

Relatório de investimentos
sustentáveis
Cemig GT
Realizações de 2023

Sumário

1.	Introdução	3
2.	Sobre a Cemig Geração e Transmissão	4
3.	Riscos e oportunidades na geração e transmissão de energia elétrica no Brasil 2024.....	8
4.	Prestação de contas da Cemig GT	9
5.	Reporte	10

1. Introdução

Este relatório tem por objetivo a criação de um portfólio de opções de categorias elegíveis à emissão de instrumentos de dívida com uso de recursos carimbados, futuramente emitidos pela Cemig Geração e Transmissão S.A. (Cemig GT), concessionária do Grupo Cemig, sendo o maior grupo de energia elétrica integrada do Brasil, que está sediada em Belo Horizonte.

O portfólio de emissões temáticas foca na modalidade dos *green bonds*, que se referem ao uso de recursos voltados para as adicionalidades ambientais.

A Cemig GT atua na geração e transmissão de energia 100% renovável, fato que contribui com os esforços globais de enfrentamento às mudanças climáticas, uma vez que as energias renováveis se apresentam como alternativas essenciais às estratégias de descarbonização da matriz energética brasileira e global, na busca pelo atingimento do *Net Zero* em 2040 – ou seja, um estado de emissões líquidas zero de dióxido de carbono, sob uma perspectiva de compensação¹.

Pensando em formas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, o Grupo Cemig apresenta uma estratégia climática robusta que conta com o estabelecimento de metas de redução de emissões, participação em índices de sustentabilidade reconhecidos pelo mercado internacional e adesão a pactos de colaboração global.

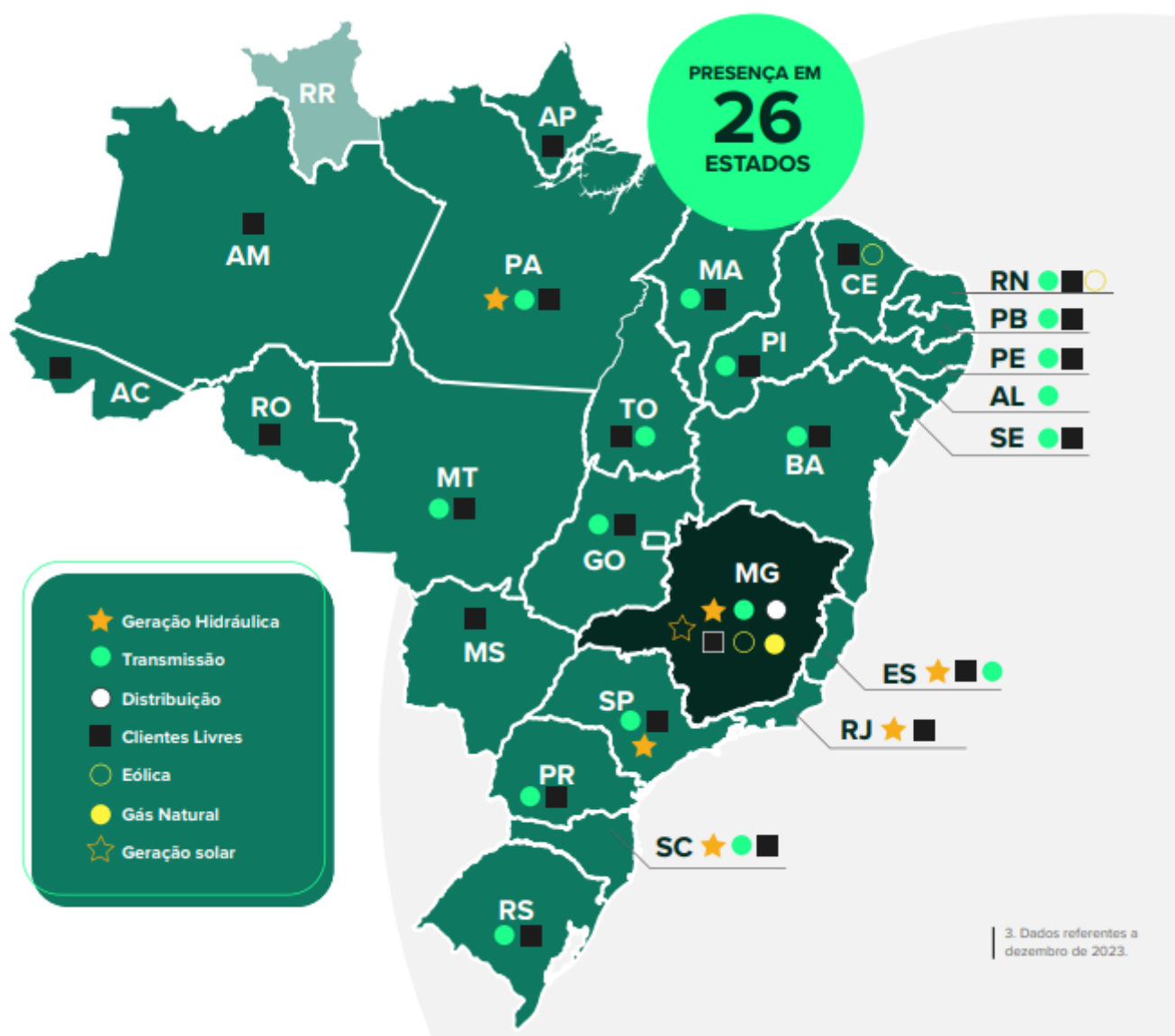
As categorias e projetos elegíveis apresentados neste documento seguem os princípios definidos pela International Capital Market Association (ICMA), por meio dos Green Bond Principles (GBP). Os projetos foram definidos a partir da materialidade setorial em relação à geração e à transmissão de energia, considerando os principais riscos e oportunidades apresentados e a estratégia de sustentabilidade já desenvolvida pela companhia.

¹ [Net-zero emissions energy systems | Science](#)

2. Sobre a Cemig Geração e Transmissão

A Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig (“Cemig” ou “Companhia”) é uma geradora, transmissora, distribuidora e comercializadora de energia elétrica e gás natural, ocupando a posição de maior comercializadora de energia para clientes livres do país e é um dos maiores grupos geradores, composto por 95 sociedades e 48 consórcios, com ativos e negócios em vários estados do Brasil.

No final de 2023, o Grupo Cemig era formado por suas subsidiárias integrais, Cemig Distribuição S.A (Cemig D) e Cemig Geração e Transmissão S.A (Cemig GT) e tinha participação de 21,7% do capital social da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa).



Mapa 1: Alcance da Cemig, com destaque para a Cemig Geração e Transmissão.

