



Empresa de Pesquisa Energética

AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS SISTÊMICOS DA IMPLANTAÇÃO DO TRANSFORMADOR 500/345 KV NA SE UTE GNA

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova
20211-160 - Rio de Janeiro - RJ
Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

© 2022/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

RT-ONS DPL 0355/2022

EPE-DEE-NT-047/2022

AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS SISTÊMICOS DA IMPLANTAÇÃO DO TRANSFORMADOR 500/345 KV NA SE UTE GNA

Julho/2022

Sumário

1	Contextualização do sistema de transmissão da área Rio	4
1.1	Condições Sistêmicas para a Definição de SE Lagos 345/138 kV	4
1.2	Migração da UTE Novo Tempo (atual GNA I) do Nordeste para o sistema de 345 kV do RJ	5
1.3	O Esgotamento do Sistema de 345 kV da Região	6
1.4	A Expansão do Sistema na Tensão de 500 kV	7
1.5	A Licitação das Obras de Reforço	8
1.6	Causas do Agravamento das Condições Operativas no Sistema de 345 kV dos Estados RJ e ES	9
1.7	A Transformação 500/345 kV no pátio da UTE GNA I	9
2	Objetivos	11
3	Conclusões e Recomendações	12
4	Premissas e Cenários	14
5	Avaliação dos Benefícios Sistêmicos	19
5.1	Diagnóstico: Análises dos Casos Iniciais, sem alterações	19
5.2	Análises com o Transformador 500/345 kV na SE UTE GNA	23
5.3	Análises com o Transformador 500/345 kV e um circuito aberto da LT 345 kV GNA I – Campos	24
5.4	Análises com o Transformador 500/345 kV e os dois circuitos abertos da LT 345 kV GNA I – Campos	26
6	Avaliação de Custos da Solução	30
7	Anexo	36
7.1	Arranjo dos equipamentos e barramentos – Setores 500 kV e 345 kV das Subestações GNA II e GNA I	36
7.2	Estimativas de Custos das Restrições de Geração	37
7.3	Plano de obra das alternativas avaliadas	38

1 Contextualização do sistema de transmissão da área Rio

1.1 Condições Sistêmicas para a Definição de SE Lagos 345/138 kV

A subestação Campos no passado era a principal responsável pelo suprimento ao Norte e Noroeste do Estado do Rio de Janeiro, e parte das cargas do Sul do Estado do Espírito Santo, contando em 2011 com três autotransformadores 345/138 kV, 225 MVA cada, e estudos indicaram seu esgotamento próximo, devido ao crescimento significativo das cargas na região.

Em decorrência, a EPE elaborou o relatório EPE-DEE-RE-029/2012, “Atendimento à Região Norte do Estado do Rio de Janeiro”, que indicou para o ano de 2014 a construção de novo pátio de 138 kV na SE Macaé 345 kV, com 400 MVA de capacidade de transformação 345/138 kV, integrando-se ao sistema por dois circuitos em 138 kV para a subestação Iriri, de Furnas.

Entretanto, problemas fundiários impediram a implantação desse reforço, o que levou o ONS a indicar, em seu relatório RE-2.1 054/2013 – “Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2014 a 2016”, a instalação em caráter de urgência do 4º banco de autotransformadores 345/138 kV, 225 MVA, na subestação de Campos, para evitar risco no suprimento à região bem como restrições na geração das usinas térmicas conectadas em Macaé.

Essa obra foi autorizada à Furnas pela ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 4.481/2013 – SRT/ANEEL, de 17 de dezembro de 2013, alterada pela Resolução Autorizativa nº 4.790, de 12 de agosto de 2014.

Análises de diagnóstico posteriores, contemplando a instalação do 4º banco de Campos, indicaram que a transformação de Campos voltaria a ter problemas de carregamento a partir do ano de 2019, havendo portanto a necessidade de realização de novo estudo para determinação de solução estrutural para a área, a ser implantada a partir desse ano, considerando que a carga de maior porte, e que mais afeta o carregamento dos transformadores de Campos, era a carga da Área Lagos, das regiões de Macaé, Cabo Frio e Araruama, atendidas em sua quase totalidade a partir da subestação Rocha Leão, da antiga Ampla.

Para definir a solução estrutural para o problema do atendimento às cargas da região, a EPE desenvolveu o estudo EPE-DEE-RE-008/2016-rev0, “Estudo de Atendimento à Região de Campos” recomendando, entre outras obras na tensão de 138 kV, implantar a subestação Lagos 345/138 kV, conectada ao sistema pelo seccionamento das linhas em 345 kV de Macaé para Adrianópolis.

Pelo exposto, pode-se afirmar que a subestação Lagos 345/138 kV foi recomendada com o único e exclusivo propósito de atender ao esgotamento da capacidade do sistema para suprir as cargas das regiões Norte e Noroeste do estado do Rio de Janeiro, reforçando também o atendimento as cargas do sul do Espírito Santo.

1.2 Migração da UTE Novo Tempo (atual GNA I) do Nordeste para o sistema de 345 kV do RJ

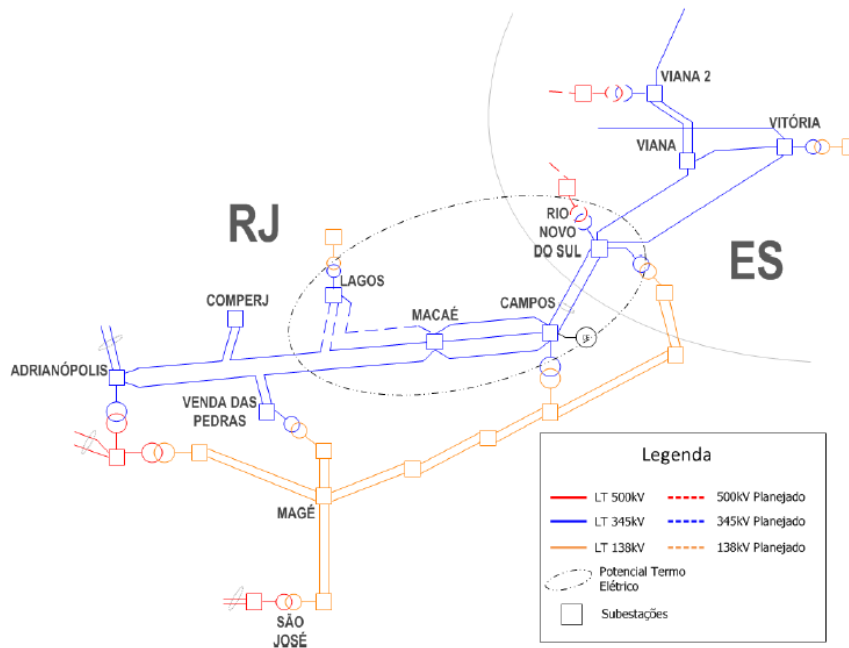
O sistema da Figura 1-1 abaixo, já com a previsão da futura SE Lagos 345/138 kV estava, à época (2018), adequadamente dimensionado para o atendimento das cargas regionais, bem como para o escoamento da geração do parque térmico existente.

No Leilão 06/2014 foi comercializada a UTE Novo Tempo – a seguir referida como GNA I – com 1.338 MW de potência instalada, e previsão de entrada em janeiro de 2019.

Entretanto, no segundo semestre de 2017, o ponto de conexão da UTE GNA I foi alterado do barramento de 230 kV de Suape II, em Pernambuco, para o município de São João da Barra, no setor de 345 kV da subestação de Campos, com base no Despacho Aneel N° 3.949/2017 e na carta ONS 579-200/2017.

A conexão da UTE GNA I em Campos 345 kV, apesar da usina ter sido adiada para janeiro de 2021, praticamente esgotou a capacidade de escoamento da capacidade de transmissão regional, mesmo com a SE Lagos em operação, causando restrições em cenários de intercâmbios elevado do NE para o SE.

Figura 1-1: Rede de transmissão 500/345 kV na Subestação UTE GNA



1.3 O Esgotamento do Sistema de 345 kV da Região

No Leilão de Energia Nova A-6 de 2017 foi confirmado o interesse de empreendedores em conectar novos projetos termoeletricos na costa Norte Fluminense e no Espírito Santo, tendo em vista a previsão de maior oferta de gás natural a preços competitivos nesses estados.

O sistema em 345 kV, dimensionado inicialmente para o atendimento às cargas e para o escoamento do parque térmico existente, agora também responsável pelo escoamento não planejado da UTE GNA I passou a ter sua capacidade de escoamento esgotada já em 2021 (data de entrada da usina). A EPE identificou que simples reforços na tensão de 345 kV não alcançariam desempenho técnico satisfatório, tendo em vista a perspectiva da instalação de novos projetos de geração de porte expressivo.

Dessa forma, a EPE deu início a estudos visando a estabelecer uma solução estrutural que permita escoar a produção de energia associada à expansão gradual do parque gerador da região.

1.4 A Expansão do Sistema na Tensão de 500 kV

No Leilão A-6 de 2017, foram cadastradas as seguintes usinas, conforme Tabela 1-1 a seguir, confirmando a tendência da expansão do parque gerador térmico a gás natural da região:

Tabela 1-1: Empreendimentos a gás natural cadastrados no leilão “A-6” de 2017

Empreendimento	Estado	Potência (MW)
GNA Porto Do Açú III	RJ	1.672
Novo Tempo (GNA I)	RJ	1.672
Imetame Energia I	ES	1.623
GNA Porto Do Açú IV	RJ	1.117
Vale Azul II	RJ	466
Vale Azul III	RJ	466
Nossa Senhora De Fátima I	RJ	454
Nossa Senhora De Fátima II	RJ	454
Nossa Senhora De Fátima III	RJ	454
Presidente Kennedy	ES	440
Presidente Kennedy I	ES	440
Santa Cruz Nova	RJ	630
Total		9.888

Desses empreendimentos, as usinas GNA Porto do Açú III (atual GNA II), com 1.672 MW instalados, e Vale Azul II (atual Marlim Azul), com 566 MW instalados, comercializaram sua energia, correspondendo a um montante de 2.238 MW a serem incorporados no ano de 2023.

O exame da Tabela 1-1 indica um potencial de geração adicional a ser instalado da ordem de 7.750 MW, requerendo um sistema de transmissão de grande robustez para o transporte dessa energia adicional.

