A natureza jurídica da geração distribuída de energia elétrica no Brasil. *Revista de Direito Público (RDP)*, [S. l.], v. 19, n. 104, p. 112–134, 2022. DOI: 10.11117/rdp.v19i104.6956. Disponível em: <https://dspace.unila.edu.br/items/aac67124-2d86-4731-855a-b8c3865d0450>. Acesso em: 22 set. 2025.

BARBOSA, L. T.; VASCONCELOS, S. D.; ROSAS, P. A. C.; CASTRO, J. F. C.; BARBOSA, D. C. P. Assessment of green hydrogen as energy supply alternative for isolated power systems and microgrids. *Energies*, [S. l.], v. 17, n. 19, p. 4774, 24 set. 2024. DOI: 10.3390/en17194774.

BARIK, A. K.; DAS, D. C.; LATIF, A.; HUSSAIN, S. M. S.; USTUN, T. S. Optimal voltage–frequency regulation in distributed sustainable energy-based hybrid microgrids with integrated resource planning. *Energies*, [S. l.], v. 14, n. 10, p. 2735, 11 maio 2021. DOI: 10.3390/en14102735.

BIDRAM, A.; DAVOUDI, A. Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, [S. l.], v. 3, n. 4, p. 1963–1976, dez. 2012. DOI: 10.1109/TSG.2012.2197425.

BIODIESELBR. *Biodiesel retoma alta e preço do litro supera a barreira dos R\$ 5*. [S. l.], jul. 2024. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/usinas/producao/biodiesel-retoma-alta-e-preco-do-litro-supera-barreira-dos-r-5-250724>. Acesso em: 22 set. 2025.

BISSIRIOU, A. O. S. *Contribuições para o gerenciamento de energia de microrredes CA monofásicas usadas em comunidades isoladas*. 2023. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/bitstreams/49d2f528-29ed-4f93-91c2-b15f0a2e19f5/download>. Acesso em: 22 set. 2025.

BNEF. *Battery pack prices drop to \$139/kWh in 2023, reversing 2022 uptick*. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-drop-to-139-kwh-in-2023-reversing-2022-uptick/>. Acesso em: 22 set. 2025.

BNEF. *Battery pack prices fall as market ramps up with market average at \$137/kWh in 2020*. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-137-kwh-in-2020/>. Acesso em: 22 set. 2025.

BNEF. *Battery pack prices rise for first time to an average of \$132/kWh*. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-132-kwh/>. Acesso em: 22 set. 2025.

BNEF. *Battery prices rise to \$151/kWh in 2022, but fall expected ahead*. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/battery-prices-rise-to-151-kwh-in-2022-but-fall-expected-ahead/>. Acesso em: 22 set. 2025.

BNEF. *Brazil transition factbook*. [S. l.: s. n.], 2024a.

BNEF. *Energy transition investment trends 2025*. [S. l.: s. n.], 2025a. Disponível em: <https://about.bnef.com/energy-transition-investment/>. Acesso em: 22 set. 2025.

BNEF. *Global cost of renewables to continue falling in 2025 as China extends manufacturing lead*. [S. l.: s. n.], fev. 2025b. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/global-cost-of-renewables-to-continue-falling-in-2025-as-china-extends-manufacturing-lead-bloombergnef/>. Acesso em: 22 set. 2025.

BNEF. *Global energy storage market set to hit one terawatt-hour by 2030*. [S. l.], 2025c. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/global-energy-storage-market-set-to-hit-one-terawatt-hour-by-2030/>. Acesso em: 22 set. 2025.

BNEF. *Global energy storage market to grow 15-fold by 2030*. [S. l.: s. n.], 2025d. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/commodities/global-energy-storage-market-to-grow-15-fold-by-2030/>. Acesso em: 22 set. 2025.

BNEF. *Global PV market outlook – 3Q 2024*. [S. l.: s. n.], 2024b.

BOER, L.; PESCATORI, A.; STUERMER, M.; VALCKX, N. *Soaring metal prices may delay energy transition*. *IMF Blog*, [S. l.], nov. 2021. Disponível em: <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2021/11/10/soaring-metal-prices-may-delay-energy-transition>. Acesso em: 22 set. 2025.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Manual de operacionalização do Programa Mais Luz para a Amazônia*. Brasília: [S. n.], 2020. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/acoes-e-programas/programa-mais-luz-para-a-amazonia>. Acesso em: 29 mar. 2025.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Programa Luz para Todos*. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/Programa%20Luz%20para%20Todos/sobre-o-programa>. Acesso em: 29 mar. 2025.

- BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Programa Mais Luz para a Amazônia*. 2025. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/acoes-e-programas/programa-mais-luz-para-a-amazonia>. Acesso em: 29 mar. 2025.
- CAGNANO, A.; DE TUGLIE, E.; MANCARELLA, P. Microgrids: overview and guidelines for practical implementations and operation. *Applied Energy*, [S. l.], v. 258, p. 114039, jan. 2020. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114039.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. *Final project report: microgrid analysis and case studies report*. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2021-06/CEC-500-2018-022.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CAMPOS, I. S.; VITA, J. B. Microrredes: desafios e tendências para geração de energia sustentável na perspectiva do consumidor. *Scientia Iuris*, [S. l.], v. 29, n. 1, p. 56–70, mar. 2025. DOI: 10.5433/2178-8189.2025v29.n1.p56-70. Disponível em: <https://ojs.uel.br/revistas/uel/index.php/iuris/>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CANADA ENERGY REGULATOR. *Market snapshot: clean energy projects in remote indigenous and northern communities*. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2023/market-snapshot-clean-energy-projects-remote-indigenous-northern-communities.html>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CANADA NATURAL RESOURCES. *Green infrastructure programs*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://natural-resources.canada.ca/climate-change/green-infrastructure-programs>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CANADIAN INDIGENOUS INVESTMENT. *Case study: indigenous-led infrastructure projects across Canada*. *Canadian Indigenous Investment*, [S. l.], 2025a. Disponível em: <https://canadianindigenousinvestment.gigcmo.com/case-study-indigenous-led-infrastructure-projects-across-canada>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CANADIAN INDIGENOUS INVESTMENT. *Case study: indigenous-led infrastructure projects across Canada*. [S. l.], 2025b.
- CANAL ENERGIA. *Aneel define limites de DEC e FEC de cooperativas*. [S. l.], ago. 2024. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53236514/aneel-define-limites-de-dec-e-fec-de-cooperativas>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CANAL ENERGIA. *EPE mapeia 37 interligações para os sistemas isolados até 2027*. [S. l.], dez. 2022. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53233040/epe-mapeia-37-interligacoes-para-os-sistemas-isolados-ate-2027>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CANAL ENERGIA. *EPE projeta custos do diesel para sistemas isolados e UTEs do Sul em 2024*. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53260232/epe-projeta-custos-do-diesel-para-sistemas-isolados-e-utes-do-sul-em-2024>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CANAL SOLAR. *ANEEL abre consulta pública para leilão de sistemas isolados*. [S. l.], 2025a. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/aneel-consulta-publica-leilao-sistemas-isolados/>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CANAL SOLAR. *Energia solar deverá crescer 25% e ultrapassar 64 GW em 2025*. [S. l.], 2024.
- CANAL SOLAR. *O que é o LCOE e como utilizar nos projetos fotovoltaicos?* [S. l.], 2025b. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-lcoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 22 set. 2025.
- CASTELO BRANCO, C. A. S. et al. Mission critical microgrids: the case of the Alcântara Space Center. *Energies*, [S. l.], v. 15, n. 9, p. 3226, 28 abr. 2022. DOI: 10.3390/en15093226.

CASTILLA, M.; DE VICUÑA, L. G.; MIRET, J. Control of power converters in AC microgrids. In: *Microgrids design and implementation*. Cham: Springer International Publishing, 2019. p. 139–170. DOI: 10.1007/978-3-319-98687-6_5.

CASTILLO-CALZADILLA, T. et al. Is it feasible a massive deployment of low voltage direct current microgrids renewable-based? A technical and social sight. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [S. l.], v. 161, p. 112198, jun. 2022. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112198.