A Cemig é uma sociedade de economia mista e de capital aberto com mais de 200 mil acionistas em 39 países. Suas ações são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo, Nova Iorque e Madri, sendo controlada em 62,11% pelo Estado – 50,97% das ações ordinárias são do estado de Minas Gerais e os outros 11,14% correspondem à parcela do

Governo Federal por meio do BNDES Participações S.A. A Cemig é a maior empresa integrada do setor de energia elétrica do Brasil, e em território mineiro responde por 96% da área de concessão, atuando em 774 municípios e 9,21 milhões clientes faturados³. É responsável pela gestão da maior rede de distribuição de energia elétrica da América do Sul, com 567.478 km² de cobertura, resultando em ativos presentes em 25 estados brasileiros e no Distrito Federal.

Em 31 de dezembro de 2023, a capacidade instalada do grupo Cemig era de 5.277,96, num total de 68 usinas elétricas, todas de fontes renováveis de energia (hídrica, eólica e solar). A fonte hídrica correspondia à maior parcela da capacidade instalada, no valor de 5.010,34 MW, distribuídos entre 57 usinas hidrelétricas. Em segundo lugar, estava a fonte eólica, com 175,70 MW de capacidade instalada em 9 usinas eólicas. Por fim, havia duas usinas solares fotovoltaicas, com capacidade instalada somada de 3,92 MW.

O atual Planejamento Estratégico da Companhia, “Focar e Vencer em Minas Gerais”, possui um programa de desinvestimentos para redirecionar os esforços de gestão e alocação de capital da Cemig. O objetivo é direcionar o capital para melhorar a qualidade do serviço de geração, transmissão e distribuição de energia em Minas Gerais. Nesse sentido, foram realizados os seguintes desinvestimentos:

- Santo Antônio (Rondônia): a Cemig concluiu, em março de 2023, a alienação da totalidade de sua participação, direta e indireta, equivalente a 7,53% na UHE Santo Antônio;
- Baguari Energia (Minas Gerais): Em outubro de 2023, a Cemig GT concluiu a alienação da totalidade de sua participação, direta e indireta, equivalente a 34% na UHE Baguari;
- Retiro Baixo (Minas Gerais): conclusão, em novembro de 2023, da alienação da participação de 49,9% detida pela Cemig GT na Retiro Baixo Energética S.A.

A tabela a seguir apresenta a capacidade instalada (MW) por fonte de energia:

Fonte primária	2021	%	2022	%	2023	%
Hidráulica	5.638,10	96,82%	5.368,40	95,86%	5.010,34	94,68%
Eólica	115,20	1,98%	147,30	2,63%	175,70	3,32%
Solar	1,40	0,02%	3,92	0,07%	3,92	0,07%
Cemig Sim - Geração distribuída	68,5	1,18%	80,8	1,44%	102,0	1,93%
Capacidade instalada total	5.823,20	100%	5.600,42	100%	5.291,96	100%

Como parte do Planejamento Estratégico de 2024-2028, a Empresa tem como meta adicionar 870 MW médios de garantia física ao portfólio da Cemig, através de projetos em fontes hídricas, eólicas e solares com retornos financeiros adequados, mantendo dessa forma sua matriz 100% renovável.

Ao longo de 2023, a geração líquida da Cemig totalizou 15.438,29 GWh. Desse total, 14.745,07 GWh foram gerados por fonte hídrica, 524,43 GWh por fonte eólica e 7,29 GWh por fonte solar. O restante se refere à geração distribuída.

Geração líquida por fonte geradora de energia (GWh)

Fonte primária	2021	%	2022	%	2023	%
Hidráulica	15.069,78	96,68%	17.757,16	97,16%	14.745,07	95,51%
Eólica	419,12	2,69%	383,44	2,10%	524,43	3,40%
Solar	1,44	0,01%	6,42	0,03%	7,29	0,05%
Cemig SIM - Geração distribuída	96,80	0,62%	128,90	0,71%	161,50	1,04%
Geração total	15.587,14	100%	18.275,92	100%	15.438,29	100%

Pode-se notar que há uma grande concentração na geração hidrelétrica, sendo que diversificação da matriz elétrica aparece como uma oportunidade, e a Cemig já investe nessa frente: o crescimento da geração fotovoltaica nos últimos dois anos ilustra esse cenário.

A disponibilidade de energia é medida por meio do indicador FID (fator de disponibilidade de geração), valor adimensional, limitado superiormente a 1, resultante da divisão da disponibilidade apurada nos últimos 60 meses pelo índice de referência definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Logo, quanto maior o FID, melhor o desempenho da Companhia. A tabela a seguir apresenta o fator de disponibilidade por unidade geradora:

	Dez/2021	Dez/2022	Dez/2023
UHE Camargos	1,0640	1,0729	1,0267
UHE Itutinga	1,0146	1,0261	1,0237
UHE Rosal	0,9882	1,0579	1,1483
UHE Sá Carvalho	1,1210	1,1148	1,0099
UHE Salto Grande	1,0583	1,0560	1,0154
UHE Irapé	1,0437	1,0486	1,0107
UHE Queimado	1,1578	1,1600	1,0155
UHE Três Marias	1,0444	1,0496	1,0422
UHE Emborcação	1,0546	1,0574	1,0015
UHE Nova Ponte	1,0756	1,0645	1,0116

A partir de janeiro de 2023, passaram a vigorar os novos índices de referência revisados pela ANEEL. Conforme metodologia atual, os valores tendem a subir quando o histórico recente é positivo, o que resultou na queda do valor do FID de algumas instalações. Apesar disso, o Índice de Disponibilidade verificado, que compõe o numerador do cálculo do FID,

vem crescendo de forma contínua nos últimos anos para as UHEs da Cemig como um todo, saindo de 96,31% em dez/21, atingindo em 96,42% em dez/22 e agora chegando em 96,50% em dez/23. Esse crescimento é consequência da busca por paradas programadas cada vez mais eficientes e baixos índices de paradas forçadas.

A transmissão de energia, realizada pela Cemig GT, é operada por uma rede de transmissão com extensão de 5.060,39 km e com 40 subestações estrategicamente distribuídas em sua área de atuação. O quadro a seguir indica a composição da rede de transmissão por nível de tensão.

Comprimento de linhas de transmissão e distribuição (km) 2023

Transmissão	Comprimento (km)
230 kV	795,2
345 kV	2.083,21
500 kV	2.181,98
Total	5.060,39

3. Riscos e oportunidades na geração e transmissão de energia elétrica no Brasil 2024

As fontes de energia renovável estão ganhando cada vez mais espaço no mercado global de energia por gerarem menos impactos climáticos e aparecem como uma alternativa enquanto as fontes de energia não renováveis contribuem para o aquecimento global.