Com essas premissas, no estudo EPE-DEE-RE029/2018-rev1 – “Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo”, de julho de 2018, a EPE determinou a solução estrutural para escoar a geração prevista, e que consistirá, em seu estágio final, de linhas em circuito duplo em 500 kV conectando as subestações de Nova Mutum, Campos 2, Lagos, Terminal Rio e, futuramente, Resende e Tijuco Preto.

Cabe ressaltar que à época da emissão do estudo, no ano de 2018, a UTE GNA I já estava devidamente autorizada a se conectar no setor de 345 kV da SE Campos

(Despacho Aneel N° 3.949/2017 e na carta ONS 579-200-2017), com previsão de entrada em operação no ano de 2021.

Nesses estudos, considerando que os prazos envolvidos para a implantação de novos reforços de transmissão são dilatados (podendo chegar a 5 anos a partir da assinatura dos contratos), foi recomendado que a UTE GNA I avaliasse a viabilidade e efetivasse a mudança de ponto de conexão do barramento 345 kV da SE Campos para o barramento 500 kV da nova SE Campos 2, de modo a eliminar por completo o risco de restrições para a sua operação futura.

Entretanto, dada incompatibilidade de prazos entre a conexão da UTE GNA I, já autorizada na rede 345 kV para 2021, e o novo sistema que seria licitado apenas em dezembro de 2018 a alteração do ponto de conexão da rede 345 kV para o novo eixo 500 kV não prosperou.

1.5 A Licitação das Obras de Reforço

As obras de reforço recomendadas no estudo EPE-DEE-RE029/2018-rev1 para possibilitar o escoamento da geração já contratada para o ano de 2023 foram à licitação, no Leilão de Transmissão N° 004/2018, realizado na B3 em 20 de dezembro de 2018, compondo os Lotes 2 e 3 do certame, e são mostradas a seguir, de forma simplificada:

LOTE 2, composto pelas seguintes instalações no estado do Rio de Janeiro:

- LT 500 kV Terminal Rio – Lagos, CD, C1 e C2, com 2 x 227 km;
- LT 500 kV Lagos – Campos 2, CD, C1 e C2, com 2 x 101 km;
- SE 500 kV Campos 2;
- SE 500 kV Lagos, novo pátio 500 kV.

LOTE 3, composto pelas seguintes instalações nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais:

- LT 500 kV Campos 2 – Mutum, CD, C1 e C2, com 2 x 239 km.

É importante ressaltar que as obras indicadas acima dizem respeito ao escoamento das usinas contratadas para o ano de 2023, tendo sido indicadas no estudo obras complementares que permitirão o escoamento da geração futura que vier a ser contratada na região.

O prazo limite contratual estabelecido para a entrada em operação comercial das obras de transmissão licitadas é março de 2024, ratificando a decisão de não ser viável propor no momento do estudo a alteração do ponto de conexão da UTE GNA I, que entrou em operação em 2021.

1.6 Causas do Agravamento das Condições Operativas no Sistema de 345 kV dos Estados RJ e ES

O sistema de 345 kV de atendimento ao Rio de Janeiro e Espírito Santo, que é analisado sistematicamente pelo ONS e EPE, no âmbito do PAR/PEL no horizonte de médio prazo, e do Plano Decenal no horizonte de longo prazo, não apresentou deterioração de seu desempenho ao longo dos últimos anos por conta do natural crescimento das cargas. Ocorre que a vertiginosa expansão da geração proveniente dos projetos do Ambiente de Contratação Livre (ACL), com destaque para a geração renovável no Nordeste e fotovoltaica no Norte de Minas Gerais vêm promovendo sucessivos incrementos de injeção de potência no sistema da área RJ/ES.

Assim sendo, as condições operativas foram bastante modificadas desde 2020, havendo previsões de sobrecargas em condição normal e em situações de contingências simples em cenários de elevado intercâmbio do Nordeste para o Sudeste, concomitantemente com geração térmica das usinas da área. Como forma de amenizar as sobrecargas em contingência simples, ONS e EPE construíram a proposta de seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras na subestação Lagos. Essa proposta foi recomendada na Nota Técnica EPE-DEE-NT- 049/2021-rev0 – “Análise da Viabilidade do Seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras na SE Lagos”, publicada em maio de 2021.

É importante ressaltar que o cenário de geração acima descrito ainda não havia se configurado em sua plenitude à época dos estudos que indicaram os reforços em 500 kV que foram licitados em 2018.

As condições atuais caracterizaram a necessidade de novo estudo para a determinação de reforços estruturais que solucionem os problemas do sistema de 345 kV, o qual já estava incluído na programação prioritária de estudos da EPE para o ano de 2022.

1.7 A Transformação 500/345 kV no pátio da UTE GNA I

No contexto atual de necessidade de obras estruturais para reforço no sistema de 345 kV, a UTE GNA I Geração de Energia S.A. (“GNA”) encaminhou ao ONS em 18 de abril de 2022 e à EPE no dia 04 de maio ofício solicitando a realização de estudos sobre a viabilidade técnica da implantação de autotransformador 500/345 kV – 1650 MVA, conectando o setor de 345 kV da UTE GNA I existente ao futuro setor de 500 kV da UTE GNA II, com impactos positivos no sistema de 345 kV.

O benefício vislumbrado para a própria empresa “GNA” é viabilizar os testes da UTE GNA II necessários para sua data de entrada em operação comercial em

janeiro de 2024, uma vez que a data prevista no DMSE Transmissão de junho/2022 para a entrada em operação da SE Campos 2 500 kV e linhas associadas é março de 2024, dessa forma postergando os testes dos geradores da GNA II, e justificando o pleito informando que seria possível energizar o transformador em tempo hábil para os testes previstos.

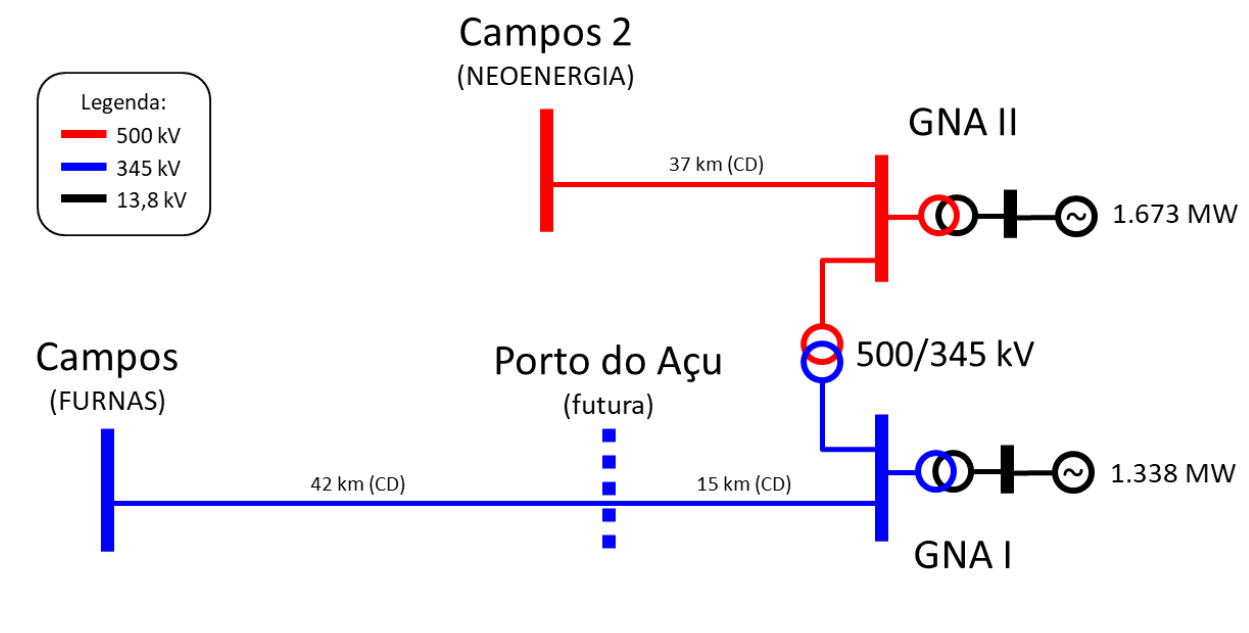
Dessa forma, considerando a possibilidade real do transformador propiciar vantagens para mitigar os problemas existentes, ONS e EPE desenvolveram estudo conjunto para avaliar o desempenho do sistema com essa obra implantada, cujas premissas e resultados detalhados constam dos itens apresentados a seguir.

2 Objetivo

O objetivo da presente Nota Técnica é analisar os benefícios sistêmicos da implantação do autotransformador 500/345 kV interligando os barramentos de 500 kV da SE UTE GNA II e 345 kV da SE UTE GNA I e os eventuais impactos positivos decorrentes desta proposta na postergação dos reforços necessários e planejados para os próximos anos. Eventuais benefícios para o agente gerador com a implantação desta solução não foram considerados.

A seguir, a Figura 2-1 apresenta um diagrama esquemático do transformador no enlace 500/345 kV proposto.

Figura 2-1: Transformação 500/345 kV na Subestação UTE GNA



3 Conclusões e Recomendações

- a) As análises realizadas neste documento foram divididas em diferentes etapas, com os ganhos decorrentes de cada uma delas sendo evidenciado. Para essa abordagem, os estudos foram iniciados considerando o sistema previsto para o horizonte em análise, até o verão 2027-2028, sem nenhuma alteração quanto às obras já definidas. Num segundo momento, foram analisados os ganhos considerando a inclusão do transformador 500/345 kV interligando os barramentos de 500 kV da UTE GNA II e 345 kV da UTE GNA I, e após isso foram feitos diagnósticos dos ganhos quando consideradas as possibilidades de operação com um circuito aberto da LT 345 kV GNA I – Campos e em seguida com os dois circuitos dessa LT abertos.
- b) Na sequência foram analisados os fluxos de longo prazo – anos de 2028 a 2031 – utilizando-se a mesma sistemática dos anos anteriores, e contemplando também as obras previstas nesse horizonte para o Norte de Minas Gerais e os reforços já definidos para a interligação NE-SE.
- c) Desta forma, foram identificados os ganhos propiciados pela conexão dos setores de 500 e 345 kV nas SE GNA I e II em termos de redução de carregamentos dos circuitos da malha de 345 kV entre as subestações de Adrianópolis e Macaé, bem como foi analisada a potência necessária do transformador.
- d) De maneira simplificada, a Tabela 3-1 a seguir apresenta a evolução do carregamento em regime normal de operação na LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras, que é a linha com a pior condição operativa sob o ponto de vista do carregamento ao longo do horizonte analisado e considerando cenário energético crítico para a análise, com hidrologia seca nas regiões Norte e Nordeste, despacho maximizado nas usinas eólicas do Nordeste e nas fotovoltaicas de Minas Gerais.

