

DIAGNÓSTICO DA REDE BÁSICA DE FRONTEIRA DAS REGIÕES NORTE E TRIÂNGULO DE MINAS GERAIS

© 2023/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DPL 0067/2023

DIAGNÓSTICO DA REDE BÁSICA DE FRONTEIRA DAS REGIÕES NORTE E TRIÂNGULO DE MINAS GERAIS

Julho de 2023

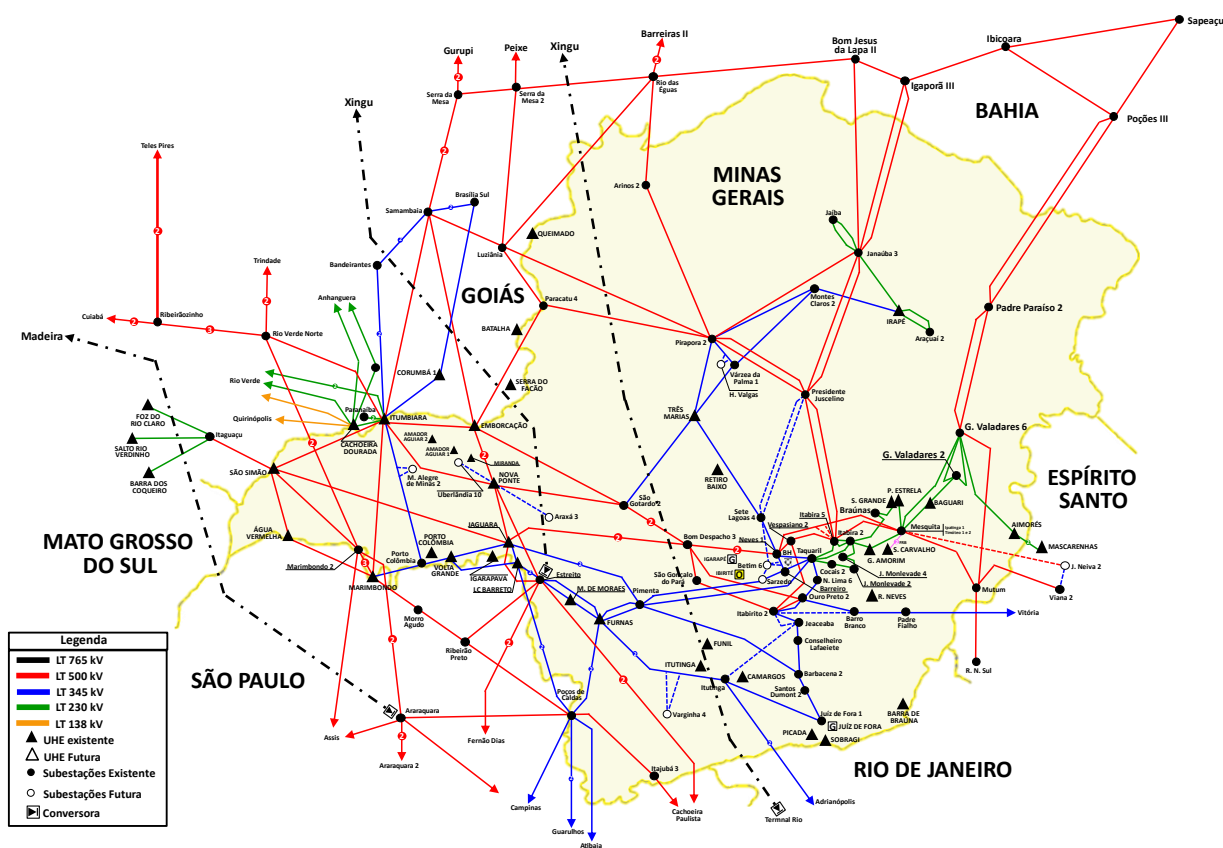
Sumário

1	Introdução e Objetivo	4
2	Conclusões	8
	2.1	
	Consideração Finais	9
3	Premissas	10
	3.1	
	Carga e Geração	10
	3.2	
	Configuração e Cenários Analisados	12
4	Diagnóstico da Rede Básica de Fronteira	14
	4.1	
	Região Norte	14
	4.2	
	Região Triângulo	20
	4.2.1	
	Análises de Sensibilidade	26
5	Referências	31

1 Introdução e Objetivo

O sistema de transmissão da área Minas Gerais, apresentado na Figura 1-1, é composto por malhas de 500 kV e de 345 kV, que interligam os centros de carga às usinas hidrelétricas dos rios Paranaíba e Grande, além de interligações com os estados de Goiás, São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo. Existe ainda uma rede em 230 kV na região Leste que atende às cargas do Vale do Aço, estendendo-se até a divisa com o Espírito Santo. Por fim, há outra importante interligação, através de uma malha em 500 kV, entre a região Norte de Minas Gerais e o estado da Bahia, constituindo-se como um importante caminho para escoamento da energia excedente do subsistema Nordeste.

Figura 1-1: Diagrama eletro geográfico do sistema de suprimento à área Minas Gerais



A área Minas Gerais é composta pelas regiões Metropolitana, Triângulo, Leste, Mantiqueira, Norte, Sul (Lavras e Poços) e Oeste (Passos e Gafanhoto), que totalizam atualmente uma carga máxima de aproximadamente 10,2 GW e um parque gerador da ordem de 19,0 GW de potência instalada de geração síncrona, dos quais 84% são usinas hidrelétricas (UHE) e 3,0 GW de geração assíncrona, notadamente geração solar fotovoltaica.

O parque hidroelétrico de Minas Gerais é composto principalmente pelas bacias dos rios Grande e Paranaíba, localizadas nas divisas com os estados de São Paulo e Goiás, além das usinas mais próximas aos centros de carga, com destaque para as UHEs Irapé, Três Marias e as pertencentes à bacia do rio Doce, na região Leste do estado.

As pequenas centrais hidrelétricas (PCH) totalizam cerca de 1.200 MW de potência instalada, a maior parte concentrada nas regiões Leste e Mantiqueira. A disponibilidade de geração termoelétrica é pequena, da ordem de 500 MW instalada principalmente na região Metropolitana de Belo Horizonte. As usinas de biomassa totalizam aproximadamente 950 MW, mais concentradas na região do Triângulo Mineiro.

Nos últimos anos têm sido verificado o início da integração de usinas solares fotovoltaicas no estado. Desde o PAR/PEL 2019, ciclo 2020-2024, observa-se um crescimento acentuado na oferta de projetos no Ambiente de Contratação Livre (ACL), a partir da formalização de inúmeros pedidos de solicitações de Informação de Acesso e/ou de Solicitação de Acesso para Usinas Fotovoltaicas (UFV), de modo que o montante de geração previsto pode chegar a valores da ordem de 20 GW até o fim de 2026, potencial consideravelmente superior ao vislumbrado pelo planejamento no médio e longo prazo.

Diante desse cenário, em 2018 a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizou estudos [5a] para a expansão da rede elétrica nas regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais. Nesse mesmo ano, recomendou a implantação de reforços na região do Triângulo Mineiro e do Alto Paranaíba [5b] visando propiciar margem para a instalação de novos empreendimentos de geração de energia e maior confiabilidade ao atendimento elétrico às cargas dessas regiões. Seguindo esse caminho, em 2020, a EPE emitiu uma Nota Técnica [5c] contendo reforços de transmissão de menor porte para o Norte de Minas Gerais que possibilitassem aumento da capacidade de escoamento da rede de transmissão regional já no ano de 2023. Mais recentemente, a EPE emitiu o estudo [5d], que recomendou reforços estruturais para a ampliação da capacidade de transmissão de energia do SIN desde a região Norte do estado de Minas Gerais até os principais centros de carga da região Sudeste, localizados na metade Centro-Sul do Estado de Minas Gerais e nos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Ressalta-se que, desde 2020, tem-se observado um grande número de projetos de geração de médio porte no Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) da CEMIG D, bem como uma aceleração da inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), com crescimento

exponencial na implementação de projetos de Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD), em sua grande maioria de fonte fotovoltaica.

Em 2021, a EPE emitiu o Estudo de escoamento de Geração da Região Nordeste [5e], o primeiro de um conjunto de três volumes que recomendavam reforços estruturais no SIN para solucionar restrições locais, da região Nordeste, para conexão de futuros projetos de geração, aumento da confiabilidade no atendimento à carga e para ampliação da capacidade de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Os empreendimentos recomendados envolveram expansões da malha de transmissão desde a região norte do estado da Bahia até os estados de Minas Gerais e Espírito Santo.