Entende-se que há uma urgência na transição energética global, tendo em vista o atual cenário das mudanças climáticas. A fim de potencializar essa transição, o Brasil, assim como diversos outros países, vem buscando aumentar sua capacidade de geração de energia renovável, tendo crescido de 144,55 GW em 2019 para 194,08 GW em 2023².

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE)³, em 2023, a oferta interna de energia no Brasil (total de energia disponibilizada no país) atingiu 314 Mtep, registrando um aumento de 3,6% em relação ao ano anterior. A participação de renováveis na matriz energética foi marcada pela manutenção da oferta de energia hidráulica, crescimento da geração eólica e solar fotovoltaica e redução do uso das usinas termelétricas a partir de combustíveis fósseis como gás natural e derivados de petróleo. Adicionalmente, a manutenção da oferta hidráulica, associada ao incremento expressivo das fontes eólica e solar na geração de energia elétrica (perda zero), assim como da biomassa, contribuíram para que a matriz energética brasileira se mantivesse em um patamar renovável de 49,1%, muito superior ao observado no resto do mundo e nos países da OCDE¹.

No caso da energia elétrica, verificou-se crescimento na oferta interna de 33,2 TWh (+4,8%) em relação a 2022. Os principais destaques foram os seguintes:

- A participação de renováveis na matriz elétrica ficou em 89,2% em 2023.
- A geração solar fotovoltaica atingiu 50,6 TWh (geração centralizada e MMGD) crescendo 68,1% e a sua capacidade instalada alcançou 37.843 MW, expansão de 54,8% em relação ao ano anterior.
- A geração hidrelétrica se manteve praticamente estável, com leve redução de apenas 1,1 TWh, o que representou uma queda de 0,3% em relação a 2022.
- A geração eólica atingiu 95,8 TWh (crescimento de 17,4%) e a sua potência instalada alcançou 28.682 MW, expansão de 20,7%.
- Queda de 1,9% na geração termelétrica.

² [Renewable Energy Statistics 2023](#)

³ [Balanço Energético Brasileiro](#)

4. Prestação de contas da Cemig GT

A tabela a seguir apresenta as categorias e os projetos elegíveis para emissões da Cemig GT, que serão detalhados no decorrer deste capítulo.

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Alinhamento aos ODS
Energia renovável	1. Construção, upgrade ou operação de módulos de energia solar;	1.1 Fonte de energia renovável; 1.2 Não poluente; 1.3 Vida útil elevada; 1.4 Poucos resíduos gerados;	1. Capacidade total de fontes de energia renovável (MW) 2. Aumento do output de energiarenovável (GWh)	ODS 7: Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos
	2. Construção, upgrade ou operação de módulos de energia eólica;	2.1 Fonte de energia renovável; 2.2 Não poluente; 2.3 Vida útil elevada; 2.4 Poucos resíduos gerados;		
	3. Investimentos em repotenciação de PCHs/hidrelétricas (aumento de densidade energética)	3.1 Fonte de energia renovável; 3.2 Baixos níveis de poluição; 3.3 Regularização de vazão e controle de enchentes; 3.4 Mínimo impacto socioambiental no caso de ampliação na geração sem alteração da área alagada 3.5 Vida útil elevada		

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.1 Redução de perdas técnicas; 1.2 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.3 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.4 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.5 Toneladas evitadas de CO ₂ e 1.6 Geração de impostos e empregos locais	1.1 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA) 1.2 CO ₂ e evitado (ton) 1.3 Perdas no sistema de transmissão (GWh)	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

Tabela 5: Uso de recursos elegíveis à Cemig Geração e Transmissão.

Relativos aos recursos da 10ª emissão de debentures da Cemig GT os recursos foram aplicados para ampliação da Pequena Central Hidrelétrica Poço Fundo e obras de reforços e melhorias no sistema de transmissão.

Abaixo são apresentados indicadores de impacto.

5. Reporte

Abaixo, um sumário o reporte de cada projeto a nível individual.

PCH Poço Fundo

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Energia renovável	1. Construção, upgrade ou operação de módulos de energia solar;	1.5 Fonte de energia renovável; 1.6 Não poluente; 1.7 Vida útil elevada; 1.8 Poucos resíduos gerados;	1. Capacidade de fontes de energia renovável (MW) 2. Aumento do output de energia renovável (GWh)	1. Acréscimo de 20,84 MW (de 9,16MW para 30MW) 2. 156.356,38 MWh gerados em 2023	ODS 7: Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos
	2. Construção, upgrade ou operação de módulos de energia eólica;	2.5 Fonte de energia renovável; 2.6 Não poluente; 2.7 Vida útil elevada; 2.8 Poucos resíduos gerados;			
	3. Investimentos em repotenciação de PCHs/hidrelétricas (aumento de densidade energética)	3.6 Fonte de energia renovável; 3.7 Baixos níveis de poluição; 3.8 Regularização de vazão e controle de enchentes; 3.9 Mínimo impacto socioambiental no caso de ampliação na geração sem alteração da área alagada 3.10 Vida útil elevada			

PROJETO 1 - Reforços em instalações de transmissão de energia elétrica

- **Mês/Ano de Conclusão do Projeto:** Agosto/2021.

I - Subestação Neves 1;