Tabela 3-1: Evolução dos carregamentos em Regime Normal de Operação na LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras considerando as alternativas de solução com o transformador 500/345 kV na UTE GNA

Configuração da Rede	Cenário Nordeste Exportador							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/2025	Verão 2025/2026	Verão 2026/2027	Verão 2027/2028	2028	2029	2030	2031
Caso Base (CB)	110%	99%	101%	115%	97%	98%	108%	108%
CB + Transformador (TR)	104%	96%	99%	113%	93%	93%	104%	104%
CB + TR + 1 Linha Desligada	100%	92%	95%	109%	91%	92%	102%	103%
CB + TR + 2 Linhas Desligadas	80%	72%	75%	89%	73%	73%	83%	85%

- f) Ressalta-se que o seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras, recomendado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-049-2021-rev0, foi representado nos casos simulados a partir do verão 2027/2028, e dessa forma, a partir desse caso, a tabela apresenta os valores de carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, resultante do referido seccionamento.
- g) Com base nos resultados apresentados, levando em consideração a solução analisada de implantação do transformador 500/345 kV na SE UTE GNA associada à operação com os dois circuitos abertos da LT 345 kV GNA I – Campos C1 e C2 (ou LT 345 kV GNA I – Porto do Açú C1 e C2, após o seccionamento) em cenários críticos, não são identificadas sobrecargas em regime normal de operação na malha de 345 kV da área RJ/ES.
- h) Nesta configuração de rede, as usinas GNA I e GNA II escoarão sua potência através do sistema de 500 kV, por meio da SE Campos 2, não se identificando situações, no horizonte analisado, onde há a necessidade de restrição de geração térmica para controle de carregamento de circuitos na rede de 345 kV.
- i) Além disso, é importante mencionar que a entrada em operação antecipada do referido transformador contribui no sentido de minimizar eventuais riscos de restrição de geração, na malha de 345 kV, das usinas contratadas pelo Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) na área RJ/ES e da UTE Marlim Azul enquanto estiver conectada ao sistema de 345 kV.
- j) As comparações econômicas apresentadas permitem concluir que a implantação do transformador 500/345 kV, porém de potência nominal de 1.500 MVA ao invés de 1.650 MVA conforme inicialmente proposto, é a alternativa de menor custo global, aproximadamente 87% inferior a segunda

alternativa, e se perfaz na solução ótima de planejamento. Assim, recomenda-se a consolidação e implantação do equipamento com o menor prazo possível, visando solucionar os sobrecargas existentes e previstas na malha 345 kV da área Rio, bem como mitigar os riscos operativos e custos de restrições locais.

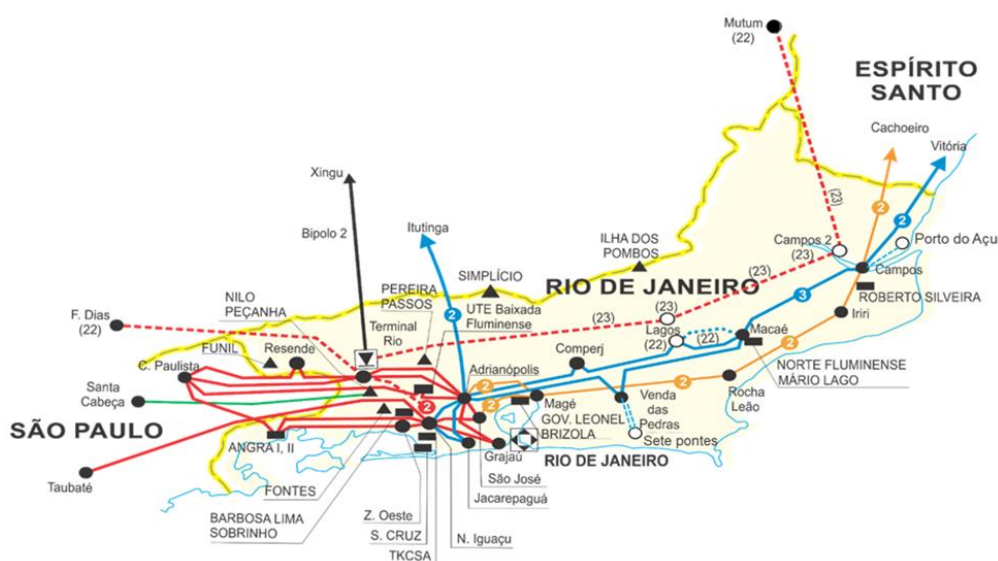
- k) Não obstante a data inicial das análises tenha sido 2025, há ganhos sistêmicos caso a implantação do transformador 500/345 kV entre em operação no menor prazo possível, considerando no mínimo a entrada em operação do 500 kV entre as subestações de Mutum e Campos, cuja previsão atual do DMSE é março de 2024.

4 Premissas e Cenários

O sistema de transmissão da Área Rio de Janeiro/Espírito Santo é constituído por dois troncos principais, sendo um em 500 kV, interligando a Área, a partir da SE Cachoeira Paulista, ao sistema de escoamento da UHE Itaipu e às usinas da bacia do rio Paranaíba e o outro em 345 kV, interligando a Área às usinas da bacia do rio Grande através da SE Adrianópolis, de onde segue para atender as subestações Jacarepaguá, Macaé Merchant e Campos até alcançar a SE Vitória, no Espírito Santo. O sistema de 500 kV ainda escoar a potência transmitida pelo 2º Bipolo CC da UHE Belo Monte através da SE Terminal Rio, tendo capacidade de transmitir 4.000 MW no sentido Xingu para Terminal Rio. Há ainda a LT 500 kV Mutum – Viana 2 e a LT 500 kV Mutum – Rio Novo do Sul, interligando o Espírito Santo com a área Minas Gerais.

A Figura 4-1, a seguir, apresenta o mapa eletrogeográfico do sistema de atendimento ao estado do Rio de Janeiro com os empreendimentos previstos para entrarem em operação nos próximos anos.

Figura 4-1: Diagrama Eletrogeográfico do Sistema de Suprimento ao Rio de Janeiro



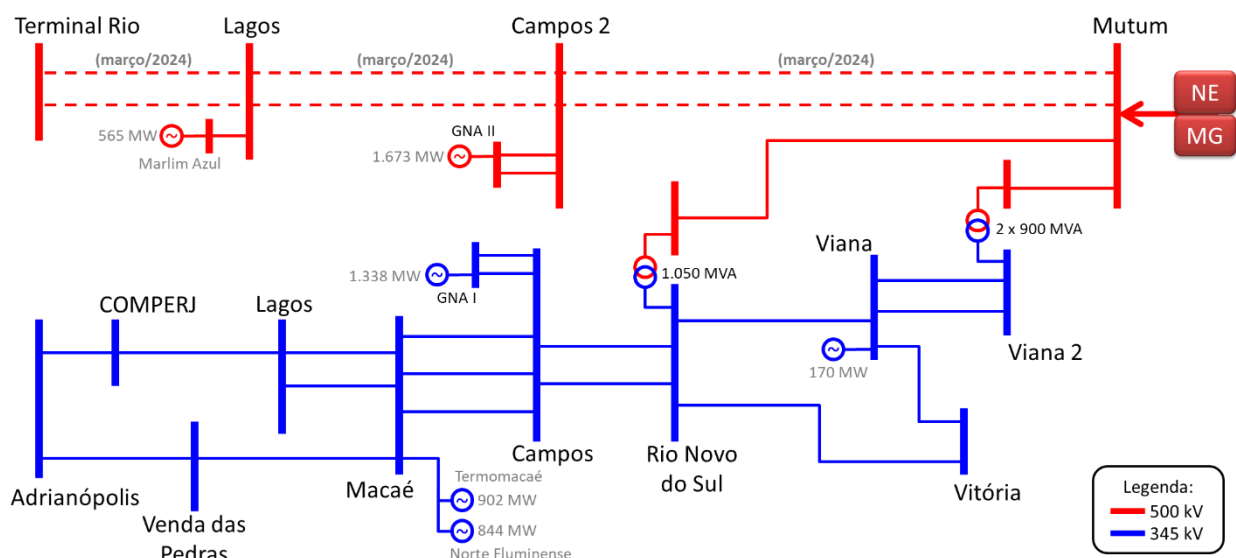
O fluxo no tronco em 345 kV interligando as regiões metropolitanas do Rio de Janeiro e de Vitória, entre as subestações de Adrianópolis – Macaé – Campos – Vitória, sofre forte influência dos intercâmbios praticados na interligação entre o Sudeste e Nordeste e da geração interna na área Minas Gerais, notadamente da geração fotovoltaica. Além disso, outro fator de grande influência nesse tronco é a geração térmica despachada na área RJ/ES, principalmente porque há grande parte dessa geração conectada exatamente nesse sistema de 345 kV.

É importante salientar que atualmente são vivenciadas situações em que é necessária restrição de geração de usinas termoeletricas para controle de carregamento em regime normal de operação das linhas em 345 kV entre Macaé e Adrianópolis, com destaque para a LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras.

Há ainda a entrada em operação, atualmente prevista para 2024, de um novo tronco em 500 kV ligando a área MG, a partir da SE Mutum, e a área RJ/ES, chegando até a SE Terminal Rio. Este novo corredor de transmissão é sensivelmente importante para o escoamento da geração fotovoltaica da área MG e região Nordeste, e viabilizará a conexão de duas novas usinas termoeletricas na área RJ, as UTE Marlim Azul e GNA II.

A Figura 4-2 ilustra o sistema elétrico descrito, com ênfase para as redes de 345 kV existente e 500 kV futura.

Figura 4-2: Diagrama elétrico do tronco interligando o Rio de Janeiro até Vitória



As análises de longo prazo, realizadas para os anos de 2028 a 2031, consideram a entrada de todos os reforços previstos para a região, dentre os quais se destacam o seccionamento da LT 345 kV Campos – GNA I na nova SE Porto do Açú 345/138 kV e os novos eixos de transmissão em 500 kV interligando as regiões Nordeste e Sudeste.