CASTILLO-CALZADILLA, T.; MACARULLA, A. M.; KAMARA-ESTEBAN, O.; BORGES, C. E. A case study comparison between photovoltaic and fossil generation based on direct current hybrid microgrids to power a service building. *Journal of Cleaner Production*, [S. l.], v. 244, p. 118870, jan. 2020. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118870.

CCEE. *Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)*. [S. l.], 2025a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-consumo-de-combustiveis-%20ccc#:~:text=A%20Conta%20de%20Consumo%20de,Sistema%20Interligados%20Nacional%20>. Acesso em: 22 set. 2025.

CCEE. *Contas setoriais*. [S. l.]: CCEE, 2025b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais>. Acesso em: 22 set. 2025.

CECP. *Success story of solar mini-grids in India – Husk Power Systems*. [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: <https://www.cecp-eu.in/ficep/success-stories/detail/success-story-of-solar-mini-grids-in-india-husk-power-systems>. Acesso em: 22 set. 2025.

CHANDRA, A.; SINGH, G. K.; PANT, V. Protection techniques for DC microgrid – a review. *Electric Power Systems Research*, [S. l.], v. 187, p. 106439, out. 2020. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106439.

CHINA DAILY. *Microgrids power China green energy transition*. [S. l.], maio 2025. Disponível em: <https://www.chinadaily.com.cn/a/202505/20/WS682bdf3ba310a04af22c0620.html>. Acesso em: 22 set. 2025.

CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. *Microgrids and active distribution networks*. [S. l.]: Institution of Engineering and Technology, 2009. DOI: 10.1049/PBRN006E.

CLEAN TECHNOLOGY HUB. *Regulation for mini grids*, 2016. [S. l.], 2016. Disponível em: <https://cleantechnologyhub.com/wp-content/uploads/2022/07/MINI-GRID-REGULATIONS.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

CLIMATE; PARTNERSHIPS, E. *Smart grid development in China: achievements and trends*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://climateandenergypartnerships.org/studies/smart-grid-development-in-china-achievements-and-trends/>. Acesso em: 22 set. 2025.

CNI. *Oportunidades e desafios para geração eólica offshore no Brasil e a produção de hidrogênio de baixo carbono*. [S. l.: s. n.], set. 2023. Disponível em: https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/2a/61/2a61a6a8-abf5-4eea-8328-865725c995a4/id_243190_oportunidades_e_desafios_para_geracao_eolica_web.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

COSTA OLIVEIRA, C. H. da et al. Evaluation of the hydraulic potential with hydrokinetic turbines for isolated systems in locations of the Amazon region. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, [S. l.], v. 45, p. 101079, jun. 2021. DOI: 10.1016/j.seta.2021.101079.

COSTA, T. et al. Padronização técnica de microrredes remotas para acesso à energia elétrica pelo Programa MLpA com aplicação de MIGDI. In: *XV SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2022, Foz do Iguaçu. Anais [...]. Foz do Iguaçu: [S. n.], 2022.

CRECERTO MICROCRÉDITO. *ROI (Retorno sobre o investimento)*. 2025. Disponível em: <https://crecerto.org.br/glossario/roi-retorno-sobre-o-investimento-glossario-crecerto/>. Acesso em: 22 set. 2025.

DARMINTO, B.; HERCULANO, G. *Forecasting demand for batteries until 2030 and considerations on supply*. [S. l.], 2022.

DAWOOD, F.; SHAFIULLAH, G. M.; ANDA, M. Stand alone microgrid with 100 % renewable energy: a case study with hybrid solar PV battery hydrogen. *Sustainability*, [S. l.], v. 12, n. 5, p. 2047, 2020. DOI: 10.3390/su12052047. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/5/2047>. Acesso em: 22 set. 2025.

DE MACÊDO, L. R. *Análise comparativa entre microrredes em corrente contínua e em corrente alternada*. 2019. Dissertação (Mestrado) – Instituto Politécnico de Bragança (IPB), Bragança, Portugal, 2019. Disponível em: https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/21670/1/Macedo_Leonardo.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

DECUIR, J.; MICHAEL, P. Draft IEEE standard for DC microgrids for rural and remote electricity access applications. In: *IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*, 2017, [S. l.]. Anais [...]. [S. l.]: IEEE, nov. 2017. p. 1–5. DOI: 10.1109/SusTech.2017.8333510.

DELBONI, L. F. N. et al. Electrical power systems: evolution from traditional configuration to distributed generation and microgrids. In: *Microgrids design and implementation*. Cham: Springer International Publishing, 2019. p. 1–25. DOI: 10.1007/978-3-319-98687-6_1.

DRAGICEVIC, T.; LU, X.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. DC microgrids – Part II: a review of power architectures, applications, and standardization issues. *IEEE Transactions on Power Electronics*, [S. l.], v. 31, n. 5, p. 3528–3549, maio 2016. DOI: 10.1109/TPEL.2015.2464277.

EBC (EMPRESA BRASIL DE COMUNICAÇÃO). *MME e EPE lançam plataforma para dar transparência de dados dos sistemas isolados*. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://agenciagov.etc.com.br/noticias/202403/mme-e-epe-lancam-plataforma-para-dar-transparencia-de-dados-dos-sistemas-isolados>. Acesso em: 22 set. 2025.

EDP SOLUÇÕES. *LCOE: o que é e como calcular o custo nivelado de energia?* [S. l.], 2025. Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/lcoe-calculo-custo-nivelado-energia/>. Acesso em: 22 set. 2025.

EDSTRÖM, K. et al. *Battery 2030+ roadmap: updated August 2023*. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://battery2030.eu/research/roadmap/>. Acesso em: 22 set. 2025.

EGHTEDARPOUR, N.; FARJAH, E. Distributed charge/discharge control of energy storages in a renewable-energy-based DC micro-grid. *IET Renewable Power Generation*, [S. l.], v. 8, n. 1, p. 45–57, jan. 2014. DOI: 10.1049/iet-rpg.2012.0112.

EIA. *Annual photovoltaic module shipments report*. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: https://www.eia.gov/renewable/annual/solar_photo/. Acesso em: 22 set. 2025.

EIA. *Today in energy: cost of solar PV shipments continues to fall*. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=60261>. Acesso em: 22 set. 2025.

EIXOS. *Sistemas isolados no Brasil: como 0,6% é igual a R\$ 12 bilhões?* [S. l.], jan. 2023. Disponível em: <https://eixos.com.br/energia-eletrica/sistemas-isolados-no-brasil-como-06-e-igual-a-r-12-bilhoes/>. Acesso em: 22 set. 2025.

EIXOS ENERGIA ELÉTRICA. *Mais caras, eólicas offshore poderiam suprir demanda em períodos secos, aponta estudo*. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://eixos.com.br/energia-eletrica/mais-caras-eolicas-offshore-poderiam-suprir-demanda-em-periodos-secos-aponta-estudo/>. Acesso em: 22 set. 2025.

ELALFY, D. A. et al. Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends. *Energy Strategy Reviews*, [S. l.], v. 54, p. 101482, jul. 2024. DOI: 10.1016/j.esr.2024.101482.

ELETROBRAS. *Guia técnico para atendimento com sistemas de geração fotovoltaica no âmbito dos Programas Luz para Todos e Mais Luz para a Amazônia*. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia->

[eletrica/copy2_of_programa-de-eletrificacao-rural/normativos/documentos/GuiaTcnicoParaAtendimentoComSistemasdeGeracaoFotovoltaicanombitosLPTeMLA..pdf](#). Acesso em: 22 set. 2025.

ELETROBRAS. *Projeto de referência para atendimento aos mercados isolados da Eletrobras Distribuição Acre Lote – III*. [S. l.], 2013.

EMERALD FOUNDATION. *Charting the path to a sustainable future: Fort Chipewyan off-grid solar farm & storage*. [S. l.], 2022. Disponível em: https://emerald.foundation.ca/aef_awards/charting-the-path-to-a-sustainable-future-fort-chipewyan-off-grid-solar-farm-storage/. Acesso em: 22 set. 2025.