- adequação da medição de barra após a entrada em operação do banco de capacitores de 345 kV (345 kV - arranjo disjuntor e meio - DJM - lado 345 kV);
- instalação de um módulo de interligação de barras 500 kV, arranjo disjuntor e meio, para os autotransformadores 500/345 kV - TR1 e TR2;
- adequação de um módulo de conexão de transformador em 500 kV, arranjo disjuntor e meio, para conexão do autotransformador 500/345 kV - trafo TR2;
- adequação de um módulo de conexão de transformador 500 kV, arranjo disjuntor e meio, para o autotransformador 500/345 kV - trafo TR1;
- substituição do transformador trifásico TR4 500/138 kV - 300 MVA pelo banco de autotransformadores 500/138 kV - 750 MVA;
- adequação do módulo de conexão do transformador 500/138 kV (lado de 500 kV), em arranjo disjuntor e meio - novo trafo TR4;
- adequação da conexão do transformador 500/138 kV (138 kV - arranjo barra dupla a cinco chaves - BD5 - lado 138 kV) - trafo TR4;
- substituição do transformador trifásico TR5, 500/138 kV - 300 MVA, pelo banco de autotransformadores 500/138 kV - 750 MVA;
- adequação do módulo de conexão do transformador 500/138 kV (lado de 500 kV), arranjo disjuntor e meio - novo trafo TR5;
- adequação da conexão do transformador 500/138 kV (138 kV - BD5 - lado 138 kV) trafo TR5;
- adequação do módulo geral 500 kV, arranjo disjuntor e meio;
- instalação de uma unidade reserva TRR1 500/138 kV - 250 MVA para os trafos TR4 e TR5;
- adequação da interligação de barras em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 10K;
- adequação da conexão dos bancos de capacitores derivação em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 3K, saída Betim 3;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 4K, para conexão LD Cinco;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 5K, saída Atalaia LT1;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 6K, saída Atalaia LT2;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 11K, saída Adelaide LT1;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 12K, saída Adelaide LT2;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 9K, saída Neves 2;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 16K;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 17K, saída P. Leopoldo 3;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 18K, saída Matozinhos;
- adequação da interligação de barras em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 21K;
- instalação do módulo de conexão de trafo (CT - 138 kV - BD5) no vão 13K para conexão do TR8 de ligação do compensador síncrono CS2;
- instalação do módulo de conexão de trafo (CT - 138 kV - BD5) no vão 14K para conexão do TR9 de ligação do compensador síncrono CS1;
- instalação de um transformador trifásico 138/13,8 kV - 100 MVA - TR8;
- instalação de um transformador trifásico 138/13,8 kV - 100 MVA - TR9;
- instalação de uma conexão de transformador trifásico 138/13,8 kV - trafo TR8;
- instalação de uma conexão de transformador trifásico 138/13,8 kV - trafo TR9;
- adequação da entrada de linha em 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves - vão 9K, saída para Betim 2;

II - Subestação Ipatinga 1;

- instalação de uma conexão de transformador em 138 kV, arranjo barra principal e transferência - trafo TR1 - vão 1L;
- adequação da interligação de barras com a conversão do arranjo de barras 230 kV, de BPT (arranjo barra principal e de transferência) para BD4 (arranjo barra dupla a quatro chaves) - vão 5M;
- substituição do transformador TR1 por uma unidade de autotransformadores monofásicos 230/138 kV - 75 MVA TRR1;
- adequação de entrada de linha com a conversão do arranjo de barras 230 kV, de BPT para BD4 - vão 6M;
- adequação de entrada de linha com a conversão do arranjo de barras 230 kV, de BPT para BD4 - vão 3M - Guilman Amorim;
- adequação de entrada de linha com a conversão do arranjo de barras 230 kV, de BPT para BD4 - vão 2M;
- adequação da conexão de transformador (TR5) / LT1 Mesquita com a conversão do arranjo de barras 230 kV, de BPT para BD4 - vão 9M;
- adequação de entrada de linha com a conversão do arranjo de barras 230 kV, de BPT para BD4 - vão 1M;
- substituição do transformador TR1 por três unidades de autotransformadores monofásicos 230/138 kV - 75 MVA cada unidade;
- adequação da conexão do transformador TR1 em 230 kV, arranjo barra principal e transferência - vão 4M;
- adequação da conexão de transformador TR3 com a conversão do arranjo de barras 230 kV, de BPT para BD4 - vão 7M;
- adequação da conexão de transformador TR4 com a conversão do arranjo de barras 230 kV, de BPT para BD4 - vão 8M;
- adequação da interligação de barras em 138 kV, arranjo barra principal e transferência - vão 3K;
- adequação de entrada de linha com a conversão do arranjo de barras 230 kV, de BPT para BD4 - vão 10M;
- adequação de uma da entrada de linha em 138 kV - saída para Ipatinga 2;
- adequação de uma da entrada de linha em 138 kV - saída para Caratinga 1;
- adequação de uma da entrada de linha em 138 kV - saída para Ipatinga 3;

III - Subestação Barbacena 2;

- substituição dos autotransformadores TR1 e TR2 - 345/138 kV - 150 MVA, cada, por três unidades transformadoras monofásicas 345/138 kV - 100 MVA cada;
- adequação da conexão das unidades transformadoras monofásicas em 345 kV, arranjo em anel - trafo TR1;
- adequação da conexão do transformador TR1 em 138 kV, arranjo barra principal e transferência;
- substituição dos autotransformadores TR1 e TR2 345/138 kV - 150 MVA, cada, por uma unidade transformadoras monofásicas 345/138 kV - 100 MVA - unidade reserva;
- adequação da conexão vão 8K;
- adequação da entrada de linha vão 1;
- adequação da entrada de linha vão 2;
- adequação da entrada de linha vão 3; e
- adequação da interligação de barra em 138 kV - vão 4.

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.7 Redução de perdas técnicas; 1.8 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.9 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.10 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.11 Toneladas evitadas de CO2e 1.12 Geração de impostos e empregos locais	1.4 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.4 Incremento de 250% de transformação em MVA na SE Neves 1	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

PROJETO 2 - Reforços em instalação de transmissão de energia relativos à Subestação São Gonçalo do Pará:

- Mês/Ano de Conclusão do Projeto: Outubro/2020**

I - instalação de um banco de reatores de barra monofásicos RB1 500 kV - 3x60,00 Mvar;
 II - instalação de um reator monofásico reserva RBR 500 kV - 60,00 Mvar;
 III - instalação de um módulo de conexão com disjuntor, em 500 kV, para o reator de barra RTB 500 kV - 180 Mvar - RB1;
 IV - instalação de um módulo de conexão sem disjuntor, em 500 kV, para o reator de barra reserva RTB 500 kV - 60 Mvar - RBR1;
 V - instalação de um módulo de conexão, em 500 kV, para a transformação TR 500/138 kV - TR3.
 Necessário para a adequação da conexão do T2 500/230-13,8 kV, segundo proposta da CEMIG GT;
 VI - complementação do módulo de infraestrutura geral com um módulo de infraestrutura de manobra em 500 kV, arranjo disjuntor e meio, referente à instalação de um banco de reatores 500 kV, incluindo conexões e módulo de interligação de barras;
 VII - instalação de uma interligação de barramentos IB4, em 500 kV, arranjo DJM para o novo vão de conexão do RB1 e do T3;
 VIII - instalação de uma interligação de barramentos IB3, em 500 kV, arranjo DJM;
 IX - adequação do módulo de entrada de linha para conexão da Linha de Transmissão 500 kV São Gonçalo do Pará – Itabirito 2, com o remanejamento da conexão do vão 3U para o vão 6U (adjacente ao atual);
 X - instalação de três transformadores de potencial capacitivos, 500 kV, para individualização da manobra do transformador 1 (500/138-13,8 kV), para adequação do arranjo da subestação para DJM;
 XI - instalação de dois transformadores de potencial capacitivos, 500 kV, para individualização da manobra do transformador 2 (500/138-13,8 kV), para adequação do arranjo da subestação para DJM;
 XII - complementação do módulo de infraestrutura geral com a instalação de proteção diferencial de barras no setor de 500 kV, arranjo disjuntor e meio, referente à instalação de um banco de reatores 500 kV, incluindo conexões;
 XIII - individualização do módulo de manobra do transformador T1, 500/138-13,8 kV (complementação do módulo de manobra); e
 XIV - individualização do módulo de manobra do transformador T2, 500/138-13,8 kV (complementação do módulo de manobra).