Mais recentemente, em abril de 2023, foi disponibilizado pela EPE um novo estudo [5f] para atendimento à região do Triângulo Mineiro e do Alto Paranaíba, tendo em vista a necessidade de uma nova avaliação considerando os pedidos de conexão de novos empreendimentos de geração solar fotovoltaica, tanto em relação à geração fotovoltaica de médio porte bem como em relação à MMGD, que em cenários de carga reduzida provocam fluxo reverso, ou seja, levam a uma exportação de energia através da Rede de Distribuição (RD) local para a Rede Básica (RB).

Cabe ressaltar que, mesmo com toda a solução estrutural proposta pela EPE ao longo dos últimos anos, o sistema previsto para a Rede Básica e as Demais Instalações de Transmissão (DIT) de Minas Gerais, apresenta gargalos sistêmicos e restrições ao escoamento de geração, em condição normal de operação (N) e em situações de contingência simples (N-1), notadamente na condição de carga média, que representa o período diurno de geração fotovoltaica elevada, com destaque para:

- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2, da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2 ou de um dos transformadores 500/345 kV da SE Itabirito 2. Na contingência da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano, foi observada apenas uma sobrecarga marginal;

- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, no único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, em condição normal de operação e na contingência da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete 1, de um dos circuitos da LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 e C2, da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Santos Dumont 2, da LT 345 kV Lafaiete 1 – Jeceaba ou da LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2, em situações em que os Bipolos da SE Xingu estejam operando com potência reduzida;
- Esgotamento da capacidade de emergência do único transformador 500/345 kV da SE Buritizeiro 3, na contingência de um dos transformadores 500/345 kV da SE Pirapora 2, da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Três Marias ou da LT 345 kV São Gotardo 2 – Três Marias.

Importante observar que os problemas supracitados serão detalhados no âmbito dos estudos do PAR/PEL 2023, ciclo 2024-2028.

Portanto, este documento tem o objetivo de apresentar um diagnóstico do desempenho da Rede Básica de Fronteira (RBF) nas malhas regionais do Norte e do Triângulo de Minas Gerais, diante da conexão massiva de geração fotovoltaica na rede de distribuição dessas regiões.

Por fim, destaca-se que as avaliações aqui realizadas têm como referência as previsões de carga e de geração enviadas pela distribuidora, usinas de médio porte conectadas na distribuição e MMD, informadas pela CEMIG D, no âmbito do PAR/PEL 2023, ciclo 2024-2028 e as obras das soluções estruturais recomendadas pela EPE nos estudos de planejamento [5a], [5b], [5c], [5d] e [5e].

2 Conclusões

- a) O sistema previsto da Rede Básica e DIT do Norte e Triângulo de Minas Gerais já apresenta gargalos e restrições, portanto, não há capacidade remanescente para o escoamento de novas plantas de geração em condições normais de operação e/ou em situações de contingência, notadamente na condição de carga média que representa o período diurno e, portanto, de geração fotovoltaica elevada.
- b) Mesmo com toda a solução estrutural recomendada pela EPE, são previstas sobrecargas inadmissíveis, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 e no transformador 500/345 kV da SE Buritizeiro 3 em situações de contingência simples. No transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2 é observada sobrecarga inadmissível em condição normal de operação e em situações de contingência.
- c) Com relação aos transformadores da Rede Básica de Fronteira foram observados os seguintes problemas:
- esgotamento, **em regime normal de operação**, das subestações da região Norte de Minas: **Pirapora 345/138 kV, Três Marias 289/138 kV, Janaúba 3 230/138 kV, Jaíba 230/138 kV e 500/138 kV Paracatu 4**; e para a regional do Triângulo de Minas: **Jaguará 345/138 kV e Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV**;
 - sobrecargas inadmissíveis, **acima da capacidade de curta duração (limite do equipamento no período de 4 horas)**, nas seguintes transformações do Norte de Minas: **Pirapora 345/138 kV, Três Marias 289/138 kV, Jaíba 230/138 kV e 500/138 kV Paracatu 4**; e para a regional Triângulo de Minas: **Jaguará 345/138 kV e Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV**;
 - ou seja, todas as transformações mencionadas apresentam problemas em N e N-1, exceto a SE Janaúba 3 230/138 kV, que apresenta restrições apenas em N.
- d) Com relação às análises de sensibilidade realizadas para a região do Triângulo Mineiro, em que foram elevadas as gerações das usinas de biomassa local e de algumas UHEs com influência na área, no período de carga média de verão, podem ser observados um agravamento nos problemas mencionados no item anterior, destacando-se que pode

surgir esgotamento da SE Uberlândia 10 345/138 kV em regime normal de operação no cenário mais crítico de elevada geração à biomassa e UHEs em 75%.

- e) Cumpre destacar que os fluxos responsáveis pelos carregamentos das transformações de fronteira são no sentido de escoamento de geração, ou seja, da rede de distribuição para a Rede Básica, sendo amplamente influenciados pela geração de médio porte conectada na distribuição e pelo crescente potencial de MMGD.
- f) Especificamente nas subestações Três Marias e Pirapora 2 são observadas dificuldades físicas para implantação de reforços e ampliações. Ademais, para a SE Três Marias, considerando a solução indicada na após Nota Técnica emitida pela EPE [5h], não são previstas sobrecargas nessa transformação.
- g) Cabe destacar que com as obras indicadas no estudo [5f] realizado pela EPE para atendimento à região do Triângulo Mineiro e do Alto Paranaíba, as restrições verificadas em N e N-1 das subestações em 345/138 kV Jaguará, Monte Alegre de Minas 2 e Uberlândia 10, inclusive nos cenários de sensibilidades analisados, deixam de ser observadas. No entanto, essas obras não possuem previsão de licitação/outorga até o momento.

2.1 Consideração Finais

Esse documento apresenta o diagnóstico das transformações de fronteiras das regiões Norte e Triângulo de Minas Gerais. Portanto, mesmo que os problemas dessas fronteiras aqui relatados sejam solucionados por meio de obras de ampliação e/ou reforço, Sistemas Especiais de Proteção ou medidas operativas, os problemas citados para a Rede Básica, que serão melhor detalhados no âmbito do PAR/PEL 2023, persistem e não possuem solução estrutural prevista. Cabe ressaltar que a expansão do sistema de transmissão é estudada e determinada pelo Planejamento Setorial tendo como premissa fundamental a previsão do crescimento de carga. Nesse contexto, as obras de transmissão que foram consolidadas no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE) e que serão licitadas nos certames de 2023 e 2024 consideraram um crescimento de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) da ordem de 32 GW [5g].

A análise do desempenho da Rede Básica e de suas fronteiras é parte integrante do estudo anual do PAR/PEL. Portanto, todos os aspectos aqui relatados constarão no Volume III do PAR/PEL 2023 (ciclo 2024 a 2028), sendo a emissão dessa Nota Técnica apenas uma forma

de antecipar os resultados para a análise de fronteiras das regiões Norte de Minas Gerais e Triângulo Mineiro.

3 Premissas

3.1 Carga e Geração

A carga utilizada nas avaliações do diagnóstico da Rede Básica de Fronteira foi fornecida pela CEMIG D de acordo com sua projeção de carga global para o horizonte do PAR/PEL 2023, no período de verão e de inverno, com sua respectiva distribuição típica por barramento no horário de ocorrência da menor carga líquida (carga global abatida do total de geração na RD), considerando as horas pertencentes ao patamar de carga média de dia útil (entre a 9ª hora e a 17ª hora). Seguindo esse critério, a menor carga líquida disponibilizada para o período de inverno, que vai de maio a outubro, corresponde a 12ª hora do mês de setembro, enquanto no verão, período entre novembro e abril, ela ocorre no mês de dezembro na 12ª hora.

Na Tabela 3-1 são apresentadas as previsões de crescimento da carga global em Minas Gerais com relação ao ano de 2023, conforme informado pela CEMIG D. Cabe observar que a carga apresenta um crescimento da ordem de 2%, entre um ano e seu subsequente.