ENERGY INSTITUTE (FORMERLY BP). *Statistical review of world energy 2024*. [S. l.: s. n.], 2024.

ENERGY MONITOR. *How indigenous communities became major players in Canada's energy transition*. [S. l.], 2022a. Disponível em: <https://www.energymonitor.ai/policy/just-transition/how-indigenous-communities-became-major-players-in-canadas-energy-transition/>. Acesso em: 22 set. 2025.

ENERGY MONITOR. *How indigenous communities became major players in Canada's energy transition*. [S. l.], 2022b. Disponível em: <https://www.energymonitor.ai/policy/just-transition/how-indigenous-communities-became-major-players-in-canadas-energy-transition/>. Acesso em: 22 set. 2025.

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP). *The off-grid opportunity in Nigeria*. [S. l.], 2017. Disponível em: https://www.esmap.org/sites/default/files/Presentations/REA_Damilola-Off-Grid%20Opportunity_03122017_web.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

ENERGY-STORAGE.NEWS. *Behind the numbers: BNEF finds 40% year-on-year drop in BESS costs*. [S. l.], 2025a. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/behind-the-numbers-bnef-finds-40-year-on-year-drop-in-bess-costs/>. Acesso em: 22 set. 2025.

ENERGY-STORAGE.NEWS. *Lithium-ion battery pack prices fall 20% in 2024 amidst "fight for market share"*. [S. l.], 2025b. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/lithium-ion-battery-pack-prices-fall-20-in-2024-amidst-fight-for-market-share/>. Acesso em: 22 set. 2025.

ENERGY STORAGE.NEWS. *Rising flow battery demand 'will drive global vanadium production to double by 2031'*. *Energy Storage.News*, [S. l.], jun. 2022. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/rising-flow-battery-demand-will-drive-global-vanadium-production-to-double-by-2031/>. Acesso em: 22 set. 2025.

ENGENHARIA ELÉTRICA – UFES. *Análise comparativa de desempenho entre filtros híbridos aplicados em uma microrrede C.A.* [S. l.], 2025. Disponível em: https://ele.ufes.br/sites/engenhariaeletrica.ufes.br/files/field/anexo/pgii_sebastiao_gireli_filho.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

ENLIT.WORLD. *Clean power tech costs to fall to record lows in 2025, says BloombergNEF*. [S. l.], fev. 2025. Disponível em: <https://www.enlit.world/finance-investment/clean-power-tech-costs-to-fall-to-record-lows-in-2025-says-bloombergnef/>. Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Avaliação dos benefícios econômicos da interligação conjunta dos sistemas isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA*. [S. l.], 2024a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-827/EPE-DEE-NT-022-2024-rev0-Localidades%20de%20Nhamunda-Faro-Terra%20Santa.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Avaliação dos benefícios econômicos da interligação de sistemas isolados propostos pela Amazonas Energia*. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-774/EPE-DEE-NT-046-2023-rev0.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Caderno de parâmetros de custos – geração e transmissão*. [S. l.: s. n.], 2024b.

EPE. *Caderno de preços de derivados: estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032*. Rio de Janeiro: [S. n.], set. 2022a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Fontes de energia*. [S. l.: s. n.], 2024c.

EPE. *Investimentos e custos operacionais e de manutenção no setor de biocombustíveis: 2025–2034*. [S. l.: s. n.], nov. 2024d. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-343/topico-729/NT-EPE-DPG-SDB-2023-07 Investimentos Custos O e M Bios 2025-2034.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-343/topico-729/NT-EPE-DPG-SDB-2023-07%20Investimentos%20Custos%20O%20e%20M%20Bios%202025-2034.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Planejamento do atendimento aos sistemas isolados – Ciclo 2024*. [S. l.], 2024e. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-863/Caderno Planejamento%20SISOL Ciclo%202024.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-863/Caderno%20Planejamento%20SISOL%20Ciclo%202024.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Planejamento do atendimento aos sistemas isolados horizonte 2023-2027, ciclo 2022*. [S. l.], 2022b. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-713/EPE-NT-Planejamento%20SISOL Ciclo 2022 r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-713/EPE-NT-Planejamento%20SISOL%20Ciclo%202022_r0.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034*. [S. l.: s. n.], maio 2024f. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-758/PDE2034 Aprovado.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-758/PDE2034_Aprovado.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Portal de acompanhamento e informações do SISOL (PASI)*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://pasi.epe.gov.br/>. Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Projeções dos preços dos combustíveis líquidos para atendimento aos sistemas isolados e usinas da região Sul em 2021*. [S. l.: s. n.], out. 2020a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/projecoes-dos-precos-dos-combustiveis-liquidos-para-atendimento-aos-sistemas-isolados-e-usinas-da-regiao-sul-em-2021>. Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Roadmap eólica offshore Brasil*. [S. l.: s. n.], nov. 2020b. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap Eolica Offshore EPE versao R2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap%20Eolica%20Offshore%20EPE%20versao%20R2.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Sistemas de armazenamento em baterias: aplicações e questões relevantes para o planejamento*. [S. l.], 2019. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098 2019 Baterias%20no%20planejamento.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098%202019%20Baterias%20no%20planejamento.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

EPE. *Sistemas isolados energia solar para suprimento de sistemas isolados do Amazonas: avaliação da atratividade econômica de solução híbrida em sistemas do Grupo B do Projeto de Referência da Eletrobras Distribuição Amazonas*. [S. l.: s. n.], 2016.

EPE. *Subproduto 1.1*. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/cooperacao-internacional/ArquivosCooperacaoInternacional/PSR GIZ RED Produto 1 1 Final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/cooperacao-internacional/ArquivosCooperacaoInternacional/PSR%20GIZ%20RED%20Produto%201%201%20Final.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

EQUALS. *ROI: o que é o retorno sobre investimento e por que essa métrica é ...* [S. l.], 2025. Disponível em: <https://equals.com.br/blog/retorno-sobre-investimento/>. Acesso em: 22 set. 2025.

ESMAP; EPE. *Cenários para o desenvolvimento de eólica offshore no Brasil – resumo executivo*. [S. l.: s. n.], jul. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-recebe-estudo-para-o-desenvolvimento-de-eolicas-offshore-no-brasil/ResumoExecutivoCenariosparaoDesenvolvimentodeEolicaOffshore.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

ESMAP; WORLD BANK. *State of the global mini-grids market report 2024*. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://esmap.org/resources/state-global-mini-grids-market-report-2024>. Acesso em: 22 set. 2025.

EUROPEAN COMMISSION. *Commission recommendation on energy storage – underpinning a decarbonised and secure EU energy system (C/2023/1729)*. [S. l.: s. n.], 2023.

FACT.MR. *Vanadium electrolyte market outlook 2025 to 2035*. [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: <https://www.factmr.com/report/vanadium-electrolyte-market>. Acesso em: 22 set. 2025.

FARADAY INSTITUTION; MOTION, R. *Market and technology assessment of grid scale energy storage required to deliver net zero and the implications for battery research in the UK*. [S. l.: s. n.], set. 2023. Disponível em: https://www.faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2023/09/20230908_Rho_Motion_Faraday_Institution_UK_BEES_Report_Final.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

FARADAY INSTITUTION; RHO MOTION. *BEES cost and market outlook report*. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: https://www.faraday.ac.uk/20230908_Rho_Motion_Faraday_Institution_UK_BEES_Report_Final.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

FARROKHABADI, M. et al. Microgrid stability definitions, analysis, and examples. *IEEE Transactions on Power Systems*, [S. l.], v. 35, n. 1, p. 13–29, jan. 2020. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2925703.

FAS. *Comunidade ribeirinha da Amazônia recebe sistema de energia solar beneficiando mais de 140 pessoas*. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://fas-amazonia.org/comunidade-ribeirinha-da-amazonia-recebe-sistema-de-energia-solar-beneficiando-mais-de-140-pessoas/>. Acesso em: 22 set. 2025.

FELISBERTO, K. D. R. et al. Trends in microgrid droop control and the power sharing problem. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, [S. l.], v. 33, n. 3, p. 719–732, 13 jun. 2022. DOI: 10.1007/s40313-021-00856-0.