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.13 Redução de perdas técnicas; 1.14 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.15 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.16 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.17 Toneladas evitadas de CO₂e 1.18 Geração de impostos e empregos locais	1.5 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.7 Incremento de 0% de transformação em MVA na SE São Gonçalo do Pará. Incremento de 180 MVar de compensação de reativos.	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

PROJETO 3 - Reforços em instalações de transmissão de energia elétrica relativos à Jaguará-SE e Jaguará-US

- Mês/Ano de Conclusão do Projeto:** Dezembro/2021

I - instalação, na Subestação Jaguará, de um autotransformador trifásico 500/345 kV, de 400 MVA, com finalidade de reserva;
 II - instalação, na Subestação Jaguará, de um módulo de conexão 345 kV, arranjo barra dupla a quatro chaves, para o autotransformador 500/345 kV denominado T13;
 III - complementação do módulo geral da Subestação Jaguará com um módulo de infraestrutura de manobra em 345 kV, arranjo barra dupla a quatro chaves;
 IV - adequação do trecho de quatrocentos metros de linha de transmissão 345 kV que conecta o secundário do autotransformador 500/345 kV denominado T13 ao novo módulo de conexão no setor de 345 kV da Subestação;
 V - adequação do módulo de entrada de linha 138 kV Jaguará – Mascarenhas de Moraes, incluindo alteração de arranjo de barra principal e transferência para barra dupla a quatro chaves e instalação de proteção diferencial de barras;
 VI - adequação do módulo de conexão em 345 kV do transformador 345/138 kV denominado T8;
 VII - adequação do módulo de conexão 138 kV do transformador T7, incluindo alteração de arranjo de barra principal e transferência para barra dupla a quatro chaves e instalação de proteção diferencial de barras;
 VIII - adequação do módulo de conexão 138 kV do transformador T8, incluindo alteração de arranjo de barra principal e transferência para barra dupla a quatro chaves e instalação de proteção diferencial de barras;
 IX - adequação do módulo de entrada de Linha 138 kV Jaguará – Uberaba 6, incluindo alteração de arranjo de barra principal e transferência para barra dupla a quatro chaves e instalação de proteção diferencial de barras;
 X - adequação do módulo de entrada de Linha 138 kV Jaguará – Araxá 2, incluindo alteração de arranjo de barra principal e transferência para barra dupla a quatro chaves e instalação de proteção diferencial de barras;
 XI - adequação do módulo de interligação de barras 138 kV, incluindo alteração de arranjo de barra principal e transferência para barra dupla a quatro chaves e instalação de proteção diferencial de barras;
 XII - adequação do módulo de entrada de Linha 138 kV Jaguará – Uberaba 1, incluindo alteração de arranjo de barra principal e transferência para barra dupla a quatro chaves e instalação de proteção diferencial de barras; e
 XIII - Adequação do módulo de entrada de Linha 138 kV Jaguará – Araxá 1, incluindo alteração de arranjo de barra principal e transferência para barra dupla a quatro chaves e instalação de proteção diferencial de barras.

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.19 Redução de perdas técnicas; 1.20 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.21 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.22 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.23 Toneladas evitadas de CO₂e 1.24 Geração de impostos e empregos locais	1.6 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.11 Incremento de 0% de transformação em MVA nas SE's Jaguará-SE e Jaguará-US.	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

PROJETO 4 - Reforços em instalação de transmissão de energia elétrica relativos à Subestação Taquaril

- **Mês/Ano de Conclusão do Projeto:** Fevereiro/2022.

I - instalação de um módulo de infraestrutura de manobra, em 345 kV;
 II - instalação de um módulo de interligação de barras, em 345 kV, arranjo barra dupla e transferência;
 III - complementação do módulo de infraestrutura geral, com módulo de infraestrutura de manobra 230 kV, devido a necessidade de ampliação do pátio de 230 kV;
 IV - instalação de um módulo de interligação de barras, em 230 kV, arranjo barra dupla e transferência;
 V - instalação de transformador de corrente no módulo de conexão do autotransformador T1, 345 kV;
 VI - instalação de transformador de corrente no módulo de conexão do autotransformador T2, 345 kV;
 VII - instalação de transformador de corrente no módulo de conexão do transformador T3, 345 kV;
 VIII - instalação de transformador de corrente no módulo de conexão do transformador T4, 345 kV;
 IX - instalação de transformador de corrente no módulo de conexão do autotransformador T5, 345 kV;
 X - instalação de transformador de corrente e instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de conexão do transformador T3, 138 kV;
 XI - instalação de transformador de corrente e instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de conexão do transformador T4, 138 kV;
 XII - complementação para conversão para arranjo barra dupla a quatro chaves e barra de transferência, e instalação de transformador de corrente no módulo de conexão do autotransformador T1, 230 kV;
 XIII - complementação para conversão para arranjo barra dupla a quatro chaves e barra de transferência, e instalação de transformador de corrente no módulo de conexão do autotransformador T2, 230 kV;
 XIV - complementação para conversão para arranjo barra dupla a quatro chaves e barra de transferência, e instalação de transformador de corrente no módulo de conexão do autotransformador T5, 230 kV;
 XV - complementação para conversão para arranjo barra dupla a quatro chaves e barra de transferência no módulo de conexão do autotransformador T6, 230 kV;
 XVI - complementação para conversão para arranjo barra dupla a quatro chaves e barra de transferência no módulo de interligação de barras, 230 kV;
 XVII - complementação para conversão para arranjo barra dupla a quatro chaves e barra de transferência no módulo de entrada de linha, saída para Itabira 4, 230 kV;
 XVIII - complementação para conversão para arranjo barra dupla a quatro chaves e barra de transferência no módulo de entrada de linha, saída para Sabará 3, 230 kV;
 XIX - complementação para conversão para arranjo barra dupla a quatro chaves e barra de transferência no módulo de entrada de linha, saída para Barão de Cocais 3, 230 kV;
 XX - adequação do sistema de teleproteção no módulo de entrada de linha, saída para Neves 1, 345 kV;
 XXI - adequação do sistema de teleproteção no módulo de entrada de linha, saída para Barreiro, 345 kV;
 XXII - instalação de um módulo de infraestrutura de manobra, em 138 kV;
 XXIII - instalação de um módulo de infraestrutura de manobra, em 138 kV;
 XXIV - instalação de um módulo de interligação de barras, em 138 kV, arranjo barra dupla e transferência;
 XXV - instalação de um módulo de conexão para dois bancos de capacitores, em 138 kV, arranjo barra dupla e barra de transferência;
 XXVI - instalação de banco de capacitores em derivação, 138 kV, 50 Mvar;
 XXVII - instalação de banco de capacitores em derivação, 138 kV, 50 Mvar;
 XXVIII - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras contemplando 1 IB, 138 kV;
 XXIX - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de entrada de linha, 138 kV;
 XXX - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de entrada de linha, 138 kV;
 XXXI - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de entrada de linha, 138 kV;
 XXXII - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de entrada de linha, 138 kV;
 XXXIII - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de entrada de linha, 138 kV;
 XXXIV - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de entrada de linha, 138 kV;
 XXXV - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de entrada de linha, 138 kV;
 XXXVI - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de entrada de linha, 138 kV; e
 XXXVII - instalação do sistema de proteção diferencial seletiva de barras no módulo de entrada de linha, 138 kV.