Tabela 3-1: Crescimento previsto para a carga global no horizonte do PAR/PEL 2023

Ano	Inverno		Verão	
2023	7.855,40 MW	-	7446,0 MW	-
2024	8.020,30 MW	2,16%	7599,6 MW	2,06%
2025	8.176,70 MW	1,96%	7747,8 MW	1,95%
2026	8.336,20 MW	1,95%	7898,9 MW	1,95%
2027	8.493,35 MW	1,95%	8052,9 MW	1,95%
2028	8.664,50 MW	1,95%	8210,0 MW	1,95%
2029	8.833,40 MW	1,92%	8373,1 MW	1,99%

A influência da MMGD no sistema da CEMIG D começou a crescer significativamente no fim de 2019 e início de 2020. Diante disso, a partir de meados de 2021, a área de carga do ONS tem solicitado aos agentes que passem a informar separadamente a carga atendida pela MMGD por barramento, identificando esses barramentos com antecedência ao envio das previsões de carga, e orientando que na estimativa do montante de geração horária de MMGD e da carga horária atendida pela MMGD sejam utilizadas as informações de potência

instalada e das curvas de radiação verificadas. A geração prevista a partir dessas curvas, de potência instalada prevista e de radiação, consideram um fator de capacidade em torno de 70%, que ocorre no horário de maior radiação, isto é, por volta de 12ª hora no estado de Minas Gerais.

Com base nessas orientações, a CEMIG D apresentou a projeção de crescimento da MMGD, conforme Tabela 3-2.

Tabela 3-2: Projeção de crescimento da MMGD

Horizonte	Mini GD [MW]	Micro GD [MW]	Crescimento Micro GD [%]	Crescimento Mini GD [%]	TOTAL [MW]
2022	565,1	1701,2	-	-	2266,4
2023	1860,2	2059,1	21,0%	229,2%	3919,3
2024	2981,8	2197,6	6,7%	60,3%	5179,4
2025	3387,5	2336,0	6,3%	13,6%	5723,6
2026	3539,7	2474,5	5,9%	4,5%	6014,2
2027	3899,0	2613,0	5,6%	10,2%	6511,9
2028	4356,5	2751,5	5,3%	11,7%	7108,0
2029	4785,2	2889,9	5,0%	9,8%	7675,1

A previsão de geração de MMGD fotovoltaica por barramento é coincidente com o horário da demanda global da empresa, ou seja, 12ª hora no inverno e 12ª hora no verão. Desta forma, a previsão da geração de MMGD por barramento, bem como a carga atendida pela MMGD por barramento, acompanham os mesmos horários da previsão da carga global da empresa.

Destaca-se que o crescimento da Micro Geração Distribuída foi estimado pela área de mercado da distribuidora, enquanto o da Mini Geração Distribuída foi estimado a partir dos Pareceres de Acesso válidos, de acordo com o acompanhamento realizado por sua área de obras de Média Tensão que, a partir dos contratos válidos e do seu cronograma de obras, distribuiu uniformemente o montante de geração ao longo dos anos de estudo do PAR/PEL 2023, ciclo 2024-2028. Também foram considerados alguns pedidos de viabilidade de Mini Geração Distribuída, com possibilidade de assinatura, sendo esse montante considerado nos estudos de previsão de carga a partir de 2027.

Ressalta-se, ainda, que foi realizado o despacho de geração das usinas de médio porte¹ na Rede de Distribuição da CEMIG D, mais especificamente daquelas que se encontram em operação, das que possuem CUSD assinado, com Parecer de Acesso válido e das que estão em fase de conexão ao sistema da CEMIG D, conforme dados fornecidos pela distribuidora. Deste modo, com exceção das usinas fotovoltaicas, todas as demais usinas classificadas como Tipo II-C, Tipo II-B e Tipo III conectadas nas DIT e na Rede de Distribuição foram consideradas nos casos de estudo com geração igual a 100% do valor de potência contratada. Por sua vez, as usinas fotovoltaicas de médio porte conectadas na Rede de Distribuição e DIT foram consideradas com um fator de capacidade de 90% em relação à potência instalada. Para a MMGD foram considerados os valores de geração previstos pela CEMIG D, não sendo feitas alterações com relação aos montantes enviados para a área previsão de carga do ONS.

As usinas hidrelétricas situadas nas bacias dos rios Grande e Paranaíba, assim com as UHE Serra do Facão, Amador Aguiar 1 e 2, Miranda, Igarapava e Cachoeira Dourada, foram consideradas, em todos os cenários analisados, com despacho de geração da ordem de 50% de suas capacidades instaladas.

3.2 Configuração e Cenários Analisados

Os estudos contemplaram os casos de fluxo de potência de inverno, 2026, 2027 e 2028 e verão, 2026/2027, 2027/2028 e 2028/2029, na condição de carga média, do PAR/PEL 2023, ciclo 2024-2028.

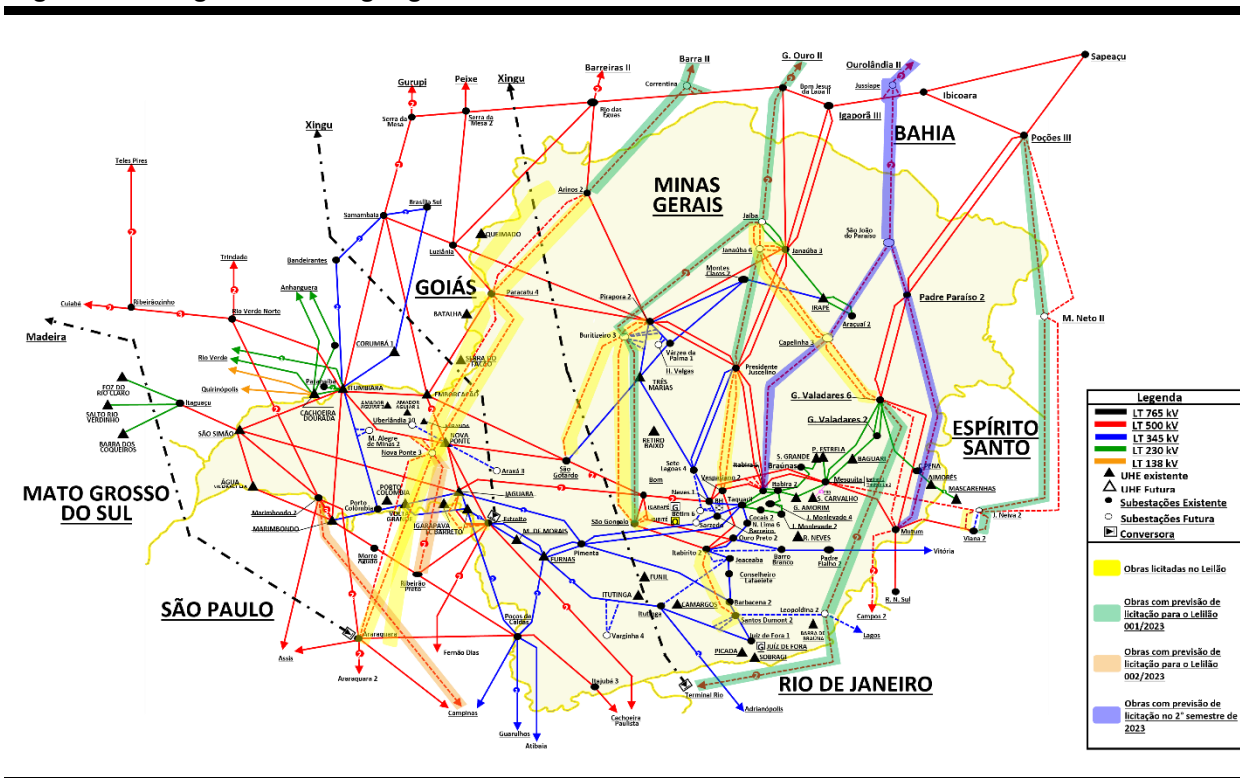
Cumprir ressaltar que a previsão de entrada em operação das obras que estão presentes nesses casos tem como referência as informações atualizadas na 4ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Transmissão 2023, coordenada pelo DMSE.

Além disso, destaca-se que: (i) a partir dos casos de verão 2027/2028 foram consideradas as obras da solução estrutural recomendadas pela EPE no estudo de planejamento [5d] (obras outorgadas em 30/06/2022); (ii) os casos de 2028 contemplam os empreendimentos não outorgados, ou seja, as demais obras do estudo de planejamento [5d] e do estudo [5e].

¹ Neste documento, assume-se como usinas de médio porte aquelas classificadas como Tipo II-C, Tipo II-B e Tipo III.

A Figura 3-1, a seguir, apresenta o mapa geoeletrico de Minas Gerais contemplando as obras licitadas no Leilão de Transmissão 001/2022 e obras a serem licitadas ao longo de 2023.