FERRELL, M. *How CATL made batteries 90% cheaper (and what happens next)*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://undecidedmf.com/how-catl-made-batteries-90-cheaper-and-what-happens-next/>. Acesso em: 22 set. 2025.

FIUZA, V. da S.; OLIVEIRA, T. R. de. Desenvolvimento de um conversor de interlink para microrredes híbridas C.A./C.C. utilizando uma abordagem multiobjetivo. In: *Congresso Brasileiro de Automação (CBA)*, 2024, [S. l.]. Anais [...]. [S. l.: s. n.], 2024. p. 1–6. Disponível em: https://www.sba.org.br/cba2024/papers/paper_6127.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

FREGOSI, D. et al. A comparative study of DC and AC microgrids in commercial buildings across different climates and operating profiles. In: *IEEE First International Conference on DC Microgrids*, 2015, Atlanta, Georgia, USA. Anais [...]. [S. l.: s. n.], maio 2015.

FUSO NERINI, F.; HOWELLS, M.; BAZILIAN, M.; GOMEZ, M. F. Rural electrification options in the Brazilian Amazon. *Energy for Sustainable Development*, [S. l.], v. 20, p. 36–48, jun. 2014. DOI: 10.1016/j.esd.2014.02.005.

FUZATO, G. H. F. *Gerenciamento e controle de uma microrrede CC: uma proposta de compartilhamento de energia entre carregador de veículos elétricos e rede de distribuição*. 2023. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo (USP), 2023. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18153/tde-04052023-090823/>. Acesso em: 22 set. 2025.

GALÍCIA EDUCAÇÃO. *Despesa operacional (OPEX) – Operating expense (OPEX)*. 2025. Disponível em: <https://www.galiciaeducacao.com.br/blog/despesa-operacional-opex-operating-expense-opex/>. Acesso em: 22 set. 2025.

GELANI, H. E. et al. AC vs. DC distribution efficiency: are we on the right path? *Energies*, [S. l.], v. 14, n. 13, p. 4039, 4 jul. 2021. DOI: 10.3390/en14134039.

GODOY, P. T. de et al. Unified centralized/decentralized voltage and frequency control structure for microgrids. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, [S. l.], v. 38, p. 101366, jun. 2024. DOI: 10.1016/j.segan.2024.101366.

- GODOY, P. T. de. *Proposta de controle secundário de carga e frequência com operação conjunta das estratégias centralizada e descentralizada aplicando a microrredes*. 2020. Dissertação (Mestrado) – Unioeste, Foz do Iguaçu, 2020.
- GOVERNMENT OF BRITISH COLUMBIA. *Remote community energy strategy*. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/electricity-alternative-energy/community-energy-solutions/rces-vfin-web.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.
- GOVERNMENT OF CANADA. *Government of Canada announces funding for clean and reliable energy in First Nations and Inuit communities*. [S. l.], 2025a.
- GOVERNMENT OF CANADA. *Remote communities energy database – Open Government Portal*. [S. l.], 2025b. Disponível em: <https://open.canada.ca/data/en/dataset/0e76433c-7aeb-46dc-a019-11db10ee28dd>. Acesso em: 22 set. 2025.
- GREENER. *Demanda recorde de 22 GWp por equipamentos fotovoltaicos em 2024, aponta Greener*. [S. l.], 2025.
- GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids — a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, [S. l.], v. 58, n. 1, p. 158–172, jan. 2011. DOI: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- GUIA GEOGRÁFICO. *Mapa do Amazonas*. [S. d.]. Disponível em: <https://www.guiageo.com/amazonas.htm>. Acesso em: 22 set. 2025.
- GWEC. *Global wind report 2021*. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://gwec.net/global-wind-report-2021/>. Acesso em: 22 set. 2025.
- HALBER, D. Iron–air batteries: long duration grid storage targets 1/10th the cost of lithium ion. *Energy Post*, [S. l.], abr. 2024. Disponível em: <https://energypost.eu/iron-air-batteries-long-duration-grid-storage-targets-1-10th-the-cost-of-lithium-ion/>. Acesso em: 22 set. 2025.
- HARVARD BUSINESS SCHOOL. *Husk Power – case – Faculty & Research*. [S. l.], 2016. Disponível em: <https://www.hbs.edu/faculty/Pages/item.aspx?num=47654>. Acesso em: 22 set. 2025.
- HÉRCULES ARAÚJO. *Rede híbrida de distribuição de energia em CC e CA como uma solução alternativa para microrredes isoladas*. [S. l.], 2025a. Disponível em: <http://www.tedebc.ufma.br:8080/jspui/bitstream/tede/1408/2/HerculesAraujo.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.
- HÉRCULES ARAÚJO. *Rede híbrida de distribuição de energia em CC e CA como uma solução alternativa para microrredes isoladas*. [S. l.], 2025b. Disponível em: <http://www.tedebc.ufma.br:8080/jspui/bitstream/tede/1408/2/HerculesAraujo.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.
- HIGHJoule SOLAR PRODUCTS. *Why energy storage costs will make or break the renewable energy revolution (according to the IEA)*. [S. l.], 2025.
- HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: a review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [S. l.], v. 90, p. 402–411, jul. 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
- HORIZON POWER. *Horizon Power microgrid initiatives in regional Western Australia*. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://arena.gov.au/news/new-battery-technologies-tested-at-regional-wa-microgrids/>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ICCT. *Investigating the U.S. battery supply chain and its impact on electric vehicle costs through 2032*. [S. l.: s. n.], 2024.

IDTECHEX. *Sodium ion batteries 2024–2034: technology, players, markets, and forecasts*. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.idtechex.com/en/research-report/sodium-ion-batteries/978>. Acesso em: 22 set. 2025.

IDTECHEX. *Solid state batteries: US\$9B market opportunity by 2035*. IDTechEx Research Article, [S. l.], fev. 2025. Disponível em: <https://www.idtechex.com/en/research-article/solid-state-batteries-us-9b-market-opportunity-by-2035/32670>. Acesso em: 22 set. 2025.

IEA. *Batteries and secure energy transitions*. [S. l.: s. n.], 2024a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions/executive-summary>. Acesso em: 22 set. 2025.

IEA. *Energy storage update 2023*. [S. l.: s. n.], 2023a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-energy-storage-review-2023>. Acesso em: 22 set. 2025.

IEA. *Energy technology perspectives 2024*. [S. l.: s. n.], 2024b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2024>. Acesso em: 22 set. 2025.

IEA. *Global EV outlook 2024: outlook for battery and energy demand*. [S. l.], 2024c. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/outlook-for-battery-and-energy-demand>. Acesso em: 22 set. 2025.

IEA. *National programme for energy development of states and municipalities (PRODEEM)*. 2013. Disponível em: <https://www.iea.org/policies/4020-national-programme-for-energy-development-of-states-and-municipalities-prodeem>. Acesso em: 11 mar. 2025.

IEA. *Net zero by 2050 scenario*. Paris: [S. n.], 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/net-zero-by-2050-scenario>. Licença: CC BY-NC-SA 3.0 IGO. Acesso em: 8 fev. 2025.

IEA. *Renewable capacity statistics 2024*. [S. l.: s. n.], 2024d.

IEA. *Renewables 2023 – analysis and forecast to 2028*. [S. l.: s. n.], 2023b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>. Acesso em: 22 set. 2025.

IEA. *Snapshot of global PV markets 2023*. [S. l.: s. n.], 2023c.

IEA. *The oil and gas industry in net zero transitions*. [S. l.: s. n.], 2023d.

IEA. *World energy investment 2024*. [S. l.: s. n.], 2024e.

IEA. *World energy outlook 2023*. Paris: [S. n.], 2023e. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. Acesso em: 22 set. 2025.

IEA; IRENA; UNSDI; WORLD BANK; WHO. *Executive summary: Tracking SDG 7 – the energy progress report 2024*. [S. l.]: IEA; IRENA; UNSD; World Bank; WHO, jun. 2024. Disponível em: https://trackingsdg7.esmap.org/sites/default/files/download-documents/executive_summary_0.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

IEEE. *Draft standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*. [S. l.: s. n.], 2018.