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.25 Redução de perdas técnicas; 1.26 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.27 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.28 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.29 Toneladas evitadas de CO₂e 1.30 Geração de impostos e empregos locais	1.7 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.15 Incremento de 0% de transformação em MVA na SE Taquaril. Incremento de 100 MVA de compensação de reativos.	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

PROJETO 5 - Reforços em instalação de transmissão de energia elétrica relativos à Subestação Barbacena 2

- **Mês/Ano de Conclusão do Projeto:** Julho/2019.

I - complementação do módulo geral 138 kV com dois módulos de infraestrutura de manobra em 138 kV, para instalação do transformador 138/13,8 kV e do banco de capacitores 138 kV;
 II - adequação do módulo geral para instalação de dois multimedidores e complementação do serviço auxiliar, referente à instalação do 2º transformador 138/13,8 kV - 25 MVA, banco de capacitores BC 138 kV - 32,8 Mvar e dois BCs 13,8 kV - 3,6 Mvar;
 III - complementação do módulo geral 138 kV com três módulos de infraestrutura de manobra em 13,8 kV para a conexão do transformador e dos bancos de capacitores;
 IV - instalação da complementação da interligação de barramentos de 13,8 kV;
 V - instalação do 2º transformador 138/13,8 kV - 25 MVA;
 VI - instalação de um módulo de conexão, em 138 kV, para o transformador 138/13,8 kV - TR4;
 VII - instalação de um módulo de conexão, em 13,8 kV, para o transformador 138/13,8 kV - TR4;
 VIII - instalação de um banco de capacitores 138 kV - 32,8 Mvar;
 IX - instalação de um módulo de conexão, em 138 kV, para o banco de capacitores 138 kV - BC7;
 X - instalação de um banco de capacitores 13,8 kV - 3,6 Mvar - BC8;
 XI - instalação de um banco de capacitores 13,8 kV - 3,6 Mvar - BC9;
 XII - instalação de um módulo de conexão, em 13,8 kV, para o banco de capacitores 13,8 kV - 3,6 Mvar - BC8; e
 XIII - instalação de um módulo de conexão, em 13,8 kV, para o banco de capacitores 13,8 kV - 3,6 Mvar - BC9.

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.31 Redução de perdas técnicas; 1.32 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.33 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.34 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.35 Toneladas evitadas de CO₂e 1.36 Geração de impostos e empregos locais	1.8 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.19 Incremento de 100% de transformação em MVA na SE Barbacena 2. Incremento de 40 MVar de compensação de reativos.	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

PROJETO 6 - Reforços em instalação de transmissão de energia elétrica relativos à Subestação São Gotardo 2

- **Mês/Ano de Conclusão do Projeto:** Junho/2021

I - adequação de um módulo de conexão, em 500 kV, para a transformação 500/345 kV - TR3;
 II - adequação de um módulo de conexão, em 500 kV, para a transformação 500/345 kV - TR4;
 III - complementação do módulo de infraestrutura geral, com módulo de infraestrutura de manobra, devido à ampliação do pátio de 500 kV;
 IV - instalação de uma interligação de barramentos 4U, em 500 kV, arranjo disjuntor e meio;
 V - instalação de banco de reatores de barra monofásicos, 500 kV, 3 x 60 Mvar;
 VI - instalação de unidade reserva de reator de barra monofásico, 500 kV, 60 Mvar;
 VII - instalação de um módulo de conexão de reator de barra, em 500 kV, arranjo disjuntor e meio;
 VIII - adequação da proteção diferencial de barra em 500 kV, contemplando quatro entradas de linha, duas conexões de transformador e três conexões de reator de barra;
 IX - adequação da proteção diferencial de barra em 500 kV, contemplando os módulos de conexão dos reatores de barras, e substituição do relé de falha do disjuntor;
 X - adequação da proteção diferencial de barra em 500 kV, contemplando o módulo de entrada de linha, e substituição do relé de falha do disjuntor;
 XI - adequação da proteção diferencial de barra em 500 kV, contemplando o módulo de entrada de linha, e substituição do relé de falha do disjuntor;
 XII - adequação da proteção diferencial de barra em 345 kV, contemplando o módulo de conexão do transformador, e substituição do relé de falha do disjuntor;
 XIII - adequação da proteção diferencial de barra em 345 kV, contemplando o módulo de conexão do transformador, e substituição do relé de falha do disjuntor;
 XIV - adequação da proteção diferencial de barra em 345 kV, contemplando o módulo de conexão do banco de capacitor paralelo BC1, e substituição do relé de falha do disjuntor;
 XV - adequação da proteção diferencial de barra em 345 kV, contemplando o módulo de conexão do banco de capacitor paralelo BC2, e substituição do relé de falha do disjuntor;
 XVI - adequação da proteção diferencial de barra em 345 kV, contemplando o módulo de entrada de linha, e substituição do relé de falha do disjuntor;
 XVII - instalação de uma interligação de barramentos 7U, em 500 kV, arranjo disjuntor e meio; e
 XVIII - adequação da proteção diferencial de barra em 345 kV, contemplando uma entrada de linha, três conexões de transformador e duas conexões de capacitor paralelo.