A SE Porto do Açú 345/138 kV, será composta por dois bancos de autotransformadores de 180 MVA cada, obra essa recomendada no Estudo de Atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro no estado do Rio de Janeiro (EPE-DEE-RE-080/2020-rev1) e contribuirá para o atendimento ao aumento de carga previsto para a região do Porto do Açú e da localidade de Santo Amaro. Esse reforço compõe o Lote 04 do Leilão ANEEL 02/2022, a ser realizado em dezembro de 2022, com data limite para operação comercial de março de 2028.

A recente expansão da geração fotovoltaica na região Norte de Minas Gerais motivou a realização do “Estudo para expansão da capacidade de transmissão da Região Norte de Minas Gerais” (EPE-DEE-RE-064/2020-rev1). Dentre outras recomendações, esse estudo determinou a entrada em operação de um tronco de transmissão em circuito duplo em 500 kV interligando as subestações de Terminal Rio, Leopoldina e Governador Valadares. Quando de sua entrada em operação, esse eixo de cerca de 500 km de extensão propiciará uma rota alternativa para escoamento da geração proveniente da região Nordeste e provocará redução nos carregamentos dos circuitos em 500 kV entre Mutum e Terminal Rio e dos circuitos em 345 kV entre Vitória e Adrianópolis.

O eixo em 500 kV Terminal Rio/Leopoldina/Governador Valadares havia sido originalmente planejado para 2031, entretanto, dada a concretização de geração acima das expectativas, a obra foi antecipada para 2028, de acordo com recomendações do “Estudo de Escoamento de geração na região Nordeste – Volume 1: Área Sul” (EPE-DEE-RE-148/2021-rev1).

Além do estudo da Área Sul do Nordeste, foram realizados estudos para as áreas Norte (EPE-DEE-RE-014/2022-rev0) e Leste (EPE-DEE-RE-015/2022-rev0) da região e o Estudo de expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste (EPE-DEE-RE-018/2022-rev0), com foco na significativa expansão da capacidade instalada de usinas com fontes renováveis. Esses estudos recomendam reforços no sistema, que aumentam a capacidade de escoamento para a transferência de excedentes de geração provenientes da região Nordeste, bem como contribuem para melhorar a distribuição dos fluxos da interligação Nordeste-Sudeste.

As simulações realizadas utilizando os casos de referência do PAR/PEL 2022 (horizonte 2023-2027), consideraram o período de verão e condição de carga

média, associados a cenários energéticos de elevados valores de exportação de energia das regiões Nordeste e Norte para a região Sudeste, haja vista que é o período com maiores possibilidades de ocorrência de elevados carregamentos nos troncos de transmissão do sistema de interesse. Desta forma, as configurações analisadas são referentes aos meses de dezembro de 2024, 2025, 2026 e 2027.

As simulações realizadas para os anos de 2028 a 2031 tomaram como base os casos de referência do Plano Decenal da EPE Ciclo 2031, patamar de carga média e cenário de reduzida geração hidráulica na região Norte do Brasil, buscando maximizar o fluxo de energia nos eixos entre as regiões Nordeste e Sudeste através de elevados despachos das fontes renováveis da região Nordeste.

Tendo em vista que as análises realizadas para os casos de verão mostraram que os níveis de carregamento obtidos com o cenário Norte Exportador são sistematicamente inferiores àqueles com cenário Nordeste exportador, optou-se por realizar as análises dos anos de 2028 a 2031 apenas para esse último cenário.

Portanto, todas as análises apresentaram elevados valores de exportação de energia das regiões Nordeste e Norte para a região Sudeste, proporcionando fluxos maximizados no tronco 345 kV entre as SE de Adrianópolis e Vitória, onde se localiza o principal foco dos problemas para os quais se busca uma solução.

O cronograma de obras de transmissão utilizado considera as datas atualizadas pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE) na Reunião Mensal de junho de 2022 e as obras já definidas em estudos de longo prazo desenvolvidos pela EPE. A seguir, a Tabela 4-1 apresenta as datas dos empreendimentos com maior influência na região analisada.

Tabela 4-1: Cronograma de Obras

Empreendimento	Data
SE Lagos 345/138 kV	26/09/2022
SE Campos 2 500 kV	20/03/2024
SE Lagos 500 kV	20/03/2024
LT 500 kV Terminal Rio – Lagos C1 e C2	20/03/2024
LT 500 kV Lagos – Campos 2 C1 e C2	20/03/2024
LT 500 kV Campos 2 – Mutum C1 e C2	22/03/2024
LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos C1	20/03/2025
SE Sete Pontes 345/138 kV	30/09/2026
LT 345 kV Lagos – Sete Pontes C1 e C2	30/09/2026
LT 345 kV COMPERJ – Venda das Pedras	30/09/2026
Seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras na SE Lagos	2027 – Sem outorga
Bipolo CC +- 800 kV Graça Aranha - Silvânia	2028 – Sem outorga
LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2	2028 – Sem outorga
LT 500 kV Governador Valadares 6 – Leopoldina 2, CD	2028 – Sem outorga

Empreendimento	Data
LT 500 kV Leopoldina 2 – Terminal Rio, CD	2028 – Sem outorga
LT 500 kV Padre Paraíso 2 – Nova Mutum	2030 – Sem outorga
LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2	2030 – Sem outorga
Novo Bipolo da Região NE	2031 – Obra referencial, em estudo

Para a parametrização do transformador 500/345 kV, foi utilizada uma modelagem típica com uma reatância de 13% na base do equipamento (1.650 MVA). Tal modularização tomou como base a proposta inicial do empreendedor que permitiria os testes e comissionamentos da UTE GNA II na rede 345 kV, entretanto, após detalhamento técnico constatou-se ser possível ajustar a modularização dos transformadores para respeitar o limite de injeção de potência UTE GNA I na rede 500 kV.

Considerando-se que, em situações de elevado carregamento no tronco em 345 kV as Linhas de Transmissão 345 kV UTE GNA I – Porto do Açú, C1 e C2 poderão ser abertas, o único caminho para escoamento da potência gerada pela UTE GNA I será pelo transformador 345/500 kV, a modulação de 1.350 MVA (3 bancos de 450 MVA) seria a alternativa imediatamente superior à potência ativa instalada da usina. No entanto, o fator de potência para essa configuração deveria ser muito próximo da unidade (0,99) podendo levar à rede a novas restrições. Dessa forma, estabeleceu-se que a potência mínima para a transformação deve ser de 1.500 MVA (3 bancos de 500 MVA), pois permite uma operação com fator de potência de cerca de 0,9.

Importante mencionar ainda que o cenário Nordeste Exportador é caracterizado por despachos reduzidos nas usinas das regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste de modo que a região Nordeste, que conta com uma enorme capacidade instalada de geração eólica e fotovoltaica, é exportadora de energia para as outras regiões. Já no cenário Norte Exportador, os montantes de geração das usinas de Tucuruí, Estreito e Belo Monte são os mais importantes e foram maximizados nas simulações utilizando os casos do PAR/PEL.

Assim, tanto no cenário Nordeste Exportador quanto no cenário Norte Exportador, a interligação Nordeste-Sudeste opera com elevados fluxos chegando no sistema da região Sudeste, por meio das áreas MG e GO/DF até as áreas RJ/ES e SP.

Além disso, a geração fotovoltaica da área MG foi aumentada até o limite de exportação local dessa geração, que acontece basicamente quando o transformador 500/345 kV da SE Presidente Juscelino opera em valores próximos de sua capacidade nominal.

As análises dos casos de verão de 2024 a 2027 consideraram o despacho do parque térmico da área RJ/ES em sua capacidade plena, evidenciando as situações mais críticas para a malha de 345 kV de interesse com possíveis sobrecargas em regime normal de operação e consequente necessidade de restrição de geração dessas usinas.

Nos casos de trabalho dos anos 2028 a 2031 adotou-se despacho térmico de todo o país por ordem de mérito, despachando-se todas as termelétricas com Custo Variável Unitário (CVU) inferior ou igual a R\$ 400/MWh, exceto nas áreas RJ/ES, onde se decidiu pelo despacho térmico pleno, mantendo a coerência com os anos iniciais da análise.

5 Avaliação dos Benefícios Sistêmicos

Para a avaliação dos benefícios sistêmicos com a implantação do transformador 500/345 kV na subestação da UTE GNA, as análises foram iniciadas com a identificação dos pontos críticos considerando somente o sistema planejado, sem quaisquer alterações. A partir daí, foram realizadas as análises considerando o referido transformador de maneira a se obter um comparativo dos ganhos obtidos.

É importante salientar que todos os valores percentuais apresentados a seguir, são referentes ao limite de longa duração (853 MVA/1.428 A) no caso das análises em regime normal de operação e limite de emergência de curta duração (1.075 MVA/1.799 A) para as análises de contingências. Além disso, de maneira a indicar visualmente a criticidade das sobrecargas, os valores superiores a 100% foram exibidos na cor vermelha e os valores entre 95% e 100% na cor laranja.

5.1 Diagnóstico: Análises dos Casos Iniciais, sem alterações

Conforme já relatado, nos cenários onde há a exploração de elevados valores de intercâmbio na interligação Nordeste-Sudeste, geração fotovoltaica maximizada na área MG e despacho de todas as usinas termelétricas da área RJ/ES, são identificadas sobrecargas na malha de 345 kV entre Macaé e Adrianópolis em regime normal de operação e em situações de contingências simples.

Os problemas de carregamento na LT 345 kV Macaé – Lagos já haviam sido identificados no Estudo “Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo” [EPE-DEE-RE-029/2018-rev1]. Nesse estudo o seccionamento da LT 345 kV Venda das Pedras – Macaé foi adotado como solução referencial.

O estudo “Análise de viabilidade de seccionamento da LT 345 kV Venda das Pedras – Macaé na SE Lagos” [EPE-DEE-NT-049/2021-rev0] estudou o desempenho do sistema elétrico regional e confirmou que o seccionamento

proposto é suficiente para reduzir o carregamento da LT 345 kV Lagos – Macaé C1 e C2 a níveis inferiores ao seu limite de longa duração até o ano de 2031. Entretanto, dada a forte expansão renovável no Nordeste e Norte de Minas Gerais, são novamente observadas sobrecargas na rede 345 kV da área Rio já antes do ano de 2031, como pode ser observado na Tabela 5-1, a seguir.

Tabela 5-1: Carregamentos em Regime Normal de Operação – Casos SEM Alterações

IDENTIFICAÇÃO	NORDESTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/2025	Verão 2025/2026	Verão 2026/2027	Verão 2027/2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras	110%	99%	101%	–	–	–	–	–
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	80%	93%	100%	106%	94%	95%	100%	101%
LT 345 kV Macaé – Lagos C3 (*)	–	–	–	110%	91%	92%	97%	98%
LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras (*)	–	–	–	115%	97%	98%	108%	108%
IDENTIFICAÇÃO	NORTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/2025	Verão 2025/2026	Verão 2026/2027	Verão 2027/2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras	102%	91%	94%	–	Não simulado por ser um cenário menos crítico			
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	76%	92%	98%	95%				
LT 345 kV Macaé – Lagos C3 (*)	–	–	–	99%				
LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras (*)	–	–	–	97%				

(*) Linhas originadas após o seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras na SE Lagos, obra sem outorga e considerada apenas a partir dos casos de Verão 2027/2028.

Vale destacar que após a entrada em operação da LT 345 kV Lagos – Leopoldina 2 C1, atualmente prevista para março/2025, o carregamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras é minimizado e passa a operar no limite da capacidade de longa duração, enquanto o da LT 345 kV Macaé – Lagos C1 é maximizado, em decorrência do novo caminho para o fluxo saindo de Lagos para Leopoldina. Entretanto, nos anos seguintes de 2026 e 2027 o carregamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras volta a operar em sobrecarga em regime normal de operação por conta da maior contribuição da interligação Nordeste-Sudeste e das usinas fotovoltaicas de MG.

Em situações de contingências simples na rede de 345 kV os piores carregamentos são identificados entre as subestações de Macaé e Lagos e a pior contingência é da LT 345 kV Macaé – Lagos C2. A seguir, a Tabela 5-2 apresenta os carregamentos nessa contingência simples.

Tabela 5-2: Carregamentos na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2 – Casos SEM Alterações

IDENTIFICAÇÃO	NORDESTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	118%	136%	144%	122%	111%	112%	118%	118%
LT 345 kV Macaé – Lagos C3	–	–	–	126%	107%	108%	114%	115%
IDENTIFICAÇÃO	NORTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	111%	133%	141%	109%	Não simulado por ser um cenário menos crítico			
LT 345 kV Macaé – Lagos C3	–	–	–	113%				

Os resultados apresentados identificam sobrecargas em regime normal de operação em todo o horizonte de estudo, com a conseqüente possibilidade de restrição de geração para controle desses carregamentos. Portanto, para as situações de contingências simples deverão ser utilizados esquemas automáticos de corte de geração para contornar as sobrecargas inadmissíveis também em todo o horizonte em estudo, assim como já indicado atualmente nos estudos de curto prazo.

Contudo, cabe destacar que o seccionamento da LT 345 kV Venda das Pedras – Macaé em Lagos reduz de forma significativa os fluxos dos circuitos entre Lagos e Macaé em situação de contingência. Como exemplo, no caso Verão 2026/2027, a implantação do seccionamento reduziria o carregamento da LT 345 kV Macaé – Lagos C1 de 144% para 118% na contingência do C2.

Cabe destacar que a redução dos carregamentos observada entre os casos Verão 2027/2028 e 2028 é devida à entrada em operação do eixo 500 kV Governador Valadares 6 – Leopoldina 2 – Terminal Rio.

5.2 Análises com o Transformador 500/345 kV na SE UTE GNA

Considerando a implementação do transformador 500/345 kV interconectando os barramentos de 500 kV da UTE GNA II e 345 kV da UTE GNA I, é possível transferir parte da potência gerada pela UTE GNA I para o sistema de 500 kV e assim aliviar o carregamento na malha de 345 kV entre Macaé e Adrianópolis.

Nessa situação, foram reavaliados todos os casos e as Tabela 5-3 e Tabela 5-4 apresentam, respectivamente, os resultados em regime normal de operação e na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2.

Tabela 5-3: Carregamentos em Regime Normal de Operação – Casos COM Transformador

IDENTIFICAÇÃO	NORDESTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras	104%	96%	99%	–	–	–	–	–
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	77%	91%	98%	104%	90%	95%	96%	97%
LT 345 kV Macaé – Lagos C3 (*)	–	–	–	108%	87%	92%	93%	94%
LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras (*)	–	–	–	113%	93%	98%	104%	104%
IDENTIFICAÇÃO	NORTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras	96%	88%	92%	–	Não simulado por ser um cenário menos crítico			
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	73%	89%	96%	93%				
LT 345 kV Macaé – Lagos C3 (*)	–	–	–	97%				
LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras (*)	–	–	–	95%				

(*) Linhas originadas após o seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras na SE Lagos, obra sem outorga e considerada apenas a partir dos casos de Verão 2027/2028.

Tabela 5-4: Carregamentos na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2 – Casos COM Transformador

IDENTIFICAÇÃO	NORDESTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	113%	132%	140%	119%	105%	105%	112%	113%
LT 345 kV Macaé – Lagos C3	–	–	–	124%	101%	102%	109%	110%
IDENTIFICAÇÃO	NORTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	106%	129%	137%	106%	Não simulado por ser um cenário menos crítico			
LT 345 kV Macaé – Lagos C3	–	–	–	110%				

Considerando essa nova configuração do sistema de interesse, pode-se constatar que houve uma ligeira melhora nos valores de carregamento indicados tanto em regime normal de operação quanto em contingência simples. Entretanto, ainda são identificadas sobrecargas em regime normal no início e no final do horizonte de estudo, com consequente possibilidade de restrição de geração térmica.

5.3 Análises com o Transformador 500/345 kV e um circuito aberto da LT 345 kV GNA I – Campos

Nesta nova etapa, a intenção é aumentar a impedância vista pela UTE GNA I para o sistema de 345 kV com a abertura de um dos dois circuitos da LT 345 kV GNA I – Campos, e desta maneira forçar um pouco mais do fluxo desta usina para o sistema de 500 kV.

As Tabela 5-5 e Tabela 5-6 apresentam os valores percentuais para regime normal de operação e na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2, respectivamente.

Tabela 5-5: Carregamentos em Regime Normal de Operação – Casos COM Transformador e UM circuito aberto

IDENTIFICAÇÃO	NORDESTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras	100%	92%	95%	–	–	–	–	–
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	75%	88%	95%	101%	89%	89%	95%	96%
LT 345 kV Macaé – Lagos C3 (*)	–	–	–	105%	86%	87%	92%	93%
LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras (*)	–	–	–	109%	91%	92%	102%	103%
IDENTIFICAÇÃO	NORTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras	92%	84%	87%	–	Não simulado por ser um cenário menos crítico			
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	70%	86%	93%	90%				
LT 345 kV Macaé – Lagos C3 (*)	–	–	–	93%				
LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras (*)	–	–	–	91%				

(*) Linhas originadas após o seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras na SE Lagos, obra sem outorga e considerada apenas a partir dos casos de Verão 2027/2028.

Tabela 5-6: Carregamentos na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2 – Casos COM Transformador e UM circuito aberto

IDENTIFICAÇÃO	NORDESTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	109%	127%	136%	115%	103%	104%	111%	112%
LT 345 kV Macaé – Lagos C3	–	–	–	119%	100%	101%	108%	108%
IDENTIFICAÇÃO	NORTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	103%	124%	133%	102%	Não simulado por ser um cenário menos crítico			
LT 345 kV Macaé – Lagos C3	–	–	–	106%				

Com base nos novos resultados, para essa nova configuração estudada ainda seria necessário a restrição de geração térmica para o controle de carregamento em regime normal de operação dos circuitos de 345 kV entre as subestações de Macaé, Lagos e Venda das Pedras. Já as consequências para o sistema nas situações de contingência permanecem as mesmas, embora com valores de sobrecarga ligeiramente reduzidos em comparação com a configuração anterior.

5.4 Análises com o Transformador 500/345 kV e os dois circuitos abertos da LT 345 kV GNA I – Campos

Para esta última configuração de rede considerada, o objetivo é transferir toda a potência da usina GNA I para o tronco de 500 kV a partir da SE Campos 2. Desta maneira, a malha de 345 kV é bastante aliviada proporcionando uma situação mais segura sob a ótica do controle de carregamento do sistema de 345 kV.

A seguir, são apresentados os valores percentuais para o regime normal de operação na Tabela 5-7 e os valores na ocorrência da contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2 na Tabela 5-8.

Tabela 5-7: Carregamentos em Regime Normal de Operação – Casos COM Transformador e os DOIS circuitos abertos

IDENTIFICAÇÃO	NORDESTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras	80%	72%	75%	–	–	–	–	–
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	63%	72%	79%	83%	71%	72%	77%	79%
LT 345 kV Macaé – Lagos C3 (*)	–	–	–	87%	69%	70%	75%	76%
LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras (*)	–	–	–	89%	73%	73%	83%	85%
IDENTIFICAÇÃO	NORTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras	72%	65%	67%	–	Não simulado por ser um cenário menos crítico			
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	59%	70%	77%	72%				
LT 345 kV Macaé – Lagos C3 (*)	–	–	–	75%				
LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras (*)	–	–	–	70%				

(*) Linhas originadas após o seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras na SE Lagos, obra sem outorga e considerada apenas a partir dos casos de Verão 2027/2028.

Tabela 5-8: Carregamentos na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2 – Casos COM Transformador e os DOIS circuitos abertos

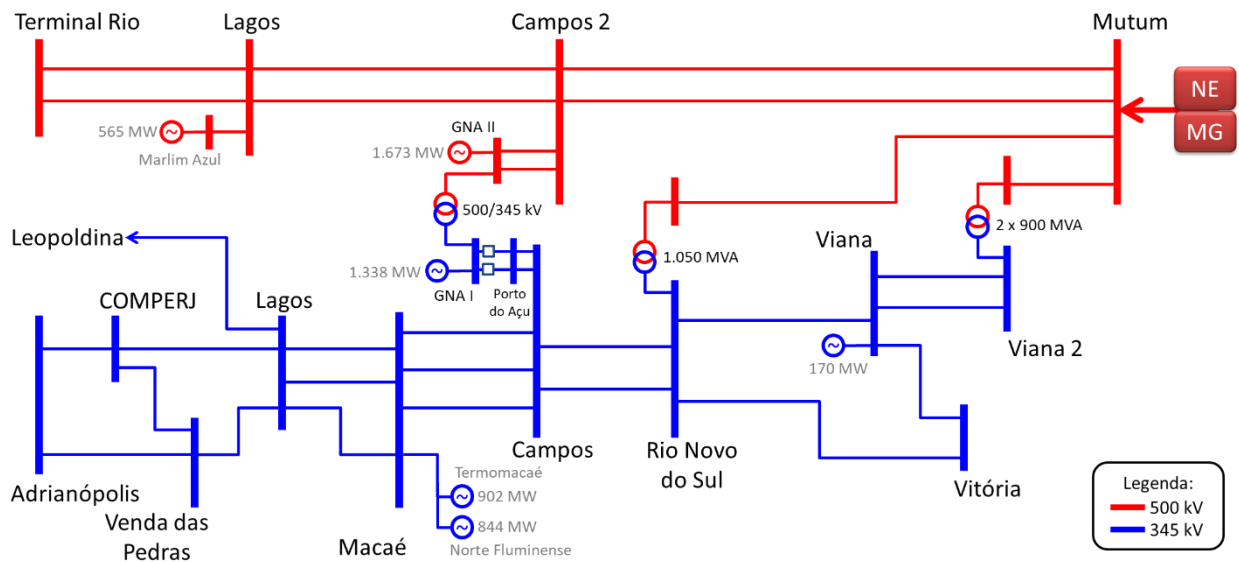
IDENTIFICAÇÃO	NORDESTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	92%	104%	113%	95%	84%	84%	91%	92%
LT 345 kV Macaé – Lagos C3	–	–	–	99%	81%	82%	88%	89%
IDENTIFICAÇÃO	NORTE EXPORTADOR							
	Casos de Médio Prazo ONS				Casos de Longo Prazo EPE			
	Verão 2024/ 2025	Verão 2025/ 2026	Verão 2026/ 2027	Verão 2027/ 2028	2028	2029	2030	2031
LT 345 kV Macaé – Lagos C1	86%	102%	110%	83%	Não simulado por ser um cenário menos crítico			
LT 345 kV Macaé – Lagos C3	–	–	–	86%				

Nesta última situação analisada, não são identificadas sobrecargas em regime normal de operação em nenhum dos circuitos. Desta forma, na configuração de rede operando com a UTE GNA I desconectada do sistema de 345 kV e exportando sua potência exclusivamente para o sistema de 500 kV, pode-se explorar a potência de todo o parque térmico do RJ/ES sem a necessidade de nenhuma restrição de geração.

Já nas situações de contingência simples, será necessário contar com SEP de corte de geração apenas até a entrada em operação do seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras na SE Lagos, devido à possibilidade de sobrecarga inadmissível nos circuitos no horizonte anterior ao seccionamento.

Para fins ilustrativos, a Figura 5-1, a seguir, apresenta o sistema proposto nesta última etapa avaliada considerando a geração da UTE GNA I escoada a partir do sistema de 500 kV e a configuração de rede do último ano do horizonte analisado.

Figura 5-1: Diagrama elétrico com a UTE GNA I conectada ao sistema de 500 kV



6 Avaliação de Custos da Solução

Para a comparação de custos entre a implantação do autotransformador e soluções alternativas, foram elaboradas duas soluções equivalentes em desempenho elétrico para solucionar as sobrecargas identificadas no eixo Macaé – Lagos – Venda das Pedras, conforme abaixo:

- **Alternativa 1:** Implantação do autotransformador 500/345 kV – 1.500 MVA interligando as subestações existentes das UTE GNA I e GNA II.
- **Alternativa 2:** Implantação da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras, C2.
- **Alternativa 3:** Implantação de um novo pátio 345 kV na SE Campos 2, de um autotransformador 500/345 kV e dos seccionamentos das LT 345 kV Porto do Açu – Campos, C1 e C2 no novo pátio da SE Campos 2.

As alternativas avaliadas tiveram seus planos de obras e investimentos detalhados e orçados de acordo com a Base de Preços da ANEEL e estão apresentados nas tabelas do Anexo 7.3.

O valor do custo marginal de expansão (CME) utilizado para balizar o impacto das perdas elétricas na comparação de alternativas foi de 196,05 R\$/MWh. Considerou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar a equivalência econômica entre alternativas.

Nesta análise foram considerados o ano de 2022 como o inicial e o ano de 2037 para o truncamento das séries de custos, tanto para investimentos quanto para perdas elétricas. Dada a incerteza quanto à entrada em operação da transformação 500/345 kV, bem como de soluções alternativas, foram feitas análises considerando estimativas de custos de restrição em função da data de entrada em operação dos reforços para além do ano de 2025.

As estimativas do custo de restrição de geração consideraram os dois cenários onde existem as maiores probabilidades de necessidade dessa restrição para controle de carregamento de linhas em 345 kV da área Rio, referentes aos meses de alta geração hidráulica na região Norte (cenário Norte exportador) e nos meses de geração eólica e fotovoltaica maximizadas na região Nordeste (cenário Nordeste exportador). Nesse sentido, foram consideradas restrições durante 9 horas, que é o período correspondente à carga média, de 20 dias úteis em apenas um mês para cada um dos cenários.

O custo de geração considerado é correspondente à diferença entre o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) máximo horário fixado para o ano de 2022, que é de R\$1.326,50, e o Custo Variável Unitário (CVU) da usina termoeletrica restrita. Para fins de obtenção do menor custo de restrição segundo esses critérios foi

utilizada a restrição da UTE Termomacaé, porque é a usina mais cara com impacto direto no controle de carregamento das linhas de interesse, com CVU de R\$740,76.

$$Custo = (Restrição\ MW) \times 9\ h \times 20\ dias \times (PLD_{Max\ horario} - CVU_{termomacaé})$$

Portanto, foram estimados os custos de restrição de geração em cada um dos dois cenários para os anos de 2025, 2026 e 2027, que estão apresentados a seguir na Tabela 6-1. O detalhamento dessa estimativa de custos pode ser verificado no Anexo 7.2

Tabela 6-1: Custos estimados da restrição de geração

Ano	Restrição de geração	
	Custos (R\$ x 1000)	Valor Presente (2022) (R\$ x 1000)
2025	10.500,00	8.335,24
2026	15.800,00	11.613,47
2027	73.800,00	50.227,04

O resultado da comparação de investimentos é mostrado nas Tabela 6-2, Tabela 6-3 e Tabela 6-4, a seguir, que contém o custo de investimento total das alternativas em valor presente, o custo pela metodologia dos rendimentos necessários, o custo de perdas elétricas e finalmente o custo global. A análise mais detalhada da comparação econômica, com lista de obras, pode ser verificada nas tabelas do Anexo 7.3.

Tabela 6-2: Valor Presente do Total de Investimentos

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
TR GNA	118.624,65	100,0%	1°
LT MAC-VDP	211.383,19	178,2%	3°
TR CAMPOS 2	176.215,11	148,5%	2°

Tabela 6-3: Rendimentos necessários e perdas das alternativas avaliadas

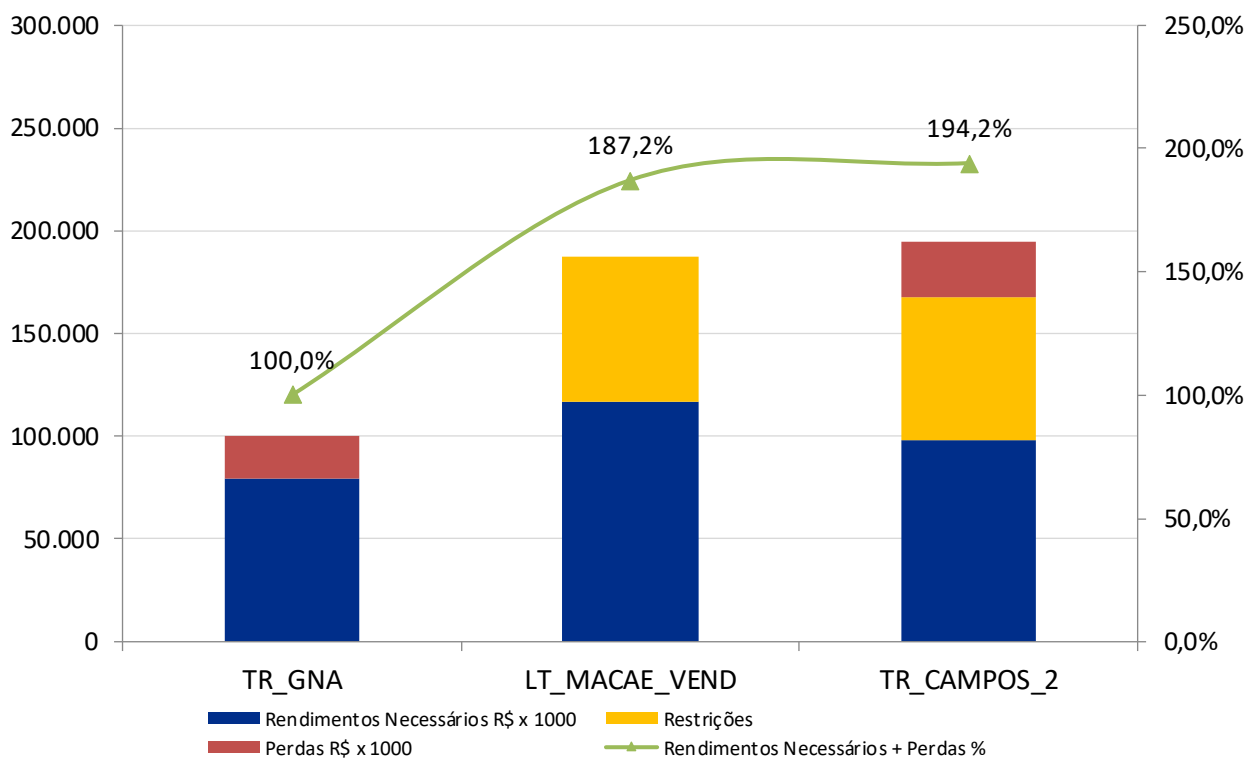
Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
TR GNA	79.408,59	100,0	1°	30.055,32	20.709,85	2°
LT MAC-VDP	117.295,48	147,7	3°	9.354,47	0,00	1°
TR CAMPOS 2	97.780,89	123,1	2°	35.782,04	26.436,57	3°

Tabela 6-4: Soma dos Rendimentos necessários, perdas e restrições das alternativas

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas + Restrições		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
TR GNA	100.118,43	100,0	1°
LT MAC-VDP	187.471,23	187,2	2°
TR CAMPOS 2	194.393,21	194,2	3°

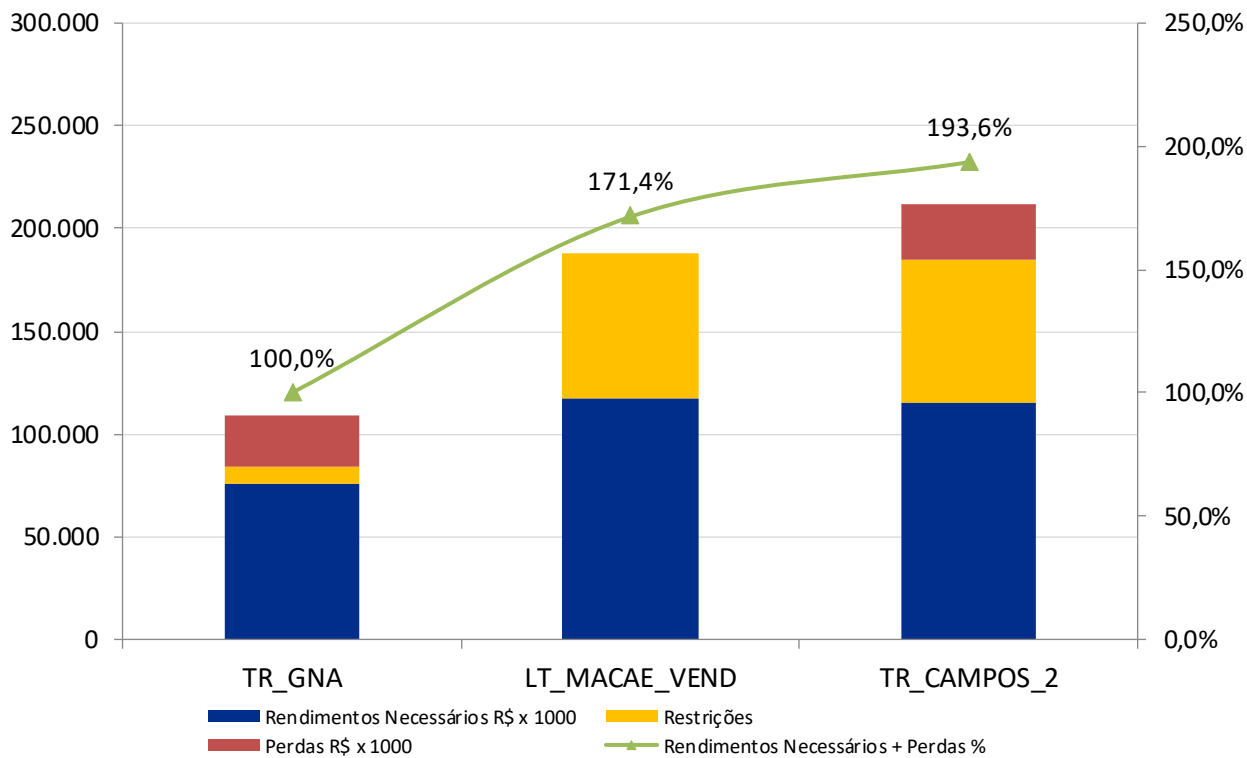
O resultado da comparação econômica demonstra que a alternativa GNA é a de menor custo global quando somados os custos de investimentos, o diferencial de perdas entre as alternativas e o custo da restrição de geração. Além disso, essa solução apresenta vantagens como menor prazo para entrada em operação, uma vez que não requer a construção de linhas de transmissão nem novos pátios 345 kV, e proporciona maior flexibilidade operativa com a possibilidade de abertura das LT 345 kV GNA I – Campos C1 e C2 em cenários operativos desfavoráveis. A seguir, a Figura 6-1 ilustra a comparação entre as alternativas graficamente.

Figura 6-1: Comparação econômica entre as alternativas – Implantação do TR em 2025



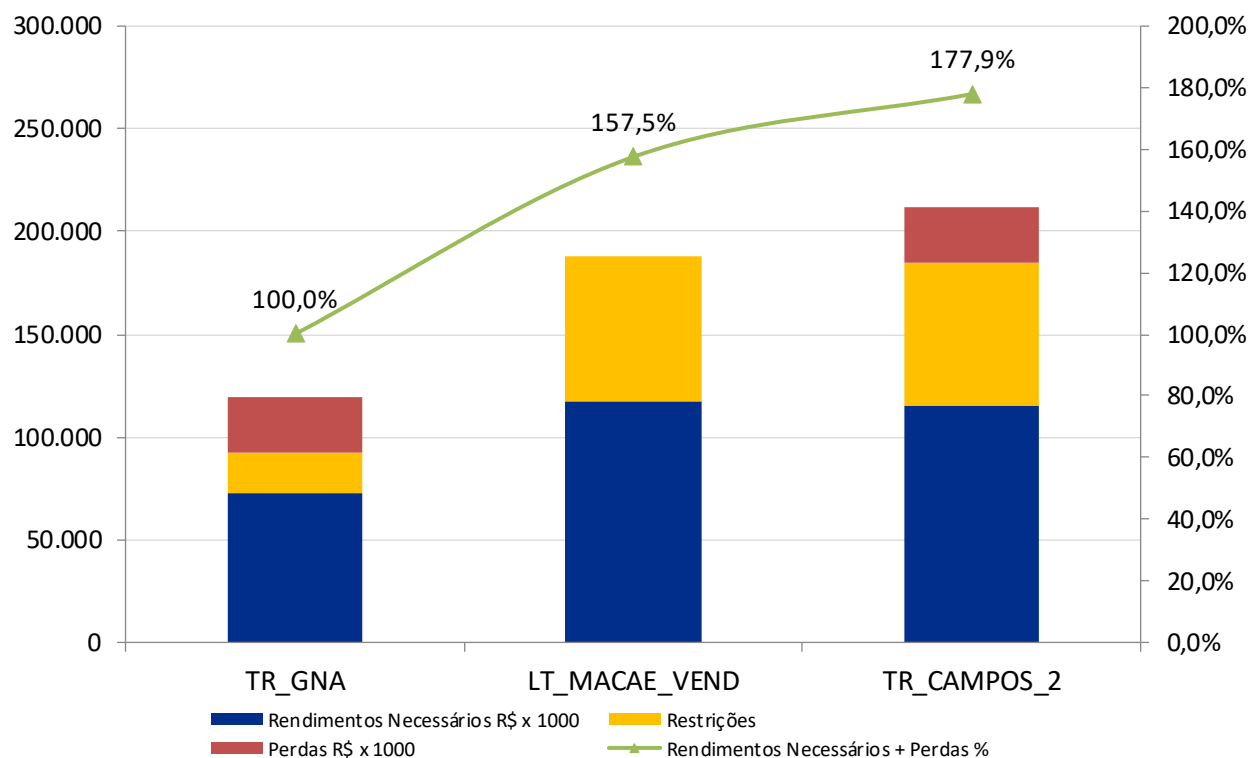
Em caso de entrada do transformador em 2026, torna-se necessário considerar a estimativa de custos de restrição de geração na alternativa GNA para o ano de 2025. Embora considere custos de restrição de geração de energia, a entrada em operação do transformador 500/345 kV na SE GNA no ano de 2026 mantém o ordenamento das alternativas igual à comparação anterior. Dessa forma, a comparação econômica entre as alternativas tem o resultado apresentado na Figura 6-2, a seguir.

Figura 6-2: Comparação econômica entre as alternativas – Implantação do TR em 2026



Também foi simulada a possibilidade de entrada da transformação apenas em 2027. Nesse caso, considerou-se a estimativa de custos de restrição de geração para os anos de 2025 e 2026. O resultado da comparação econômica para esse cenário é apresentado na Figura 6-3, a seguir.

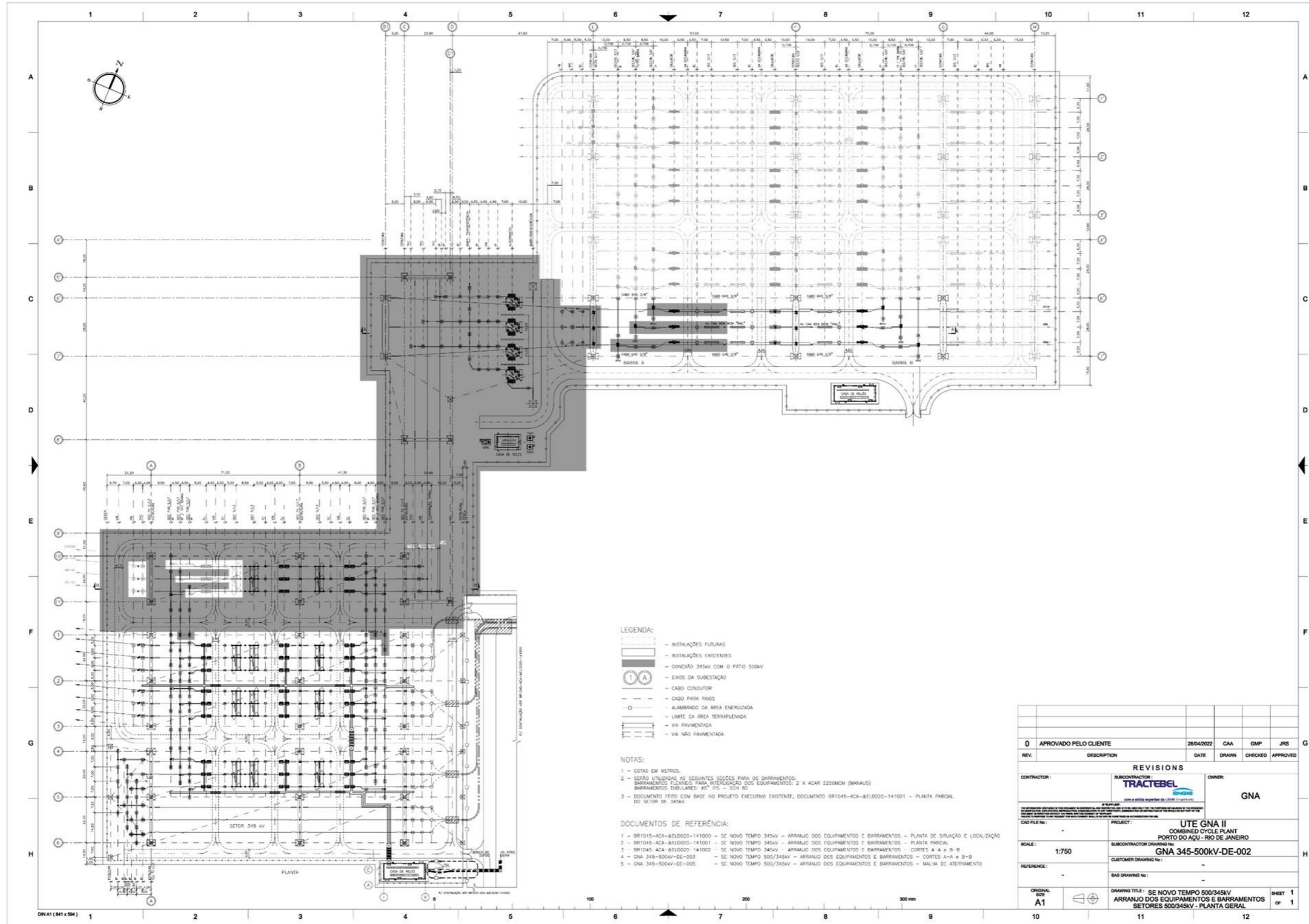
Figura 6-3: Comparação econômica entre as alternativas – Implantação do TR em 2027



As comparações econômicas apresentadas permitem concluir que o transformador 500/345 kV interligando os pátios das SE GNA I e GNA II, é a alternativa de menor custo global, mesmo considerando diferentes cenários de entrada em operação da solução proposta, entre 2025 e 2027. Cumpre destacar que quanto mais cedo o reforço proposto estiver disponível para o Sistema Interligado Nacional, menores serão os riscos de sobrecarga e custos com eventuais restrições na malha 345 kV da área Rio.

7 Anexo

7.1 Arranjo dos equipamentos e barramentos – Setores 500 kV e 345 kV das Subestações GNA II e GNA I



REV.	APROVADO PELO CLIENTE	26/04/2022	CAA	GMP	JRS
REV.	DESCRIPTION	DATE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
REVISIONS					
CONTRACTOR:		SUBCONTRACTOR:		OWNER:	
		TRACTEBEL		GNA	
CAD FILE No:		PROJECT:		UTE GNA II	
		PORTO DO AZUL - RIO DE JANEIRO		COMBINED CYCLE PLANT	
SCALE:		SUBCONTRACTOR DRAWING No:		CUSTOMER DRAWING No:	
1:750		GNA 345-500KV-DE-002			
REFERENCE:		SAG DRAWING No:			
ORIGINAL SIZE		DRAWING TITLE:		SHEET 1	
A1		SE NOVO TEMPO 500/345KV		OF 1	
		ARRANJO DOS EQUIPAMENTOS E BARRAMENTOS			
		SETORES 500/345KV - PLANTA GERAL			

7.2 Estimativas de Custos das Restrições de Geração

Para o cálculo das estimativas de custos das restrições de geração foi considerada a equação, a seguir, para cada um dos dois cenários:

$$Custo_{Norte\ Exportador} (R\$) = (Restrição\ MW)_{Norte\ Exportador} \times 9\ h \times 20\ dias \times (PLD_{Max\ horario} - CVU_{termomacaé})$$

$$Custo_{Nordeste\ Exportador} (R\$) = (Restrição\ MW)_{Nordeste\ Exportador} \times 9\ h \times 20\ dias \times (PLD_{Max\ horario} - CVU_{termomacaé})$$

sendo:

$$PLD_{Max\ horario} = R\$ 1.326,50$$

$$CVU_{termomacaé} = R\$ 740,76$$

Tabela 7-1: Cálculo dos custos de restrição de geração

Ano	Cenário	Restrição (MW)	Custos da Restrição (R\$ x 1000)	Totalização dos Custos	
				Custos (R\$ x 1000)	Valor Presente (2022) (R\$ x 1000)
2025	Norte Exportador	0	0,00	10.500,00	8.335,24
	Nordeste Exportador	100	10.500,00		
2026	Norte Exportador	0	0,00	15.800,00	11.613,47
	Nordeste Exportador	150	15.800,00		
2027	Norte Exportador	100	10.500,00	73.500,00	50.227,04
	Nordeste Exportador	600	63.000,00		

7.3 Plano de obra das alternativas avaliadas

Tabela 7-2: Plano de Obras da Alternativa GNA

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						149.432,90	118.624,65	13.273,74	79.408,59
SE 500/345 kV GNA (Ampliação/Adequação)						149.432,90	118.624,65	13.273,74	79.408,59
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 500 MVA 1Φ		2025	4,0	1,0	23874,80	95.499,20	75.810,34	8.482,95	50.748,24
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	15044,12	15.044,12	11.942,51	1.336,33	7.994,44
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	12106,01	12.106,01	9.610,14	1.075,35	6.433,13
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	11679,91	11.679,91	9.271,89	1.037,50	6.206,70
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0		14418,05				
MIG-A		2025	1,0	1,0	6042,98	6.042,98	4.797,11	536,78	3.211,24
MIM - 345 kV		2025	1,0	2,0	2707,87	5.415,74	4.299,19	481,07	2.877,92
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	3644,94	3.644,94	2.893,47	323,77	1.936,92

Tabela 7-3: Plano de Obras da Alternativa Macaé – Venda das Pedras C2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						335.438,55	211.383,19	29.796,15	117.295,48
LT 345 kV MACAÉ - VENDA DAS PEDRAS, C2 (Nova)						335.438,55	211.383,19	29.796,15	117.295,48
Circuito Simples 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 122 km		2028	122,0	1,0	2387,95	291.329,90	183.587,25	25.878,09	101.871,65
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Macaé	2028	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	6.627,82	934,24	3.677,75
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Venda das Pedras	2028	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	6.627,82	934,24	3.677,75
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Macaé	2028	1,0	1,0	11679,91	11.679,91	7.360,32	1.037,50	4.084,21
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Venda das Pedras	2028		1,0	11679,91				
MIM - 345 kV	Macaé	2028	1,0	1,0	2707,87	2.707,87	1.706,42	240,53	946,88
MIM - 345 kV	Venda das Pedras	2028	1,0	1,0	2707,87	2.707,87	1.706,42	240,53	946,88
MIG-A	Macaé	2028	1,0	1,0	2988,98	2.988,98	1.883,56	265,50	1.045,18
MIG-A	Venda das Pedras	2028	1,0	1,0	2988,98	2.988,98	1.883,56	265,50	1.045,18

Tabela 7-4: Plano de Obras da Alternativa Campos 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						279.631,24	176.215,11	24.838,93	97.780,89
SE 500/345 kV CAMPOS 2 (Ampliação/Adequação)						180.536,78	113.768,80	16.036,62	63.129,74
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 500 MVA 1Φ		2028	4,0	1,0	23874,80	95.499,20	60.180,70	8.482,95	33.393,97
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	15044,12	15.044,12	9.480,35	1.336,33	5.260,60
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12106,01	12.106,01	7.628,84	1.075,35	4.233,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	14418,05	14.418,05	9.085,82	1.280,72	5.041,67
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11679,91	11.679,91	7.360,32	1.037,50	4.084,21
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	25436,68	25.436,68	16.029,42	2.259,47	8.894,65
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3644,94	3.644,94	2.296,93	323,77	1.274,56
MIM - 345 kV		2028	1,0	1,0	2707,87	2.707,87	1.706,42	240,53	946,88
SECC LT 345 kV CAMPOS - PORTO DO AÇU, C1 e C2 (CD), NA SE CAMPOS 2 (Ampliação/Adequação)						99.094,46	62.446,32	8.802,31	34.651,15
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km		2028	3,0	1,0	3939,17	11.817,51	7.447,04	1.049,72	4.132,32
Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km		2028	3,0	1,0	3939,17	11.817,51	7.447,04	1.049,72	4.132,32
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2028	4,0	1,0	10707,22	42.828,88	26.989,46	3.804,38	14.976,32
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11919,36	23.838,72	15.022,44	2.117,53	8.335,88
MIG-A		2028	1,0	1,0	3036,81	3.036,81	1.913,71	269,75	1.061,91
MIM - 345 kV		2028	1,0	1,0	5755,03	5.755,03	3.626,65	511,20	2.012,41

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 1-1: Rede de transmissão 500/345 kV na Subestação UTE GNA	6
Figura 2-1: Transformação 500/345 kV na Subestação UTE GNA	11
Figura 4-1: Diagrama Eletrogeográfico do Sistema de Suprimento ao Rio de Janeiro	14
Figura 4-2: Diagrama elétrico do tronco interligando o Rio de Janeiro até Vitória	15
Figura 5-1: Diagrama elétrico com a UTE GNA I conectada ao sistema de 500 kV	29
Figura 6-1: Comparação econômica entre as alternativas – Implantação do TR em 2025	33
Figura 6-2: Comparação econômica entre as alternativas – Implantação do TR em 2026	34
Figura 6-3: Comparação econômica entre as alternativas – Implantação do TR em 2027	35

Tabelas

Tabela 1-1: Empreendimentos a gás natural cadastrados no leilão “A-6” de 2017	7
Tabela 3-1: Evolução dos carregamentos em Regime Normal de Operação na LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras considerando as alternativas de solução com o transformador 500/345 kV na UTE GNA	13
Tabela 4-1: Cronograma de Obras	17
Tabela 5-1: Carregamentos em Regime Normal de Operação – Casos SEM Alterações	21
Tabela 5-2: Carregamentos na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2 – Casos SEM Alterações	22
Tabela 5-3: Carregamentos em Regime Normal de Operação – Casos COM Transformador	23

Tabela 5-4: Carregamentos na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2 – Casos COM Transformador	24
Tabela 5-5: Carregamentos em Regime Normal de Operação – Casos COM Transformador e UM circuito aberto	25
Tabela 5-6: Carregamentos na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2 – Casos COM Transformador e UM circuito aberto	26
Tabela 5-7: Carregamentos em Regime Normal de Operação – Casos COM Transformador e os DOIS circuitos abertos	27
Tabela 5-8: Carregamentos na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos C2 – Casos COM Transformador e os DOIS circuitos abertos	28
Tabela 6-1: Custos estimados da restrição de geração	31
Tabela 6-2: Valor Presente do Total de Investimentos	31
Tabela 6-3: Rendimentos necessários e perdas das alternativas avaliadas	32
Tabela 6-4: Soma dos Rendimentos necessários, perdas e restrições das alternativas	32
Tabela 7-1: Cálculo dos custos de restrição de geração	37
Tabela 7-2: Plano de Obras da Alternativa GNA	38
Tabela 7-3: Plano de Obras da Alternativa Macaé – Venda das Pedras C2	38
Tabela 7-4: Plano de Obras da Alternativa Campos 2	39