IEEE. *IEEE draft guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems*. [S. l.: s. n.], 2011. DOI: 10.1109/IEEESTD.2011.5960751.

IEEE. *IEEE standard for DC microgrids for rural and remote electricity access applications*. Piscataway, NJ, USA, 9 nov. 2021. DOI: 10.1109/IEEESTD.2021.9646866.

IEMA. *Análise dos recursos disponíveis e necessários para universalizar o acesso à energia elétrica na Amazônia Legal*. [S. l.: s. n.], 2023a. Disponível em: https://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2023/11/IEMA_universalizacao_notatecnica_custos.pdf. Acesso em: 29 mar. 2025.

IEMA. *Universalização do acesso à energia elétrica: uma avaliação sobre os custos e critérios de escolha das localidades*. [S. l.]: IEMA, 2023b. Disponível em: https://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2023/11/IEMA_universalizacao_notatecnica_custos.pdf. Acesso em: 29 mar. 2025.

IESA. *Microgrids – IESA*. [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: <https://indiaesa.info/iesa-contacts-menu/583-12-microgrids>. Acesso em: 22 set. 2025.

IESS. *P18 e P19, relatório de visita técnica; Cobija, Amazonas, Fernando de Noronha e Oiapoque*. [S. l.], 2023.

INESC. *Logística no Médio Tapajós: o caso de Itaituba Miritituba*. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: https://inesc.org.br/wp-content/uploads/2021/03/O-caso-de-Itaituba-Miritituba_V11.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

INFOMONEY. *Consumidor pagará R\$ 46,8 bilhões em subsídios na conta de luz em 2025, afirma Aneel*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/economia/consumidor-pagara-r-468-bilhoes-em-subsidios-na-conta-de-luz-em-2025-afirma-aneel/>. Acesso em: 22 set. 2025.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE (IEMA). *Análise dos recursos disponíveis e necessários para universalizar o acesso à energia elétrica na Amazônia Legal*. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: https://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2023/11/IEMA_universalizacao_notatecnica_custos.pdf. Acesso em: 29 mar. 2025.

INSTITUTO ESCOLHAS. *Biogás: energia limpa para a Amazônia*. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/Biogas-energia-limpa-para-a-Amazonia.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

INVESTSP. *Preço médio de painéis solares no Brasil cai 9% no primeiro semestre de 2024*. [S. l.], 2025.

IORIS, D. *Estudo do ilhamento não intencional em microrredes baseadas em conversores eletrônicos de potência*. 2021. Dissertação (Mestrado) – Unioeste, Foz do Iguaçu, 2021.

IRENA. *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*. [S. l.], 2017. Disponível em: https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-actualites/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

IRENA. *Renewable capacity statistics 2024*. [S. l.: s. n.], 2024a. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2024/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2024>. Acesso em: 22 set. 2025.

IRENA. *Renewable energy finance flows*. [S. l.: s. n.], 2025a. Disponível em: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Finance-and-Investment/Renewable-Energy-Finance-Flows>. Acesso em: 22 set. 2025.

IRENA. *Renewable power generation costs in 2022*. Abu Dhabi: [S. n.], 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2023/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>. Acesso em: 22 set. 2025.

IRENA. *Renewable power generation costs in 2024*. Abu Dhabi: [S. n.], 2025b.

IRENA. *Sub-Saharan Africa: policies and finance for renewable energy deployment*. [S. l.: s. n.], 2024b. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2024/Jun/Sub-Saharan-Africa-Policies-and-finance-for-renewable-energy-deployment>. Acesso em: 22 set. 2025.

ISI. *Alternative battery technologies roadmap 2030+*. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2023/abt-roadmap.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

IYER, S.; DUNFORD, W. G.; ORDONEZ, M. DC distribution systems for homes. In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2015, [S. l.]. Anais [...]. [S. l.]: IEEE, jul. 2015. p. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286585.

JAIN, S.; RATHORE, N.; GUPTA, A. Microgrid development in India: current status and future prospects. In: *E3S Web of Conferences*, v. 438, ICPEES 2024, 2024. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2024/70/e3sconf_icpes2024_01011.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

JITHIN, K. et al. A review on challenges in DC microgrid planning and implementation. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, [S. l.], v. 11, n. 4, p. 1375–1395, 2023. DOI: 10.35833/MPCE.2022.000053.

JOTA INFO. *Mapeando a Resolução nº 1.000/2021 da ANEEL. JOTA – Opinião & Análise*, [S. l.], 2021. Disponível em: <https://www.jota.info/opiniao-e-analise/artigos/mapeando-a-resolucao-n-1-000-2021-da-aneel>. Acesso em: 22 set. 2025.

JUSTO, J. J. et al. AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [S. l.], v. 24, p. 387–405, ago. 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2013.03.067.

KASSAR, L. P. *Concepção de modelo de microrrede em corrente contínua com fontes renováveis alternativas*. Curitiba, 2018. 85 p. Disponível em: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/8239/1/CT_COEAU_2018_1_05.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

KUANG, Y. et al. A review of renewable energy utilization in islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [S. l.], v. 59, p. 504–513, jun. 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.014.

KUMAR, D.; VERMA, N.; TRIPATHI, R. Solar microgrids in rural India: a case study of household benefits. *ResearchGate*, [S. l.], 2021. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/353611095_Solar_Microgrids_in_Rural_India_A_Case_Study_of_Household_Benefits-NonCommercial_40_International_licence_CC_BY-NC_40_by_the_author. Acesso em: 22 set. 2025.

LACAP, J.; PARK, J. W.; BESLOW, L. Development and demonstration of microgrid system utilizing second-life electric vehicle batteries. *Journal of Energy Storage*, [S. l.], v. 41, p. 102837, set. 2021. DOI: 10.1016/j.est.2021.102837.

LARSSON, P.; BÖRJESSON, P. Cost models for battery energy storage systems. Stockholm, Sweden, n. TRITA-ITM-EX 2018:428, jun. 2018. Disponível em: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1294152/FULLTEXT01.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

LASSETER, B. Microgrids [distributed power generation]. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, 2001. [S. l.]: IEEE, 2001. p. 146–149, vol. 1. DOI: 10.1109/PESW.2001.917020.

LASSETER, R. Microgrids. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting (PESW)*, 2002. [S. l.: s. n.], 2002. p. 305–308.

LASSETER, R. et al. Integration of distributed energy resources: the CERTS microgrid concept. Berkeley, CA, USA: [S. n.], 2002.

LAZARD. *Lazard's levelized cost of energy+ analysis — version 18.0 and levelized cost of storage — version 10.0*. [S. l.], jun. 2025a. Disponível em: <https://www.lazard.com/perspective/lcoeplus/>. Acesso em: 22 set. 2025.

LAZARD. *Lazard's levelized cost of storage analysis — version 10.0*. [S. l.: s. n.], 2025b. Disponível em: <https://www.lazard.com/media/uounhon4/lazards-lcoeplus-june-2025.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

LAZARD. *Levelized cost of storage analysis — version 9.0*. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-storage-analysis-lcosa-90/>. Acesso em: 22 set. 2025.

LI, X.; SALASOVICH, J.; REBER, T. *Microgrid load and LCOE modelling results*. [S. l.], 2018. Disponível em: <https://data.nrel.gov/submissions/79>. Acesso em: 22 set. 2025.

LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. Microgrids research: a review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [S. l.], v. 15, n. 1, p. 186–202, jan. 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2010.09.041.

LITEFINANCE. *Oil price forecast 2023, 2025, 2030 – WTI and Brent*. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.litefinance.org/blog/analysts-opinions/oil-price-prediction-forecast/>. Acesso em: 22 set. 2025.

LIU, Y. et al. Application cases of industrial park microgrids' protection and control. [S. l.], 2021. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/352742331_Application_cases_of_industrial_park_microgrid_s'_protection_and_control. Acesso em: 22 set. 2025.

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G. Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, [S. l.], v. 21, n. 2, p. 916–924, maio 2006. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873018.

LU, W.; OOI, B. T. Multi-terminal HVDC as enabling technology of premium quality power park. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2002. [S. l.]: IEEE, 2002. p. 719–724. DOI: 10.1109/PESW.2002.985098.

MADDURI, P. A. et al. Scalable DC microgrids for rural electrification in emerging regions. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, [S. l.], v. 4, n. 4, p. 1195–1205, dez. 2016. DOI: 10.1109/JESTPE.2016.2570229.

MARINHO, G. S. P. *Apresentação de uma indústria sucroalcooleira sob os conceitos de microrrede de energia elétrica*. 2011. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, SP, 2011. Disponível em: <http://repositorio.uft.edu.br/bitstream/11612/1093/1/Gisele%20Souza%20Parmezani%20Marinho%20-%20Disserta%C3%A7%C3%A3o.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

MARTINS, F. R. et al. Solar energy scenarios in Brazil. Part two: photovoltaics applications. *Energy Policy*, [S. l.], v. 36, n. 8, p. 2865–2877, ago. 2008. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.04.001.

MCKINSEY & COMPANY. *Battery 2030: resilient, sustainable, and circular*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/battery-2030-resilient-sustainable-and-circular>. Acesso em: 22 set. 2025.

MEHDI, A.; MOERENHOUT, T. *The IRA and the US battery supply chain: one year on*. [S. l.], 2023.

MEKONNEN, Y.; SARWAT, A. I. Renewable energy supported microgrid in rural electrification of Sub-Saharan Africa. In: *IEEE PES PowerAfrica*, 2017, [S. l.]. Anais [...]. [S. l.]: IEEE, jun. 2017. p. 595–599. DOI: 10.1109/PowerAfrica.2017.7991293. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7991293/>. Acesso em: 22 set. 2025.

MICROGRID NEWS. *India's microgrid market: ready for takeoff*. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://microgridnews.com/indias-microgrid-market-ready-for-takeoff/>. Acesso em: 22 set. 2025.

MILANEZ, A. Y. M. G. B. da S. G. F. C. L. A. D. D. *Biodiesel e diesel verde no Brasil: panorama recente e perspectivas*. Rio de Janeiro: BNDES, 2022. Disponível em: <http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/22585>. Acesso em: 22 set. 2025.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. *Fundo Clima: programas em destaque*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/transformacao-ecologica/programas-em-destaque/fundo-clima>. Acesso em: 22 set. 2025.

MME. *Programa Energias da Amazônia*. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/programa-energias-da-amazonia>. Acesso em: 7 abr. 2025.

MME. *Brasil supera expectativas e reduz em R\$ 1,3 bilhão os custos da CCC em 2023*. [S. l.], jan. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-supera-expectativas-e-reduz-em-r-1-3-bilhao-os-custos-da-ccc-em-2023>. Acesso em: 22 set. 2025.

MME. *Manual de operacionalização do Programa Mais Luz para a Amazônia — edição final*. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/manual-de-operacionalizacao-do-programa-mais-luz-para-a-amazonia-edicao-final.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

MME. *Programa Luz para Todos*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/Programa%20Luz%20para%20Todos>. Acesso em: 22 set. 2025.

MOBILITY FORESIGHTS. *Global iron air battery market, 2024–2030*. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://mobilityforesights.com/product/iron-air-battery-market>. Acesso em: 22 set. 2025.

MODVION. *Modvion featured in Vestas’ 2024 annual report*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://modvion.com/news/modvion-featured-in-vestas-2024-annual-report/>. Acesso em: 22 set. 2025.

MOHAN, F.; SASIDHARAN, N. Protection of low voltage DC microgrids: a review. *Electric Power Systems Research*, [S. l.], v. 225, p. 109822, dez. 2023. DOI: 10.1016/j.epsr.2023.109822.

MOKHATAB, S. et al. Renewable energy supported microgrid in rural electrification of Sub-Saharan Africa. *Energy Reports*, [S. l.], v. 10, p. 1274–1299, 2024. DOI: 10.1016/j.egyr.2023.12.045. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.12.045>. Acesso em: 22 set. 2025.

MURATORI, M.; KONTOU, E.; EICHMAN, J. Electricity rates for electric vehicle direct current fast charging in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [S. l.], v. 113, p. 109–235, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.042. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/335208468_Electricity_Rates_for_Electric_Vehicle_Direct_Current_Fast_Charging_in_the_United_States. Acesso em: 22 set. 2025.

NAGPAL, M. Empowering energy evolution: the rise of microgrid autonomy [Technology leaders]. *IEEE Electrification Magazine*, [S. l.], v. 12, n. 2, p. 6–11, jun. 2024. DOI: 10.1109/MELE.2024.3385948.

NAHATA, P. et al. Hierarchical control in islanded DC microgrids with flexible structures. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, [S. l.], v. 29, n. 6, p. 2379–2392, 1 nov. 2021. DOI: 10.1109/TCST.2020.3038495.

NATURAL RESOURCES CANADA. *Clean energy for rural and remote communities*. [S. l.], 2018.

NAVAL FACILITIES ENGINEERING COMMAND. *Technology transition final public report: smart power infrastructure demonstration for energy reliability and security (SPIDERS)*. [S. l.: s. n.], 2015.

NEOENERGIA. *Aposta da Neoenergia em microrrede de geração solar leva energia para o interior baiano*. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/w/aposta-da-neoenergia-em-microrrede-de-geracao-solar-leva-energia-para-o-interior-baiano>. Acesso em: 22 set. 2025.

NEOENERGIA. *Neoenergia leva energia solar à comunidade isolada na Bahia*. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/w/neoenergia-leva-energia-solar-a-comunidade-isolada-na-bahia>. Acesso em: 8 abr. 2025.

NEWS, P. V. T. BNEF: fixed tilt solar PV LCOE to fall to US\$ 35/MWh by end of 2025. [S. l.], 2024a. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/bnef-fixed-tilt-pv-lcoe-fall-us35-mwh-end-of-2025>. Acesso em: 22 set. 2025.

NEWS, P. V. T. Lazard: US utility-scale solar PV LCOE tightens to US\$ 38–78/MWh in 2025. [S. l.], 2024b. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/us-utility-scale-solar-pv-lcoe-tightens-to-us38-78-mwh-in-2025-lazard>. Acesso em: 22 set. 2025.

NORTE ENERGIA. *Microrrede fotovoltaica isolada*. 2024. Disponível em: <https://www.norteenergiasa.com.br/pdi/microrrede-fotovoltaica-isolada-17>. Acesso em: 22 set. 2025.

NRC. *Clean energy for rural and remote communities*. [S. l.: s. n.], 2018.

NRC. *First Canadian smart remote microgrid - Hartley Bay, BC*. Natural Resources Canada, 2025.

NREL. *Annual technology baseline: the 2024 electricity update*. Golden, CO: [S. n.], 2024a. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024>. Acesso em: 22 set. 2025.

NREL. *Cost projections for utility-scale battery storage: 2025 update*. Golden, CO: [S. n.], jun. 2025. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

NREL. *Q2 2024 solar industry update*. [S. l.: s. n.], 2024b. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy25osti/92257.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

NREL. *Q3 2023 solar industry update*. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88780.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

NREL. *Q3 2024 solar industry update*. [S. l.: s. n.], 2024c. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy25osti/93310.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

NREL. *Q4 2023 solar industry update*. [S. l.: s. n.], 2024d. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90042.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

NSGM. *Home | National Smart Grid Mission*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.nsgm.gov.in/>. Acesso em: 22 set. 2025.

NSITEM, N.; SEKINE, Y. *Global energy storage growth upheld by new markets*. [S. l.: s. n.], 2025.

OECD; IRENA. *Tracking SDG 7: the energy progress report 2024 – chapter 5: international public financial flows to developing countries in support of clean energy*. [S. l.]: International Renewable Energy Agency (IRENA); Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), 2024. Disponível em: <https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/SDG7%20-%20Report%202024%20-%20Chapter5-InterPibliFinanFlowsDevelop.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, [S. l.], v. 5, n. 4, p. 1905–1919, jul. 2014. DOI: 10.1109/TSG.2013.2295514.

OLIVEIRA, D. Q. et al. A critical review of energy storage technologies for microgrids. *Energy Systems*, [S. l.], 23 jul. 2021. DOI: 10.1007/s12667-021-00464-6.

ORDOVÁS SANTOS, A. Q. *Comunidades de energia com microrredes inteligentes no Brasil – cenário regulatório*. 2025. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA), Foz do Iguaçu, PR, 2025. Disponível em: <https://dspace.unila.edu.br/items/aac67124-2d86-4731-855a-b8c3865d0450>. Acesso em: 22 set. 2025.

PEMBINA INSTITUTE. *The clean energy transition in remote communities*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.pembina.org/blog/clean-energy-transition-remote-communities>. Acesso em: 22 set. 2025.

PEREIRA, E. et al. Avaliação de técnicas de malhas de captura de fase (PLL) em microrredes. In: *XIX ERIAC – Ibero American Regional Council of CIGRE*, 2023, Foz do Iguaçu. Anais [...]. [S. l.: s. n.], 2023.

PIRES, V. F.; PIRES, A.; CORDEIRO, A. DC microgrids: benefits, architectures, perspectives and challenges. *Energies*, [S. l.], v. 16, n. 3, p. 1217, 22 jan. 2023. DOI: 10.3390/en16031217.

PLANAS, E. et al. AC and DC technology in microgrids: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [S. l.], v. 43, p. 726–749, mar. 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2014.11.067.

PLANAS, E. et al. General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [S. l.], v. 17, p. 147–159, jan. 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2012.09.032.

PNNL. *2020 grid energy storage technology cost and performance assessment*. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Lithium-ion_Methodology.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

POLONI, P. et al. Avaliação dos impactos da sincronização de microrrede CA à rede de distribuição principal. In: XVIII ERIAC – Ibero American Regional Council of CIGRE, 2019. Anais [...]. [S. l.: s. n.], 2019.

PONTE, G. P. *Geração e energia elétrica em sistemas isolados: desafios e propostas para aumento da participação de fontes renováveis com base em uma análise multicritério*. 2019. Dissertação (Mestrado) – PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2019.

PORTAL SOLAR. *Importações brasileiras de painéis solares devem atingir 22 GW em 2024*. [S. l.], 2024a.

PORTAL SOLAR. *Solar dominará acréscimo de capacidade no Brasil nos próximos dez anos*. [S. l.], 2024b.

POWER LINE MAGAZINE. *Enabling microgrids: policy and regulatory initiatives and challenges*. [S. l.], jan. 2016. Disponível em: <https://powerline.net.in/2016/01/24/enabling-microgrids/>. Acesso em: 22 set. 2025.

PROJETO SAÚDE & ALEGRIA (PSA). *Avaliação de impacto em comunidades atendidas por energia solar na Amazônia*. [S. l.]: PSA, 2022. Disponível em: <https://saudeealegria.org.br/site/2022/08/25/avaliacao-impacto-comunidades-energia-solar/>. Acesso em: 22 set. 2025.

PV MAGAZINE. *China's NEA unveils new draft rules to reshape distributed solar market*. [S. l.], out. 2024. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2024/10/22/chinas-nea-unveils-new-draft-rules-to-reshape-distributed-solar-market/>. Acesso em: 22 set. 2025.

RATEDPOWER. *Brazil: renewable energy and system preferences from trends report 2025*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://ratedpower.com/blog/brazil-renewable-energy-trends/>. Acesso em: 22 set. 2025.

REA. *Commissioning of the 1st solar hybrid mini grid project under the World Bank funded Nigeria Electrification Project (NEP) at Rokota, Niger State*. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <https://rea.gov.ng/gallery/commissioning-1st-solar-hybrid-mini-grid-project-world-bank-funded-nigeria-electrification-project-nep-rokota/>. Acesso em: 22 set. 2025.

REA. *Solar hybrid mini grids*. [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: <https://rea.gov.ng/minigrids/>. Acesso em: 22 set. 2025.

RENEWABLES NOW. *Brazil adds 7.6 GW of new wind, solar power in 2023*. [S. l.], 2024.

REY, J. M. et al. A review of microgrids in Latin America: laboratories and test systems. *IEEE Latin America Transactions*, [S. l.], v. 20, n. 6, p. 1000–1011, jun. 2022. DOI: 10.1109/TLA.2022.9757743.

RIBEIRO, J. E. *Controle baseado na referência síncrona para conversores formadores de rede*. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal de Lavras (UFLA), Lavras, 2019.

RMI. *Breakthrough batteries: scaling up to meet demand*. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://rmi.org>. Acesso em: 22 set. 2025.

RMI. *Under the grid*. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://rmi.org/wp-content/uploads/2018/11/rmi-undergrid-report.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

RMI; NESG. *Minigrid investment report: scaling the Nigerian market*. [S. l.: s. n.], ago. 2018. Disponível em: https://www.rmi.org/wp-content/uploads/2018/08/RMI_Nigeria_Minigrid_Investment_Report_2018.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

ROCAERT, J. et al. Control of power converters in AC microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, [S. l.], v. 27, n. 11, p. 4734–4749, nov. 2012. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2199334.

RODRIGUES, M. C. B. P. et al. Microrrede híbrida CC/CA baseada em fontes de energia renovável aplicada a um edifício sustentável. In: XIX Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2012. [S. l.], jan. 2012. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/312305397_MICRORREDE_HIBRIDA_CCCA_BASEADA_EM_FONTE_DE_ENERGIA_RENOVAVEL_APLICADA_A_UM_EDIFICIO_SUSTENTAVEL. Acesso em: 22 set. 2025.

ROOTS ANALYSIS. *Flow battery market: industry trends and global forecasts, till-2035*. [S. l.: s. n.], maio 2025. Disponível em: <https://www.rootsanalysis.com/flow-battery-market>. Acesso em: 22 set. 2025.

RUIZ, C. et al. Sodium ion batteries ready for commercialisation: for grids, homes, even compact EVs. *Energy Post*, [S. l.], set. 2023. Disponível em: <https://energypost.eu/sodium-ion-batteries-ready-for-commercialisation-for-grids-homes-even-compact-evs/>. Acesso em: 22 set. 2025.

SALOMONSSON, D.; SODER, L.; SANNINO, A. Protection of low-voltage DC microgrids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [S. l.], v. 24, n. 3, p. 1045–1053, jul. 2009. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2016622.

SANTOS, F. C. dos et al. Implantação real de microrrede em sistema de distribuição 34,5 kV: experiência do Projeto Microrrede Colombari. In: *XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2022. Anais [...]. [S. l.: s. n.], 2022.

SANTOS, L. H. S. *Modelagem e simulação das microrredes piloto do projeto MERGE-UNICAMP*. 2022. 76 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, 2022. Disponível em: <https://hdl.handle.net/20.500.12733/4715>. Acesso em: 22 set. 2025.

SHAHGHOLIAN, G. A brief review on microgrids: operation, applications, modeling, and control. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, [S. l.], v. 31, n. 6, jun. 2021. DOI: 10.1002/2050-7038.12885.

SHARMA, A.; VERMA, P. The growth of renewable energy sources and review of microgrids in Indian perspective. *ResearchGate*, [S. l.], 2024. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/381612370_The_Growth_of_Renewable_Energy_Sources_and_Review_of_Microgrids_in_Indian_Perspective. Acesso em: 22 set. 2025.

STRINGER, T.; JOANIS, M. Decarbonizing Canada's remote microgrids. *Energy*, [S. l.], v. 264, p. 126287, fev. 2023. DOI: 10.1016/j.energy.2022.126287. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126287>. Acesso em: 22 set. 2025.

SUSTAINABLE ENERGY FOR ALL. *State of the global mini-grids market report 2024*. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.seforall.org/publications/state-of-the-global-mini-grids-market-report-2024>. Acesso em: 22 set. 2025.

THE ELECTRICITY HUB. *Clean energy market poised to hit 2 trillion by 2035 – IEA*. [S. l.], 2025.

TRAN, B. Q. *Solid state batteries in 2020–2030: adoption, performance gains, and market projections*. *PatentPC Blog*, [S. l.], ago. 2025. Disponível em: <https://patentpc.com/blog/solid-state-batteries-in-2020-2030-adoption-performance-gains-and-market-projections>. Acesso em: 22 set. 2025.

UDDIN, M. et al. Microgrids: a review, outstanding issues and future trends. *Energy Strategy Reviews*, [S. l.], v. 49, set. 2023. DOI: 10.1016/j.esr.2023.101127.

UFPE. *Comparação dos métodos de paralelismo de conversores para o compartilhamento de potência em microrredes*. [S. l.], 2025. Disponível em: https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/18269/1/Dissertacao_Erika_1.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

U.S. DEPARTMENT OF COMMERCE. *Brazil - renewable energy infrastructure*. [S. l.], 2023.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *District energy systems overview*. [S. l.: s. n.], 2020.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual energy outlook 2025*. [S. l.], 2025a. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>. Acesso em: 22 set. 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Short-term energy outlook - July 2025*. [S. l.], 2025b. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>. Acesso em: 22 set. 2025.

VAN BROEKHOVEN, S.; JUDSON, N.; GALVIN, J.; MARQUSEE, J. Leading the charge: microgrids for domestic military installations. *IEEE Power and Energy Magazine*, [S. l.], v. 11, n. 4, p. 40–45, jul. 2013. DOI: 10.1109/MPE.2013.2258280.

VAN BROEKHOVEN, S. B. et al. *Microgrid study: energy security for DoD installations*. [S. l.: s. n.], 2012.

VAN DER BLIJ, N. H. et al. Design guidelines for stable DC distribution systems. In: *2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, jun. 2017. Anais [...]. [S. l.]: IEEE, jun. 2017. p. 279–284. DOI: 10.1109/ICDCM.2017.8001057.

VASILAKIS, A. et al. The evolution of research in microgrids control. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, [S. l.], v. 7, p. 331–343, 2020. DOI: 10.1109/OAJPE.2020.3030348.

VESTAS WIND SYSTEMS A/S. *Financial outlook 2025*. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.vestas.com/en/investor/reports-and-presentations/financial>. Acesso em: 22 set. 2025.

VIANNA, P. P. *Potencial para produção de hidrogênio verde via eletrólise fotovoltaica da água para comunidades isoladas na Amazônia legal*. 2024. Dissertação (Mestrado) – UFSM, Santa Maria, 2024.

WALLETINVESTOR. *Crude oil price forecast: up to 68.387! - CL commodity price prediction, long term & short term prognosis*. [S. l.], 2025. Disponível em: https://walletinvestor.com/commodity-forecast/crude-oil-prediction?utm_source=chatgpt.com. Acesso em: 22 set. 2025.

WALTER, D.; BUTLER-SLOSS, S.; BOND, K. Batteries are still getting exponentially cheaper, more efficient: ready to displace half of global fossil fuel demand by 2045? [S. l.], 2024.

WEIRICH, C. S. *Análise econômica de sistemas de geração de eletricidade no modo GD: motor gerador a biogás e painéis fotovoltaicos*. 2021. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Cascavel, PR, 2021. Disponível em: <https://tede.unioeste.br/handle/tede/5360>. Acesso em: 22 set. 2025.

WISER, R.; BOLINGER, M. *2012 wind technologies market report*. [S. l.: s. n.], 2013. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/2012-wind-technologies-market-report>. Acesso em: 22 set. 2025.

WISER, R.; BOLINGER, M. *2014 wind technologies market report*. [S. l.: s. n.], 2015. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/2014-wind-technologies-market-report>. Acesso em: 22 set. 2025.

WISER, R.; BOLINGER, M. *2016 wind technologies market report*. [S. l.: s. n.], 2017. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/2016-wind-technologies-market-report>. Acesso em: 22 set. 2025.

WISER, R.; BOLINGER, M. *2019 wind technologies market report*. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/2019-wind-technologies-market-report>. Acesso em: 22 set. 2025.

WISER, R.; BOLINGER, M. *Land-based wind market report: 2023 edition*. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: https://emp.lbl.gov/sites/default/files/emp-files/2023_lbwmr_final.pdf. Acesso em: 22 set. 2025.

WISER, R.; BOLINGER, M. *Land-based wind market report: 2024 edition (presentation)*. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/sites/default/files/2024-09/Land-Based%20Wind%20Market%20Report%202024%20Edition%20Presentation.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

WISER, R.; BOLINGER, M. *Understanding trends in wind turbine prices over the past decade*. [S. l.: s. n.], 2010. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/wind-energy-technology-data-update>. Acesso em: 22 set. 2025.

WOOD MACKENZIE. *Oil in a decarbonising world: the impact of 1.5°C scenarios on oil demand and pricing*. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.woodmac.com/blogs/the-edge/oil-in-a-decarbonising-world/>. Acesso em: 22 set. 2025.

WOOD MACKENZIE. *Renewable power curtailment will grow up to 300% in Brazil by 2035, says Wood Mackenzie*. [S. l.], jul. 2025a. Disponível em: <https://www.woodmac.com/press-releases/renewable-power-curtailment-will-grow-up-to-300-in-brazil-by-2035-says-wood-mackenzie/>. Acesso em: 22 set. 2025.

WOOD MACKENZIE. *South America to add 160 GW of solar PV capacity by 2034*. [S. l.], mar. 2025b. Disponível em: <https://www.woodmac.com/press-releases/2024-press-releases/south-america-to-add-160-gw-of-solar-pv-capacity-by-2034-says-wood-mackenzie/>. Acesso em: 22 set. 2025.

- WRI. *Distributed energy in China: review and perspective*. [S. l.: s. n.], nov. 2021. Disponível em: <https://wri.org.cn/sites/default/files/2021-11/distributed-energy-in-china-review-and-perspective.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.
- WWF. *Projeto Amazon Solar: energia solar para transformação social na Amazônia*. [S. l.]: WWF, 2020. Disponível em: https://www.wwf.org.br/natureza_brasileira/areas_prioritarias/amazonia2/energia/amazon_solar/. Acesso em: 22 set. 2025.
- XINHUA NEWS AGENCY. Industrial park microgrid launched for renewable energy use in east China. [S. l.], mar. 2025. Disponível em: <http://english.news.cn/20250327/c75a2a428f944c7bbefae2d2d3d04e8c/c.html>. Acesso em: 22 set. 2025.
- XIONG, L.; PENG, W.; POH CHIANG, L. A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, [S. l.], v. 2, n. 2, p. 278–286, jun. 2011. DOI: 10.1109/TSG.2011.2116162.
- XP INVESTIMENTOS. *OPEX e CAPEX: o que são e qual a diferença entre eles?* [S. l.], 2023. Disponível em: <https://conteudos.xpi.com.br/aprenda-a-investir/relatorios/opex-e-capex/>. Acesso em: 22 set. 2025.
- YAMAGUCHI, G. et al. *Access to energy from renewable sources in remote regions in Brazil: learned editions and recommendations*. [S. l.], 2020. Acesso em: 7 abr. 2025.
- YAZDANI, A.; IRAVANI, R. *Voltage-sourced converters in power systems*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2010.
- YOURSTORY. *5 solar energy startups that are helping India's villages get electricity*. [S. l.], 2017. Disponível em: <https://yourstory.com/2017/02/5-solar-energy-startups-haywards>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ZAERY, M. et al. Distributed prescribed performance optimal dispatch for islanded DC microgrids. In: *2024 IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC 2024)*, 2024. Anais [...]. [S. l.]: IEEE, 2024. DOI: 10.1109/KPEC61529.2024.10676210.
- ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. et al. Overview on microgrids: technologies, control and communications. In: *Sustainable development in energy systems*. Cham: Springer International Publishing, 2017. p. 1–18. DOI: 10.1007/978-3-319-54808-1_1.
- ZERO CARBON ANALYTICS. *What does the IEA net zero scenario say?* [S. l.], 2021.
- ZHANG, X. China's booming energy storage: a policy driven and highly concentrated market. [S. l.], 2023.