Figura 3-1: Diagrama eletro geografico de Minas Gerais com a inclusao das obras futuras



Adicionalmente, para a região do Triângulo Mineiro foram feitas algumas análises considerando as obras previstas pela EPE em [5f] e sem previsão de licitação, quais sejam:

- 2º transformador 345/138 kV – 300 MVA na SE Araxá 3;
- 1º e 2º transformador 345/138 kV – 2 x 300 MVA na SE Jaguará, em substituição às unidades TR7 e TR8 existentes;
- 3º e 4º transformador 345/138 kV – 2 x 200 MVA na SE Monte Alegre de Minas 2;
- 2º transformador 345/138 kV – 300 MVA na SE Uberlândia 10;
- LT 345 kV Jaguará – Araxá 3 C1; e
- Reator de barra 345 kV – 50 MVar na SE Nova Ponte.

4 Diagnóstico da Rede Básica de Fronteira

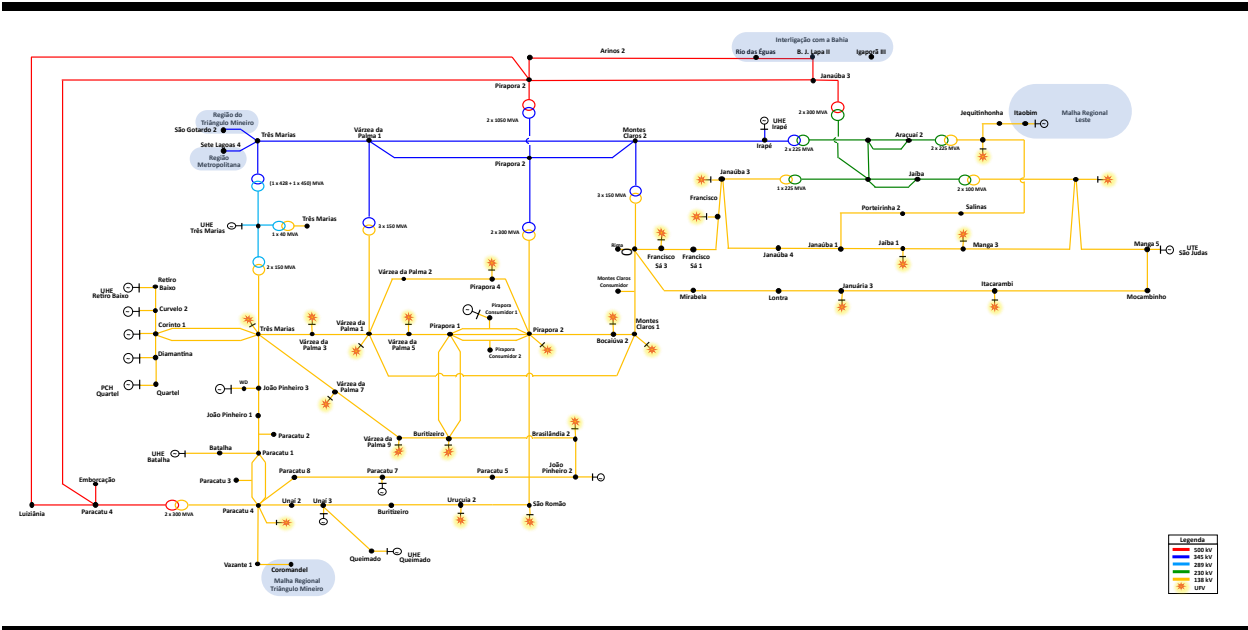
Esta seção apresenta o diagnóstico da transformação de fronteira da Rede Básica com a Rede de Distribuição, em condição normal de operação (“N”) e em contingência simples de um elemento da rede (“N-1”). No âmbito deste documento técnico, são tratadas especificamente as transformações de fronteira da **Região Norte** e da **Região Triângulo de Minas Gerais**.

O diagnóstico apresentado contempla as configurações futuras previstas para cada subestação, bem como da rede elétrica associada, conforme detalhado na seção 3.2.

4.1 Região Norte

O suprimento às cargas da malha regional Norte é realizado através das seguintes subestações de fronteira: SE Jaíba, SE Janaúba 3, SE Araçuaí 2, SE Montes Claros 2, SE Pirapora 2, SE Três Marias, SE Várzea da Palma 1 e SE Paracatu 4.

Figura-4-1: Diagrama unifilar da região Norte de Minas Gerais



A Figura-4-1 ilustra de forma simplificada a configuração da rede de distribuição da região Norte prevista para o horizonte de 2028. Nela são destacados os pontos que possuem geração síncrona e assíncrona de médio porte, sendo essas consideradas despachadas nas avaliações realizadas. A Tabela 4-1 apresenta detalhadamente os empreendimentos

ilustrados na Figura-4-1, com dados sobre o tipo de fonte, numeração de barra, ponto de conexão, potência instalada e data prevista para entrada em operação.

Tabela 4-1: Usinas conectadas à Rede de Distribuição da CEMIG D no Norte de Minas Gerais

Nome da Usina	Tipo	Número da Barra Anarede	Ponto de conexão	Potência Contratada (MW)	Data Prevista
Santa Helena	PCH	399	SE Várzea da Palma 1 138 kV	5,34	Em Operação
Bioenergética Vale do Paracatu - BEVAP	UTE	1483	SE João Pinheiro 2 138 kV	32,50	Em Operação
Enervale	UTE	1483	SE João Pinheiro 2 138 kV	27,50	Em Operação
Santa Marta	PCH	1542	SE Montes Claros 1 138 kV	0,98	Em Operação
Mata Velha	PCH	4038	SE Unaí 3 138 kV	24,00	Em Operação
Unaí Baixo	PCH	4038	SE Unaí 3 138 kV	26,00	Em Operação
Paraúna	PCH	4073	SE Curvelo 2 138 kV	4,25	Em Operação
Serra das Agulhas	PCH	4074	SE Corinto 138 kV	29,77	Em Operação
Pacífico Mascarenhas	PCH	4086	SE Pirapora 1 138 kV	5,00	Em Operação
WD	UTE	4371	SE João Pinheiro 3 138 kV	35,00	Em Operação
DVPA	UTE	7180	SE Paracatu 7 138 kV	20,00	Em Operação
São Judas Tadeu	UTE	7320	SE Manga 5 138 kV	30,00	Em Operação
Machado Mineiro	PCH	4077	SE Itaobim 138 kV	1,72	Em Operação
FCR III Itapuranga	UFV	1487	SE Januária 3 138 kV	9,13	Em Operação
Brisas Suaves	UFV	1488	SE Manga 3 138 kV	5,00	Em Operação
Ita 1 e 2	UFV	1493	SE Itacarambi 138 kV	6,63	Em Operação
Vazante 3	UFV	4348	SE Pirapora 138 kV	27,00	Em Operação
Pirapora 9	UFV	4366	SE Pirapora 138 kV	30,00	Em Operação
Paracatu 4	UFV	4370	SE Paracatu 138 kV	33,00	Em Operação
Pirapora 4	UFV	7446	SE Pirapora 2 138 kV	30,00	Em Operação
Francisco Sá 3	UFV	45117	SE Francisco Sá 4 138 kV	33,00	Em Operação
RQL 02	UFV	7421	SE Francisco Sá 3 138 kV	30,00	jul-25
São João 7	UFV	7810	SE Paracatu 138 kV	30,00	jul-25
Boa Sorte 4	UFV	7889	SE Paracatu 138 kV	44,10	jul-25
Boa Sorte 8	UFV	7890	SE Paracatu 138 kV	44,10	jul-25
Profª. Heley de Abreu Silva Batista 3	UFV	44789	SE Janaúba 138 kV	25,00	jul-25
Solatio Várzea 4	UFV	45488	SE Várzea da Palma 7 138 kV	45,00	jul-25
Jaíba SE1	UFV	45120	SE Jaíba 1 138 kV	40,00	jul-25
Minas do Sol 8	UFV	45382	SE Pirapora 2 138 kV	25,00	jul-25
Urucuia 2 a 5	UFV	45485	SE Urucuia 2 138 kV	105,00	jul-25
Xangrilá 3	UFV	45487	SE Várzea da Palma 9 138 kV	22,00	jul-25
Sol da Várzea 2	UFV	45115	SE Várzea da Palma 3 138 kV	45,00	jul-25
Jaíba NO1	UFV	7678	SE Jaíba 138 kV	40,50	jul-25
João Pinheiro 1 a 3	UFV	1480	SE Brasilândia 2 138 kV	90,00	jan-25
Belvedere 1 a 3	UFV	45483	SE Pirapora 4 138 kV	135,60	mai-24
Boa Esperança	UFV	1542	SE Montes Claros 1 138 kV	85,00	jan-24

Nome da Usina	Tipo	Número da Barra Anarede	Ponto de conexão	Potência Contratada (MW)	Data Prevista
Complexo Riacho	UFV	1571	SE Buritizeiro 138 kV	48,00	jan-24
Ponto Chique 1 e 2	UFV	4388	SE São Romão 138 kV	60,00	jan-24
Três Marias	UFV	382	SE Três Marias 138 kV	60,00	nov-23
GSII Solar 1 a 3	UFV	45489	SE Várzea da Palma 5 138 kV	80,00	nov-23
Jequitinhonha 1 e 2	UFV	7353	SE Jequitinhonha 138 kV	90,00	abr-23
Jusante	UFV	382	SE Três Marias 138 kV	70,00	mar-23

Observação: a lista contempla apenas as usinas de médio porte, que foram redespachadas nos casos de estudo, não contemplando a MMGD.

A seguir, a Tabela 4-2 apresenta os carregamentos com relação à capacidade de longa duração dos transformadores de fronteira em regime normal de operação. A Tabela 4-3 indica o código de cores que será utilizado na Tabela 4-4 para mostrar a evolução dos carregamentos desses transformadores em situações de contingência simples.

Tabela 4-2: Evolução do carregamento em “N” dos transformadores de fronteira da região Norte de Minas Gerais.

Transformadores de Fronteira	2026		2027		2028	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
TR 345/138 kV Pirapora 2 (2x300 MVA)	91,2	89,4	90,5	107,6	109,6	106,9
TR 289/138 kV Três Marias (2x150 MVA)	105,1	101,8	113	88,3	94,2	88,1
TR 345/138 kV Várzea da Palma (2x150 MVA)	89,9	69,1	71,8	65,6	70,5	59,7
TR 345/138 kV Montes Claros 2 (3x150 MVA)	32,4	33,7	34,8	29,2	--	--
TR 345/138 kV Montes Claros 2 (3x375 MVA)	--	--	--	--	14,9	12,7
TR 230/138 kV Araçuaí 2 (2x225 MVA)	28,3	28,4	29,7	29,5	29,4	29,1
TR 230/138 kV Janaúba 3 (1x225 MVA)	53,8	53,3	54,5	83,3	97,6	96,2
TR 230/138 kV Jaíba (2x100 MVA)	57,4	48,9	49,5	72,1	109,8	95,1
TR 500/138 kV Paracatu 4 (3x300 MVA)	94,6	88,3	96,6	94,1	106,1	99,1

Obs: resultados considerando 200 MW de geração na UHE Três Marias para o período de inverno e 250 MW para o verão.

Tabela 4-3: Legenda adotada no diagnóstico dos transformadores de fronteira

	Carregamento superior à capacidade operativa de curta duração (limite do equipamento para o período de 4 horas), em condição de contingência .
	Carregamento em condição normal de operação em subestações que possuem um único transformador ou operam com o barramento secundário aberto.
	Carregamento superior à capacidade operativa de longa duração , porém inferior à capacidade operativa de curta duração (limite do equipamento para o período de 4 horas), em condição de contingência .

Carregamento inferior à capacidade operativa de longa duração, em condição de contingência.

Tabela 4-4: Evolução do carregamento em “N-1” dos transformadores de fronteira da região Norte de Minas Gerais

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Pirapora 2 345/138 kV 2x300/390 MVA	SPTE CEMIG D	(1)	104%	127%	131%
<p>Essa transformação apresenta carregamentos elevados em regime normal de operação, podendo atingir valores acima da capacidade de longa duração a partir do verão de 2027. A contingência mais crítica é a perda de uma unidade transformadora quando podem ser verificados carregamentos de até 31% acima da capacidade de curta duração.</p> <p>Destaca-se que a partir de 2027, verifica-se esgotamento da capacidade de curta duração dessa transformação na contingência da LT 345 kV Buritizeiro 3 – Hélio Valgas.</p> <p>(1) Ressalta-se que existem sérias dificuldades físicas para implantação de reforços e ampliações na SE Pirapora 2. Devido ao elevado número de empreendimentos conectados à SE 500/345/138 kV Pirapora 2, há indisponibilidade física para a sua expansão. Sobre este aspecto, destaca-se a recente alteração de normativo vigente relacionada ao estabelecimento da Área de Desenvolvimento da Subestação – ADS e das regras para traçados de linhas dentro das ADS. O expressivo crescimento de parques no entorno de algumas subestações (notadamente projetos solares) acarretou esgotamento físico precoce dos ativos, o que motivou a abertura desta agenda regulatória pela Aneel.</p> <p>Solução:</p> <p>Não há previsão para realização de estudos de longo prazo para definição de solução estrutural.</p>					
Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Três Marias 289/138 kV 2x150/183 MVA	CEMIG-GT CEMIG D	(1)	143%	153%	128%
<p>Verificam-se carregamentos acima da capacidade de longa duração nos anos de 2026 e 2027. A partir do verão 2027/28, observa-se uma redução no carregamento da transformação, porém ainda assim é verificado esgotamento da capacidade operativa de longa duração com carregamento da ordem de 90%. Na contingência de uma unidade transformadora podem ser verificados carregamentos da ordem de 50% acima</p>					

da capacidade de curta duração na unidade remanescente. Para os anos de 2026 e 2027, nota-se que algumas contingências na rede de 345 kV também podem provocar carregamentos acima da capacidade de curta duração nessa transformação, quais sejam: LT 345 kV Veredas – Três Marias; LT 345 kV Várzea da Palma – Veredas e LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias.

(1) Existem sérias dificuldades físicas para implantação de reforços e ampliações nas subestações Três Marias

Solução:

Substituição dos dois transformadores trifásicos T12 e T13, 289/138 kV de 150 MVA, por dois bancos de autotransformadores de 300 MVA cada, conforme indicado na Nota Técnica emitida pela EPE em dezembro de 2022 [5i].

Considerando a solução indicada na Nota Técnica emitida pela EPE [5i], cuja recomendação constará na próxima versão do POTEE, não são previstas sobrecargas nessa transformação nas condições de carga e geração que foram premissas dessa Nota Técnica.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Várzea da Palma 1 345/138 kV 1x150/165 MVA + 2x150/183 MVA	CEMIG GT CEMIG D	--	110%	95%	107%

Nos casos de inverno são previstos carregamentos de até 110% em relação a capacidade de longa duração, que corresponde a um carregamento de 82% da capacidade de curta duração, na contingência de um transformador.

Solução:

Nova transformação 345/138 kV – (6+1) x 50 MVA na SE Várzea da Palma 1, em função do fim de vida útil dos três transformadores trifásicos T3, T4 e T5, de 150 MVA cada. Obra enquadrada como melhoria de grande porte e publicada no POTEE 2020 – Melhorias de Grande Porte 2ª Emissão. Obra autorizada à Cemig GT, segundo ReA. 14.000/2023, cujo escopo está em análise pela Aneel.

Considerada referencialmente a partir do ano de 2028.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Montes Claros 2 345/138 kV 1x150/164 MVA + 1x150/182 MVA + 1x150/190 MVA	TRANSIRAPÉ CEMIG D		47%	50%	26%

Nas condições de carga média, com elevada penetração fotovoltaica no Norte de Minas Gerais, não são esperadas sobrecargas inadmissíveis no transformador remanescente da SE Montes Claros 2, na contingência da unidade paralela.

Solução:

A nova transformação 345/138/13,8 kV – (6+1) x 125 MVA na SE Montes Claros 2, em substituição aos três transformadores trifásicos existentes (T3, T4 e T5, de 150 MVA cada), proposta no PAR/PEL 2021, sem outorga definida.

Considerada referencialmente a partir do ano de 2028.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Araçuaí 2 230/138 kV 2x225/270 MVA	TRANSIRAPÉ CEMIG D		53%	56%	56%

Não são esperadas sobrecargas inadmissíveis no transformador remanescente da SE Araçuaí 2, na contingência da unidade paralela.

Solução:

Não se aplica.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Janaúba 3 230/138 kV 1x225/270 MVA	MANTIQUEIRA CEMIG D		70%	95%	107%

Essa transformação apresenta elevação de carregamento ao longo do horizonte, em regime normal de operação, podendo atingir o esgotamento da capacidade de longa duração no ano de 2028. São previstos carregamentos de até 107% em relação a capacidade de longa duração, que corresponde a um carregamento de 89% da capacidade de curta duração, nas seguintes contingências: LT 345 kV Montes Claros 2 – Pirapora 2 ou LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba.

Solução:

Não se aplica.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Jaíba 230/138 kV 2x100/120 MVA	SOLARIS CEMIG D		96%	100%	153%

São verificados carregamentos elevados em regime normal de operação, podendo atingir valores de até 10% acima da capacidade de longa duração a partir do inverno de 2028. A contingência mais crítica é a perda de uma unidade transformadora, quando podem ser verificados carregamentos da ordem de 50% acima da capacidade de curta duração.

Destaca-se que no cenário de inverno, carga média de 2028, verifica-se esgotamento da capacidade de curta duração dessa transformação na contingência da LT 345 kV Montes Claros 2 – Pirapora 2.

Solução:

Não há previsão para realização de estudos de longo prazo para definição de solução estrutural.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Paracatu 4 500/138 kV 3x300/390 MVA	CEMIG-GT CEMIG D		104%	109%	119%

Essa transformação apresenta esgotamento da capacidade de longa duração ao longo de todo o horizonte analisado, com possibilidade de sobrecarga de até 6% em regime normal de operação no ano de 2028. A contingência mais crítica é a perda de uma unidade transformadora, quando podem ser verificados carregamentos de até 19% acima da capacidade de curta duração.

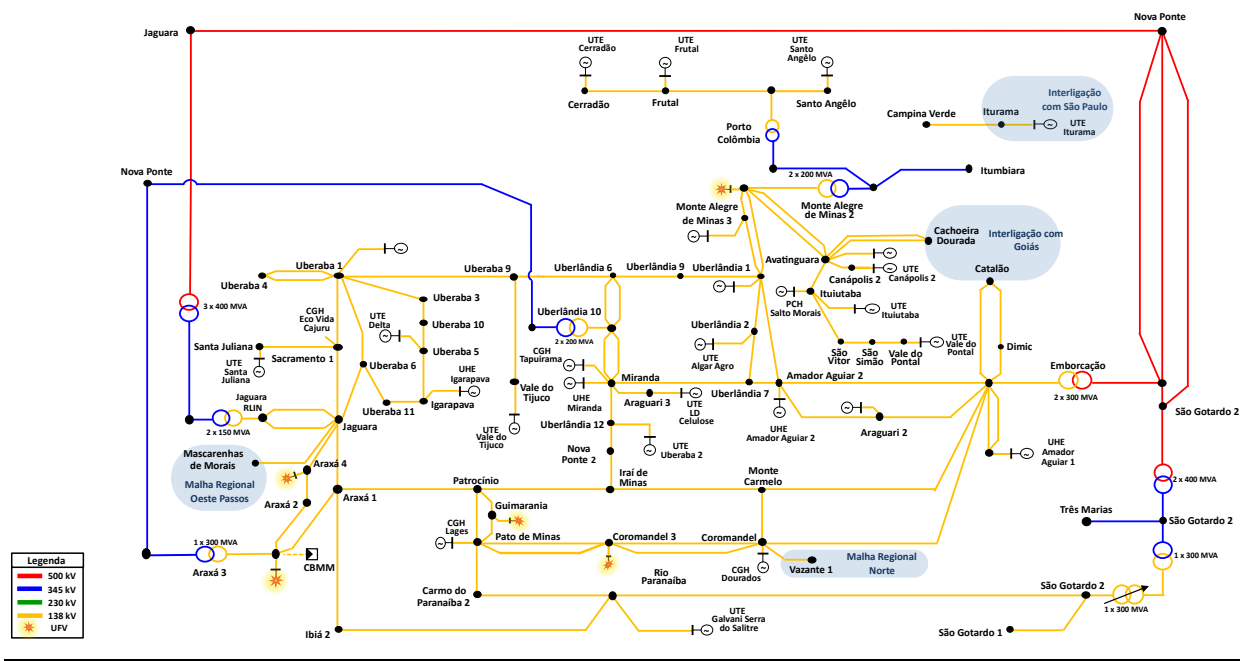
Solução:

Não há previsão para realização de estudos de longo prazo para definição de solução estrutural.

4.2 Região Triângulo

O suprimento às cargas da região do Triângulo Mineiro pela Rede Básica é realizado através das seguintes subestações: SE Jaguará, SE Emborcação e SE São Gotardo. Ademais, contará com três subestações futuras: SE Monte Alegre de Minas 2, SE Uberlândia 10 e SE Araxá 3.

Figura 4-2: Diagrama unifilar da região do Triângulo Mineiro



Na Figura 4-2 é mostrada de forma simplificada a configuração da rede de distribuição do Triângulo Mineiro que está prevista para o horizonte de 2028. Os pontos que possuem geração síncrona e assíncrona de médio porte conectada são destacados de forma a evidenciar as usinas despachadas nas análises realizadas. Na Tabela 4-5 são detalhados os dados acerca do tipo de fonte, numeração de barra, ponto de conexão, potência instalada e data prevista para entrada em operação dos empreendimentos ilustrados na Figura 4-2.

Tabela 4-5: Usinas conectadas à Rede de Distribuição da CEMIG D no Triângulo de Minas Gerais

Nome da Usina	Tipo	Número da Barra Anarede	Ponto de conexão	Potência Contratada (MW)	Data Prevista
Bio Alvorada	UTE	307	SE Avatinguara 138 kV	30,00	Em Operação
Piedade	PCH	307	SE Avatinguara 138 kV	21,50	Em Operação
Poções	CGH	307	SE Avatinguara 138 kV	0,52	Em Operação
Santa Luzia	CGH	307	SE Avatinguara 138 kV	0,67	Em Operação
Campo Florido	UTE	322	SE Frutal 138 kV	15,00	Em Operação
Cerradão 2	UTE	322	SE Frutal 138 kV	40,00	Em Operação
Coruripe Energética - Filial Campo Florido	UTE	322	SE Frutal 138 kV	30,00	Em Operação
Frutal	UTE	322	SE Frutal 138 kV	6,40	Em Operação
Tapuira	CGH	340	SE Miranda 138 kV	1,50	Em Operação
Uberlândia	UTE	392	SE Uberlândia 1 138 kV	4,16	Em Operação

Nome da Usina	Tipo	Número da Barra Anarede	Ponto de conexão	Potência Contratada (MW)	Data Prevista
Malagone	PCH	392	SE Uberlândia 1 138 kV	19,00	Em Operação
Selecta	UTE	1506	SE Araguari 138 kV	5,00	Em Operação
Pissarrão	CGH	1506	SE Araguari 138 kV	0,75	Em Operação
Dourados	CGH	1519	SE Coromondel 138 kV	0,99	Em Operação
Lages	CGH	1552	SE Pato de Minas 138 kV	0,60	Em Operação
Eco Vida Cajuru	CGH	1564	SE Sacramento 138 kV	0,56	Em Operação
Volta Grande	UTE	1578	SE Uberaba 1 138 kV	30,00	Em Operação
Pai Joaquim	PCH	1578	SE Uberaba 1 138 kV	23,00	Em Operação
Cachoeira dos Macacos	CGH	1578	SE Uberaba 1 138 kV	3,10	Em Operação
Algar Agro	UTE	1580	SE Uberlândia 2 138 kV	4,80	Em Operação
Delta	UTE	1581	SE Uberaba 5 138 kV	50,00	Em Operação
Vale do Tijuco	UTE	4091	SE Vale do Tijuco 138 kV	30,00	Em Operação
Vale do Tijuco II	UTE	4091	SE Vale do Tijuco 138 kV	30,00	Em Operação
LD Celulose	UTE	6828	SE Araguari 3 138 kV	95,00	Em Operação
Carneirinho	UTE	7154	SE Iturama 138 kV	13,00	Em Operação
Coruripe Iturama	UTE	7154	SE Iturama 138 kV	22,00	Em Operação
Usina Coruripe Açúcar e Alcool	UTE	7154	SE Iturama 138 kV	12,00	Em Operação
Salto Morais	PCH	7155	SE Ituiutaba 138 kV	2,29	Em Operação
Vale do Pontal (Antiga Cabrera)	UTE	7158	SE Vale do Pontal 138 kV	2,00	Em Operação
Vale do Pontal 2	UTE	7158	SE Vale do Pontal 138 kV	23,00	Em Operação
Ituiutaba	UTE	7159	SE Ituiutaba 138 kV	30,00	Em Operação
Cerradão	UTE	7170	SE Cerradão 138 kV	25,00	Em Operação
Santa Juliana	UTE	7339	SE Santa Juliana 138 kV	30,00	Em Operação
Santa Vitória	UTE	7160	SE São Vitória 138 kV	35,00	Em Operação
Santo Ângelo	UTE	9052	SE Santo Angêlo 138 kV	34,00	Em Operação
Central Energética Tupaciguara (antiga Bioenergética Aroeira 2)	UTE	44775	SE Monte Alegre de Minas 3 138 kV	30,00	Em Operação
Bioenergética Aroeira	UTE	44775	SE Monte Alegre de Minas 3 138 kV	1,50	Em Operação
Araxá 1 e 2	UFV	45111	SE Araxá 4 138 kV	90,00	Em Operação
Guimaranã 1 e 2	UFV	45113	SE Guimaranã 138 kV	65,10	Em Operação
CRV Capinópolis	UTE	307	SE Avatinguara 138 kV	0,00	abr/27
Dias	PCH	392	SE Uberlândia 1 138 kV	6,52	abr/27
Canápolis 2	UTE	45062	SE Canápolis 2 138 kV	38,00	jan/27
Triângulo	UTE	392	SE Uberlândia 1 138 kV	38,00	jan/26
Uberaba 2	UTE	7783	SE Uberlândia 12 138 kV	31,00	jan/26
Monte Alegre 1 a 6	UFV	7409	SE Montes Alegre de Minas 138 kV	300,00	jul/25
Araxá Novo 1 a 4	UFV	45889	SE Araxá 138 kV	200,00	jul/25
Galvani Serra do Salitre	UTE	1513	SE Rio Paranaíba 138 kV	1,37	jul/25