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.37 Redução de perdas técnicas; 1.38 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.39 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.40 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.41 Toneladas evitadas de CO_{2e} 1.42 Geração de impostos e empregos locais	1.9 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.23 Incremento de 0% de transformação em MVA na SE São Gotardo 2	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

PROJETO 7 - Reforços em instalações de transmissão de energia elétrica

- **Mês/Ano de Conclusão do Projeto:** Dezembro/2023.

I - São Simão-SE e São Simão-US: a) complemento do módulo de infraestrutura geral em 500 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; b) complemento do módulo de conexão EL - Entrada de Linha em 500 kV da saída para Itumbiara, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV e instalação de chave seccionadora; c) complemento do módulo de conexão EL em 500 kV da saída para Jaguará, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV e instalação de chave seccionadora; d) complemento do módulo de conexão EL em 500 kV da saída para Água Vermelha, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV e instalação de chave seccionadora; e) complemento do módulo de conexão IB - Disjuntor de Interligação de Barras em 500 kV da interligação IB1, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; f) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV da interligação IB3, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; g) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV da interligação IB4, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; h) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV da interligação IB5, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; i) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV do transformador TR1, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; j) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR2, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; k) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR3, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; l) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR4, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; m) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR5, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; n) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR6, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV;					
II - Subestação Emborcação; a) complemento do módulo de infraestrutura geral em 500 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; b) complemento do módulo de conexão EL em 500 kV da saída para Itumbiara, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; c) complemento do módulo de conexão EL em 500 kV da saída para Nova Ponte C1, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; d) complemento do módulo de conexão EL em 500 kV da saída para São Gotardo, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; e) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV da interligação IB2, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; f) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV da interligação IB3, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; g) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV da interligação IB4, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; h) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV da interligação IB1, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; i) complemento do módulo de conexão CT em 138 kV do transformador TR10, 500/138 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; j) instalação do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR6, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV, instalação de disjuntor e para-raios; k) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR10, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; l) complemento do módulo de conexão CT em 138 kV do transformador TR6, 500/138 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; m) complemento do módulo de conexão CT em 138 kV do transformador TR7, 500/138 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; n) complemento do módulo de conexão CT em 138 kV do transformador TR8, 500/138 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; o) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Araguari, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; p) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Catalão, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; q) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Coromandel, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; r) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Monte Carmelo, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; s) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Uberlândia, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; t) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Catalão C1, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; u) complemento do módulo de conexão IB em 138 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 138 kV; v) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR1, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; w) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR2, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; x) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR3, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; y) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV do transformador TR4, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV;					
III - Subestação Ouro Preto 2; a) complemento do módulo de infraestrutura geral em 500 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; b) complemento do módulo de conexão EL em 500 kV da saída para Itabirito 2, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; c) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV da interligação IB1, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; d) complemento do módulo de conexão IB em 500 kV da interligação IB2, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; e) complemento da conexão em 500 kV da TR1 500/345 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; f) complemento da conexão em 500 kV da TR2 500/345 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; g) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV da TR3 500/138 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; h) complemento do módulo de conexão CT em 500 kV da TR4 500/138 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 500 kV; i) complemento do módulo de conexão EL em 345 kV da saída para Itabirito 2 (antiga Jeceaba), associado à troca da proteção diferencial de barras em 345 kV; j) complemento do módulo de conexão IB em 345 kV da interligação IB2, associado à troca da proteção diferencial de barras em 345 kV; k) complemento na conexão em 345 kV da TR1 500/345 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 345 kV; l) complemento na conexão em 345 kV da TR2 500/345 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 345 kV; m) complemento do módulo de conexão CT em 138 kV da TR3, 500/138 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV; n) complemento do módulo de conexão CT em 138 kV da TR4, 500/138 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV; o) complemento do módulo de conexão EL em 345 kV da saída para Taquaril C1, associado à troca da proteção diferencial de barras em 345 kV; p) complemento do módulo de infraestrutura geral em 500 kV, associado à troca da proteção diferencial de barras em 345 kV; q) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Novellis C1, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV; r) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Novellis C2, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV; s) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Congonhas, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV; t) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Itabirito, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV; u) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Taquaril C1, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV; v) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Taquaril C2, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV; w) complemento do módulo de conexão EL em 138 kV da saída para Taquaril C3, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV; e x) complemento do módulo de conexão IB em 138 kV da interligação IB1, associado à troca da proteção diferencial de barras adaptativa em 138 kV.					

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.43 Redução de perdas técnicas; 1.44 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.45 Aumento da capacidade de transformação e	1.10 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.27 Incremento de 0% de transformação em MVA nas SE's São Simão, Emborcação e Ouro Preto 2	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

		atendimento do mercado consumidor 1.46 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.47 Toneladas evitadas de CO₂e 1.48 Geração de impostos e empregos locais			
--	--	--	--	--	--

PROJETO 8 - Reforços em instalação de transmissão de energia elétrica relativos à Subestação Pimenta

- **Mês/Ano de Conclusão do Projeto:** Abril/2021.

I - instalação de autotransformador monofásico reserva (345/138 kV - 100 MVA);
 II - complemento do módulo de infraestrutura geral 345 kV com um módulo de infraestrutura em 345 kV para substituição dos transformadores T1 e T2 pelos TR3 e TR5, ampliação da casa de comando e substituição dos cabos no barramento;
 III - substituição do TR1 por um banco de autotransformadores monofásicos 345/138-13,8 kV - 3 x 100 MVA (T3);
 IV - instalação de nova conexão em 345 kV para o T3, devido a substituição do TR1 pelo T3;
 V - adequação na conexão em 138 kV do TR1 para o T3, devido a substituição do TR1 pelo T3;
 VI - complemento do módulo de infraestrutura geral 345 kV, com um módulo de infraestrutura em 138 kV para substituição dos transformadores T1 e T2 pelos TR3 e TR5;
 VII - substituição do TR2 por um banco de autotransformadores monofásicos 345/138-13,8 kV - 3 x 100 MVA (T5);
 VIII - adequação na conexão em 345 kV do TR2 para o T5, devido a substituição do TR2 pelo T5; e
 IX - adequação na conexão em 138 kV do TR2 para o T5, devido a substituição do TR2 pelo T5.

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.49 Redução de perdas técnicas; 1.50 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.51 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.52 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.53 Toneladas evitadas de CO₂e 1.54 Geração de impostos e empregos locais	1.11 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.31 Incremento de 100% de transformação em MVA na SE Pimenta	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

PROJETO 9 - Reforços em instalação de transmissão de energia elétrica relativos à Subestação Barreiro 1

- **Mês/Ano de Conclusão do Projeto:** Agosto/2023.

