



# ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**Nota Técnica:**

*Expansão das Interligações Regionais*

*Diagnóstico Inicial*

**Julho de 2021**





GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Ministério de Minas e Energia**  
**Ministro**  
Bento Albuquerque

**Secretário-Executivo do MME**  
Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**  
Paulo César Magalhães Domingues

**Secretário de Energia Elétrica**  
Christiano Vieira da Silva

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**  
José Mauro Ferreira Coelho

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral**  
Alexandre Vidigal de Oliveira

# ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

## Nota Técnica:

### *Expansão das Interligações Regionais* *Diagnóstico Inicial*



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**  
Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**  
Erik Eduardo Rego

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**  
Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**  
Angela Livino

**Coordenação Geral**  
Erik Eduardo Rego

**Coordenação Executiva**  
José Marcos Bressane

**Coordenação Técnica**  
Thaís Pacheco Teixeira

**Equipe Técnica**  
Rafael Theodoro Alves e Mello  
Rodrigo Rodrigues Cabral  
Tiago Campos Rizzotto

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

**Sede**  
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744  
70065-900 - Brasília - DF  
**Escritório Central**  
Praça Pio X, nº 54  
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

**Nº EPE-DEE-NT-072/2021-r0**  
Data: 02/07/2021

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

|                                                                                                                                                                                               |                                                                |                                                          |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
|                                                                                                              | <div> <div>Contrato</div> <div>Data de assinatura</div> </div> |                                                          |
| <div> <div>Projeto</div> <div>ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</div> </div>                                                                                                |                                                                |                                                          |
| <div> <div>Área de estudo</div> <div>Estudos do Sistema de Transmissão</div> </div>                                                                                                           |                                                                |                                                          |
| <div> <div>Sub-área de estudo</div> <div>Nota Técnica</div> </div>                                                                                                                            |                                                                |                                                          |
| <div> <div> <div>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</div> <div>EPE-DEE-NT-072/2021-r0</div> </div> <div> <div>Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial</div> </div> </div> |                                                                |                                                          |
| <div>Revisões</div> <div>rev0</div>                                                                                                                                                           | <div>Data</div> <div>02/07/2021</div>                          | <div>Descrição sucinta</div> <div>Emissão Original</div> |

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

## APRESENTAÇÃO

Esta nota técnica tem como objetivo analisar o desempenho e a capacidade das interligações regionais do sistema elétrico brasileiro, no horizonte de longo prazo, oferecendo um diagnóstico que possa direcionar a expansão da rede de transmissão, considerando a evolução da carga e a expressiva expansão da oferta de geração.

Este documento foi elaborado com foco específico nas interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, considerando a forte expansão da oferta de geração renovável na região Nordeste, prevista para ocorrer ao longo dos próximos anos.

## SUMÁRIO

|                                                                             |           |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Apresentação</b>                                                         | <b>7</b>  |
| <b>Sumário</b>                                                              | <b>8</b>  |
| <b>Lista de Figuras</b>                                                     | <b>9</b>  |
| <b>Lista de Tabelas</b>                                                     | <b>10</b> |
| <b>1 Introdução</b>                                                         | <b>11</b> |
| <b>2 Premissas e Critérios</b>                                              | <b>13</b> |
| 2.1 Premissas                                                               | 13        |
| 2.2 Critérios de Desempenho do Sistema                                      | 14        |
| <b>3 Cenários de Expansão Prospectiva da Geração</b>                        | <b>16</b> |
| 3.1 Montantes de Expansão Considerados                                      | 16        |
| 3.2 Distribuição da Expansão Indicativa na Rede de Transmissão              | 18        |
| <b>4 Configuração da Rede e Cenários Analisados</b>                         | <b>20</b> |
| 4.1 Configuração da Rede Elétrica                                           | 20        |
| 4.2 Cenários Operativos                                                     | 21        |
| 4.2.1 Cenário 1 – Máxima Importação do Sul e Máxima Exportação do Norte     | 21        |
| 4.2.2 Cenário 2 – Máxima Exportação do Nordeste                             | 21        |
| 4.2.3 Cenário 3 – Máxima Importação da Região Sudeste/Centro-oeste          | 22        |
| <b>5 Limites e Fatores Limitantes</b>                                       | <b>23</b> |
| 5.1 Descrição dos Principais Intercâmbios Monitorados                       | 24        |
| 5.2 Fatores Limitantes                                                      | 26        |
| 5.2.1 Cenário 1 – Máxima Importação do Sul e Máxima Exportação do Norte     | 26        |
| 5.2.2 Cenário 2 – Máxima Exportação do Nordeste (EXP NE)                    | 27        |
| 5.2.3 Cenário 3 – Máxima Importação do Sudeste/Centro-Oeste (IMP SE/CO)     | 28        |
| 5.3 Limites                                                                 | 28        |
| <b>6 Balanço Estático</b>                                                   | <b>30</b> |
| <b>7 Constatações Principais</b>                                            | <b>32</b> |
| <b>8 Referências</b>                                                        | <b>35</b> |
| <b>Anexo A – Metodologia de Alocação do Potencial de Geração Indicativo</b> | <b>36</b> |
| <b>Anexo B – Metodologia de Cálculo do Balanço Estático</b>                 | <b>38</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 3-1 – Região Norte/Nordeste: Geração renovável variável confirmada até 2025 .....           | 16 |
| Figura 3-2 – Expansão de Renováveis Norte/Nordeste: Cenário de Referência vs Cenário Superior..... | 17 |
| Figura 3-3 – Representação dos <i>clusters</i> de geração indicativa no subsistema Nordeste. ....  | 18 |
| Figura 3-4 – Expansão renovável acumulada por área da região Nordeste .....                        | 19 |
| Figura 3-5 – Centroides de maior concentração de empreendimentos de geração cadastrados.....       | 19 |
| Figura 4-1 – Configuração da interligação Norte – Nordeste – Sudeste .....                         | 20 |
| Figura 4-2 – Configuração da interligação Sul – Sudeste.....                                       | 20 |
| Figura 6-1 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total da região Nordeste. ....    | 30 |
| Figura 6-2 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total do NNE. ....                | 31 |
| Figura 7-1- Centróides de maior concentração de empreendimentos de geração cadastrados. ....       | 33 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                          |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 2-1– Marcos temporais para ganhos de capacidade nas interligações regionais ..... | 13 |
| Tabela 2-2 – Limites de tensão em regime permanente.....                                 | 15 |
| Tabela 5-1 – Descrição dos intercâmbios monitorados.....                                 | 24 |
| Tabela 5-2 – Quadro resumo dos limites de capacidade das interligações [MW] .....        | 29 |

## 1 INTRODUÇÃO

A presente nota técnica documenta a Parte I do estudo de expansão das interligações regionais, previsto na programação da EPE para o ano 2021 [1].

A partir de um amplo diagnóstico do desempenho das interligações regionais, no horizonte de longo prazo, esta nota técnica traz elementos que pavimentarão o caminho para a avaliação técnico-econômica de alternativas de expansão, capazes de acomodar, com segurança e confiabilidade, a evolução da carga e a expansão da oferta de geração no sistema brasileiro, que se dará em sequência, na parte II deste estudo.

Estão documentados, nesta nota técnica, todas as etapas envolvidas no processo de diagnóstico das interligações regionais, as quais envolveram:

- i. Identificação de cenários operativos dimensionadores, em que são observados os maiores carregamentos nas interligações regionais;
- ii. Avaliação de dois cenários de expansão da oferta de geração, indicados no Plano de Geração do PDE 2030 [2], com foco especial nas regiões Norte-Nordeste, onde se concentra a geração renovável em ascensão;
- iii. Cálculo dos valores limite de intercâmbio e identificação de fatores limitantes correlatos, considerando o desempenho do sistema já planejado, em análises de fluxo de potência e estabilidade eletromecânica;
- iv. Indicação da necessidade de expansão da capacidade das interligações regionais, visando acomodar a expansão da oferta de geração dos cenários prospectivos do item ii, tendo como ponto de partida os limites de interligação calculados na etapa iii.

Foram realizadas simulações de desempenho do sistema para três anos do horizonte de análise, quais sejam: 2025 e 2027, em que se verifica aumento da capacidade das interligações, em função da entrada em operação de eixos de transmissão já planejados, e 2033, ano final do horizonte de estudo.

Para a elaboração dos casos de trabalho, foi considerada a expansão futura de geração renovável já confirmada, até 2025, tanto no Ambiente de Contratação Livre – ACL quanto no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, além da expansão de geração indicativa anual apontada no PDE 2030, a partir de 2026, para o cenário de referência.

É importante mencionar que, neste estudo, que tem como foco as interligações regionais, não foram consideradas como restrições as violações de carregamento internas aos subsistemas, cuja solução será fornecida em estudos regionais específicos a serem elaborados no segundo semestre de 2021.

Os resultados fornecidos nesta nota técnica apresentam uma estimativa da expansão necessária para a interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, a ser concebida na Parte II do estudo, fornecendo, complementarmente, como insumos para essa próxima etapa, os montantes e localização mais provável de potenciais de geração prospectivos.

## 2 PREMISSAS E CRITÉRIOS

Para a realização das simulações, foram consideradas premissas e critérios adotados para o planejamento [3] e operação [4] do sistema elétrico brasileiro.

### 2.1 Premissas

- 1) Os casos de estudo foram elaborados a partir da base de dados do PDE 2030 [2] e [5].
- 2) Foi avaliado o desempenho do sistema para três configurações distintas, com enfoque nos anos de entrada em operação de importantes reforços de transmissão planejados, descritos na Tabela 2-1, os quais provêm ganhos de capacidade para as interligações regionais, e o ano 2033, fim do horizonte de análise.

**Tabela 2-1– Marcos temporais para ganhos de capacidade nas interligações regionais**

| Configuração | Obra planejada                                                                                                                                            | Ano de entrada em operação | Interligação regional diretamente impactada |
|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|---------------------------------------------|
| 2025         | LT 500 kV Sapeaçu-Camaçari IV C1                                                                                                                          | 2025                       | Nordeste – Sudeste                          |
| 2027         | LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III – Medeiros Neto – João Neiva 2 C1 e C2                                                                          | 2026                       | Nordeste – Sudeste                          |
|              | Conjunto de reforços de caráter determinativo recomendados pelo Estudo <i>“Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais”</i> [6] | 2027                       | Nordeste – Sudeste                          |
|              | LT 525 kV Assis-Ponta Grossa C1 e C2                                                                                                                      | 2027                       | Sul – Sudeste                               |
| 2033         | Conjunto de reforços de caráter indicativo recomendados pelo Estudo <i>“Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais”</i> [6]    | 2031                       | Nordeste – Sudeste                          |

- 3) Para a análise da necessidade de expansão das interligações e definição dos montantes de referência para essa expansão, não foi representado, neste estudo, o elo de corrente contínua em 800 kV Graça Aranha – Silvânia, o qual foi objeto de estudo anterior e cuja reavaliação ocorrerá na fase subsequente a este trabalho, como um dos empreendimentos candidatos a compor a expansão inicial da rede futura [7].
- 4) Na região Norte/Nordeste, foi considerada a entrada em operação, até 2025, dos projetos contratados via leilões do ACR (6 GW) e dos projetos do ACL que possuíam Parecer de Acesso emitido pelo ONS e CUST assinado até o dia 19/04/2021 (9 GW);
- 5) Para a geração indicativa, que terá sua entrada em operação a partir de 2026, foi considerada a expansão anual de geração renovável eólica e solar compatível com os Cenários de Referência e Superior do Plano de Geração do PDE 2030, com a alocação de 23 GW e 38 GW na região Nordeste, até 2033, respectivamente.
- 6) Não foi considerada, nessa etapa do estudo, a expansão de 8 GW em usinas térmicas a gás, indicada pela MP 1.031/2021. Caso essa recomendação seja confirmada, será avaliado, na Parte II deste estudo, o eventual adicional de expansão necessário para a capacidade das interligações regionais.
- 7) Por simplificação, foi adotado um fator de despacho de geração eólica comum para todas as sub-regiões do subsistema Nordeste. Esse valor foi baseado no percentil 90 de curvas de permanência do histórico de geração eólica na região Nordeste (da ordem de 80% no período seco e da ordem de 64% no período úmido da região Norte).
- 8) O montante de expansão indicativa mencionado no item 5 para as fontes eólicas e solares foi alocado em diferentes pontos da rede elétrica, utilizando uma metodologia de clusterização, desenvolvida pela EPE, baseada no método *K-means*.

## 2.2 Critérios de Desempenho do Sistema

- 1) Atendimento ao critério N-1, sem atuação de sistema especial de proteção (SEP), para indisponibilidade de circuito simples em corrente alternada (CA) ou de um polo em corrente contínua (CC);
- 2) Recuperação de potência nos bipolos CC após a ocorrência de falhas de comutação. Foram simuladas falhas de comutação com duração de 40ms, para a ocorrência de perturbações em

barras remotas, e de 100 ms, para a ocorrência de perturbações locais, nas barras conversoras dos sistemas CC.

- 3) Para os sistemas CA, foi adotado o critério de tensão máxima transitória de até 140% dos valores nominais, no instante  $t^{0+}$ ;
- 4) São consideradas aceitáveis, em regime permanente, tensões dentro das faixas operativas exibidas na Tabela 2-2:

**Tabela 2-2 – Limites de tensão em regime permanente**

| Tensão nominal de operação (kV) | Condição operativa normal (p.u.) | Condição operativa de emergência (p.u.) |
|---------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------|
| <230                            | 0.95 a 1.05                      | 0.90 a 1.05                             |
| 230                             | 0.95 a 1.05                      | 0.90 a 1.05                             |
| 345                             | 0.95 a 1.05                      | 0.90 a 1.05                             |
| 440                             | 0.95 a 1.046                     | 0.90 a 1.046                            |
| 500                             | 1.00 a 1.10                      | 0.95 a 1.10                             |
| 525                             | 0.95 a 1.05                      | 0.90 a 1.05                             |
| 765                             | 0.90 a 1.046                     | 0.90 a 1.046                            |

- 5) Quanto ao critério de 1º *swing* de tensão, admitiu-se valores mínimos de 80% dos valores nominais, na primeira oscilação de tensão após extinção de defeitos na rede CA;
- 6) No caso de simulação de grandes perturbações, que provoquem desvios de frequência no sistema, considera-se aceitável um desvio máximo até 58.5Hz, na primeira oscilação de frequência do sistema, para evitar sensibilização de sistemas de alívio de carga;
- 7) A representação adotada para a carga ativa foi de 50% de impedância constante e 100% de impedância constante na parte reativa<sup>1</sup>;
- 8) Quanto à avaliação de desempenho do sistema após ocorrência de contingências múltiplas de elementos de transmissão, como perda de bipolo CC, admite-se atuação de SEP de corte de geração, quando necessário;

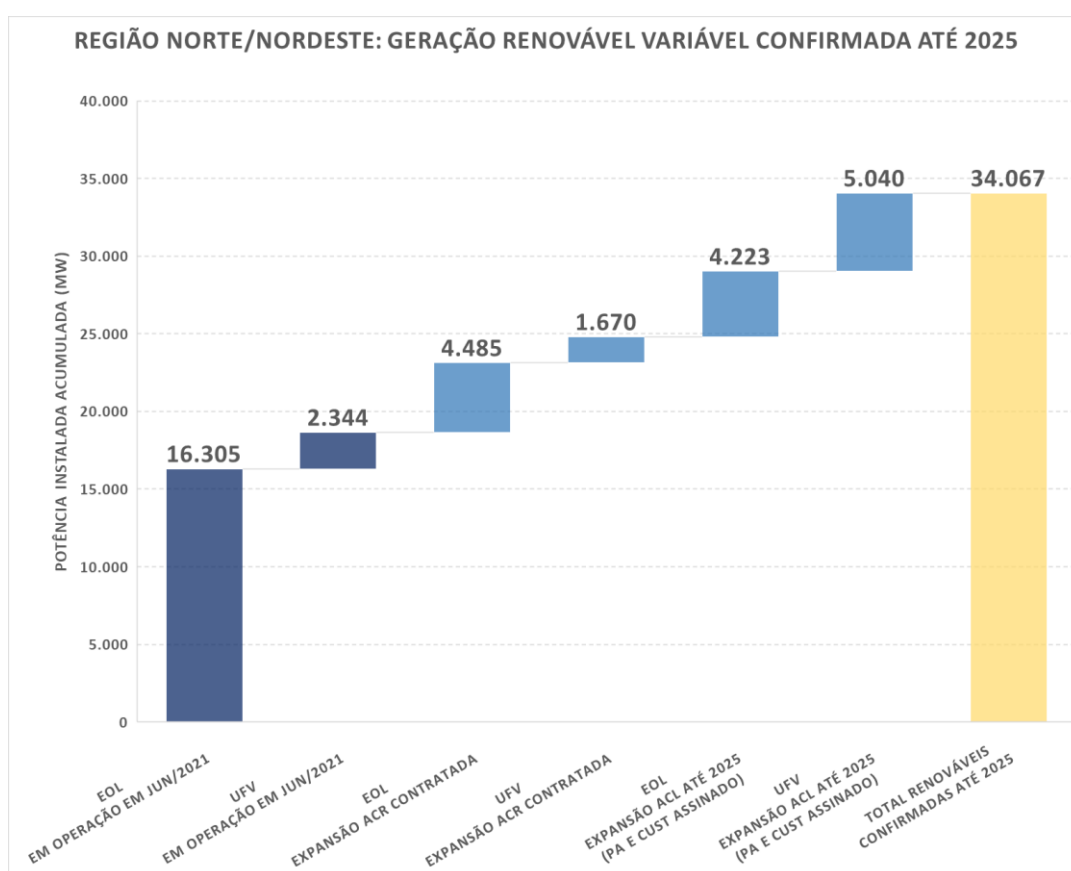
<sup>1</sup> Para fins de facilitação da convergência dos casos, foi adotada a representação de carga ativa com 70% impedância constante em regiões pontuais do sistema, que não causam impacto ao desempenho das interligações regionais, o que, portanto, não compromete o objetivo da presente nota técnica.

### 3 CENÁRIOS DE EXPANSÃO PROSPECTIVA DA GERAÇÃO

#### 3.1 Montantes de Expansão Considerados

Conforme indicado no Capítulo 2, os casos base utilizados para a realização do diagnóstico de máximo intercâmbio regional contemplam, além dos montantes de expansão já confirmados até 2025 – tanto do ACR quanto do ACL – também um potencial indicativo, obtido a partir das previsões do PDE 2030.

A Figura 3-1 faz um recorte da composição dos 34 GW de geração renovável variável já confirmada nas regiões Norte e Nordeste, com entrada em operação prevista até o ano 2025, e que está representada nos casos de trabalho deste estudo.



**Figura 3-1 – Região Norte/Nordeste: Geração renovável variável confirmada até 2025**

Para o potencial indicativo, este trabalho traz à discussão dois cenários de expansão. O primeiro, o qual foi representado nos casos de trabalho deste estudo, tem como balizador os montantes de expansão anuais de geração eólica e solar previstos no Cenário de Referência do PDE 2030. Combinadas, a expansão eólica e solar atingem um valor de aproximadamente 2.800 MW ao ano, no período 2026-2033, apenas na região Nordeste.

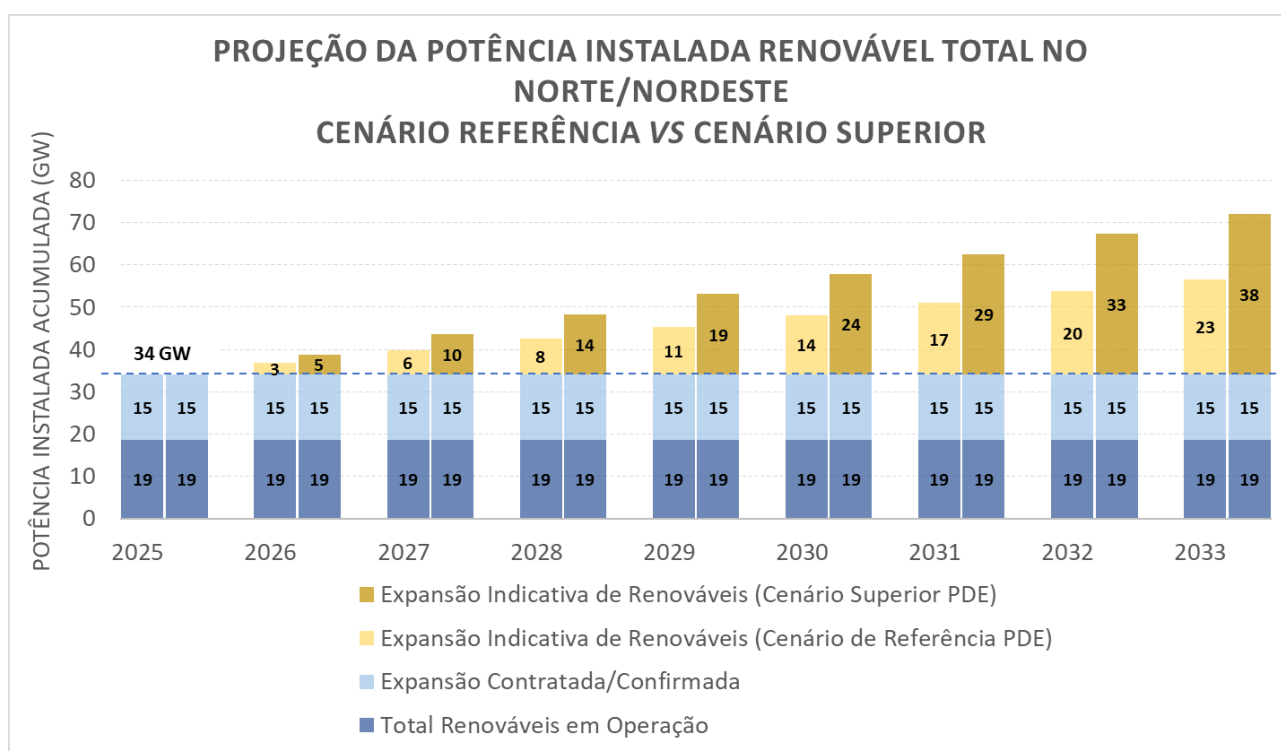
O segundo cenário, ainda mais otimista em relação a expansão da oferta, tem como referência os montantes de expansão anuais de geração eólica e solar previstos no Cenário Superior do PDE 2030.

Combinadas, a expansão eólica e solar atingem um valor de aproximadamente 4.800 MW ao ano, apenas na região Nordeste.

Apesar da expansão anual de geração eólica e solar no Cenário Superior não ser constante, conforme indicado no PDE 2030, foi realizada uma adequação para as análises elétricas, que consistiu na distribuição proporcional do total da expansão indicativa prevista para o período de 2026 à 2030, entre esses anos, de forma que os valores acumulados no horizonte decenal se mantivessem consistentes.

Em ambos os cenários, 100% da expansão eólica e 60% da expansão solar indicativas foram alocadas na região Nordeste, com base na metodologia de agrupamento da geração em *clusters* que será descrita na seção seguinte

A Figura 3-2 mostra um comparativo da potência acumulada de geração renovável variável nas regiões Norte e Nordeste, para o cenário de expansão de referência e para o cenário de expansão superior. Somam-se a eles, os 34 GW de potência instalada já confirmados naquelas regiões do país, indicados na Figura 3-1.



**Figura 3-2 – Expansão de Renováveis Norte/Nordeste: Cenário de Referência vs Cenário Superior**

Nota-se que ao final do horizonte de análise desta nota técnica, em 2033, estima-se uma capacidade instalada em renováveis entre 57 GW e 72 GW na região Norte/Nordeste, seguindo as premissas do Cenário de Referência e do Cenário Superior do PDE, respectivamente.

O PDE também apresenta um Cenário Inferior de expansão, que não foi utilizado nesta nota técnica para fim de dimensionamento das interligações regionais, uma vez que não considera expansão

indicativa em renováveis a partir do ano 2026, o que se mostra pouco provável quando observada a dinâmica de acesso crescente da rede de transmissão por projetos de geração renovável, principalmente no âmbito do ACL. Nesse cenário, a projeção de capacidade instalada em renováveis na região Norte/Nordeste, para o ano de 2033, seria de 34GW.

### 3.2 Distribuição da Expansão Indicativa na Rede de Transmissão

Os potenciais de expansão indicativa apresentados na Figura 3-2, foram alocados em *clusters* de geração, cujos centroides são subestações de rede básica existente, conforme apresentado na Figura 3-3. A metodologia utilizada no processo de *clusterização* foi desenvolvida pela EPE, com base no método *K-means* e está documentada no Anexo A. Esses *clusters* foram definidos após análises de dados dos sistemas AEGE (EPE) e SIGEL (ANEEL). Deste último, foram considerados, inclusive, os projetos em fase de DRO, o que permitiu a avaliação de uma ampla amostra de dados locais dos empreendimentos de geração, indicando os pontos de maior interesse do mercado.

É importante mencionar que tal base de dados de projetos foi utilizada exclusivamente para a definição dos percentuais de distribuição da geração indicativa do PDE em cada *cluster* da região Nordeste, sem causar nenhuma interferência sobre os montantes de expansão propriamente ditos.

Os percentuais de distribuição da geração indicativa do PDE em cada *cluster* da região Nordeste são indicados pelos tamanhos das bolhas que os representam, na Figura 3-3. Como referência, o primeiro *cluster* concentra aproximadamente 18% da geração indicativa total.

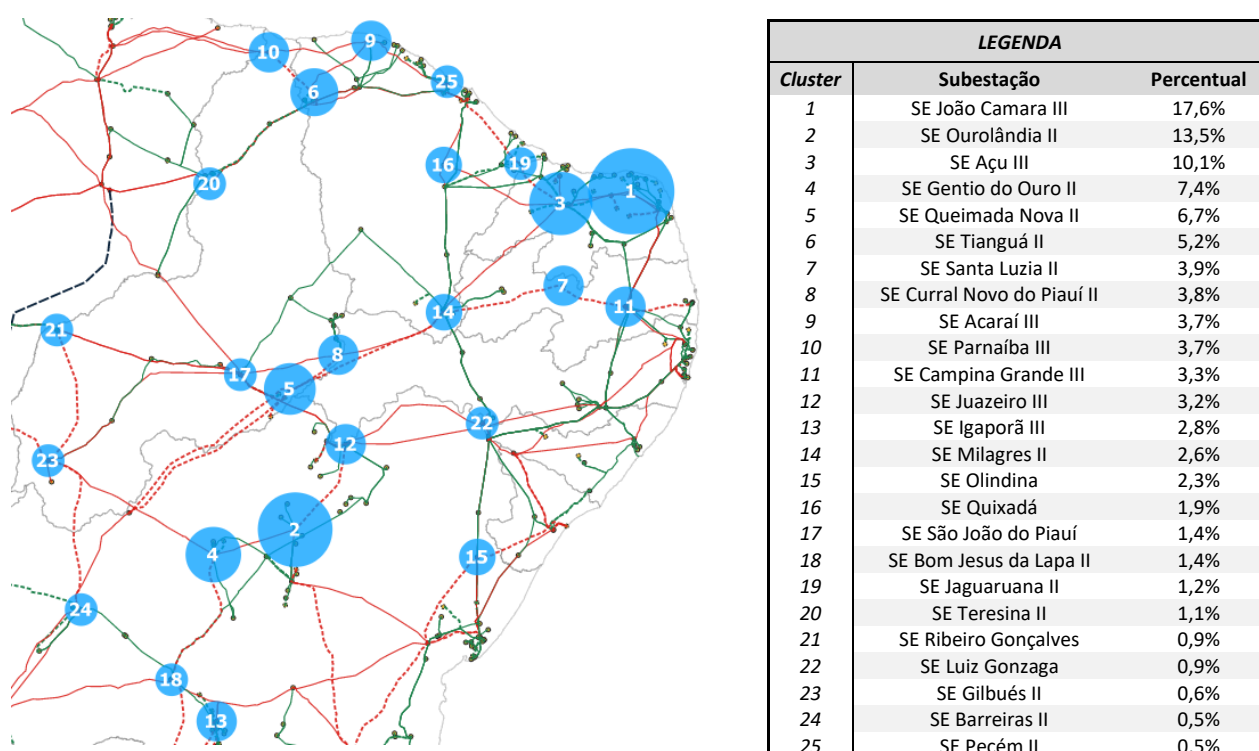
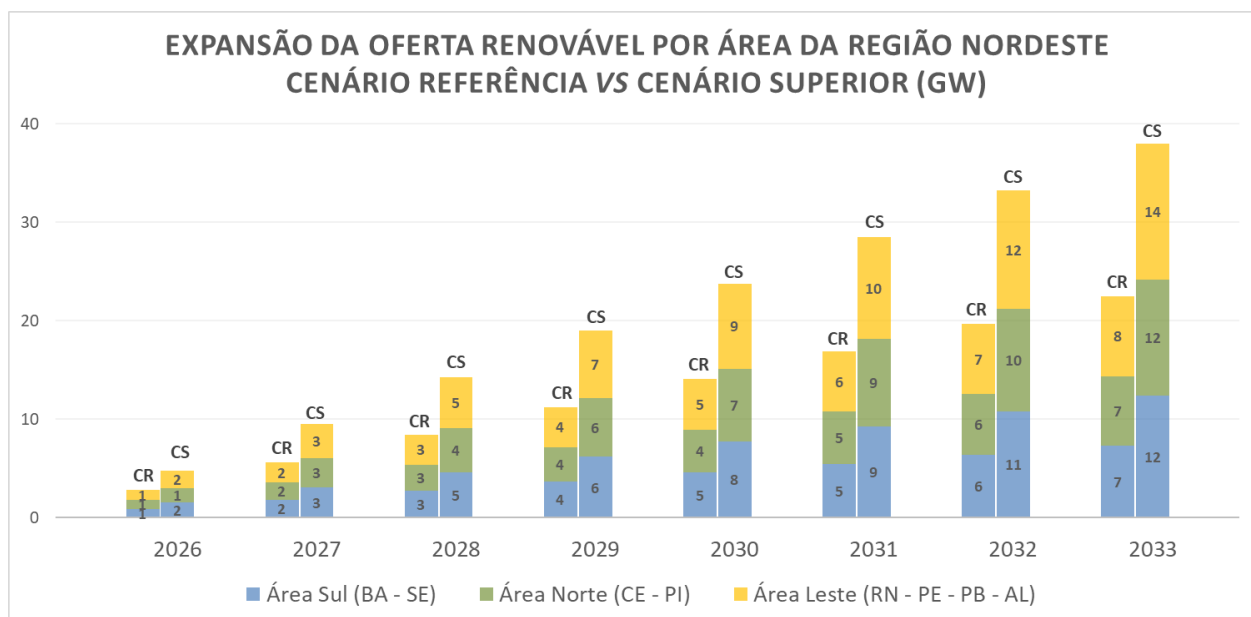


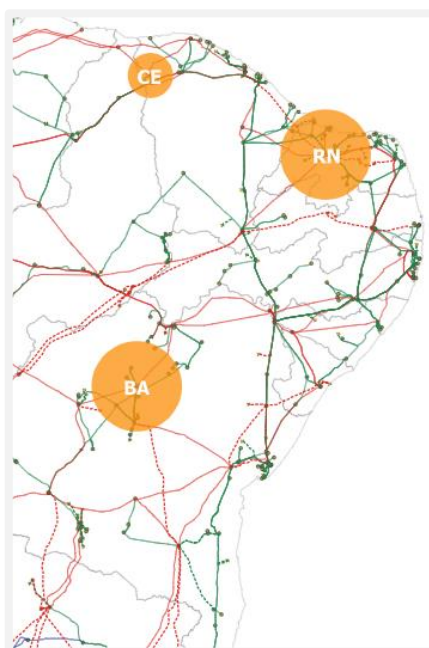
Figura 3-3 – Representação dos *clusters* de geração indicativa no subsistema Nordeste.

A Figura 3-4 indica o resultado da distribuição espacial da geração indicativa em renováveis, por área de estudos da região Nordeste, considerando a expansão do Cenário de Referência (CR) e Cenário Superior (CS) do PDE, utilizando a metodologia de *clusterização* adotada.



**Figura 3-4 – Expansão renovável acumulada por área da região Nordeste**

Na Figura 3-5 são apresentados três pontos de concentração, obtidos a partir de uma maior agregação de dados dentro das sub-áreas da região Nordeste. Observa-se uma maior predominância de projetos de geração agrupados próximo à região central da Bahia (39%), à divisa entre Ceará e Piauí (16%) e à região do Rio Grande do Norte (45%).



**Figura 3-5 – Centroides de maior concentração de empreendimentos de geração cadastrados**

## 4 CONFIGURAÇÃO DA REDE E CENÁRIOS ANALISADOS

As análises de desempenho do sistema contemplaram diferentes cenários operativos de geração e carga, bem como diferentes configurações da rede elétrica.

### 4.1 Configuração da Rede Elétrica

A configuração da rede de transmissão engloba, além dos reforços já licitados e em construção, aqueles planejados e ainda sem outorga definida, recomendados em estudos recentes elaborados pela EPE.

A Figura 4-1 e a Figura 4-2 apresentam o diagrama esquemático simplificado da rede elétrica nas configurações estudadas, evidenciando a entrada em operação dos principais reforços planejados para a interligação Norte – Nordeste – Sudeste e Sul – Sudeste, respectivamente.

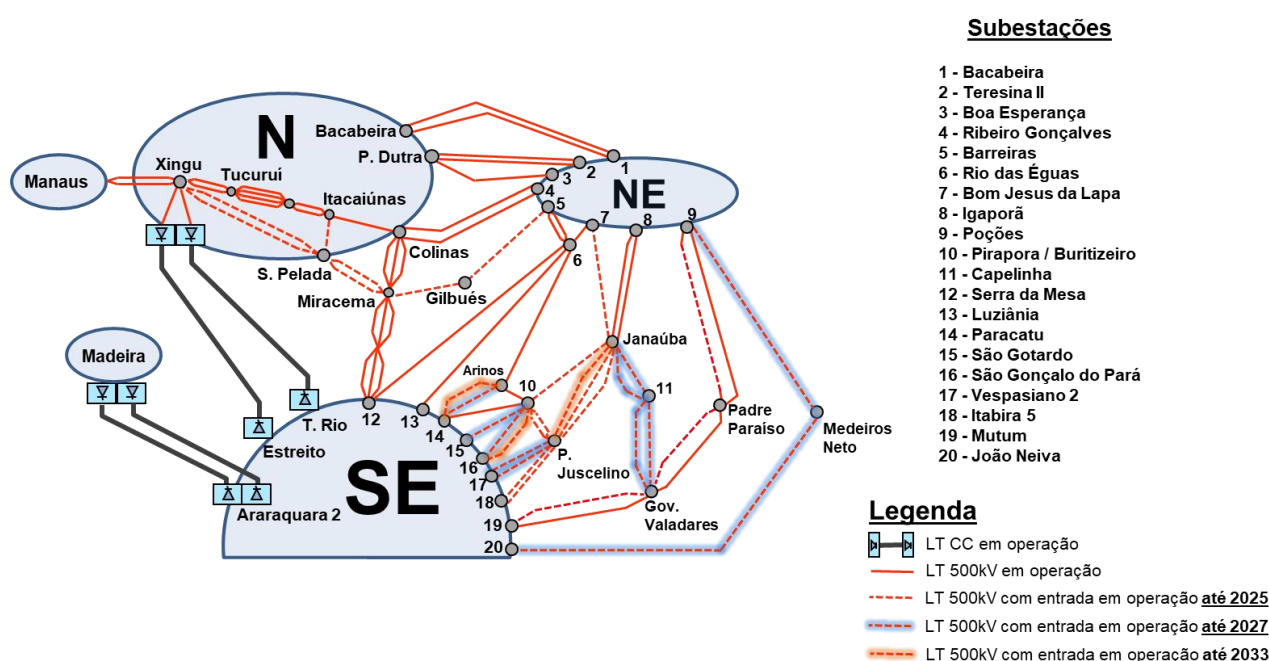


Figura 4-1 – Configuração da interligação Norte – Nordeste – Sudeste

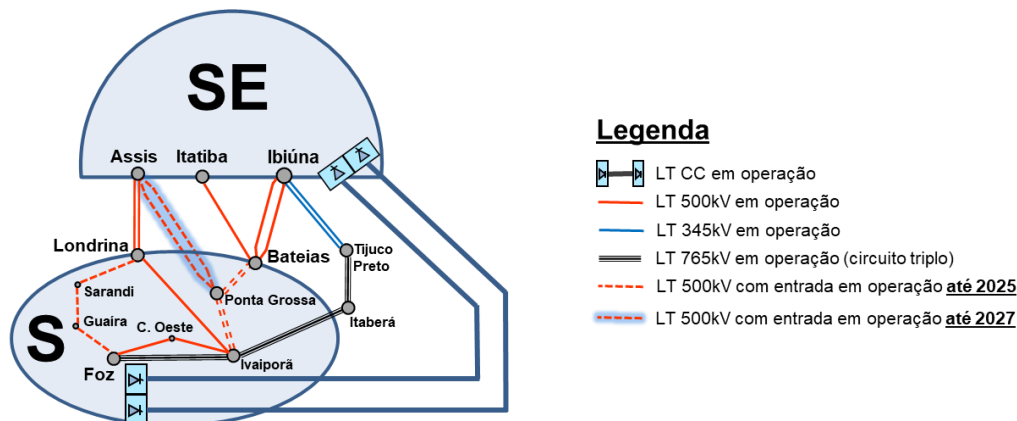


Figura 4-2 – Configuração da interligação Sul – Sudeste

## 4.2 Cenários Operativos

Os três cenários estudados nesta nota técnica foram definidos com o objetivo de determinação da máxima capacidade das interligações, no horizonte de estudo.

Em todos os cenários foi avaliado o desempenho do sistema elétrico nos patamares de carga média (onde o fluxo nas interligações é mais elevado) e leve diurna de final de semana (período em que valores reduzidos de demanda coincidem com elevada geração por usinas solares). Essa premissa permite a avaliação de cenários mais severos no que se refere ao carregamento das linhas de transmissão e/ou contribuição de inércia e compensação reativa por máquinas síncronas, devido ao despacho mais reduzido de geração hidráulica e térmica no SIN.

### 4.2.1 Cenário 1 – Máxima Importação do Sul e Máxima Exportação do Norte

O objetivo deste cenário é a avaliação de uma condição de elevada importação pela região Sul, coincidente com uma elevada exportação de potência do Norte-Nordeste, prioritariamente pela região Norte.

Para tal, foram definidas as seguintes metas de despacho:

- Geração hidráulica elevada nas usinas da região Norte, na ordem de 90%;
- Geração média nas usinas hidráulicas das regiões Sul e Sudeste, na ordem de 55%;
- Geração térmica reduzida, em função da elevada disponibilidade de recurso hidráulico (CVU menor ou igual a R\$150,00/MWh);
- Geração na região Nordeste:
  - Usinas hidráulicas da bacia do São Francisco com geração média de 5800MW (aproximadamente 50% da capacidade instalada);
  - Usinas Solares com fator de despacho de 90%;
  - Usinas Eólicas com fator de despacho de 64% e 66%, na carga média e leve diurna de final de semana, respectivamente. Esses valores estão associados ao percentil 90 de permanência de geração eólica para o período Úmido da região Norte.

### 4.2.2 Cenário 2 – Máxima Exportação do Nordeste

O objetivo deste cenário é a avaliação de condições de máxima exportação total pela região Nordeste, geralmente coincidentes com o período seco da região Norte.

Para esse fim, foram definidas as seguintes metas de despacho:

- Geração hidráulica reduzida nas usinas da região Norte, na ordem de 25%;
- Geração térmica mediana (CVU menor ou igual a R\$200,00/MWh).
- Geração na região Nordeste:
  - Usinas hidráulicas da bacia do São Francisco com geração média de 4000MW (aproximadamente 35% da capacidade instalada);
  - Usinas Solares com fator de despacho de 90%;
  - Usinas Eólicas com fator de despacho de 80%. Esse valor está associado ao percentil 90 de permanência de geração eólica para o período Seco da região Norte.

#### **4.2.3 Cenário 3 – Máxima Importação da Região Sudeste/Centro-oeste**

O objetivo deste cenário é a avaliação de situações de máxima importação de potência pela região Sudeste/Centro-Oeste, simultaneamente do Sul e do Norte/Nordeste.

Nesse cenário, também buscou-se avaliar a máxima exportação total do Norte/Nordeste, considerando uma transição entre os períodos úmido e seco, com disponibilidade mediana de geração hídrica na região Norte e fatores de capacidade eólicos, na região Nordeste, compatíveis com o período úmido.

Para isso, foram definidas as seguintes metas de despacho:

- Geração Hidráulica nas usinas da região Norte na ordem de 50%;
- Geração térmica reduzida, em função da elevada oferta de geração renovável no Norte/Nordeste (CVU menor ou igual a R\$150,00/MWh).
- Geração na região Nordeste:
  - Usinas hidráulicas da bacia do São Francisco com geração média de 4500MW (aproximadamente 40% da capacidade instalada);
  - Usinas Solares com fator de despacho de 90%;
  - Usinas Eólicas com fator de despacho de 64% e 66 %, na carga média e leve diurna de final de semana, respectivamente. Esses valores estão associados ao percentil 90 de permanência de geração eólica para o período Úmido da região Norte.

## 5 LIMITES E FATORES LIMITANTES

Neste capítulo são apresentados os fatores que limitam a capacidade das interligações regionais, identificados a partir de análises em regime permanente e de estabilidade eletromecânica.

Alguns fatores limitantes são de origem interna aos submercados, outros estão associados ao desempenho das linhas de transmissão que compõem a própria interligação e, em alguns cenários, o fator limitante para a maximização do intercâmbio de energia entre regiões não ocorreu por restrições de transmissão, mas pela impossibilidade de alocação dos excedentes de geração na carga do SIN ou pela violação de restrições mínimas operacionais de geração hidráulica e térmica.

Devido principalmente às restrições relacionadas às linhas de transmissão que compõem as interligações, em alguns cenários operativos não foi possível atingir a meta de despacho estabelecida na seção 4.2 para algumas fontes na região Nordeste, o que sinaliza, por si só, uma necessidade de aumento da capacidade das interligações, conforme será detalhado no Capítulo 6.

É importante ressaltar que algumas restrições de transmissão internas da região Nordeste não foram consideradas como fatores limitantes no âmbito deste estudo ou por já possuírem solução recomendada pela EPE ou por estarem em fase de estudo no âmbito do planejamento.

A seguir, apresenta-se a lista de violações regionais identificadas, com suas respectivas soluções, quando já definidas. Para a maioria delas estão previstos estudos de planejamento a serem realizados no segundo semestre de 2021.

- Sobrecarga na LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha, em regime permanente. A solução para esse problema foi recomendada nos estudos [8] e [9].
- Sobrecarga na LT 230 kV Ourolândia II – Irecê, na perda da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II.
- Sobrecarga no eixo 230 kV Banabuiú – Alex – Mossoró II, em contingência simples.
- Sobrecarga LT 230 kV Paulo Afonso III – Zebu II, na contingência de 1 ATR 500/230 kV Paulo Afonso III.
- Sobrecarga LT 230 kV Paulo Afonso III – Floresta II, na contingência da LT 230 kV Paulo Afonso III – Bom Nome.

## 5.1 Descrição dos Principais Intercâmbios Monitorados

A Tabela 5-1 apresenta a descrição dos principais intercâmbios monitorados, indicando as linhas de transmissão onde a medição de fluxo é realizada.

**Tabela 5-1 – Descrição dos intercâmbios monitorados**

| Intercâmbio monitorado                                             | Diagrama Esquemático                                                                | Linhas cujo fluxo é considerado na medição de intercâmbio                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|--------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Recebimento pelo Sul (RSUL)                                        |   | LT 525 kV Ivaiporã Furnas - Ivaiporã Eletrosul<br>LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste<br>LT 525 kV Foz do Iguaçu - Guaíra C1 e C2<br>LT 500 kV Ibiúna - Bateias C1 e C2<br>LT 500 kV Itatiba – Bateias<br>LT 500 kV Assis - Londrina C1 e C2<br>LT 500 kV Assis – Ponta Grossa C1 e C2<br>LT 230 kV Assis - Londrina (Eletrosul)<br>LT 230 kV Assis - Londrina (Copel)<br>LT 230 kV Chavantes – Figueira<br>LT 230 kV Dourados – Guaíra<br>LT 230 kV Itararé II – Jaguaraiá<br>LT 230 kV Assis - Andirá Leste<br>LT 230 kV Salto Grande - Andirá Leste<br>LT 138 kV Rosana – Loanda<br>LT 138 kV Rosana – Paranavaí<br>LT 88 kV Salto Grande - Andirá Leste C1 e C2 |
| Exportação do Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste (EXP NNE) |  | Bipolo CCAT 800 kV Xingu-Estreito<br>Bipolo CCAT 800 kV Xingu-Terminal Rio<br>LT 500 kV Barreiras II – R. Éguas C1 C2<br>LT 500 kV Bom Jesus Lapa II – R. Éguas<br>LT 500 kV Bom Jesus Lapa II – Janaúba 3<br>LT 500 kV Janaúba 3 - Igaporã III C1 C2<br>LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto<br>LT 500 kV P. Paraíso 2 - Poções III C1 C2<br>LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa 1 C1 C2<br>LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2                                                                                                                                                                                                                                            |

Exportação do  
Nordeste (EXP NE)



LT 500 kV P. Dutra - Teresina II C1 e C2  
 LT 500 kV P. Dutra - Boa Esperança  
 LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III C1 C2  
 LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves C1 C2  
 LT 500 kV Miracema - Gilbués II C3  
 LT 230 kV Coelho Neto – Teresina  
 LT 500 kV Barreiras II – R. Éguas C1 C2  
 LT 500 kV Bom Jesus Lapa II – R. Éguas  
 LT 500 kV Janaúba 3 - Bom Jesus Lapa II  
 LT 500 kV Janaúba 3 - Igaporã III C1 C2  
 LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto  
 LT 500 kV P. Paraíso 2 - Poções III C1 C2  
 LT 230 kV Dianópolis II - Barreira II  
 LT 230 kV Balsas – R. Gonçalves C1 C2

Importação do  
Sudeste/Centro-  
Oeste (IMP SE/CO)



Bipolo CCAT 800 kV Xingu-Estreito  
 Bipolo CCAT 800 kV Xingu-Terminal Rio  
 Bipolo CCAT 600 kV P.Velho-Araraquara 2  
 Bipolo CCAT 600 kV Foz Iguaçu-Ibiúna  
 LT 500 kV Barreiras II – R. Éguas C1 C2  
 LT 500 kV Bom Jesus Lapa II – R. Éguas  
 LT 500 kV Bom Jesus Lapa II – Janaúba  
 LT 500 kV Janaúba 3 - Igaporã III C1 C2  
 LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto  
 LT 500 kV P. Paraíso 2 - Poções III C1 C2  
 LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa 1 C1 C2  
 LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2  
 LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto C1 C2 C3  
 LT 500 kV Ibiúna - Bateias C1 e C2  
 LT 500 kV Itatiba – Bateias  
 LT 500 kV Assis - Londrina C1 e C2  
 LT 500 Ponta Grossa – Assis C1 C2  
 LT 230 kV Assis - Londrina (Eletrosul)  
 LT 230 kV Assis - Londrina (Copel)  
 LT 230 kV Chavantes – Figueira  
 LT 230 kV Dourados – Guaíra  
 LT 230 kV Itararé II – Jaguariaíva  
 LT 230 kV Assis - Andirá Leste  
 LT 230 kV Salto Grande - Andirá Leste

## 5.2 Fatores Limitantes

A seguir, são descritos os fatores limitantes para a capacidade das interligações, nos três cenários avaliados no estudo.

### 5.2.1 Cenário 1 – Máxima Importação do Sul e Máxima Exportação do Norte

- **Recebimento pelo Sul (RSUL)**

- Patamar de Carga Leve

A característica marcante deste cenário na carga leve é que o montante de carga da região Sul fica demasiadamente baixo, menor que a capacidade de transporte que em teoria poderia ser explorado pela rede que interliga o Sul ao Sudeste.

Além disso, é necessário que seja respeitada a geração mínima das bacias hidrográficas da região Sul, fazendo com que o intercâmbio entre Sul e Sudeste fique reduzido.

- Patamar de Carga Média

Para o período de carga média, ao contrário, verifica-se um valor elevado de carga na região Sul, que aliado à baixa disponibilidade hídrica interna, resulta em valores altos de recebimento pelo Sul a partir do Sudeste.

Em 2025, o fator limitante é o carregamento em emergência da LT 500 kV Assis – Londrina C1, quando da perda do C2.

Em 2027 e em 2033, após a expansão da capacidade desta interligação proporcionada pela LT 500 kV Assis – Ponta Grossa C1 e C2, os fatores limitantes passam a ser o primeiro *swing* de tensão em barramentos de 500 kV e 525 kV que compõem a interligação Sul-Sudeste, quando da ocorrência de curto-circuito seguido de perda dupla de circuitos próximos às conversoras CA/CC de Araraquara e Estreito.

Apesar de não ter sido identificada necessidade de expansão da interligação Sul-Sudeste, no contexto desta nota técnica, o monitoramento dessa interligação será feito de forma contínua pela EPE, em estudos subsequentes.

- **Exportação do Norte (EXP N)**

- Patamar de Carga Leve

Num cenário de elevada disponibilidade hídrica na região Norte, aliada a alto despacho de geração solar na região Nordeste, foi necessário restringir o despacho termelétrico ao limite de inflexibilidade das usinas, de forma a serem respeitados os limites mínimos de geração hidráulica nas regiões Sudeste e Sul. Adicionalmente, também com o intuito de fechar o balanço, foi necessário diminuir a geração da bacia do São Francisco para 2500 MW.

Com um menor excedente da região Norte/Nordeste, não houve um fator limitante sob a perspectiva elétrica.

- Patamar de Carga Média

A entrada em operação de reforços estruturantes planejados para a região Norte até o ano 2025 reduz as restrições de escoamento do excedente regional, de modo que sua capacidade máxima de exportação deixa de ser preponderante para a definição de limites de intercâmbio.

Nesse cenário, a variável mais relevante passa a ser o valor agregado de exportação do Norte/Nordeste para o Sudeste. Sendo assim, ao longo dos anos, foi possível aumentar a exportação simultânea das regiões Norte e Nordeste, elevando o recebimento da região Sudeste a partir do Norte/Nordeste.

O fator limitante da exportação total do Norte, no ano 2025, foi o carregamento dos BCS da LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 e Gurupi – Serra da Mesa, em contingência.

### **5.2.2 Cenário 2 – Máxima Exportação do Nordeste (EXP NE)**

Neste cenário, que ocorre no segundo semestre do ano, os bipolos que se conectam a SE Xingu encontram-se pouco carregados, em função do período seco na região Norte e podem ser aproveitados para garantir o escoamento de excedentes de geração da região Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste.

Se priorizado o fluxo pelos bipolos, o fator limitante deste cenário é o colapso de tensão que pode ocorrer na interligação Nordeste-Sudeste, após curto-circuito na LT 800kV CC Xingu – Terminal Rio, seguido da rejeição completa desse bipolo.

Se priorizado o fluxo pela interligação Nordeste-Sudeste, o fator limitante do cenário é o carregamento em N – 1 do capacitor série da LT 500 kV Barreiras – Rio das Éguas.

Todas as conclusões anteriores se aplicam para ambos os patamares de carga. Salienta-se, apenas, que o carregamento máximo nos bipolos que se conectam a SE Xingu são restringidos no patamar de carga leve devido ao N-1 e N-2 na LT 500 kV Xingu – Tucuruí e na LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves. Para a interligação Nordeste-Sudeste, o fator limitante continua sendo o carregamento em N-1 do capacitor série da LT 500kV Barreiras – Rio das Éguas.

### 5.2.3 Cenário 3 – Máxima Importação do Sudeste/Centro-Oeste (IMP SE/CO)

Em todas as configurações analisadas, o fator limitante para a máxima exportação das regiões Norte e Nordeste foram as oscilações mal amortecidas após a perda da LT 800kV CC Xingu-Terminal Rio. Ao final do horizonte analisado, no ano 2033, observa-se que a geração da região Nordeste tem como fator limitante a sobrecarga do circuito remanescente na contingência da LT 500 kV Barreiras II-Rio das Éguas.

Cabe ressaltar que, a despeito das restrições elétricas no patamar de carga leve, as configurações dos anos 2027 e 2033 imporiam dificuldades para a alocação de excedentes de geração da região Norte/Nordeste na carga da região Sul/Sudeste/Centro-oeste. A análise permitiu concluir que há momentos em que pode haver elevada geração hidráulica na região Norte, bem como elevada geração eólica e solar na região Nordeste, contudo, apesar das linhas de transmissão possuírem capacidade de transporte dessa energia, é necessário que seja respeitada a geração mínima das bacias hidrográficas das regiões Sul e Sudeste.

## 5.3 Limites

A Tabela 5-2 apresenta, de forma resumida, os valores limites de fluxo de potência entre os subsistemas elétricos.

Destaca-se que o valor da máxima importação de potência do Sudeste/Centro-Oeste, por representar a soma de fluxo em todas as interligações dessa região com as demais, é consequência de um grande conjunto de fatores. Deste modo, os valores informados para essa variável são circunstanciais e podem sofrer alterações em função de premissas de despacho ou expansão da geração diferenciadas.

Cabe destacar que alguns dos intercâmbios avaliados e expostos na Tabela 5-2 poderiam ser maximizados caso fossem adotadas premissas de despacho diferenciadas, que incorreriam em fatores limitantes distintos para os casos de análise. Porém, como o objetivo deste trabalho é avaliar a necessidade de expansão das interligações, foi mantida a meta de despacho adotada nas premissas, com a finalidade de manter a representação de condições operativas dimensionadoras para os cenários seco, úmido e de transição na região Norte-Nordeste.

Neste trabalho, o recurso de redespacho de geração só foi utilizado para fim de redução de intercâmbios regionais, quando atingidos os fatores limitantes.

Também é importante mencionar que os casos de carga leve que foram utilizados nas análises representam o período diurno de final de semana, com alto fator de capacidade da fonte solar fotovoltaica. Esta fonte tem forte presença não apenas na Região Nordeste, mas também na região Sudeste/Centro-Oeste – em especial no Norte de Minas Gerais, Goiás e Oeste de São Paulo. Nesse cenário, a elevada geração fotovoltaica acaba contribuindo para um menor fator de despacho das usinas hidráulicas do Sudeste/Centro-Oeste e Sul, levando-as a valores próximos das restrições mínimas operativas. Por essa razão, não foi possível atingir os limites elétricos de alguns dos intercâmbios na Carga Leve Diurna.

**Tabela 5-2 – Quadro resumo dos limites de capacidade das interligações [MW]**

| Intercâmbios                  | Cenário dimensionador | Carga Média |                      |                      | Carga Leve Diurna    |                      |                      |
|-------------------------------|-----------------------|-------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
|                               |                       | 2025        | 2027                 | 2033                 | 2025                 | 2027                 | 2033                 |
| <b>Exportação do Norte</b>    | Cenário 1             | 15.600      | 14.900* <sup>1</sup> | 13.800* <sup>1</sup> | 14.500* <sup>3</sup> | 14.500* <sup>3</sup> | 13.800* <sup>3</sup> |
| <b>Importação do Sul</b>      | Cenário 1             | 11.000      | 13.400               | 13.400               | 5.700* <sup>2</sup>  | 6.000* <sup>2</sup>  | 6.000* <sup>2</sup>  |
| <b>Exportação do Nordeste</b> | Cenário 2             | 13.100      | 15.000               | 15.300               | 14.500               | 15.500               | 15.600               |
| <b>Exportação do NNE</b>      | Cenário 1             | 16.800      | 17.500               | 17.500               | 13.600* <sup>3</sup> | 16.000* <sup>3</sup> | 17.500* <sup>3</sup> |
| <b>Importação do SE/CO</b>    | Cenário 3             | 31.200      | 33.000               | 33.000               | 21.300* <sup>3</sup> | 23.400* <sup>3</sup> | 26.000* <sup>3</sup> |

1 – Valores limite não atingidos em função de falta de excedentes adicionais de geração a serem exportados.

2 – Valores limite não atingidos em função da impossibilidade de alocação de excedentes de geração, por limitação da carga do SIN .

3 – Valores acima dos apresentados na tabela incorreriam na violação de restrições mínimas operativas para a geração hidráulica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ou Sul.

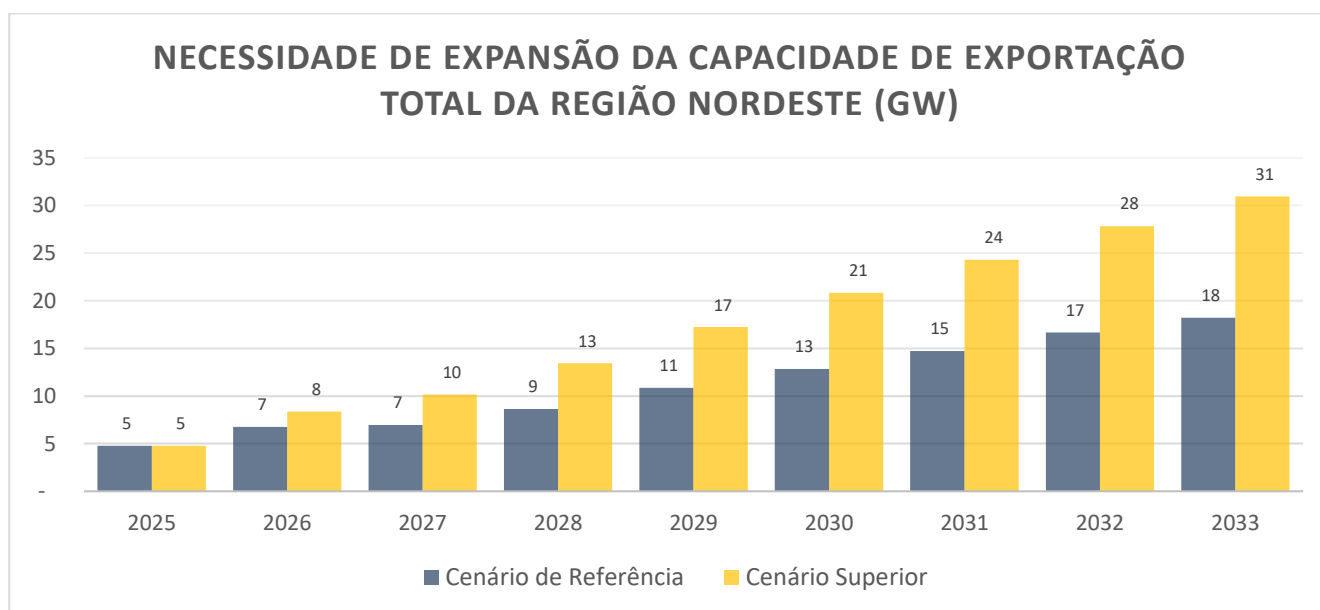
## 6 BALANÇO ESTÁTICO

Definidos os montantes de expansão da oferta de geração, descritos no Capítulo 3, e tendo como referência os limites de capacidade das interligações, calculados na seção 5.3, é possível estimar o montante necessário de expansão da capacidade das interligações, de modo que se garanta o pleno escoamento dos excedentes de geração da região Norte-Nordeste para os demais subsistemas, quando houver carga para absorvê-los e sem incorrer em violação de restrições operativas de geração.

A estimativa da capacidade adicional que deve ser acrescida às interligações foi calculada por meio de balanço estático, pela diferença entre os máximos excedentes de geração que seriam obtidos a partir das metas de despacho estabelecidas para cada cenário operativo, descritas na seção 4.2, e a capacidade limite das interligações. Uma descrição mais detalhada da metodologia de cálculo do balanço estático é apresentada no Anexo B.

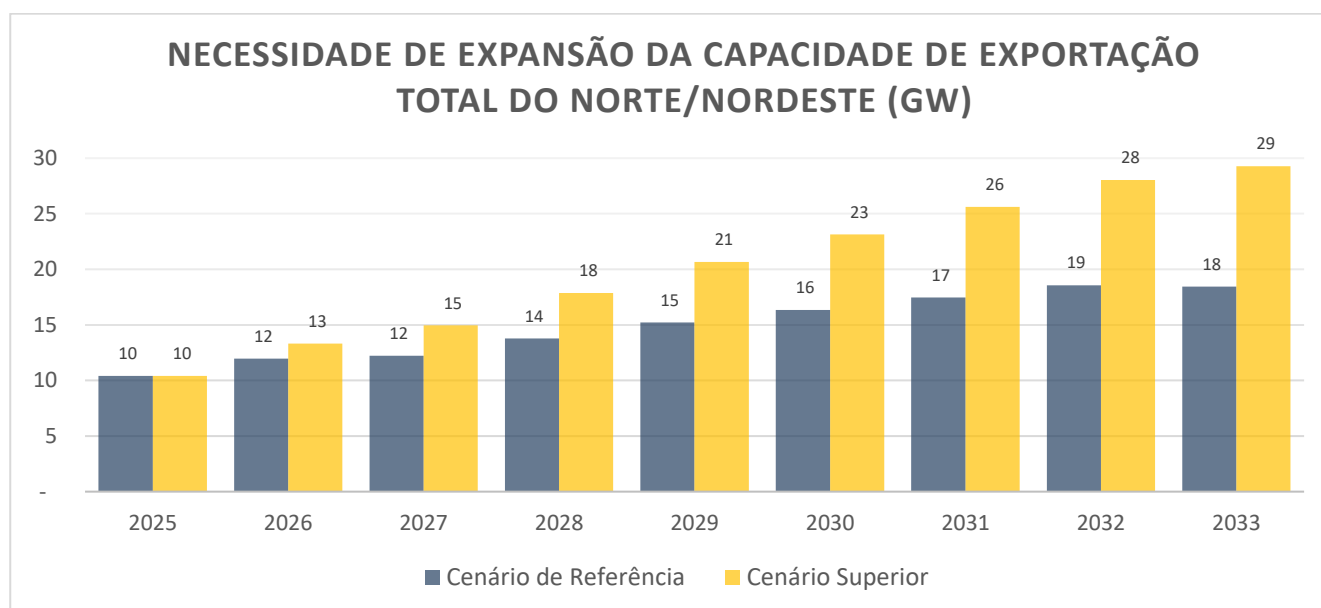
São apresentados, a seguir, os resultados da análise de balanço estático para os cenários operativos 1 e 2, que são os dimensionadores para a expansão da capacidade de exportação do Norte-Nordeste e da capacidade de Exportação do Nordeste, respectivamente, em função dos fluxos mais elevados observados nessas interligações.

A Figura 6-1 apresenta os valores acumulados, por ano, de expansão necessária da capacidade de exportação total da região Nordeste, mostrando que a capacidade dessa interligação deve ser acrescida entre 18 GW e 31 GW, até o ano 2033.



**Figura 6-1 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total da região Nordeste.**

A Figura 6-2 apresenta os valores acumulados, por ano, de expansão necessária da capacidade de exportação total da região Norte/Nordeste, mostrando que a capacidade dessa interligação deve ser acrescida entre 18 GW e 29 GW, até o ano 2033.



**Figura 6-2 - Necessidade de expansão da capacidade de exportação total do NNE.**

Observa-se que, por falta de informações mais detalhadas à época da elaboração deste documento, as avaliações não consideraram a contratação das usinas térmicas a gás indicadas pela MP 1.031/2021, as quais estariam alocadas em diferentes regiões do SIN, dentre elas o Norte e Nordeste, onde se concentrariam, respectivamente, 2.5 GW e 1 GW de um total de 8 GW. Caso essa expansão se concretize, o prosseguimento deste estudo deverá contemplar o eventual impacto nos montantes de expansão previstos para as interligações.

## 7 CONSTATAÇÕES PRINCIPAIS

Neste documento, foi apresentado o diagnóstico das interligações regionais no horizonte de longo prazo, até o ano 2033, com foco específico nas interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, considerando a forte expansão da oferta de geração renovável na região Nordeste, prevista para ocorrer ao longo dos próximos anos.

No final do horizonte considerado nesta nota técnica (2033), estima-se uma capacidade instalada em renováveis entre 57 GW e 72 GW, primordialmente na região Nordeste, seguindo as premissas do Cenário de Referência e do Cenário Superior do PDE 2030, respectivamente.

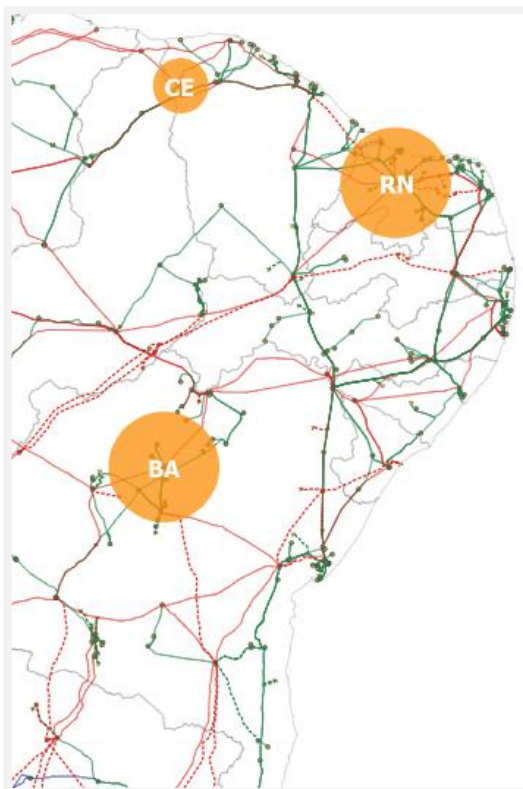
Dessa capacidade instalada total, 23 a 38 GW correspondem a uma expansão indicativa, balizada pelos Cenários de Referência e Superior, respectivamente, que se somam a 34 GW de geração eólica e solar, dos quais: *i)* 18.5 GW correspondem a empreendimentos em operação; *ii)* 6.2 GW correspondem a empreendimentos contratados no ACR e *iii)* 9.3 GW correspondem a empreendimentos contratados no ACL, com Parecer de Acesso emitido e com CUST assinado, com base nas informações cadastradas no sistema *SGAcesso – Sistema de Gestão dos Processos de Acesso*, do ONS, até a data de referência de 19/04/2021.

Por falta de informações mais detalhadas à época da elaboração deste documento, as avaliações não consideraram a contratação das usinas térmicas a gás indicadas pela MP 1.031/2021, as quais estariam alocadas em regiões específicas do SIN, dentre elas o Norte e Nordeste, onde se concentrariam, respectivamente, 2.5 GW e 1 GW, de um total de 8 GW. Esses dados poderão ser contemplados nas análises da etapa subsequente a este estudo.

Considerando os limites de intercâmbio calculados com a configuração da rede planejada, a análise de balanço estático mostrou uma necessidade de expansão da capacidade de exportação da região Nordeste a partir de 5 GW em 2025, evoluindo até cerca de 18 GW (Cenário de Referência) ou 31 GW (Cenário Superior), em 2033.

Tais resultados evidenciam a importância da recomendação imediata de reforços de transmissão, que deverão atender aos montantes de intercâmbios vislumbrados e propiciar, também, margens de escoamento locais para novos empreendimentos de geração.

Na Figura 7-1, são exibidas áreas identificadas com maior concentração de fontes renováveis futuras. Essas áreas foram obtidas a partir da metodologia de agrupamento utilizada para a distribuição da geração indicativa nos diversos pontos da rede de transmissão, apresentada na seção 3.2.



**Figura 7-1- Centróides de maior concentração de empreendimentos de geração cadastrados.**

Observa-se que em função da maior predominância de projetos de geração agrupados próximo à região central da Bahia (39%), à divisa entre Ceará e Piauí (16%) e à região do Rio Grande do Norte (45%), tais áreas podem ser indicativas para a concepção de novas alternativas de transmissão, seja para a coleta de geração prospectiva e exportação para outros subsistemas, através de corredores de transmissão expressos, seja para orientar a definição de reforços regionais complementares que se farão necessários.

Os montantes de expansão necessária para o final do horizonte de estudo sinalizam a necessidade de planejamento de múltiplos corredores de transmissão de elevada capacidade. Como estratégia para a primeira etapa de expansão, a ser analisada na sequência deste estudo, uma das possibilidades seria a introdução de um ou mais bipolos em corrente contínua, complementados por reforços necessários na rede em corrente alternada, os quais poderão ser estabelecidos a partir da rede já definida para a região do norte de Minas Gerais, devidamente direcionados para a área da Bahia e para o norte da região Nordeste.

Como referência inicial para a concepção das alternativas de expansão em corrente contínua, será realizada uma reavaliação do bipolo Graça Aranha – Silvânia, anteriormente estudado pela EPE [7], com possível revisão do ponto de conexão do terminal retificador, na região Nordeste, em função da nova configuração de geração prevista para o horizonte 2033. Adicionalmente, serão considerados os resultados de estudos desenvolvidos simultaneamente, visando eliminar restrições de escoamento de

geração, através da expansão do sistema regional Nordeste, os quais têm plena sintonia com a análise da expansão da interligação.

As análises que serão feitas em sequência buscarão estabelecer a harmonização das primeiras etapas de expansão com as alternativas a serem vislumbradas para o horizonte de mais longo prazo, até o ano 2036.

Visando minimizar o arrependimento quanto às recomendações dos estágios de expansão da rede interligada, entende-se como fundamental a cooperação dos agentes de geração, para que se reduza eventual assimetria de informações e se estabeleçam os cenários mais realistas dos montantes e da localização das fontes de geração a serem efetivamente considerados, dentro dos limites dos Cenários de Referência e Superior apresentados nesta nota técnica.

## 8 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, "Programação de Estudos 2021," 2021. [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-547/Programa%C3%A7%C3%A3o%20Estudos%202021%20-%20final.pdf>. [Acesso em 06 2021].
- [2] EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia," [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. [Acesso em 2020].
- [3] CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - Volume 2," 2002.
- [4] ONS, "Premissas, critérios e metodologia para estudos- Submódulo 2.3," 2020.
- [5] EPE, "Dados para Simulações Elétricas do SIN," 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>.
- [6] EPE, "EPE-DEE-RE-064/2020 - Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais," 2020.
- [7] EPE, "EPE-DEE-RE-20/2016-rev0 Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação entre as regiões N/NE e SE/CO para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões N/NE," março de 2016.
- [8] EPE, "EPE-DEE-RE-024/2021-rev0 – "Estudo de Atendimento às Cargas da Subestação Itabaiana"," Rio de Janeiro, 2021.
- [9] EPE, "EPE-DEE-RE-062/2020-rev1 – "Estudo de Escoamento na Região Nordeste da Bahia"," Rio de Janeiro, 2021.

## ANEXO A – METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO INDICATIVO

Um dos principais desafios para a elaboração de estudos de planejamento da transmissão no horizonte de longo prazo está associado à incerteza quanto aos montantes e localização da geração prospectiva.

Neste estudo, foram adotados dois cenários de expansão da geração, balizadores para os montantes de geração indicativa que serão considerados nas análises de definição de alternativas técnicas, o que pode auxiliar na tomada de decisão por investimentos com mínimo custo de arrependimento.

Por outro lado, o problema de incerteza quanto a localização da geração prospectiva, ainda representa um ponto de maior complexidade para a elaboração dos casos de estudo, dado que existem inúmeras possibilidades de distribuição espacial dos montantes de geração nos barramentos do sistema, a depender das decisões dos empreendedores de geração.

Para este estudo, a EPE avaliou diferentes métodos para a estimação de pontos de alocação da geração prospectiva, tendo optado pelo uso de um algoritmo de *clusterização* baseado no método *K-means*. Uma das principais adaptações em relação ao método original é a definição de um número discreto e finito de centroides.

O método de *clusterização* adotado consiste em 5 passos, descritos abaixo, sendo a variável de decisão para convergência do algoritmo a potência instalada dos empreendimentos de geração que compõem a amostra de dados.

1. Definição de  $k$  números de centroides igual ao número de pontos candidatos;
2. Criação de uma matriz de distância entre cada ponto e os centroides;
3. Classificação de cada ponto por centroide;
4. Eliminação do *clusters* com: *i*) potência instalada (variável de decisão) menor que um percentual pré-definido e *ii*) de todos os *clusters* nulos (sem nenhum empreendimento);
5. Retorna ao passo 2 até que, ao atingir o passo 4, o menor centroide tenha o mínimo percentual estabelecido para a variável de decisão.

O resultado final desse algoritmo é a definição de *clusters* para alocação de geração prospectiva e indicação do percentual da geração de cada *cluster* em relação a geração prospectiva total.

Para a presente nota técnica, foram utilizados como dados de entrada as bases de dados dos sistemas AEGE (EPE) e SIGEL (ANEEL). Deste último, foram considerados, inclusive, os projetos em fase de

DRO, o que permitiu a avaliação de uma ampla amostra de dados locacionais dos empreendimentos de geração, indicando os pontos de maior interesse do mercado.

Cabe ressaltar que esses dados foram utilizados somente para a definição dos *clusters* e dos percentuais de geração associados, sendo os montantes de potência indicativa baseados nos Cenários de Referência e Superior do PDE 2030.

## ANEXO B – METOLOGIA DE CÁLCULO DO BALANÇO ESTÁTICO

A estimativa da expansão necessária para as interligações foi calculada por meio de balanço estático, pela diferença entre os máximos excedentes de geração que seriam obtidos a partir das metas de despacho estabelecidas para cada cenário operativo, descritas na seção 4.2, e a capacidade limite das interligações, calculada na seção 5.3.

Nas figuras a seguir, é apresentada, a título de demonstração da metodologia, a memória de cálculo do balanço estático realizado para estimar a necessidade de expansão da capacidade de exportação total da região Nordeste (EXP NE), no Cenário Superior de expansão da oferta de geração.

Na Figura B-1 é apresentado um quadro resumo com a carga, geração e perdas aproximadas, por subsistema, e na Figura B-2 é apresentada a distribuição da geração, por fonte, por subsistema, no patamar de carga Média, do Cenário 2, no ano 2033.

A geração hidráulica, térmica, eólica e solar nas regiões Norte e Nordeste está compatível com as metas de despacho estabelecidas na seção 4.2. A geração térmica nos demais subsistemas também foi mantida dentro da meta de despacho por CVU (menor ou igual a R\$ 200/MWh, nesse cenário). Assim, o despacho da fonte hidráulica nas regiões Sul e Sudeste foram utilizados para fechamento de balanço.

| Quadro Resumo |            |              |             |
|---------------|------------|--------------|-------------|
| Região        | Carga (MW) | Geração (MW) | Perdas (MW) |
| Nordeste      | 19920      | 67136        | 1214        |
| Norte         | 11917      | 8905         | 824         |
| Sudeste       | 75920      | 43531        | 2488        |
| Sul           | 26050      | 13697        | 912         |

Figura B-1 - Quadro resumo de geração, carga e perdas no Cenário 2, no ano 2033.

| Norte    | Pot. Desp(MW) | Pot. Inst (MW) | (%)    |
|----------|---------------|----------------|--------|
| UHE      | 5527,1        | 22669,4        | 24,4%  |
| PCH      | 43,4          | 87,4           | 49,6%  |
| Eólica   | 309,1         | 386,4          | 80,0%  |
| Solar    | 4,5           | 5,0            | 90,0%  |
| Biomassa | 299,0         | 299,0          | 100,0% |
| Térmica  | 2721,7        | 4323,4         | 63,0%  |

| Nordeste | Pot. Desp(MW) | Pot. Inst (MW) | (%)    |
|----------|---------------|----------------|--------|
| UHE      | 4095          | 10862          | 37,7%  |
| PCH      | 134           | 287            | 46,7%  |
| Eólica   | 45433         | 56772          | 80,0%  |
| Solar    | 13444         | 14911          | 90,2%  |
| Biomassa | 489           | 489            | 100,0% |
| Térmica  | 3541          | 7644           | 46,3%  |

| SE/CO            | Pot. Desp(MW) | Pot. Inst (MW) | (%)    |
|------------------|---------------|----------------|--------|
| UHE              | 20708,8       | 48510,9        | 42,7%  |
| PCH              | 1968,5        | 3938,5         | 50,0%  |
| Eólica           | 14,0          | 28,0           | 50,0%  |
| Solar            | 5323,4        | 5914,9         | 90,0%  |
| Biomassa         | 6898,3        | 6898,3         | 100,0% |
| Térmica +Nuclear | 8617,7        | 16021,7        | 53,8%  |

| SUL      | Pot. Desp(MW) | Pot. Inst (MW) | (%)    |
|----------|---------------|----------------|--------|
| UHE      | 9160,9        | 16962,6        | 54,0%  |
| PCH      | 1080,3        | 1872,5         | 57,7%  |
| Eólica   | 1810,6        | 3614,4         | 50,1%  |
| Solar    | 0,0           | 0,0            | 0,0%   |
| Biomassa | 340,6         | 340,6          | 100,0% |
| Térmica  | 1305,1        | 2905,0         | 44,9%  |

Figura B-2 - Quadro resumo de geração por subsistema no Cenário 2, no ano 2033.

Nota-se que, para que se atinja o pleno escoamento dos excedentes de geração da região Nordeste, indicados na Figura B-3, deve-se ampliar a capacidade de exportação total da região Nordeste do limite de 15.3 GW para 46 GW, o que representa um aumento da ordem de 31 GW até o ano 2033, no Cenário Superior.

| Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático) |         |    |
|---------------------------------------------|---------|----|
| SE/CO - > SUL                               | 13265,2 | MW |
| N/NE-> SE/CO                                | 42165,4 | MW |
| EXP_N                                       | -3836,5 | MW |
| EXP_NE                                      | 46001,9 | MW |

**Figura B-3 – Intercâmbios regionais no Cenário 2, no ano 2033.**