Nome da Usina	Tipo	Número da Barra Anarede	Ponto de conexão	Potência Contratada (MW)	Data Prevista
Tijuco 3	UTE	4091	SE Vale do Tijuco 138 kV	35,00	jan/24
Boa Esperança	UTE	322	SE Frutal 138 kV	40,00	mai/23
Coromandel 1 e 2	UFV	45160	SE Coromandel 3 138 kV	60,00	jan/23

Observação: a lista contempla apenas as usinas de médio porte que foram redespachadas nos casos de estudo, não contemplando a MMGD.

Os resultados obtidos para as condições “N” e “N-1” da região do Triângulo Mineiro são apresentados a seguir, respectivamente na Tabela 4-6 e na Tabela 4-7. As cores que acompanham a evolução dos carregamentos de cada transformador para a condição de “N-1” são definidas conforme a legenda ilustrada na Tabela 4-3.

Tabela 4-6: Evolução do carregamento em “N” dos transformadores de fronteira da região Triângulo de Minas Gerais.

Transformadores de Fronteira	2026		2027		2028	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
TR 500/138 kV Emborcação (2x300 MVA + 1x300 MVA)	36%	31%	36%	31%	39%	34%
TR 345/138 kV São Gotardo 2 (1x300 MVA)	21%	18%	16%	17%	11%	13%
TR 345/138 kV Jaguará (1x142 MVA + 1x150 MVA)	89%	57%	91%	53%	78%	44%
TR 345/138 kV Araxá 3 (1x300 MVA)	9%	11%	18%	5%	27%	22%
TR 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (2x200 MVA)	106%	82%	102%	72%	99%	72%
TR 345/138 kV Uberlândia 10 (1x300 MVA)	75%	49%	79%	46%	73%	44%

Tabela 4-7: Evolução do carregamento em “N-1” dos transformadores de fronteira da região Triângulo de Minas Gerais

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Emborcação 500/138 kV 2x300/348 MVA + 1x300/360 MVA	CEMIG-GT CEMIG D	--	51%	51%	55%
<p>Destaca-se que os carregamentos apresentados correspondem ao escoamento da geração conectada na malha do Triângulo Mineiro, incluindo UHE de grande porte (Tipo I), considerando a carga média de inverno.</p> <p>Solução:</p> <p>Não se aplica.</p>					

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
São Gotardo 2 345/138 kV 1x300/360 MVA	SGTE CEMIG D	--	31%	30%	15%

O resultado apresentado considerou a carga média de inverno, para a contingência da LT 345 kV São Gotardo 2 – Três Marias. Em 2028, a contingência mais severa passa a ser a LT 500 kV Nova Ponte – São Gotardo 2.

Solução:

Não se aplica.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Jaguara 345/138 kV 1x142/158 MVA + 1x150/173 MVA	CEMIG GT CEMIG D	--	108%	110%	105%

Verificam-se carregamentos acima da capacidade de curta duração no sentido de escoamento da geração na rede de distribuição do Triângulo Mineiro. O resultado apresentado considerou a carga média de inverno, sendo a perda do TR7 dessa subestação a contingência mais severa. Em 2028, há uma pequena redução na sobrecarga inadmissível devido à consideração da substituição dos dois transformadores (TR7 e TR8) por final de vida útil nos casos de estudo.

Solução:

Mesmo após a substituição dos autotransformadores 345/138 kV TR7 e TR8 (final de vida útil) por dois novos bancos monofásicos de 225 MVA cada, proposta no PAR 2019-2023, indicado no estudo [5f] e publicada no POTEE 2018, verifica-se que a sobrecarga em situação de contingência permanece. No estudo [5f], a EPE reavaliou o atendimento da região e recomendou que a nova capacidade dos transformadores 345/138 kV da SE Jaguara seja de 300 MVA. Logo, para essa nova modulação não são mais observadas restrições de carregamento.

Atualmente, em caso de indisponibilidade do transformador defeituoso, tem-se a medida operativa [5h] para controle de carregamento da unidade remanescente.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Araxá 3 345/138 kV 1x300/360 MVA	CEMIG D	--	22%	27%	38%

O resultado apresentado considerou a carga média de inverno.

Solução:

Não se aplica.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV 2x200/240 MVA	CEMIG D	--	137%	135%	131%

Essa transformação já apresenta carregamentos elevados em regime normal de operação. Verificam-se sobrecargas inadmissíveis, acima da capacidade de curta duração, em todos os anos analisados, sendo a contingência mais crítica a perda de uma unidade transformadora.

Solução:

Entrada do 3º e 4º transformador 345/138 kV – 2 x 200 MVA na SE Monte Alegre de Minas, indicado no estudo [5f] e sem previsão de licitação.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Uberlândia 10 345/138 kV 1x300/360 MVA	CEMIG D	--	92%	85%	83%

O resultado apresentado considerou a carga média de verão com geração elevada nas UHE Serra do Facão, Amador Aguiar 1 e 2, Miranda e Igarapava. A contingência mais severa é a perda da LT 500 kV Emborcação - Nova Ponte C1.

Solução:

Não se aplica.

4.2.1 Análises de Sensibilidade

No que diz respeito especificamente às análises das transformações de Rede Básica da Região do Triângulo Mineiro, destaca-se que seu desempenho é fortemente impactado pela geração das usinas hidrelétricas do Tipo I das bacias dos rios Grande e Paranaíba. No que concerne à Rede Básica de Fronteira dessa região, além das PCH, UFV e usinas à biomassa com conexão na rede de distribuição da CEMIG D, tem-se as UHE Serra do Facão, Amador Aguiar 1 e 2, Miranda, Igarapava e Cachoeira Dourada, todas com influência significativa no sentido de escoamento da geração, ou seja, do fluxo de potência da rede de 138 kV para a Rede Básica.

Sendo assim, tendo em vista a geração hidrelétrica com impacto no setor de 138 kV dessa região, também foram realizadas análises considerando um despacho de geração da ordem de 75% nas UHE Serra do Facão, Amador Aguiar 1 e 2, Miranda, Igarapava e Cachoeira Dourada.

Na região do Triângulo Mineiro, além dessas UHEs também se destacam as Usinas Térmicas (UTE) à biomassa. De acordo com dados históricos de medição da Cemig D dos últimos anos, o período de geração de algumas usinas a biomassa dessa região tem adentrado nos meses do verão. Com isso, nos cenários de excesso de geração onde há necessidade de escoamento do excedente de energia do sistema de distribuição para a rede básica, a injeção de potência destas usinas no sistema da Cemig D leva a um carregamento alto nas instalações de Rede Básica de Fronteira.

Diante do exposto nos parágrafos anteriores, foram considerados dois novos cenários para análises de sensibilidade nos casos de verão, na carga média, são eles: (i) **cenário 1**: geração das UTEs à biomassa na rede de distribuição do Triângulo Mineiro; e (ii) **cenário 2**: geração das UTEs à biomassa e das UHEs no setor de 138 kV do Triângulo Mineiro despachadas em 75% da capacidade instalada. Os resultados para o “N” e “N-1” estão dispostos nas Tabela 4-8 e Tabela 4-9, conforme a legenda da Tabela 4-3.

Tabela 4-8: Evolução do carregamento em “N” dos transformadores de fronteira da região Triângulo de Minas Gerais – sensibilidade para variação do despacho de geração nas UHEs e UTEs no período de verão.

Transformadores de Fronteira	2026	2027	2027
	Verão	Verão	Verão
TR 500/138 kV Emborcação (2x300 MVA + 1x300 MVA)	39% ⁽¹⁾	40% ⁽¹⁾	42% ⁽¹⁾
	55% ⁽²⁾	56% ⁽²⁾	58% ⁽²⁾
TR 345/138 kV São Gotardo 2 (1x300 MVA)	22% ⁽¹⁾	16% ⁽¹⁾	10% ⁽¹⁾

Transformadores de Fronteira	2026	2027	2027
	Verão	Verão	Verão
	26% ⁽²⁾	16% ⁽²⁾	8% ⁽²⁾
TR 345/138 kV Jaguará (1x142 MVA + 1x150 MVA)	95% ⁽¹⁾	91% ⁽¹⁾	44% ⁽¹⁾
	110% ⁽²⁾	105% ⁽²⁾	91% ⁽²⁾
TR 345/138 kV Araxá 3 (1x300 MVA)	12% ⁽¹⁾	10% ⁽¹⁾	22% ⁽¹⁾
	11% ⁽²⁾	11% ⁽²⁾	22% ⁽²⁾
TR 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (2x200 MVA)	108% ⁽¹⁾	105% ⁽¹⁾	104% ⁽¹⁾
	120% ⁽²⁾	118% ⁽²⁾	117% ⁽²⁾
TR 345/138 kV Uberlândia 10 (1x300 MVA)	82% ⁽¹⁾	80% ⁽¹⁾	77% ⁽¹⁾
	102% ⁽²⁾	101% ⁽²⁾	100% ⁽²⁾

(1) Resultado para cenários de verão na carga média, com geração das UTEs à biomassa na região Triângulo; (2) Resultado para cenários de verão carga média, com geração das UTEs à biomassa e UHEs no setor de 138 kV com impacto na região Triângulo operando a 75% da capacidade instalada.

Tabela 4-9: Evolução do carregamento em “N-1” dos transformadores de fronteira da região Triângulo de Minas Gerais - sensibilidade para variação do despacho de geração nas UHEs e UTEs no período de verão

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Emborcação 500/138 kV 2x300/348 MVA + 1x300/360 MVA	CEMIG-GT CEMIG D	(1)	55%	56%	59%
		(2)	78%	80%	83%
<p>(1) Resultado para o cenário 1;</p> <p>(2) Resultado para o cenário 2.</p> <p>Solução:</p> <p>Não se aplica.</p>					
Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
São Gotardo 2 345/138 kV 1x300/360 MVA	SGTE CEMIG D	(1)	32%	15%	14%

		(2)	36%	18%	11%
--	--	-----	-----	-----	-----

(1) Resultado para o cenário 1;

(2) Resultado para o cenário 2.

Solução:

Não se aplica.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Jaguara 345/138 kV 1x142/158 MVA + 1x150/173 MVA	CEMIG GT CEMIG D	(1)	115%	110%	104%
		(2)	133%	127%	123%

Verificam-se carregamentos acima da capacidade de curta duração no sentido de escoamento da geração na rede de distribuição do Triângulo Mineiro. A perda do TR7 dessa subestação é a contingência mais severa. Em 2028, há uma pequena redução na sobrecarga inadmissível devido à consideração da substituição dos dois transformadores (TR7 e TR8) por final de vida útil nos casos de estudo.

(1) Resultado para o cenário 1;

(2) Resultado para o cenário 2.

Solução:

Mesmo após a substituição dos autotransformadores 345/138 kV TR7 e TR8 (final de vida útil) por dois novos bancos monofásicos de 225 MVA cada, proposta no PAR 2019-2023, indicado no estudo [5f] e publicada no POTEE 2018, verifica-se que a sobrecarga em situação de contingência permanece. No estudo [5f], a EPE reavaliou o atendimento da região e recomendou que a nova capacidade dos transformadores 345/138 kV da SE Jaguara seja de 300 MVA. Logo, para essa nova modulação não são mais observadas restrições de carregamento.

Atualmente, em caso de indisponibilidade do transformador defeituoso, tem-se a medida operativa [5h] para controle de carregamento da unidade remanescente.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Araxá 3 345/138 kV 1x300/360 MVA	CEMIG D	(1)	25%	25%	33%
		(2)	24%	29%	37%

(1) Resultado para o cenário 1;

(2) Resultado para o cenário 2.

Solução:

Não se aplica.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV 2x200/240 MVA	CEMIG D	(1)	141%	139%	138%
		(2)	156%	156%	156%

Essa transformação já apresenta carregamentos elevados em regime normal de operação. Verificam-se sobrecargas inadmissíveis, acima da capacidade de curta duração, em todos os anos analisados, sendo a contingência mais crítica a perda de uma unidade transformadora.

(1) Resultado para o cenário 1;

(2) Resultado para o cenário 2.

Solução:

Entrada do 3º e 4º transformador 345/138 kV – 2 x 200 MVA na SE Monte Alegre de Minas, indicado no estudo [5f], os quais serão recomendados na próxima emissão do POTEE.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2026	2027	2028
Uberlândia 10 345/138 kV 1x300/360 MVA	CEMIG D	(1)	91%	88%	84%
		(2)	112%	109%	107%

Essa transformação já apresenta carregamentos elevados em regime e nas situações de contingência, sendo a contingência mais severa a perda de um dos circuitos da LT 500 kV Emborcação – Nova Ponte.

(1) Resultado para o cenário 1;

(2) Resultado para o cenário 2.

Solução:

Entrada em operação do 2º transformador 345/138 kV de 300 MVA na SE Uberlândia 10, indicado no estudo [5f] e os quais serão recomendados na próxima emissão do POTEE. .

5 Referências

- a. EPE, Relatório nº EPE-DEE-RE-031/2017-rev1, “Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais”, de 01 de fevereiro de 2018.
- b. EPE, Relatório nº EPE-DEE-RE-047/2018-rev2, “Estudo de Atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba”, de setembro de 2018.
- c. EPE, Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-008/2020-rev1, “Aumento da Capacidade de Escoamento de Geração Solar da Região de Jaíba e Janaúba, no Estado de Minas Gerais”, de 17 de agosto de 2020.
- d. EPE, Relatório nº EPE-DEE-RE-064/2020-rev1, “Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais”, de setembro de 2021.
- e. EPE, Relatório nº EPE-DEE-RE-148/2021-rev1, “Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste – Volume 1: Área Sul”, de abril de 2022.
- f. EPE, Relatório nº EPE-DEE-RE-008/2023-rev0, “Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no estado de Minas Gerais”, de abril de 2023.
- g. MME/EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, Brasília 2022.
- h. ONS, Instrução de Operação IO-ON.SE.5MG – “Operação Normal da Área 500/345 kV Minas Gerais”, Revisão 150, de 14 de julho de 2022.
- i. EPE, Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-107-2022-rev0, “Modularização da Subestação 345/289/138/13,8 kV Três Marias”, de dezembro de 2022.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 1-1: Diagrama eletro geográfico do sistema de suprimento à área Minas Gerais	4
Figura 3-1: Diagrama eletro geográfico de Minas Gerais com a inclusão das obras futuras	13
Figura-4-1: Diagrama unifilar da região Norte de Minas Gerais	14
Figura 4-2: Diagrama unifilar da região do Triângulo Mineiro	21

Tabelas

Tabela 3-1: Crescimento previsto para a carga global no horizonte do PAR/PEL 2023	10
Tabela 3-2: Projeção de crescimento da MMGD	11
Tabela 4-1: Usinas conectadas à Rede de Distribuição da CEMIG D no Norte de Minas Gerais	15
Tabela 4-2: Evolução do carregamento em “N” dos transformadores de fronteira da região Norte de Minas Gerais.	16
Tabela 4-3: Legenda adotada no diagnóstico dos transformadores de fronteira	16
Tabela 4-4: Evolução do carregamento em “N-1” dos transformadores de fronteira da região Norte de Minas Gerais	17
Tabela 4-5: Usinas conectadas à Rede de Distribuição da CEMIG D no Triângulo de Minas Gerais	21
Tabela 4-6: Evolução do carregamento em “N” dos transformadores de fronteira da região Triângulo de Minas Gerais.	23
Tabela 4-7: Evolução do carregamento em “N-1” dos transformadores de fronteira da região Triângulo de Minas Gerais	23
Tabela 4-8: Evolução do carregamento em “N” dos transformadores de fronteira da região Triângulo de Minas Gerais –	

sensibilidade para variação do despacho de geração nas UHEs e UTEs no período de verão. 26

Tabela 4-9: Evolução do carregamento em “N-1” dos transformadores de fronteira da região Triângulo de Minas Gerais - sensibilidade para variação do despacho de geração nas UHEs e UTEs no período de verão 27