I - adequação da entrada de linha para a Subestação - SE Neves 1 (345 kV - BDDD - arranjo em barra dupla disjuntor duplo);
II - adequação da entrada de linha para a SE Taquaril (345 kV - BDDD);
III - adequação da conexão em 345 kV originalmente destinada ao transformador T1 e que passará a atender ao transformador 345 kV - T7, passando de BD4 para BDDD, e desmontagem do módulo de conexão 345 kV do transformador T2;
IV - adequação da conexão do transformador TR5 (345 kV - BDDD - Lado 345 kV);
V - adequação da conexão do transformador TR6 (345 kV - BDDD - Lado 345 kV);
VI - adequação do módulo de conexão do transformador TR3, que passará a conectar o transformador T8 e cujo arranjo deverá ser alterado de BPT para BDDD;
VII - substituição dos bancos de transformadores monofásicos TR1 e TR2 - 345/138 kV, 150 MVA cada banco, por um banco de autotransformadores 345/138 kV - 3 x 125 MVA. Desmontagem e desativação dos transformadores TR1 e TR2;
VIII - substituição dos bancos de transformadores monofásicos TR3 e TR4 - 345/138 kV, 150 MVA cada banco, por um banco de transformador 345/138 kV - 3 x 125 MVA. Desmontagem e desativação dos transformadores TR3 e TR4;
IX - substituição da unidade reserva TRR2 - 345/138 kV, 50 MVA, por uma unidade reserva de 125 MVA. Desmontagem e desativação da unidade TRR2;
X - desativação do módulo de interligação de barras 345 kV, em razão da adequação do arranjo de BPT para BDDD;
XI - adequação do módulo de conexão 345 kV do banco de capacitores BC1;
XII - adequação da entrada de linha (138 kV - BD4) Linha de Transmissão - LT Barreiro -Mannesman - vão 4K4;
XIII - adequação da entrada de linha (138 kV - BD4) LT Barreiro - Cidade Industrial C1 - vão 5K4;
XIV - adequação da entrada de linha (138 kV - BD4) LT 2 Barreiro - Cidade Industrial C2 - vão 7K4;
XV - adequação da entrada de linha (138 kV - BD4) LT 1 Barreiro - BH Bonsucesso - vão 9K4;
XVI - adequação da entrada de linha (138 kV - BD4) LT 2 Barreiro - BH Bonsucesso - vão 10K4;
XVII - adequação da entrada de linha (138 kV - BD4) LT 1 Barreiro - Nova Lima - vão 17K4;
XVIII - adequação da entrada de linha (138 kV - BD4) LT 1 Barreiro - Jatobá - vão 22K4;
XIX - adequação da interligação de barras (138 kV - BD4) - vão 6K4;
XX - adequação da conexão em 138 kV originalmente destinada ao transformador T1 e que passará a atender ao transformador 345/138 kV - T7, passando de BPT para BD4;
XXI - adequação da conexão em 138 kV originalmente destinada ao transformador T3 e que passará a atender ao transformador 345/138 kV - T8, passando de BPT para BD4;
XXII - instalação da conexão do transformador TR9 (138 kV - BD4 - Lado 138 kV) -trafo TR9;
XXIII - adequação do módulo de conexão de capacitor derivação (138 kV - BD4) - vão 11K4;
XXIV - instalação do transformador trifásico 70 MVA, 138/13,8 kV;
XXV - instalação da conexão do transformador TR9 (13,8 kV - BPT - Lado 13,8 kV);
XXVI - adequação do módulo geral 345 kV, incluindo serviços de terraplenagem, cercas, drenagem, embritamento, arruamento, iluminação, canaletas e malha de terra, instalação de quatro unidades centrais de proteção de barras, instalação de três transformadores de potencial 345 kV na nova barra de 345 kV e instalação de três transformadores de potencial de 138 kV; e
XXVII - desmontagem dos módulo de conexão em 138 kV do transformador TR4.

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.55 Redução de perdas técnicas; 1.56 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.57 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.58 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.59 Toneladas evitadas de CO₂e 1.60 Geração de impostos e empregos locais	1.12 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.35 Incremento de 25 % de transformação em MVA na SE Barreiro	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

Projeto 10 - Reforços em instalação de transmissão de energia elétrica relativos à Subestação Mesquita

• Mês/Ano de Conclusão do Projeto: Julho/2021

I - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para o IB de 500 kV (vão dos transformadores);
II - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a EL de 230 kV para Governador Valadares 2;
III - complementação do módulo geral de 500 kV, com instalação de quatro transformadores de potencial - TP's, dois em cada uma das barras de 500 kV, instalação de unidade central de proteção de barras para as barras de 230 kV e 500 kV e instalação de unidade de falha de disjuntor em dois IBs de 230 kV;
IV - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a EL de 500 kV para Vespasiano 2;
V - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para o IB de 500 kV (vão das ELs para Vespasiano 2 e João Neiva);
VI - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a CT de 500 kV do T4;
VII - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a CT de 500 kV do T3;
VIII - adequação da CT do trafo T1 de 500 kV ao arranjo DJM;
IX - adequação da CT do trafo T2 de 500 kV ao arranjo DJM;
X - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a CT de 230 kV do T4;
XI - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a CT de 230 kV do T3;
XII - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a EL de 230 kV para UHE Baguari;
XIII - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a EL de 230 kV para Ipatinga 1 C1;
XIV - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a EL de 230 kV para Ipatinga 1 C2;
XV - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor e instalação de três TP's para a CT de 230 kV do T1;
XVI - adequação da CT de 230 kV, arranjo disjuntor e um terço, para a conexão do T2; e
XVII - instalação de unidade de bay da proteção diferencial de barra e falha de disjuntor para a EL de 230 kV para Usiminas.

Uso dos recursos	Exemplos de projetos elegíveis	Benefícios socioambientais	Indicadores de impacto	Reporte do impacto relativo a 2023	Alinhamento aos ODS
Eficiência energética	1. Reforços e melhorias na transmissão	1.61 Redução de perdas técnicas; 1.62 Aumento de confiabilidade do sistema; 1.63 Aumento da capacidade de transformação e atendimento do mercado consumidor 1.64 Ampliação da instalação (capacidade de atendimento) sem aumento de área construída 1.65 Toneladas evitadas de CO₂e 1.66 Geração de impostos e empregos locais	1.13 incremento da capacidade de transformação % (em termos de MVA)	1.39 Incremento de 0% de transformação em MVA na SE Mesquita	ODS 9: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação