

ONS, EPE e ANEEL divulgam revisão da nota técnica com a metodologia, premissas e critérios para a definição da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração do Leilão de Energia Nova A-5/2025

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) divulga revisão Nota Técnica conjunta com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (ONS NT 0004/2025 – EPE-DEE-RE-003/2025). A revisão do documento foi necessária para adequá-lo aos prazos estabelecidos na Portaria nº 101/GM/MME.

O documento apresenta a metodologia, as premissas e os critérios, bem como a topologia e a geração conectada da rede elétrica que serão consideradas para a definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração nas instalações da Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão (DIT) e Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de geração para Conexão Compartilhada (ICG), no âmbito do LEN A-5/2025, conforme estabelecido nas Portarias nº 444/GM/MME/2016, nº 95/GM/MME/2024 e nº 101/GM/MME.

A divulgação dessa Nota Técnica segue os procedimentos determinados pelo § 2º do art. 3º da Portaria MME nº 444/GM/MME/2016. Assim, o documento, aprovado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), encontra-se disponível nos portais oficiais do ONS, da EPE e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

**LEN A-5/2025: METODOLOGIA,
PREMISSAS E CRITÉRIOS PARA
A DEFINIÇÃO DA CAPACIDADE
REMANESCENTE DO SIN PARA
ESCOAMENTO DE GERAÇÃO
PELA REDE BÁSICA, DIT E ICG**

© 2025/EPE/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DPL 0004/2025 / EPE-DEE-RE-003/2025

**LEN A-5/2025: METODOLOGIA,
PREMISSAS E CRITÉRIOS PARA
A DEFINIÇÃO DA CAPACIDADE
REMANESCENTE DO SIN PARA
ESCOAMENTO DE GERAÇÃO
PELA REDE BÁSICA, DIT E ICG**

15 de abril de 2025

Revisão 1

Sumário

1	Introdução	5
2	Objetivo	7
3	Terminologia e definições	8
4	Premissas e Dados	10
4.1	Configuração da Rede de Transmissão	10
4.2	Configuração de Geração	10
4.3	Disponibilidade Física para as Conexões	11
4.4	Conexão de Usinas por Seccionamento de Linhas	13
4.5	Estudos de Conexão Complementares	13
4.6	Patamares de Carga	13
4.7	Cenários e Considerações sobre a Geração	14
4.7.1	Regiões Geoelétricas Norte e Nordeste	17
4.7.2	Regiões Geoelétricas Sudeste e Centro-Oeste	20
4.7.3	Região Geoelétrica Sul e Mato Grosso do Sul	22
4.8	Análise de Curto-Circuito no Barramento Candidato	24
4.9	Capacidade Operativa dos Equipamentos	25
4.10	Base de Dados e Ferramentas de Cálculo	25
5	Critérios	26
6	Metodologia e Procedimentos	27
6.1	Considerações sobre os empreendimentos de geração cadastrados na rede de distribuição	27
6.2	Peculiaridades da geração solar fotovoltaica	28
6.3	Considerações sobre o escoamento das novas gerações em relação à geração térmica	28
6.4	Análise de Fluxo de Potência	28
6.4.1	Determinação da capacidade remanescente do barramento candidato	29
6.4.2	Determinação da capacidade remanescente da subárea do SIN	29
6.4.3	Determinação da capacidade remanescente da área do SIN	30
6.5	Análise de Desempenho Dinâmico	31
6.6	Análise de Curto-Circuito	31
7	Resultados dos Estudos	33

7.1	Disponibilidade física para conexões nos barramentos candidatos:	33
7.2	Capacidade de escoamento de potência:	33
7.3	Capacidade de escoamento nos barramentos candidatos, em MW, limitada pela análise de curto-circuito:	33
8	Capacidade Remanescente de Escoamento de Energia Elétrica dos Barramentos da Rede Básica, DIT e ICG	34
9	Referências	35
10	Anexo – Curvas de Permanência da Geração Eólica e Solar	36

1 Introdução

A Portaria Normativa nº 95/GM/MME, de 19 de dezembro de 2024, publicada em 20 de dezembro de 2024, e posteriormente alterada pela Portaria Normativa nº 101/GM/MME, de 19 de fevereiro de 2025, publicada em 20 de fevereiro de 2025, estabeleceu as diretrizes para os Leilão de Energia Nova, denominado “A-5”, de 2025, doravante LEN A-5/2025, a ser realizado em 22 de agosto de 2025.

Nesses leilões serão negociados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs na modalidade por quantidade de energia elétrica proveniente de fonte hidrelétrica com potência igual ou inferior a 50 MW. Todos os contratos que serão negociados nesse certame possuem data de início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2030.

O art. 8º da Portaria Normativa nº 95/GM/MME/2024 estabelece que para fins de classificação dos lances do LEN A-5/2025, será considerada a Capacidade Remanescente do Sistema Interligado Nacional – SIN para Escoamento de Geração, nos termos das Diretrizes Gerais estabelecidas na Portaria nº 444/GM/MME, de 25 de agosto de 2016, publicada em 29 de agosto de 2016.

Sendo assim, por determinação do MME, o ONS efetuará as análises relativas à capacidade remanescente para escoamento de geração na Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão – DIT e Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, com base nos ditames das Portarias nº 444/GM/MME/2016 e nº 95/GM/MME/2024.

Para realizar o cálculo da capacidade remanescente e tornar público os resultados, é necessário elaborar os seguintes documentos:

1. Nota Técnica 01: Nota Técnica Conjunta do ONS e da EPE referente à metodologia, às premissas e aos critérios para definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG. Essa Nota Técnica é aprovada pelo Ministério de Minas e Energia e publicada nos sítios eletrônicos da ANEEL, da EPE e do ONS.
2. Nota Técnica 02: Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG, elaborada pelo ONS com subsídios da EPE, contendo informações dos quantitativos para a capacidade remanescente de escoamento dos barramentos candidatos, subáreas e áreas do SIN. Essa Nota Técnica será publicada nos sítios eletrônicos da ANEEL, da EPE e do ONS até 25 de abril de 2025, conforme estabelecido no §3º, do art. 8º, da Portaria Normativa nº 95/GM/MME/2024, alterado pela Portaria Normativa nº 101/GM/MME/2025. Nessa oportunidade, serão disponibilizados também os

casos de referência utilizados, além das informações sobre a configuração de geração adotada explicitando os nomes dos empreendimentos de geração, a data de início de operação, a capacidade instalada e o ambiente de contratação considerado.

O presente documento, que corresponde à Nota Técnica 01 acima citada, também apresenta uma descrição dos principais resultados que constarão na Nota Técnica 02, mencionada anteriormente, assim como outras informações relevantes para integração de novos empreendimentos de geração ao SIN.

É importante destacar que a Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração de que tratam os documentos dos itens 1 e 2 anteriores, se refere à capacidade remanescente para escoamento de geração nos barramentos candidatos da Rede Básica, DIT e ICG, proveniente dos empreendimentos de geração a serem comercializados no LEN A-5/2025, considerando os critérios e premissas propostos nesta Nota Técnica.

2 Objetivo

A presente Nota Técnica visa apresentar a metodologia, as premissas e os critérios, bem como a topologia e a geração conectada da rede elétrica que serão consideradas para a definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração nos transformadores e nas linhas de transmissão da Rede Básica, DIT e ICG, a ser considerada no LEN A-5/2025, conforme estabelecido nas Portarias nº 444/GM/MME/2016, nº 95/GM/MME/2024 e nº 101/GM/MME/2025.

3 Terminologia e definições

Para os fins e efeitos desta Nota Técnica será adotada a mesma terminologia e definições estabelecidas no art. 2º da Portaria nº 444/GM/MME/2016. Transcrevemos, a seguir, a terminologia e definições utilizadas neste documento:

I – ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;

II – CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico;

III – EPE: Empresa de Pesquisa Energética;

IV – ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico;

V – Área do SIN: conjunto de Subáreas que concorrem pelos mesmos recursos de transmissão;

VI – Barramento candidato: Barramento da Rede Básica, DIT ou ICG cadastrado como ponto de conexão por meio do qual um ou mais empreendimentos de geração acessam diretamente o sistema de transmissão ou indiretamente por meio de conexão no sistema de distribuição;

VII – Cadastramento: cadastramento de empreendimentos de geração em Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e de Energia de Reserva junto à EPE, com vistas à Habilitação Técnica para participação em Leilões de Energia Elétrica, nos termos da Portaria MME nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016;

VIII – Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração: Capacidade remanescente de escoamento de energia elétrica dos Barramentos da Rede Básica, DIT e ICG;

IX – Diretrizes do Leilão: diretrizes do Ministério de Minas e Energia específicas para a realização de cada Leilão;

X – Diretrizes da Sistemática do Leilão: conjunto de regras que definem o mecanismo do Leilão, conforme estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia;

XI – DIT: Demais Instalações de Transmissão;

XII – Fases do Leilão: os Leilões terão no mínimo duas Fases, a serem estabelecidas nas Diretrizes da Sistemática do Leilão:

a) Fase Inicial: fase de definição dos empreendimentos de geração classificados para a fase seguinte, utilizando como critérios de classificação o lance e, quando

couber, a Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração; e

b) Fase Final: fase de definição dos proponentes vendedores classificados na Fase Inicial que sagrar-se-ão vencedores do Leilão;

XIII – ICG: Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada;

XIV – Leilão: Leilão de Energia Nova, de Fontes Alternativas ou de Energia de Reserva;

XV – Nota Técnica Conjunta ONS/EPE de Metodologia, Premissas e Critérios: Nota Técnica Conjunta do ONS e da EPE referente à metodologia, às premissas e aos critérios para definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração;

XVI – Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração: Nota Técnica do ONS contendo os quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração para os barramentos, subáreas e áreas do SIN;

XVII – SIN: Sistema Interligado Nacional;

XVIII – Subárea do SIN: subárea da rede elétrica do SIN onde se encontram subestações e linhas de transmissão;

XIX – Subestação: instalação da Rede Básica, DIT ou ICG que contém um ou mais Barramentos Candidatos; e

XX – Subestação de Distribuição: instalação no âmbito da distribuição por meio do qual um ou mais empreendimentos de geração acessam o sistema de distribuição.

4 Premissas e Dados

4.1 Configuração da Rede de Transmissão

A base de dados de referência a ser utilizada para as análises será a do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2025, Ciclo 2026-2030, correspondente ao mês de dezembro de 2029.

A topologia da rede será devidamente alterada a fim de considerar a expansão da Rede Básica, DIT e ICG, conforme determina o § 4º do art. 8º da Portaria Normativa MME nº 95/GM/MME/2024, abaixo transcrito:

§ 4º Exclusivamente no Leilão de Energia Nova "A-5", de 2025, não se aplica o disposto no art. 4º, §§ 1º e 2º, incisos I e II, da Portaria nº 444/GM/MME, de 25 de agosto de 2016, devendo, na expansão da Rede Básica, DIT e ICG, serem consideradas:

I - as instalações homologadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada no mês do término do Cadastramento, desde que a previsão de data de operação comercial não seja posterior às datas do início do suprimento contratual;

II - as instalações autorizadas pela Aneel, como reforços e melhorias, até a data de realização da Reunião Ordinária do CMSE a ser realizada no mês do término do Cadastramento, desde que a previsão de data de operação comercial não seja posterior às datas do início do suprimento contratual; e;

III - novas instalações de transmissão arrematadas no Leilão de Transmissão realizado em 2024, desde que a previsão de data de operação comercial seja anterior às datas do início do suprimento contratual, de que trata o art. 6º, § 1º.

Sendo assim, serão consideradas as datas de tendência definidas na reunião mensal de Acompanhamento da Expansão da Transmissão da SFT/ANEEL, referente ao mês de fevereiro de 2025, e homologadas na reunião ordinária do CMSE realizada no dia 12 de março de 2025.

4.2 Configuração de Geração

Além da configuração de transmissão de referência, descrita no item 4.1, os casos base que serão utilizados para a realização do cálculo da capacidade remanescente de escoamento levarão em consideração as usinas em operação

comercial e a expansão da configuração de usinas vencedores de Leilões de Energia precedentes, com entrada em operação comercial no prazo de até seis meses, contado do início de suprimento do Leilão, conforme disposto no art. 6º, inciso II, da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, além da geração do ACL, conforme estabelecido nos §§5º e 6º do art. 8º da Portaria Normativa nº 95/GM/MME/2024, que determina:

§ 5º Exclusivamente para o Leilão de que trata o art. 1º, não se aplica o disposto no art. 6º, inciso III, alíneas "a" e "b", da Portaria nº 444/GM/MME, de 25 de agosto de 2016, devendo ser consideradas as Usinas para fins de atendimento ao Ambiente de Contratação Livre - ACL, desde que o gerador apresente, até o prazo final de Cadastramento, um dos seguintes documentos:

a) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, para o acesso à Rede Básica; ou

b) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, para o acesso aos Sistemas de Distribuição.

§ 6º Para o Leilão de Energia Nova "A-5", de 2025, não se aplica o disposto no art. 6º, parágrafo único, da Portaria nº 444/GM/MME, de 25 de agosto de 2016, devendo, para fins de configuração da geração utilizada na definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, para os empreendimentos de geração de que trata o art. 6º, inciso II, da Portaria nº 444/GM/MME, de 25 de agosto de 2016, monitorados pelo CMSE, serem consideradas as datas de tendência homologadas pelo CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada no mês do término do Cadastramento.

Conforme o § 6º acima, serão consideradas as datas de tendência definidas na Reunião de Monitoramento da Expansão da Oferta da SFT/ANEEL, referente ao mês de fevereiro de 2025, homologadas na reunião ordinária do CMSE realizada no dia 12 de março de 2025.

Não serão consideradas as usinas cujas obras de transmissão necessárias para sua conexão ao SIN não estejam relacionadas na configuração de rede da transmissão definida no item 4.1.

4.3 Disponibilidade Física para as Conexões

Identificados os barramentos candidatos, a EPE fará consulta às transmissoras sobre a viabilidade física de conexão dos empreendimentos de geração, conforme determina o §3º, do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME/2016. Estes barramentos

serão classificados com base na disponibilidade de vãos de entrada de linha ou de conexão de transformador, conforme definições a seguir:

- **Tipo A:** Com possibilidade para novas conexões de linha, ou seja, considerando possibilidade de conexão no barramento existente ou em expansões de barramento em áreas já disponíveis no terreno atual da subestação ou em terrenos contíguos. Essa classificação não abrange aspectos relacionados à aquisição de terrenos, análise de viabilidade construtiva e licenciamento ambiental, que deverão ser objeto de avaliação específica de cada empreendedor de geração;
- **Tipo B:** Sem possibilidade para novas conexões de linha (Impossibilidade física e/ou técnica).

Para a classificação dos barramentos, deverá ser observado o comprometimento de vãos com as expansões de transmissão associadas aos leilões de energia já ocorridos, com o Programa de Expansão da Transmissão (PET) ciclo 2024 – 2º Semestre¹ e com os futuros acessos que possuam CCT ou CUST assinados, até a data limite estabelecida para o término do cadastramento de novos empreendimentos de geração na EPE, ou seja, dia 10 de março de 2025, conforme determina o § 1º do art. 3º da Portaria Normativa nº 95/GM/MME/2024.

Adicionalmente, é importante destacar que a Portaria nº 444/GM/MME/2016 instituiu o prazo de quinze dias para encaminhamento das respostas às consultas realizadas pela EPE e estabeleceu que as empresas transmissoras e distribuidoras estarão sujeitas à fiscalização da ANEEL conforme disposto no art. 11, transcrito a seguir:

Art. 11. As concessionárias de transmissão e distribuição de energia elétrica, consultadas formalmente pela EPE nos termos do art. 3º desta Portaria, estão sujeitas à fiscalização da ANEEL.

Parágrafo único. A EPE deverá enviar à ANEEL relatório a respeito das concessionárias de transmissão e distribuição de que trata o caput, para subsidiar a ação de fiscalização.

¹ Relatório PET/PELP disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/pet-pelp>

Por fim, destaca-se que, conforme descrito no art. 9º, da Portaria nº 444/GM/MME/2016, os vencedores da Fase Final do Leilão poderão, por sua conta e risco, utilizar conexão compartilhada nos barramentos onde houver limitação física para a conexão de empreendimentos de geração.

4.4 Conexão de Usinas por Seccionamento de Linhas

A conexão por meio de seccionamento de linhas de transmissão da Rede Básica ou das DIT, deverá ser implementada sob conta e risco do agente proponente, cabendo a este equacionar, junto à transmissora e demais entidades e órgãos envolvidos, questões decorrentes do seccionamento, tais como: a implantação do barramento, das entradas de linhas e das extensões de linhas associados ao seccionamento e também dos eventuais reforços e modificações na própria linha de transmissão e nas respectivas entradas de linhas, conforme estabelecido no Módulo 5 – Acesso ao Sistema das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

4.5 Estudos de Conexão Complementares

Nos termos do art. 9º, § 4º, da Portaria nº 102/GM/MME de 2016, a EPE poderá solicitar estudos de conexão complementares aos empreendedores de geração com o objetivo de atestar a viabilidade técnica da conexão cadastrada, podendo inabilitar os projetos dos empreendedores que não atenderem a essa solicitação.

4.6 Patamares de Carga

Para cada análise serão utilizados patamares específicos de carga em função das características de desempenho de cada região, conforme informado a seguir:

- Regiões Geométricas Norte e Nordeste:
 - a) Carga máxima diurna de verão;
 - b) Carga mínima noturna de verão.
- Regiões Geométricas Sudeste e Centro-Oeste:
 - a) Carga mínima diurna (líquida de geração MMDG) de inverno e verão;
 - b) Carga máxima diurna de inverno e de verão.
- Região Geométrica Sul e Mato Grosso do Sul:

- a) Carga mínima diurna (líquida de geração MMGD) de inverno e verão;
- b) Carga máxima diurna de verão.

4.7 Cenários e Considerações sobre a Geração

Os cenários representativos para as análises do cálculo da capacidade remanescente de escoamento de energia elétrica nas instalações de transmissão da Rede Básica, DIT e ICG a serem considerados serão os cenários de geração, considerando avaliações de natureza eletroenergética, que deverão seguir o princípio básico de reproduzir situações críticas para o escoamento da geração já contratada, apresentando relevância de ocorrência para o SIN. Para tal, foram levantados os valores de geração hidráulica e térmica, por subsistema, previstos para os próximos cinco anos, com base mensal, considerando as séries sintéticas de energia afluyente utilizadas nos estudos energéticos do ONS. A partir desse levantamento, foram definidos os percentis da geração, para os cenários descritos a seguir.

Com relação ao despacho das fontes eólicas e fotovoltaicas, foram aprofundadas as análises do comportamento histórico dessas gerações, a fim de identificar percentuais de despacho, de modo a representar de forma mais realista as expectativas de montante de geração nos estudos elétricos de médio prazo. Tendo em vista a sazonalidade observada ao longo dos anos, bem como o comportamento observado no ciclo diário da geração eólica e solar, além da distribuição geográfica dessa geração, foi realizada uma análise considerando a média dos percentis 95 do fator de capacidade do histórico dessa geração no período de 2018 a 2022, para cada mês e para cada hora do dia, por unidade da federação e localização (litoral x interior), definindo-se uma curva média considerando todos os meses do ano.

Os valores de despacho, em percentual (%), descritos na Tabela 4-1, em todos os cenários, referem-se à potência instalada das usinas.

Tabela 4-1: Média do Percentil 95 da geração eólica e solar fotovoltaica para cada estado e localização com a base na nova metodologia de cálculo utilizada.

Estado	Fonte	Localização	Patamar de Carga	Fator de Capacidade ⁽¹⁾
Bahia	Eólica	Interior	Máxima Diurna	0,66
		Interior	Mínima Noturna	0,82
	Solar	Interior	Máxima Diurna	0,83
		Interior	Mínima Noturna	0,23
Piauí	Eólica	Interior	Máxima Diurna	0,66
		Interior	Mínima Noturna	0,88
	Solar	Interior	Máxima Diurna	0,85
		Interior	Mínima Noturna	0,20
Maranhão	Eólica	Interior	Máxima Diurna	0,85
		Interior	Mínima Noturna	0,84
Ceará	Eólica	Interior	Máxima Diurna	0,69
		Litoral	Máxima Diurna	0,60
	Solar	Interior	Máxima Diurna	0,85
		Litoral	Máxima Diurna	0,76
	Eólica	Interior	Mínima Noturna	0,88
		Litoral	Mínima Noturna	0,45
	Solar	Interior	Mínima Noturna	0,45
		Litoral	Mínima Noturna	0,41
Rio Grande do Norte	Eólica	Interior	Máxima Diurna	0,73
		Litoral	Máxima Diurna	0,68
	Solar	Litoral	Máxima Diurna	0,77
	Eólica	Interior	Mínima Noturna	0,90
		Litoral	Mínima Noturna	0,58
	Solar	Litoral	Mínima Noturna	0,38
Pernambuco	Eólica	Interior	Máxima Diurna	0,70
		Interior	Mínima Noturna	0,77
	Solar	Interior	Máxima Diurna	0,76
		Interior	Mínima Noturna	0,27
Paraíba	Eólica	Interior	Máxima Diurna	0,55
		Interior	Mínima Noturna	0,82
	Solar	Interior	Máxima Diurna	0,77
		Interior	Mínima Noturna	0,27
Minas Gerais	Eólica	-	Máxima Diurna	0,66 ⁽²⁾

Estado	Fonte	Localização	Patamar de Carga	Fator de Capacidade ⁽¹⁾
	Solar	-	Mínima Diurna	0,66 ⁽²⁾
			Máxima Diurna	0,82
			Mínima Diurna	0,82
São Paulo	Solar	-	Máxima Diurna	0,82 ⁽³⁾
			Mínima Diurna	0,82 ⁽³⁾
Goiás	Solar	-	Máxima Diurna	0,82 ⁽³⁾
			Mínima Diurna	0,82 ⁽³⁾
Mato Grosso do Sul	Solar	-	Máxima Diurna	0,82 ⁽³⁾
			Mínima Diurna	0,82 ⁽³⁾
Rio Grande do Sul	Eólica	-	Máxima Diurna	0,79
			Mínima Noturna	0,79
Santa Catarina	Eólica	-	Máxima Diurna	0,58
			Mínima Noturna	0,71

(1) Percentil considerado para o despacho de geração eólica e solar, conforme Anexo – Curvas de Permanência da Geração Eólica e Solar.

(2) Considerado o mesmo percentil da Bahia uma vez que não há dados históricos suficientes para a correta aplicação da metodologia da Média do Percentil 95.

(3) Considerado o mesmo percentil de Minas Gerais uma vez que não há dados históricos suficientes para a correta aplicação da metodologia da Média do Percentil 95.

Em relação aos despachos considerados para as usinas eólicas e fotovoltaicas, destacamos as seguintes considerações:

- Os percentis considerados na região Sul, no estado de Minas Gerais e nas regiões Norte e Nordeste, para o cenário Nordeste Exportador e para a geração solar fotovoltaica para o Cenário Norte Exportador, foram definidos com base nas curvas de permanência considerando todos os meses do ano;
- O valor considerado para o despacho de geração eólica, no cenário Norte Exportador, período de carga diurna, foi definido com base no valor médio dos três meses de menor produção anual por estado e localização, conforme apresentado na Tabela 4-2.

Tabela 4-2: Fatores de capacidade das usinas eólicas e solares fotovoltaicas considerados para o Cenário Norte Exportador, carga máxima diurna.

Estado	Fonte	Localização	Fator de Capacidade
Bahia	Eólica	Interior	0,33
Piauí	Eólica	Interior	0,24
Maranhão	Eólica	Interior	0,23
Ceará	Eólica	Interior	0,31
		Litoral	0,15
Rio Grande do Norte	Eólica	Interior	0,33
		Litoral	0,25
Pernambuco	Eólica	Interior	0,37
Paraíba	Eólica	Interior	0,27

Destaca-se ainda que os cenários para as análises do cálculo da capacidade remanescente terão como referência os limites de transmissão constantes no relatório RT-ONS DPL 0598/2024, “Limites de Transferência de Energia entre Regiões e Geração Térmica por Restrições Elétricas para o Período de Janeiro de 2025 a Dezembro de 2029”, de novembro/2024 [7a)].

4.7.1 Regiões Geoeletricas Norte e Nordeste

Devido ao elevado potencial eólico e solar, o Nordeste brasileiro experimentou um grande volume de solicitações de acesso de geração nos últimos anos. Atualmente, prevê-se que o somatório das capacidades instaladas de geração eólica, solar e MMGD na região ultrapasse 65 GW até o fim de 2029, valor três vezes maior do que a carga máxima esperada para a região no mesmo período. Em função disso, o Nordeste caracteriza-se como região predominantemente exportadora de energia renovável.

Nesse sentido, a fim de minimizar violações nos intercâmbios regionais do Norte e Nordeste com o Sudeste e Centro-Oeste para representação de cenários mais realistas, quatro casos de referência são utilizados para avaliação do impacto da inserção de geração em cada área da região Nordeste, identificados como casos A, B, C e D. Essa divisão baseia-se nas áreas de influência dos barramentos avaliados e está organizada da seguinte forma:

- **Caso A:** Para os estudos de margem por barramento nos estados CE e RN;
- **Caso B:** Para os estudos de margem por barramento nos estados RN, PB, PE e AL;
- **Caso C:** Para os estudos de margem por barramento nos estados BA e SE;
- **Caso D:** Para os estudos de margem por barramento nos estados CE, PI, MA, TO, AP, AM e PA.

Convém ressaltar que mais de um caso pode ser utilizado para a avaliação da margem de determinado barramento, sendo as divisões apresentadas acima referenciais e que representam a maior parte das avaliações.

Para os casos segregados (A, B, C e D), o despacho das usinas EOL/UFV na região de interesse do barramento analisado e nos pontos de conexão até sua primeira vizinhança será mantida conforme premissas definidas na Tabela 4-2. As usinas fora da região de interesse do ponto analisado serão despachadas em um percentual padrão inferior.

4.7.1.1 Cenário Nordeste Exportador com ênfase em geração eólica (carga máxima diurna) – Cenário 1

Despachos nas usinas da região geoeletrica Nordeste:

- a) 22% nas hidrelétricas, considerando uma vazão de 800 m³/s nas usinas da cascata do Rio São Francisco;
- b) Eólicas e solares fotovoltaicas localizadas no litoral e no interior, ver Tabela 4-1;
- c) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 82%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

Despachos nas usinas da região geoeletrica Norte:

- a) 33% nas hidrelétricas;
- b) Eólicas e solares fotovoltaicas localizadas no litoral e no interior, ver Tabela 4-1;
- c) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 89%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

4.7.1.2 Cenário Nordeste Exportador com ênfase em geração eólica (carga mínima noturna) – Cenário 2

Despachos nas usinas da região geoeletrica Nordeste:

- a) 22% nas hidrelétricas, considerando uma vazão de 800 m³/s nas usinas da cascata do Rio São Francisco;
- b) Eólicas e solares fotovoltaicas localizadas no litoral e no interior, ver Tabela 4-1;
- c) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 82%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

Despachos nas usinas da região geoeletrica Norte:

- a) 33% nas hidrelétricas;
- b) Eólicas e solares fotovoltaicas localizadas no litoral e no interior, ver Tabela 4-1;
- c) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 89%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

4.7.1.3 Cenário Norte Exportador (carga máxima diurna) – Cenário 3

Despachos nas usinas da região geoeletrica Norte:

- a) Até 92% nas hidrelétricas;
- b) Solares fotovoltaicas localizadas no litoral e no interior, ver Tabela 4-2 e Tabela 4-1;
- c) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 89%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

Despachos nas usinas da região geoeletrica Nordeste:

- a) 22% nas hidrelétricas, considerando uma vazão de 800 m³/s nas usinas da cascata do Rio São Francisco;
- b) Solares fotovoltaicas localizadas no litoral e no interior, ver Tabela 4-2;
- c) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 82%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

Observação:

As centrais eólicas localizadas no litoral estão instaladas no continente em raio de até 30 km do litoral e em elevações não superiores a 100 metros do nível do mar. As demais são consideradas localizadas no interior.

4.7.2 Regiões Geométricas Sudeste e Centro-Oeste

4.7.2.1 Cenário de Fornecimento pela Região Sul – FSUL (carga máxima diurna de inverno)

Despachos nas usinas da região:

- a) Até 70% nas hidrelétricas;
- b) 100% nas usinas térmicas a biomassa;
- c) Solares fotovoltaicas em até 82%; e
- d) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 85%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

4.7.2.2 Cenário de Fornecimento pela Região Norte – FNS e de Recebimento pelo Sul – RSUL (carga máxima diurna de verão)

Despachos nas usinas da região:

- a) Até 87% nas hidrelétricas;
- b) 0% nas usinas térmicas a biomassa;

- c) Solares fotovoltaicas em até 82%; e
- d) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 85%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

Observações:

Esta condição implica em fluxos elevados na região Sudeste/Centro-Oeste no sentido do Norte para o Sul.

4.7.2.3 Cenário de Nordeste Exportador (carga mínima diurna - líquida de geração MMGD - de inverno)

Despachos nas usinas da região:

- a) Até 75% nas hidrelétricas do Sudeste e Centro Oeste;
- b) 0% nas usinas térmicas a biomassa;
- c) Solares fotovoltaicas em até 82%;
- d) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 85%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade;

Observação:

Esta condição implica fluxos elevados na interligação Nordeste – Sudeste/Centro Oeste.

4.7.2.4 Cenário de Nordeste Exportador (carga máxima diurna de inverno)

Despachos nas usinas da região:

- a) Até 50% nas hidrelétricas do Sudeste e Centro Oeste;
- b) 0% nas usinas térmicas a biomassa;
- c) Solares fotovoltaicas em até 82%;
- d) Termelétricas despachadas por ordem de mérito até 100%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o

valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade;

Observação:

Esta condição implica fluxos elevados na interligação Nordeste – Sudeste/Centro Oeste.

4.7.2.5 Cenário de Fornecimento pela Região Mato Grosso – FMT (carga mínima - líquida de geração MMGD - diurna de verão)

Despachos nas usinas da região:

- a) Até 95% da potência instalada nas hidrelétricas tipo I de Mato Grosso e Rondônia;
- b) Até 80% da potência instalada nas usinas tipo II-B, II-C e tipo III de Mato Grosso e Rondônia;
- c) 0% nas usinas térmicas de Mato Grosso.

4.7.3 Região Geométrica Sul e Mato Grosso do Sul

4.7.3.1 Cenário de Fornecimento pela Região Sul – FSUL (carga mínima - líquida de geração MMGD - diurna de inverno)

Despacho nas usinas da região:

- a) Até 95% nas hidrelétricas;
- b) Eólicas do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, conforme percentual da Tabela 4-1;
- c) 82% nas solares fotovoltaicas;
- d) Termelétricas a biomassa com despachos baseados no histórico operativo;
- e) Demais termelétricas despachadas por ordem de mérito até 73%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

Observação:

Para análise do estado do Mato Grosso do Sul esse cenário não será utilizado, sendo as análises complementadas utilizando-se os cenários descritos no item 4.7.3.3.

4.7.3.2 Cenário de Recebimento pela Região Sul – RSUL (carga máxima diurna de verão)

Despacho nas usinas da região:

- a) Até 84% nas hidrelétricas;
- b) Eólicas do Rio Grande do Sul e Santa Catarina conforme percentual da Tabela 4-1;
- c) 82% nas solares fotovoltaicas;
- d) 0% nas termelétricas a biomassa (exceção para as UTE Amandina I e II e UTE Porto das Águas I e II, que possuem despacho ao longo de todo o ano);
- e) Demais termelétricas despachadas por ordem de mérito até 73%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplado o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade.

Observações:

- 1) A participação da geração hidrelétrica será ajustada de acordo com a necessidade para fechamento do balanço carga-geração. Além disso, no cenário de recebimento pela região Sul, será considerado o valor de 45% nas bacias do Jacuí, Antas e Passo Fundo (RS);
- 2) Para análise do estado do Mato Grosso do Sul esse cenário não será utilizado, sendo as análises complementadas utilizando-se os cenários descritos no item 4.7.3.3.

4.7.3.3 Cenário de fornecimento pelo estado do Mato Grosso do Sul (carga mínima - líquida de geração MMGD - diurna de inverno e verão)

Despacho nas usinas do estado do Mato Grosso do Sul:

- a) 82% nas solares fotovoltaicas;
- b) Termelétricas a biomassa com despachos baseados no histórico operativo para os períodos de inverno e verão;
- c) Usinas térmicas Tipo I e II-B do Mato Grosso do Sul com seus despachos plenos.

Observação:

Devido à influência nas análises do estado do Mato Grosso do Sul, serão considerados os despachos representativos dos períodos de inverno e verão para

as usinas do Complexo Teles Pires e das bacias do Grande, Paraná, Paranaíba e Tietê.

4.8 Análise de Curto-Circuito no Barramento Candidato

A avaliação de curto-circuito, em princípio, não deverá acarretar limitações das margens para o leilão, conforme o § 7º do art. 8º da Portaria Normativa nº 95/GM/MME/2024 abaixo transcrito:

§ 7º As violações exclusivamente decorrentes de superação de nível de curto-circuito que podem ser solucionadas por meio da substituição de disjuntores, bem como as violações de capacidade de corrente nominal passíveis de solução pela substituição de disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio, cabos de conexão e seções de barramento em subestações, poderão ser consideradas para acréscimo de oferta das margens de transmissão, excetuando-se os casos que serão explicitados, justificados e detalhados na Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração.

Entretanto, conforme determina o § 8º do art. 8º da Portaria Normativa nº 95/GM/MME/2024, abaixo transcrito:

§ 8º O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS encaminhará ao Ministério de Minas e Energia, em até 30 (trinta) dias, a contar da realização do Leilão de Energia Nova "A-5" de 2025, relatório que detalhe a eventual necessidade de reforços causados exclusivamente por violações por superação de nível de curto-circuito decorrentes da contratação de novos empreendimentos de geração no referido Certame, para fins de inclusão no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - POTEE.

Sendo assim, será realizada uma avaliação expedita de curto-circuito, considerando para cada barramento candidato um equivalente de geração, definido como o menor valor entre a potência cadastrada e a margem de transmissão determinada no âmbito dos estudos de fluxo de carga e, os casos mais críticos, onde forem verificados grandes impactos nas subestações com superações em diversos equipamentos serão explicitados de forma detalhada, com as devidas justificativas.

O ONS, com subsídios da EPE, avaliará os impactos provenientes das substituições dos equipamentos, podendo definir possíveis limitações das margens nos barramentos candidatos.

4.9 Capacidade Operativa dos Equipamentos

Serão respeitados os limites declarados no CPST (Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão) de curta e longa duração. Os fatores limitantes que possam ser eliminados até 31 de dezembro de 2029, não serão considerados como tal. No caso das DIT, serão considerados os valores informados pelas transmissoras no âmbito dos estudos do PAR/PEL.

4.10 Base de Dados e Ferramentas de Cálculo

Será utilizada a base de dados de fluxo de potência e de curto-circuito referente ao PAR/PEL 2025, Ciclo 2026-2030, e a base de dados de estabilidade dinâmica para a utilização dos programas da plataforma CEPEL (ANAREDE, ANAFAS, ANATEM).

5 Critérios

Deverão ser atendidos todos os requisitos e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, inclusive os referentes ao fator de potência e aos limites de tensão e carregamento, em regime permanente e dinâmico (Submódulo 2.3).

No caso de linhas de transmissão e transformadores da Rede Básica e de fronteira, será sempre considerado o critério de confiabilidade N-1 (Submódulo 2.3), exceto nos seguintes casos, onde será considerado o critério N:

- a) Quando o acesso se der em ICGs; ou
- b) Quando o acesso se der em subestações da Rede Básica atendidas por um único circuito ou com apenas um único transformador, ou em seccionamento de linhas de transmissão em radiais singelos.

Nas situações a) e b) acima, fica o agente ciente dos riscos de interrupção do escoamento da geração, em condição de contingência.

Os Sistemas Especiais de Proteção – SEP implantados na Rede Básica em decorrência da necessidade de obras para a expansão da transmissão e que necessitem permanecer no sistema após a data de início do suprimento de energia, independentemente do acréscimo de geração a ser ofertada no LEN A-5/2025, serão considerados nas análises e não serão restritivos para a determinação das margens dos barramentos, subáreas e áreas, desde que esse acréscimo de geração não impacte em degradação do ponto de operação da rede em regime normal e em contingência. É importante destacar que a margem ofertada não poderá impor a permanência do SEP, após a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão necessários quando da definição do referido SEP.

6 Metodologia e Procedimentos

A definição dos Quantitativos da Capacidade Remanescente para Escoamento de Geração nos Barramentos da Rede Básica, DIT e ICG a ser ofertada no LEN A-5/2025 será realizada considerando as premissas, dados e os cenários operativos específicos para cada região analisada, conforme item 4, bem como os critérios descritos no item 5. Além disso, devem ser levados em consideração os aspectos descritos nos itens 6.1 a 6.6, seguintes.

6.1 Considerações sobre os empreendimentos de geração cadastrados na rede de distribuição

De acordo com o § 7º do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME/2016, abaixo transcrito:

§ 7º Os barramentos das Redes de Fronteira, DIT ou ICG impactados por empreendimentos de geração cadastrados com pontos de conexão no âmbito das redes de distribuição serão considerados como Barramentos Candidatos, para fins de cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração.

Por força deste dispositivo, os barramentos da Rede Básica de Fronteira, DIT ou ICG, mesmo que não sejam barramentos candidatos indicados pelos empreendedores no ato do cadastramento na EPE, mas que sejam impactados pela geração cadastrada em barramento da rede de distribuição, passarão a ser considerados como tal, terão a capacidade remanescente calculada e serão denominados de barramentos candidatos virtuais.

É importante destacar que, os barramentos virtuais serão considerados, exclusivamente, para verificar a possibilidade de congestionamentos na rede de transmissão em face à injeção de potência dos empreendimentos de geração cadastrados na rede de distribuição.

Ressalta-se que, os barramentos virtuais não farão parte do conjunto de barramentos objeto de consulta às transmissoras sobre a disponibilidade física para conexão de novos empreendimentos, visto que a conexão física será em barramentos da rede de distribuição.

Para identificar a associação entre os pontos cadastrados na rede de distribuição e os barramentos virtuais, a EPE realizará consultas formais às empresas distribuidoras, conforme estabelece o § 4º do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME/2016, e encaminhará as respostas ao ONS, que procederá à

avaliação das margens remanescentes dos barramentos virtuais indicados. Na Nota Técnica 02, a ser emitida pelo ONS, serão apresentadas correlações entre o ponto da rede de distribuição cadastrado e o barramento virtual associado. Nesses casos, cumpre destacar que quando o barramento da rede de distribuição impactar em 02 (dois) ou mais pontos da Rede Básica de Fronteira, DIT ou ICG, a capacidade remanescente do barramento candidato apresentada será a mais restritiva.

6.2 Peculiaridades da geração solar fotovoltaica

A geração de energia elétrica de usinas solares fotovoltaicas está diretamente relacionada ao período diurno, devido à sua natureza. Para o patamar de carga mínima noturna, a geração é baixa, enquanto na carga máxima diurna a geração é elevada, ressalvadas as intermitências provocadas por sombreamento de nuvens e outros efeitos meteorológicos.

Dessa forma, durante as análises, o despacho das usinas solares fotovoltaicas, considerados nos cenários de carga mínima noturna mencionados no item 4.7, não deverão ser alterados.

6.3 Considerações sobre o escoamento das novas gerações em relação à geração térmica

Durante as análises, as usinas térmicas flexíveis, não despachadas por razões elétricas, que eventualmente estejam consideradas na composição dos cenários mencionados no item 4.7, não deverão representar congestionamento para o escoamento das usinas hidrelétricas, centrais geradoras hidrelétricas, eólicas, solares fotovoltaicas e termelétricas a biomassa e de recuperação energética de resíduos sólidos urbanos (com CVU igual a zero), podendo ter sua geração reduzida. Essa consideração não se aplica quando a geração térmica está incluída em uma subárea ou área em análise, onde deverão ser respeitados os despachos de geração estabelecidos na análise de fluxo de potência, descrita no item 4.7.

6.4 Análise de Fluxo de Potência

O cálculo da capacidade remanescente para escoamento de geração consiste em determinar o máximo valor de injeção de potência ativa que o sistema é capaz de transportar, sem apresentar violações de tensão ou fluxo de potência na região em análise, nas condições normais de operação e em situações de contingência simples, para três níveis de análise: barramento, subárea e área.

Para tanto, a análise será executada ordenadamente, iniciando-se pelo cálculo da capacidade remanescente de escoamento no nível de barramento, depois no nível de subárea e por fim no nível de área.

A seguir é apresentado um detalhamento da metodologia que será utilizada para a determinação da capacidade remanescente de escoamento de energia, do ponto de vista de fluxo de potência, a ser ofertada no LEN A-5/2025.

6.4.1 Determinação da capacidade remanescente do barramento candidato

Nesta análise cada barramento candidato é analisado separadamente e o acréscimo de geração que poderá ser alocado nesses barramentos será determinado considerando:

- O despacho de 100% da potência das usinas existentes e previstas, conforme item 4.2, conectadas na subestação a qual pertence o barramento candidato em análise, independentemente do tipo de fonte, exceto a geração solar fotovoltaica na condição de carga mínima noturna, que deverá permanecer com os mesmos valores percentuais definidos no item 6.2, e nos casos em que o despacho pleno das usinas conectadas na subestação a qual pertence o barramento candidato, contribui para o aumento da margem neste barramento;
- Observa-se que poderão ser considerados também o despacho, no valor do Montante de Uso do Sistema de Distribuição de Geração (MUSDg) contratado, dos geradores conectados na rede de distribuição com influência no barramento candidato em análise, desde que atendam os critérios descritos no item 4.2;
- As demais usinas serão consideradas como nos cenários de referência, descritos no item 4.7 desta Nota Técnica.

O quantitativo de capacidade remanescente será determinado pela alocação adicional de geração no barramento candidato, até que se verifique violação de um dos requisitos ou critérios, em condição normal ou em contingência simples, em conformidade com o item 5.

6.4.2 Determinação da capacidade remanescente da subárea do SIN

A subárea é composta pelo conjunto de dois ou mais barramentos candidatos que concorrem pelos mesmos recursos de transmissão. Na análise da subárea, para cada um de seus barramentos candidatos, determina-se qual o acréscimo de geração que poderá ser alocado nos outros barramentos candidatos desta subárea, respeitados os valores de capacidade remanescente obtidos em 6.4.1. Cada subárea é analisada separadamente, para tanto, tem-se o seguinte procedimento:

- a) O despacho de 100% da potência das usinas existentes e previstas, conforme item 4.2, conectadas na subestação do barramento candidato em análise, independentemente do tipo de fonte, exceto a geração solar fotovoltaica, que deverá permanecer com os mesmos valores percentuais definidos em função da condição de carga mínima noturna, de acordo com o item 6.2;
- b) Observa-se que poderão ser considerados também o despacho, no valor do Montante de Uso do Sistema de Distribuição de Geração (MUSDg) contratado, dos geradores conectados na rede de distribuição com influência no barramento candidato em análise, desde que atendam os critérios descritos no item 4.2;
- c) Acréscimo da capacidade remanescente no barramento candidato em análise, obtida em 6.4.1;
- d) As demais usinas serão consideradas como nos cenários de referência, conforme descrito no item 4.7 desta Nota Técnica;
- e) A partir dos despachos descritos em a), c) e d) acima, aplica-se um incremento de geração nos demais barramentos candidatos da subárea, um por vez, limitado ao valor máximo obtido no item 6.4.1, até a ocorrência de alguma violação em condição normal ou em contingência simples.

O procedimento se repete até que todos os barramentos candidatos que compõem a subárea sejam analisados.

O quantitativo de capacidade remanescente da subárea será determinado pelo resultado da análise mais restritiva, de modo que seja possível o escoamento pleno, qualquer que seja o resultado do leilão, respeitando a máxima capacidade individual de cada barramento e os critérios citados no item 5.

6.4.3 Determinação da capacidade remanescente da área do SIN

A área é composta pelo conjunto de subáreas que concorrem pelos mesmos recursos de transmissão. Na análise da área, para cada uma de suas subáreas, determina-se qual o acréscimo de geração que poderá ser alocado nas outras subáreas desta área, respeitados os valores de capacidade remanescente obtidos em 6.4.1 e 6.4.2. Cada área é analisada separadamente, para tanto, tem-se o seguinte procedimento:

- a) Despacho de todas as gerações conforme cenários de referência, descritos no item 4.7 desta Nota Técnica;

- b) Acréscimo da capacidade remanescente apenas na subárea em análise, sendo esse valor distribuído nos barramentos candidatos dessa subárea, conforme determinado no item 6.4.2;
- c) A partir dos despachos descritos em a) e b) acima, aplica-se um incremento de geração nos barramentos candidatos das demais subáreas que compõem a área em análise, respeitando-se a ordem encontrada como a mais limitante no cálculo do item 6.4.2, uma subárea por vez, até a ocorrência de alguma violação em condição normal ou em contingência simples.

O procedimento se repete até que todas as subáreas que compõem a área sejam analisadas.

O quantitativo de capacidade remanescente da área será determinado pelo resultado da análise mais restritiva, de modo que seja possível o escoamento pleno, qualquer que seja o resultado do leilão, respeitando a máxima capacidade individual de cada subárea e os critérios citados no item 5.

Considerando esses três níveis de análise (barramento, subárea e área), serão definidas as inequações que estabeleçam a interdependência entre a capacidade de escoamento dos barramentos candidatos e das subáreas e áreas, formadas por estes barramentos.

6.5 Análise de Desempenho Dinâmico

Caso seja identificada a necessidade, serão realizadas avaliações de desempenho dinâmico, visando apontar restrições da capacidade remanescente dos barramentos candidatos. Para essa análise serão utilizados os critérios e a metodologia de análise descritos no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede.

6.6 Análise de Curto-Circuito

A análise de curto-circuito visa apontar os possíveis problemas de superação da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores da Rede Básica, DIT e ICG. Para essa análise serão utilizados os critérios e a metodologia de análise descritos no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede.

A análise de curto-circuito será realizada considerando a configuração completa de transmissão e geração existentes e previstas, conforme itens 4.1 e 4.2, incluindo em todos os barramentos candidatos, simultaneamente, os equivalentes de geração, conforme definido no item 4.8. As subestações com possíveis indicações

de superação de disjuntores, serão destacadas na Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração.

Entretanto, apenas os casos mais críticos, onde forem verificados grandes impactos nas subestações com superações em diversos equipamentos serão explicitados de forma detalhada, com as devidas justificativas. O ONS, com subsídios da EPE, avaliará os impactos provenientes das substituições dos equipamentos, podendo definir possíveis limitações das margens nos barramentos candidatos.

7 Resultados dos Estudos

A título de informação, estão listados a seguir os principais resultados que serão consolidados na Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, citada na Introdução, e que nortearão o processo licitatório do LEN A-5/2025.

Eventuais ajustes efetuados no presente documento, que impactem nos valores calculados para as margens de escoamento, serão detalhados e justificados na Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração.

7.1 Disponibilidade física para conexões nos barramentos candidatos:

Tipo de Barramento, retratando a disponibilidade, conforme definido no item 4.3.

7.2 Capacidade de escoamento de potência:

- Capacidade de escoamento no barramento candidato, em MW:

Valores individuais de capacidade de escoamento calculados para cada barramento candidato.

- Capacidade de escoamento nas subáreas e áreas, em MW:

Valores de capacidade de escoamento calculados para cada subárea ou área do sistema que englobe dois ou mais barramentos candidatos.

7.3 Capacidade de escoamento nos barramentos candidatos, em MW, limitada pela análise de curto-circuito:

No que concerne às análises de curto-circuito, serão apresentados os resultados considerando a margem de potência definida no âmbito dos estudos de fluxo de carga, no entanto, apenas os casos mais críticos, onde forem verificados grandes impactos nas subestações com superações em diversos equipamentos, poderão acarretar limitações das margens nos barramentos candidatos. Adicionalmente, serão apresentadas as subestações com possíveis indicações de substituição de disjuntores, as quais serão ratificadas ou não em função do resultado do leilão.

8 Capacidade Remanescente de Escoamento de Energia Elétrica dos Barramentos da Rede Básica, DIT e ICG

A capacidade remanescente de escoamento de energia elétrica dos Barramentos da Rede Básica, DIT e ICG resultante das análises descritas neste documento e que poderá ser ofertada no LEN A-5/2025 será obtida levando-se em consideração a seguinte composição:

- *as limitações referentes à disponibilidade física das instalações para conexão nos barramentos candidatos;*
- *as restrições da capacidade de escoamento de fluxo de potência e dinâmico; e*
- *as limitações nos níveis de curto-circuito que causarem grandes impactos nas subestações com superações em diversos equipamentos. Caso contrário, essas limitações não serão óbices para a oferta de margens nos barramentos candidatos.*

9 Referências

- a) ONS, Relatório RT-ONS DPL 0598/2024, “Limites de Transferência de Energia entre Regiões e Geração Térmica por Restrições Elétricas para o Período de Janeiro de 2025 a Dezembro de 2029”, de novembro/2024.

10 Anexo – Curvas de Permanência da Geração Eólica e Solar

Figura 1 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária da Bahia (Carga Diurna – Interior)

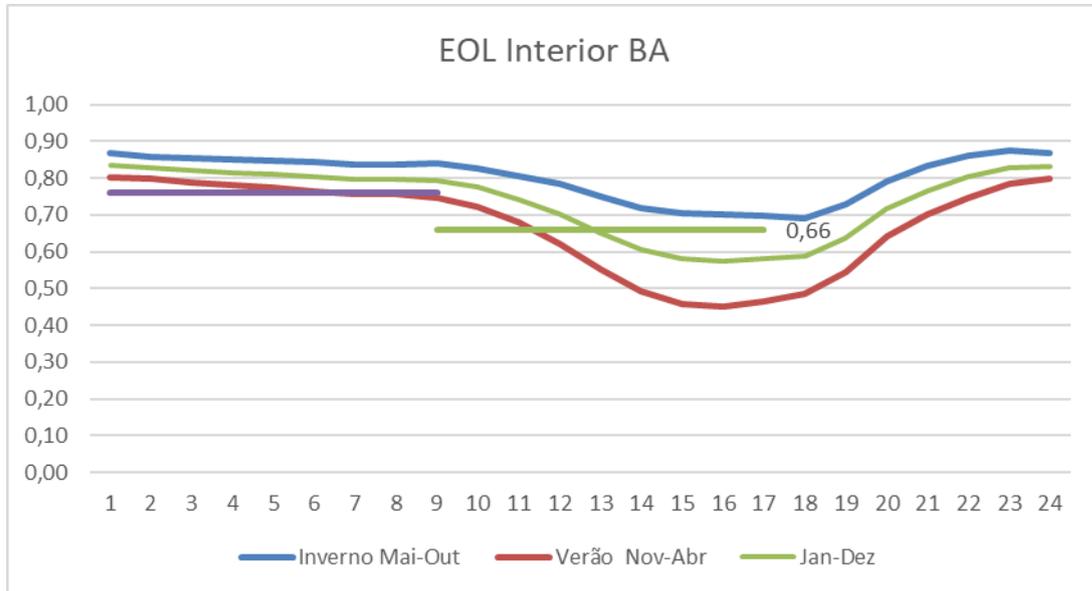


Figura 2 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária da Bahia (Carga Diurna – Interior)

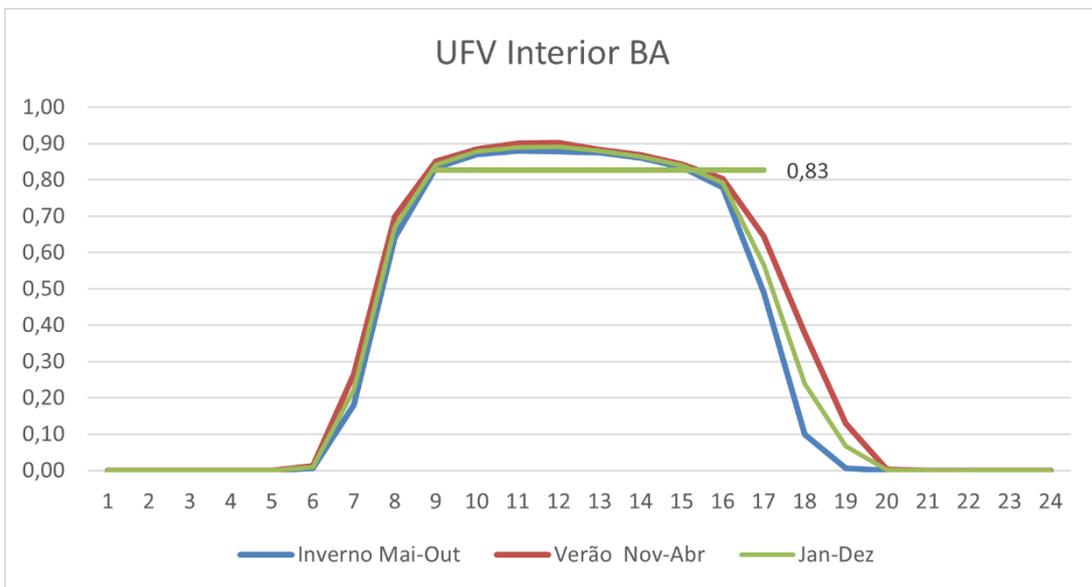


Figura 3 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Piauí (Carga Diurna – Interior)

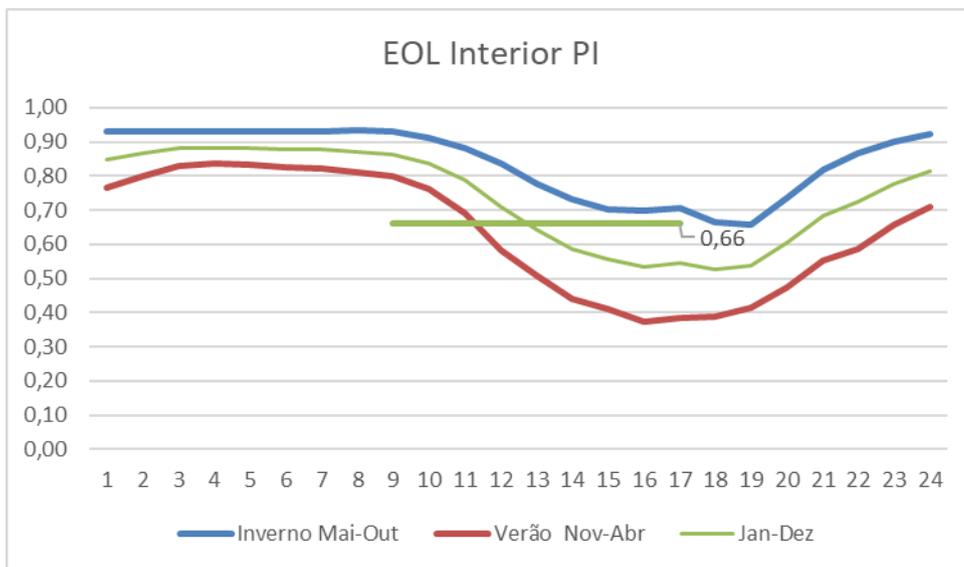


Figura 4 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária do Piauí (Carga Diurna – Interior)

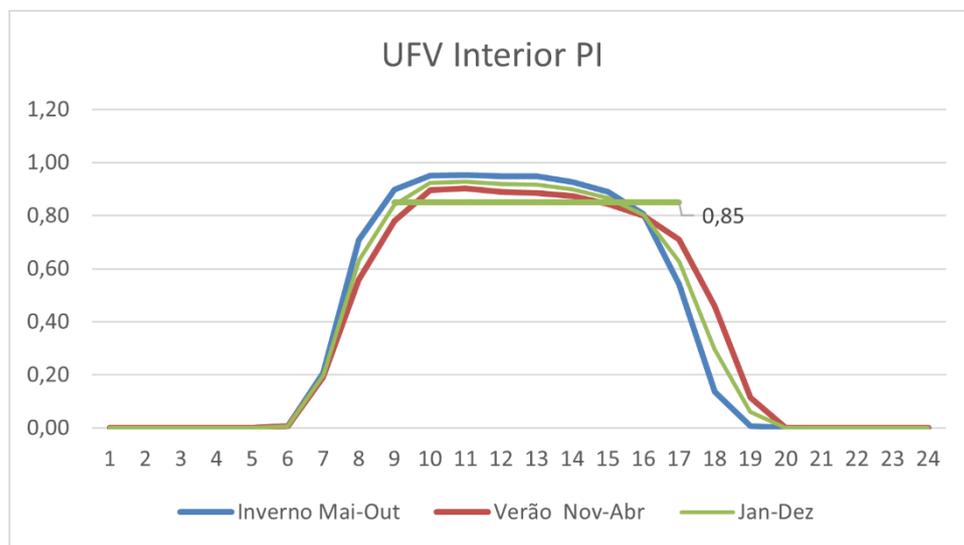


Figura 5 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Ceará (Carga Diurna – Interior)

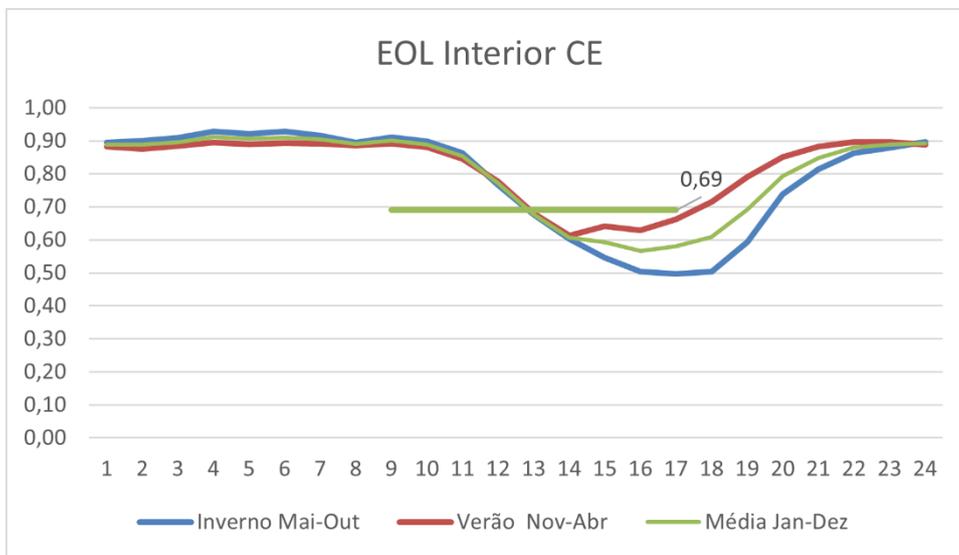


Figura 6 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Ceará (Carga Diurna – Litoral)

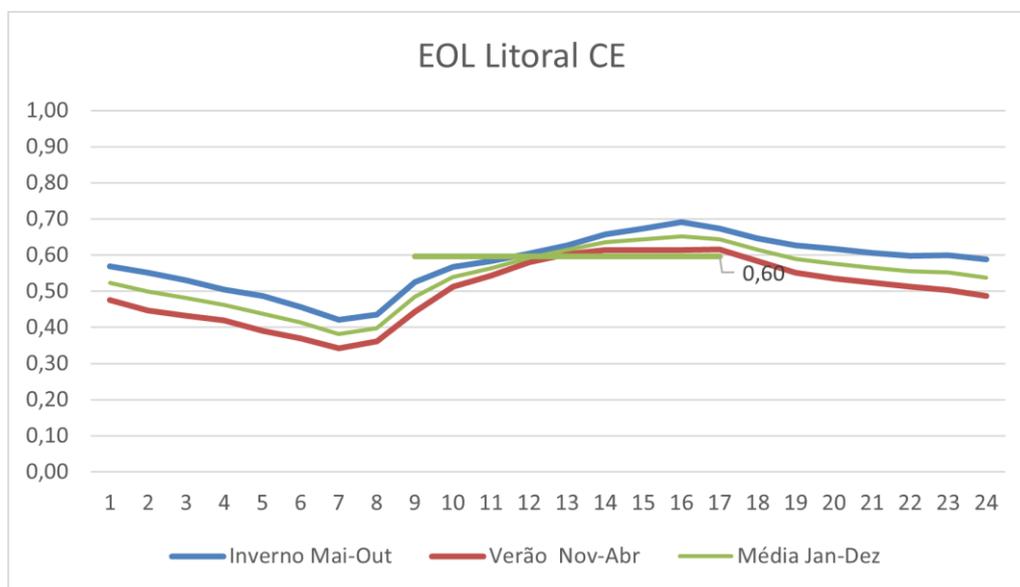


Figura 7 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária do Ceará (Carga Diurna – Interior)

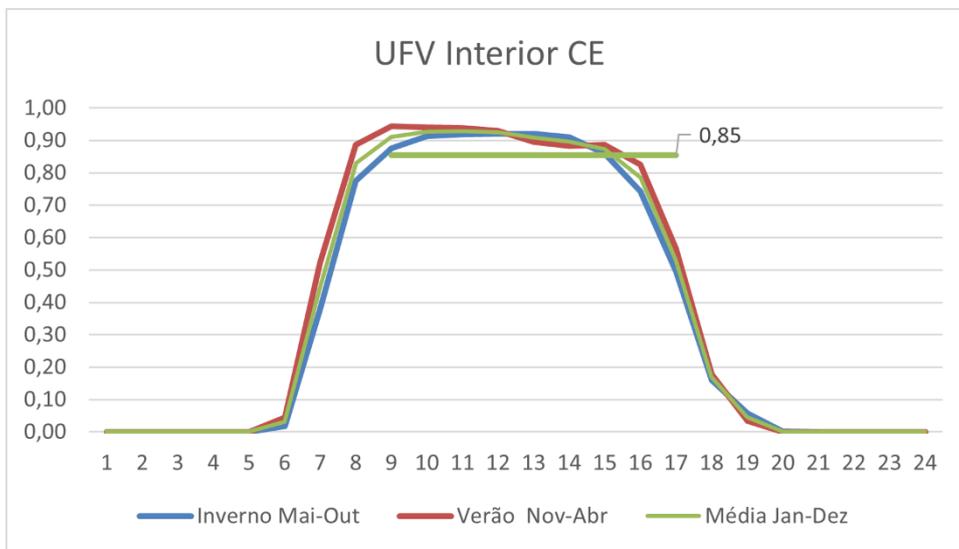


Figura 8 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária do Ceará (Carga Diurna – Litoral)

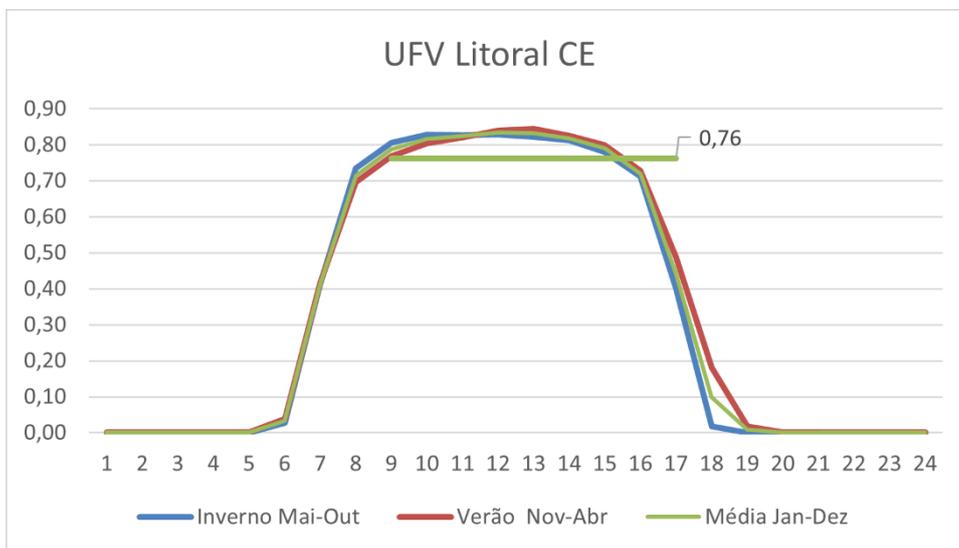


Figura 9 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Rio Grande do Norte (Carga Diurna – Interior)

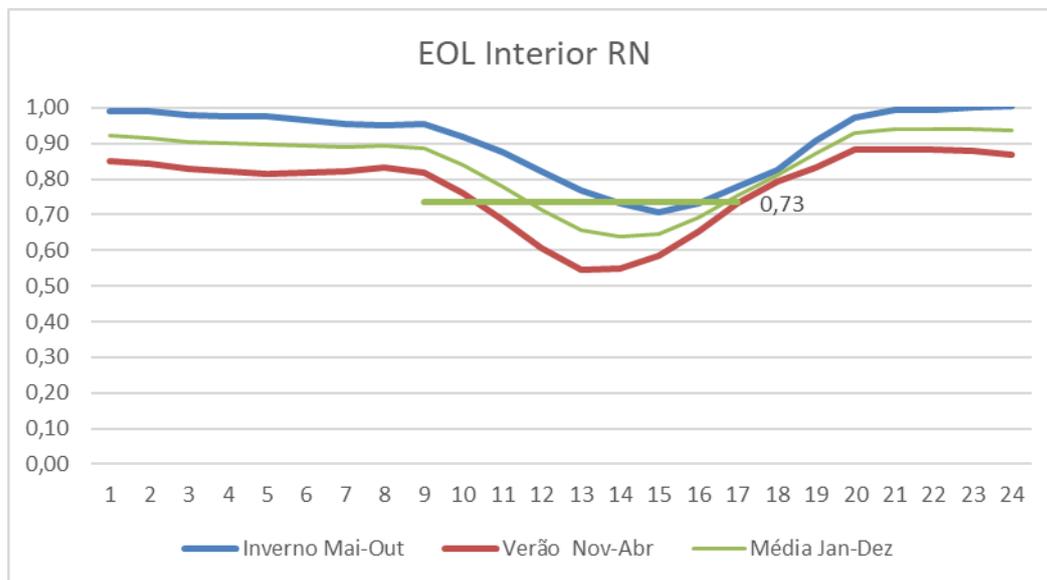


Figura 10 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Rio Grande do Norte (Carga Diurna – Litoral)

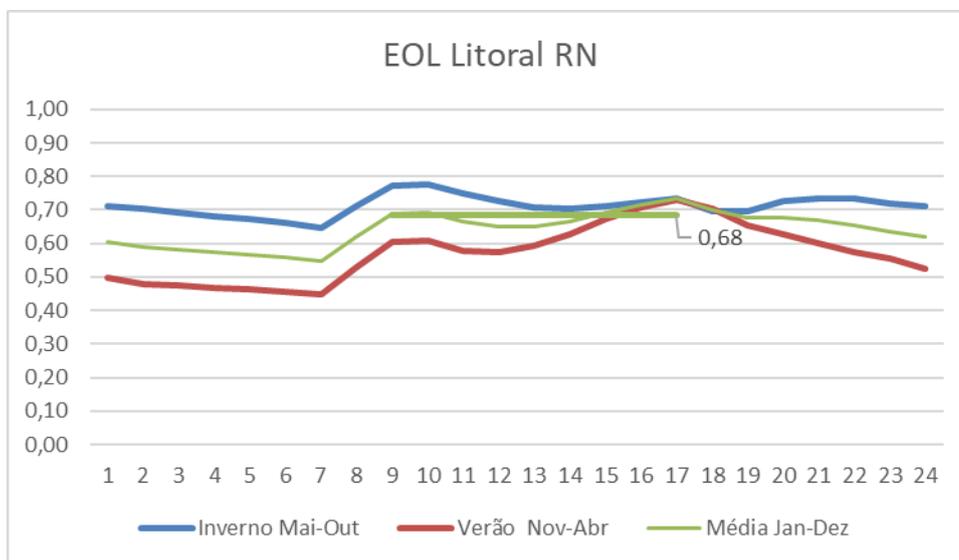


Figura 11 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária do Rio Grande do Norte (Carga Diurna – Litoral)

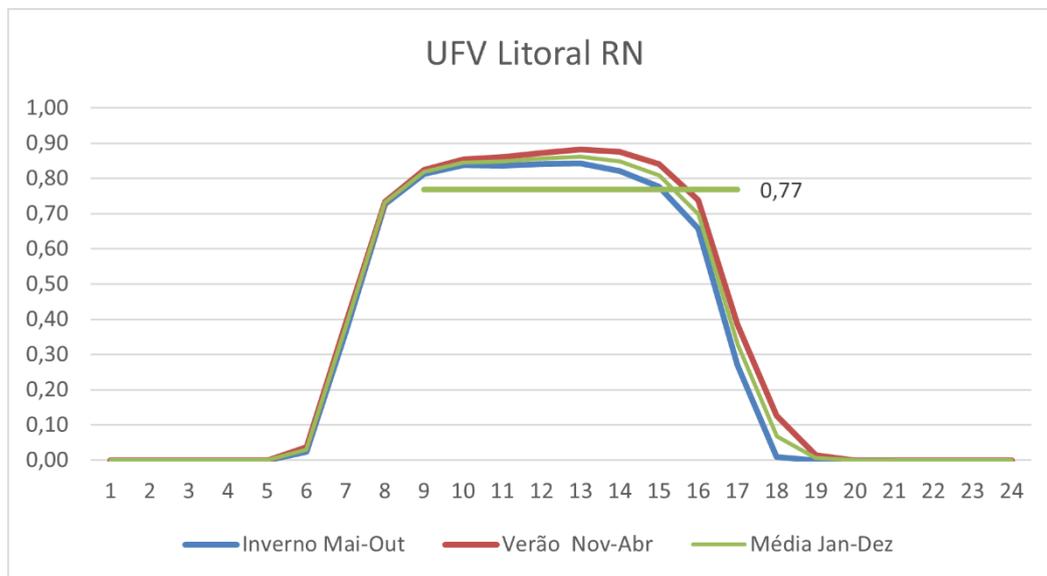


Figura 12 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Maranhão (Carga Diurna – Interior)

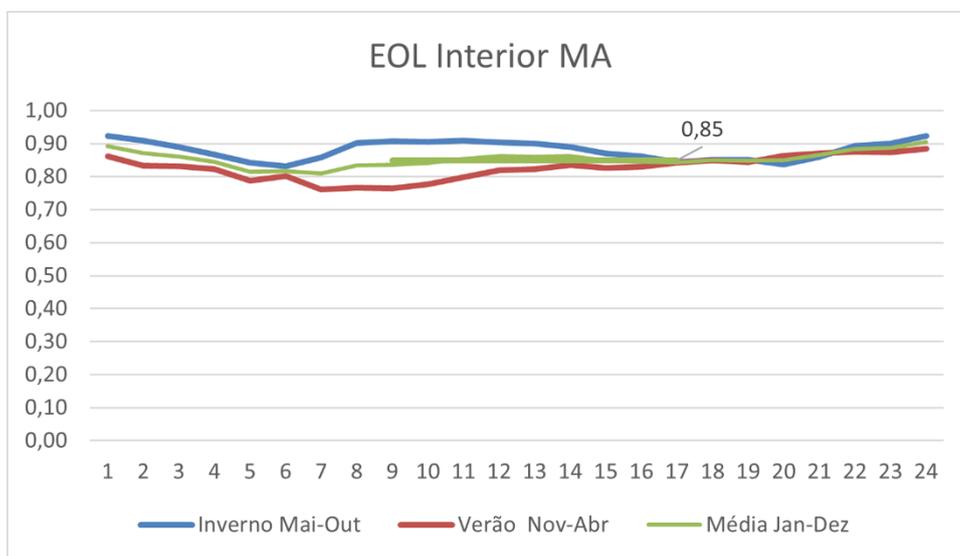


Figura 13 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária de Pernambuco (Carga Diurna – Interior)

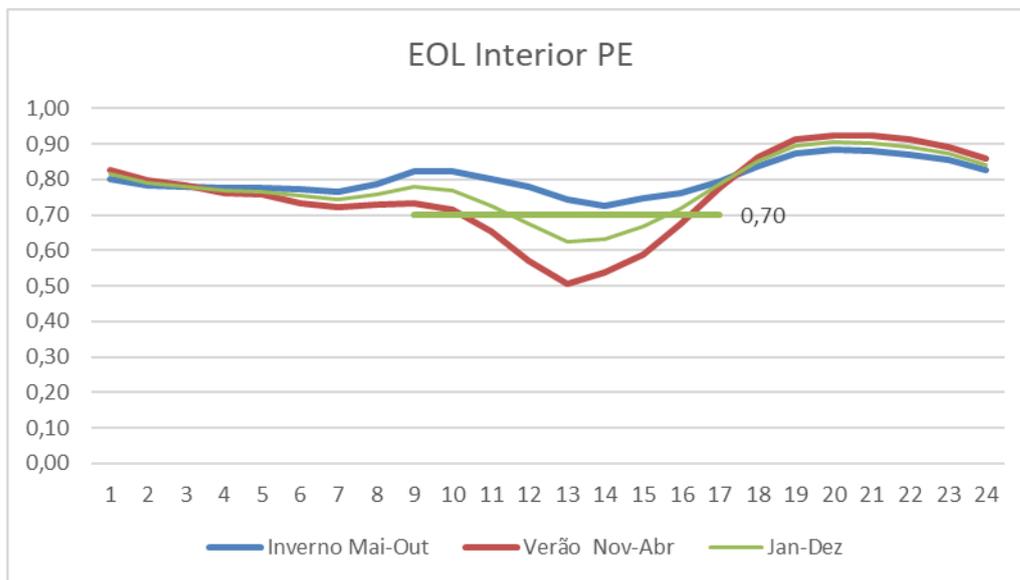


Figura 14 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária de Pernambuco (Carga Diurna – Interior)

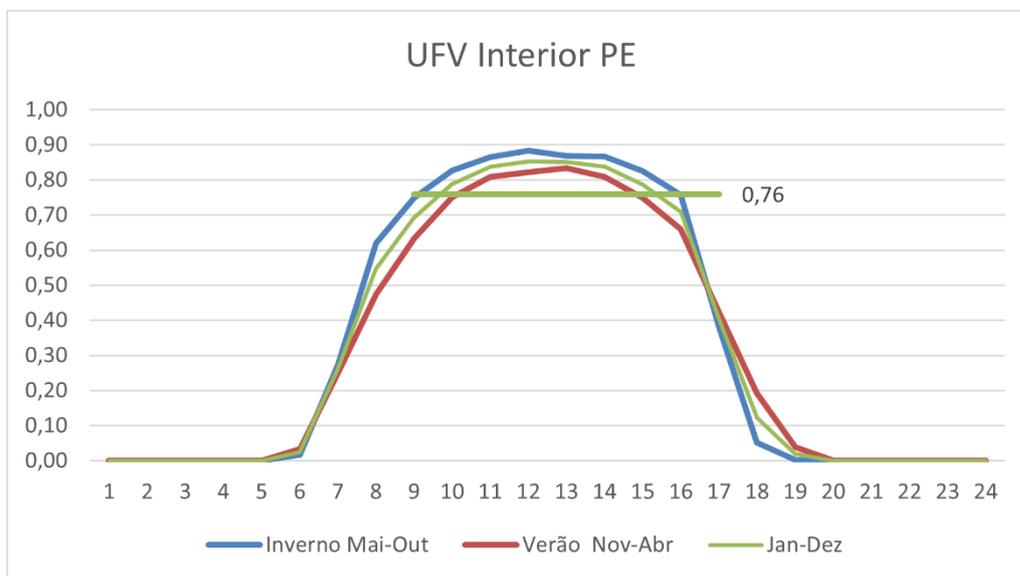


Figura 15 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária da Paraíba (Carga Diurna – Interior)

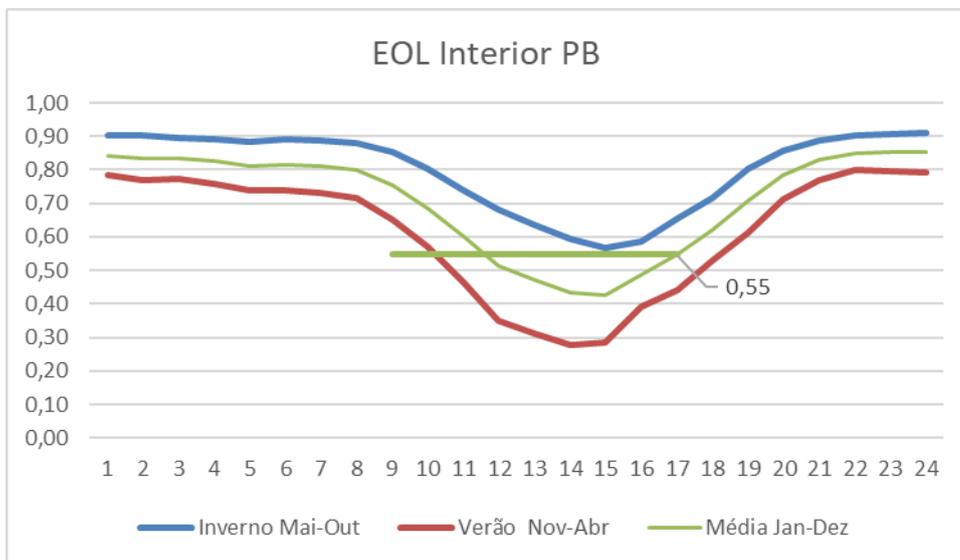


Figura 16 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária da Paraíba (Carga Diurna – Interior)

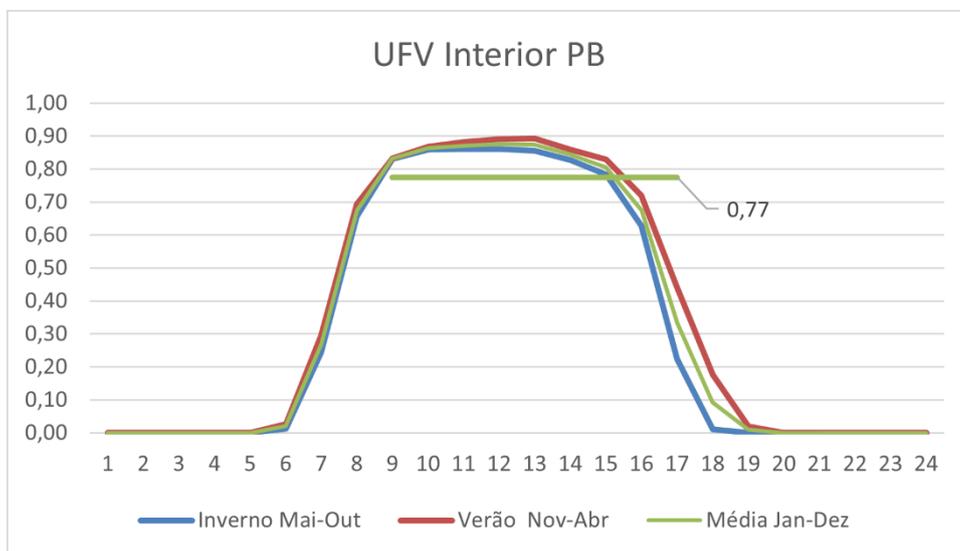


Figura 17 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária da Bahia (Carga Noturna – Interior)

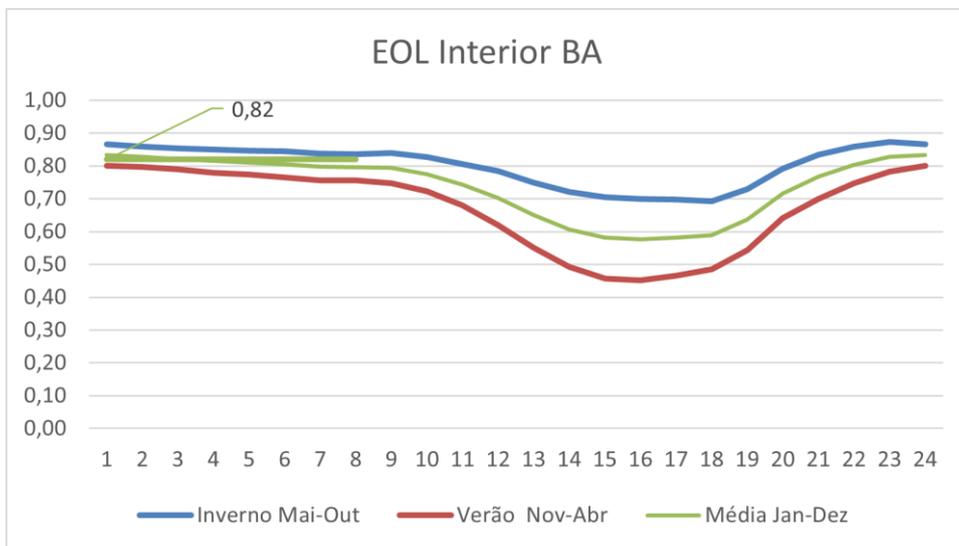


Figura 18 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária da Bahia (Carga Noturna – Interior)

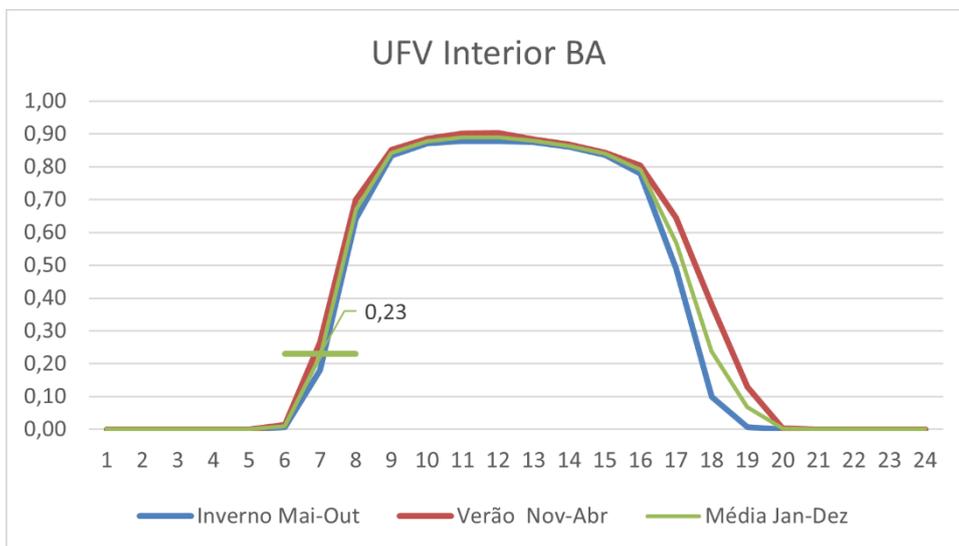


Figura 19 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Piauí (Carga Noturna – Interior)

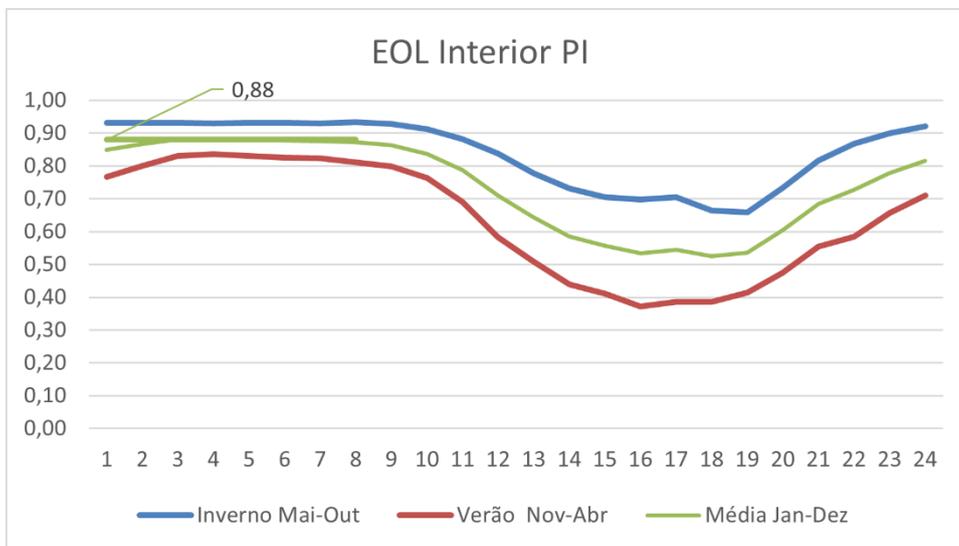


Figura 20 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária do Piauí (Carga Noturna – Interior)

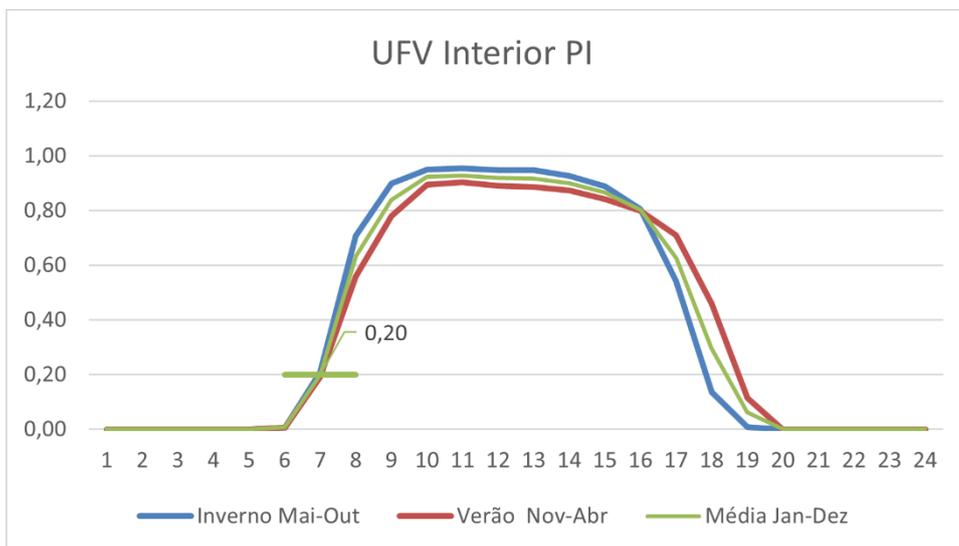


Figura 21 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Ceará (Carga Noturna – Interior)

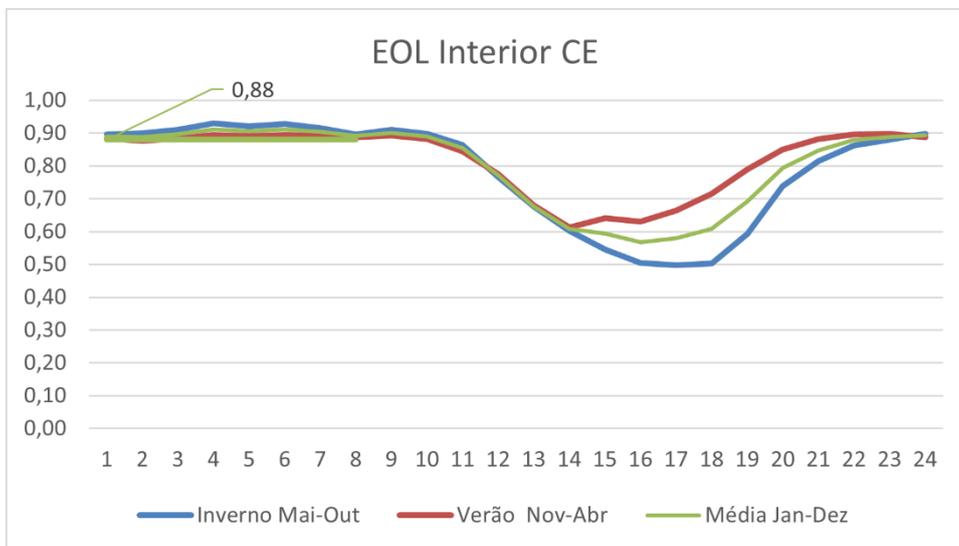


Figura 22 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Ceará (Carga Noturna – Litoral)

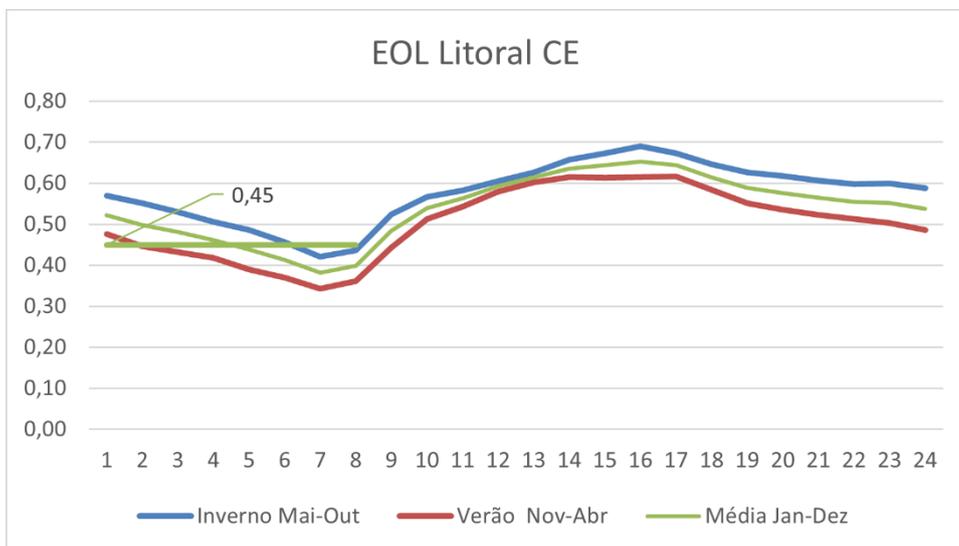


Figura 23 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária do Ceará (Carga Noturna – Interior)

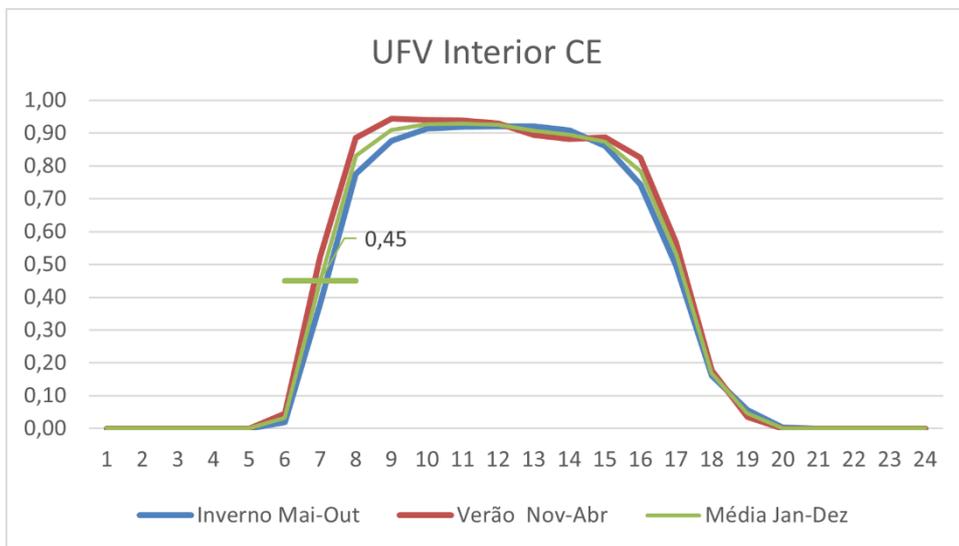


Figura 24 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária do Ceará (Carga Noturna – Litoral)

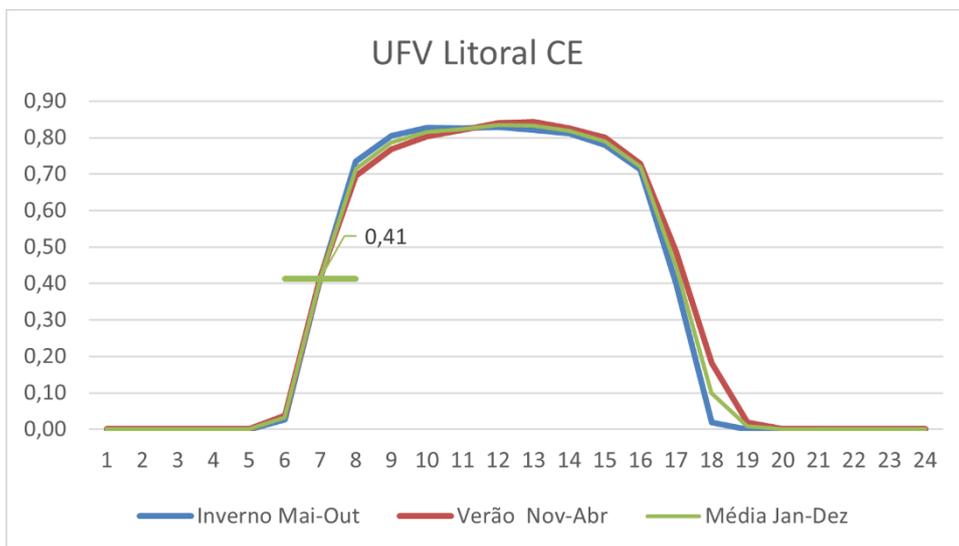


Figura 25 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Rio Grande do Norte (Carga Noturna – Interior)

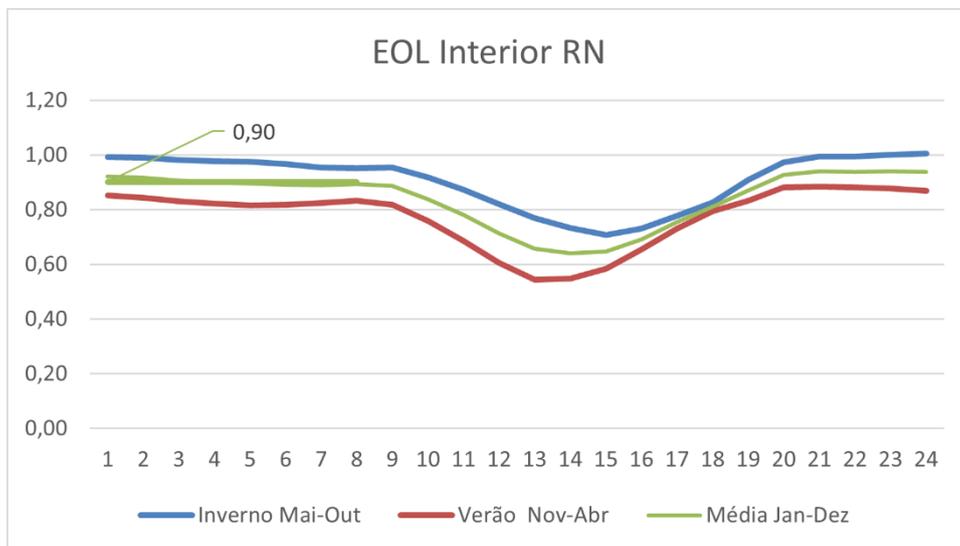


Figura 26 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Rio Grande do Norte (Carga Noturna – Litoral)

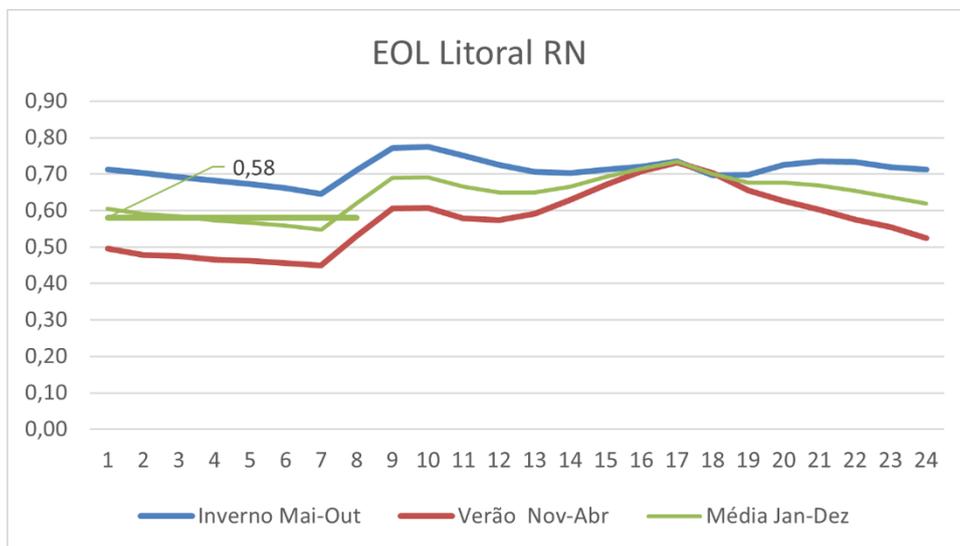


Figura 27 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária do Rio Grande do Norte (Carga Noturna – Litoral)

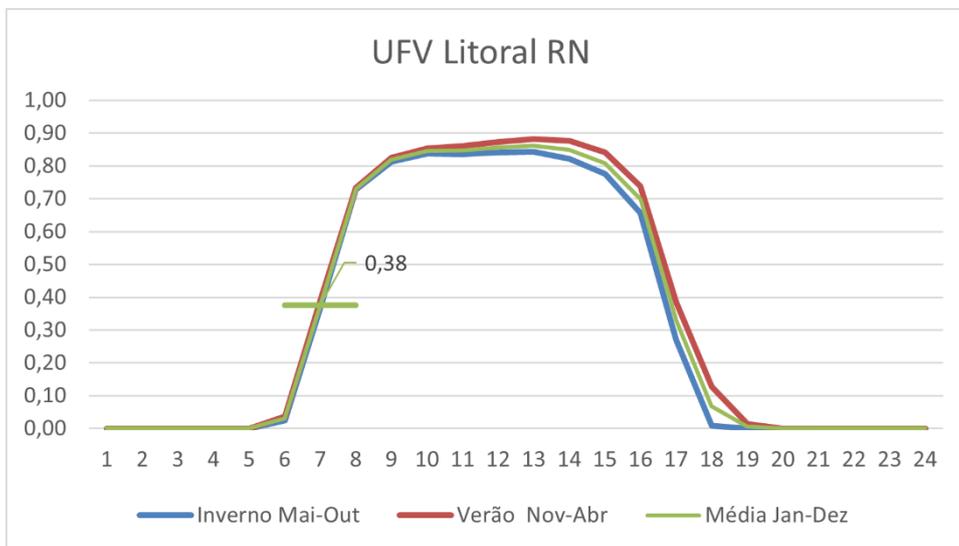


Figura 28 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Maranhão (Carga Noturna – Interior)

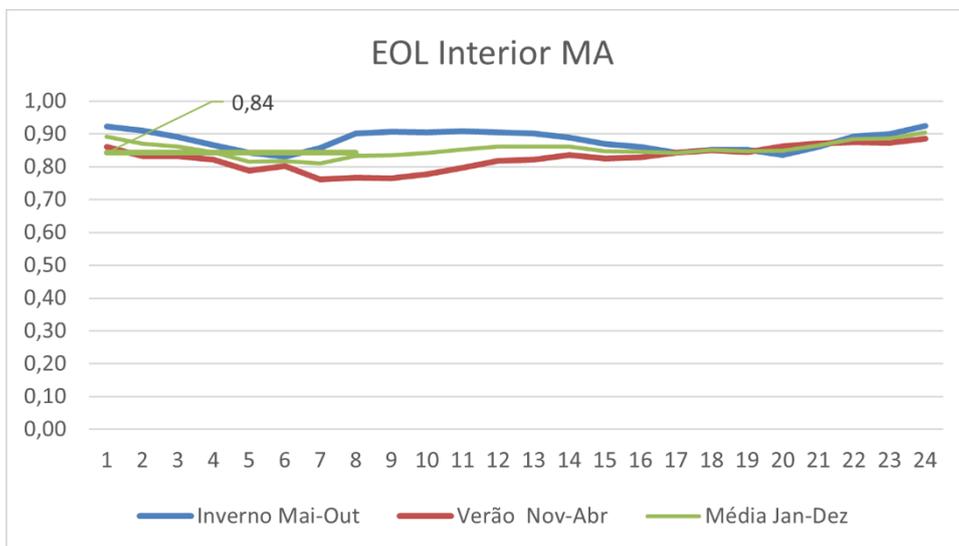


Figura 29 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária de Pernambuco (Carga Noturna – Interior)

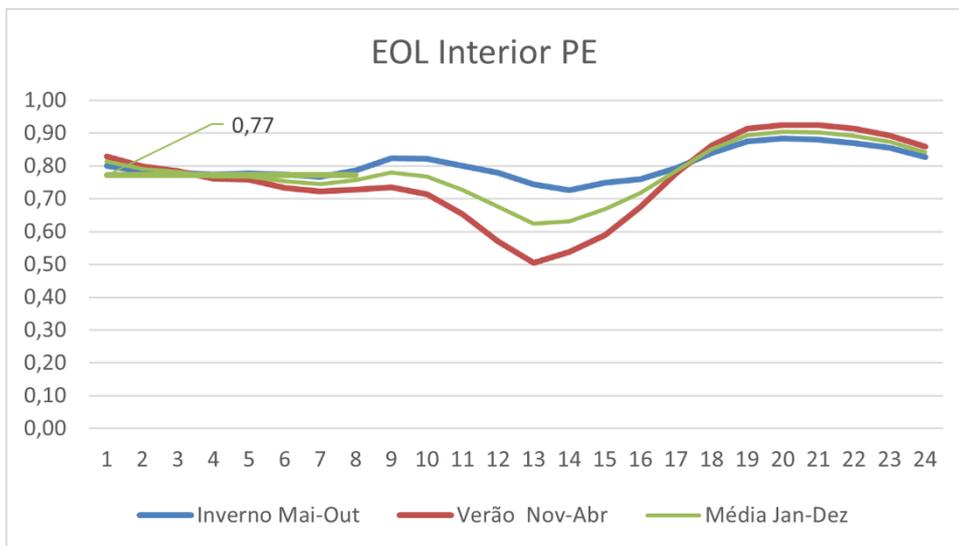


Figura 30 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária de Pernambuco (Carga Noturna – Interior)

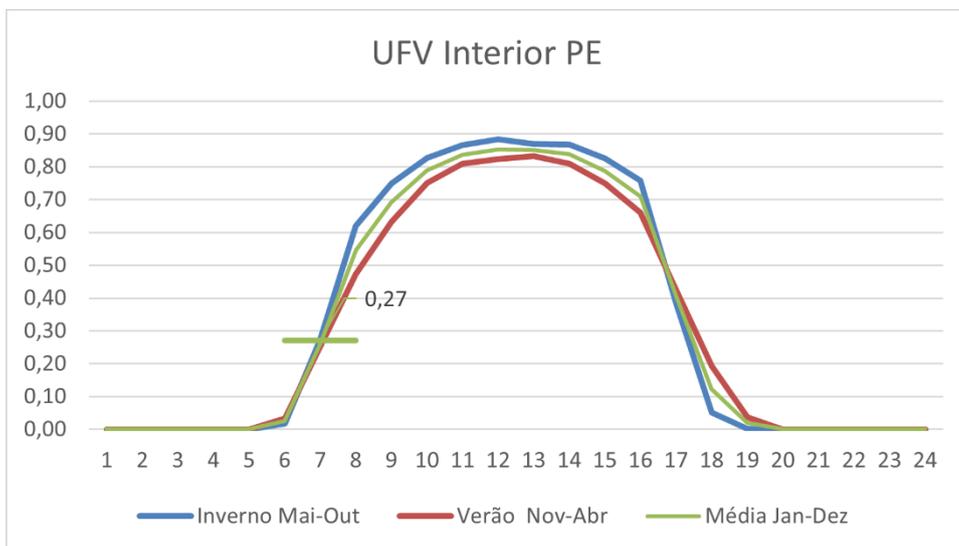


Figura 31 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária da Paraíba (Carga Noturna – Interior)

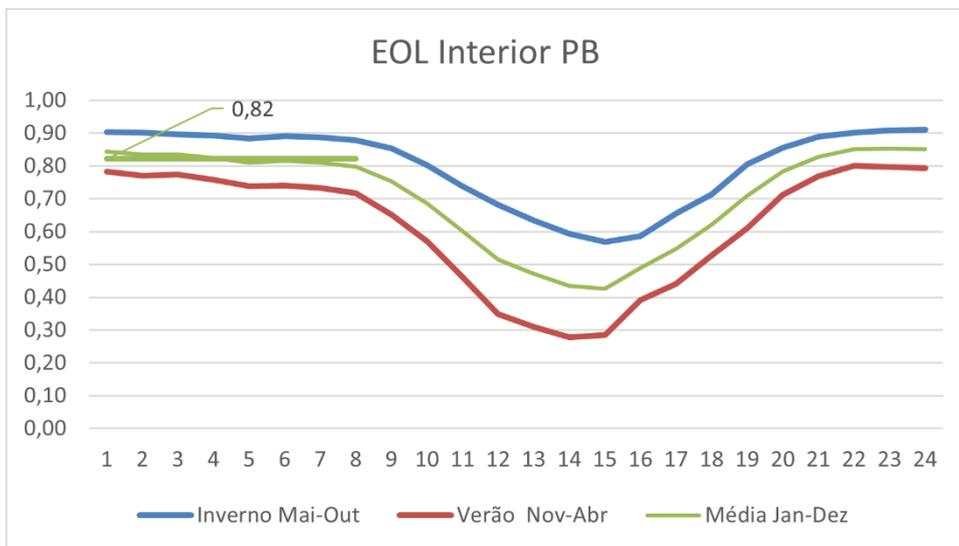


Figura 32 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar fotovoltaica horária da Paraíba (Carga Noturna – Interior)

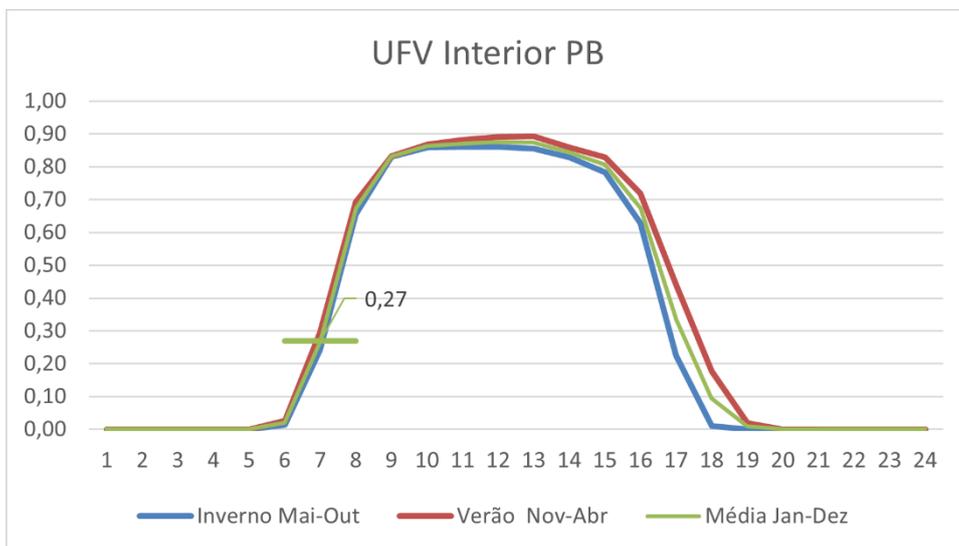


Figura 33 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar horária de Minas Gerais (Carga Diurna – Interior)

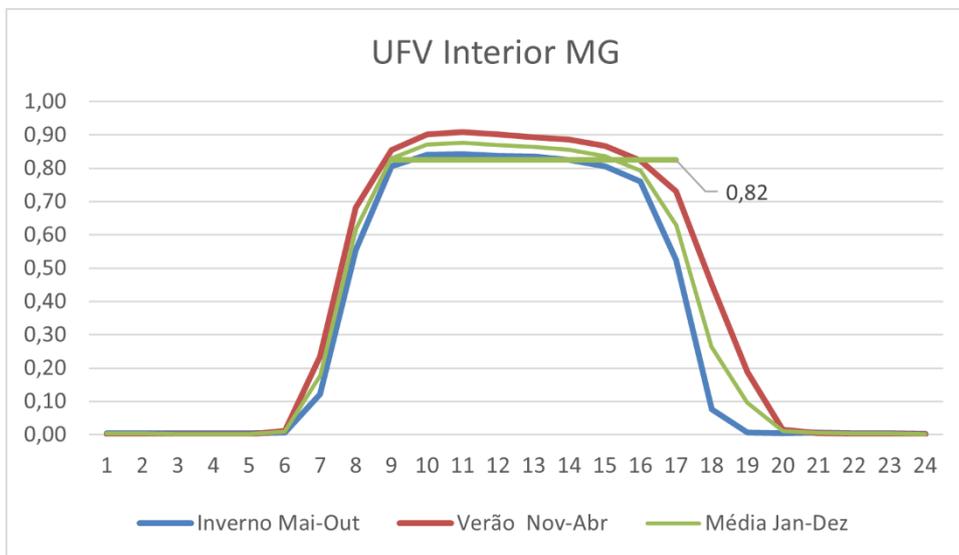


Figura 34 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração solar horária de Minas Gerais (Carga Noturna – Interior)

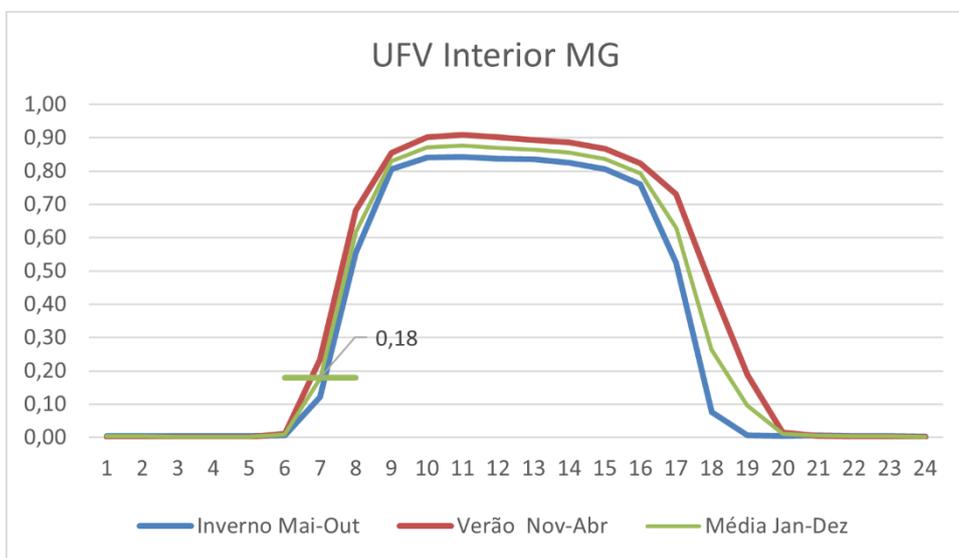


Figura 35 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Rio Grande do Sul (Carga Diurna)

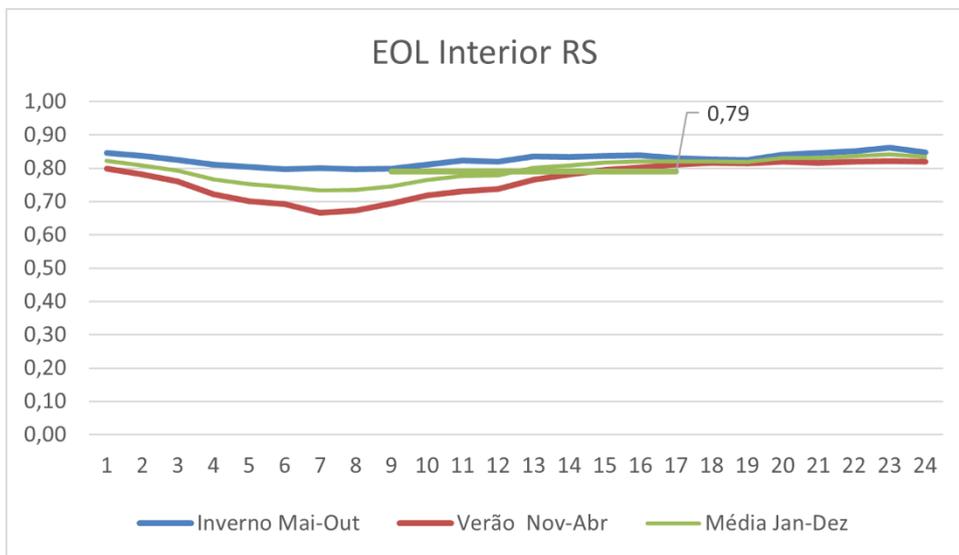


Figura 36 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária do Rio Grande do Sul (Carga Noturna)

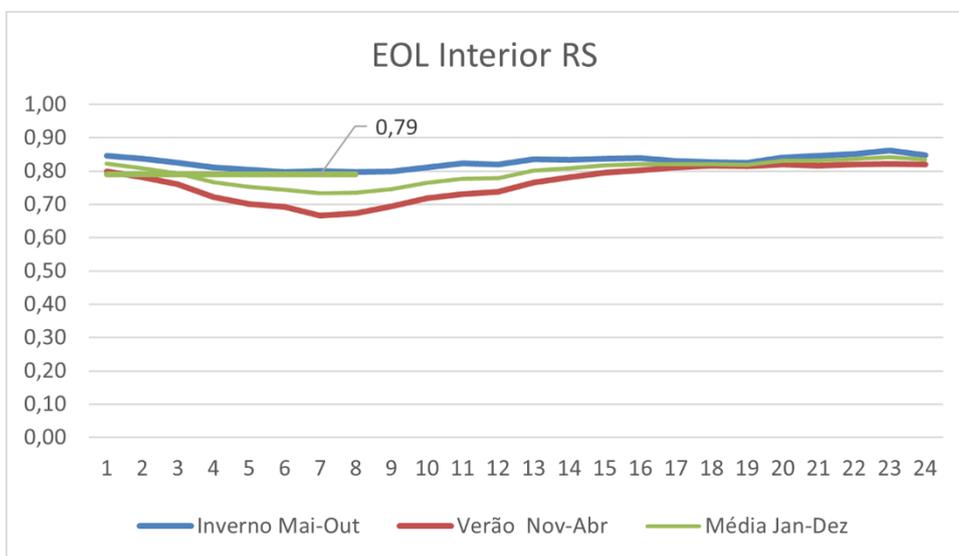


Figura 37 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária de Santa Catarina (Carga Diurna)

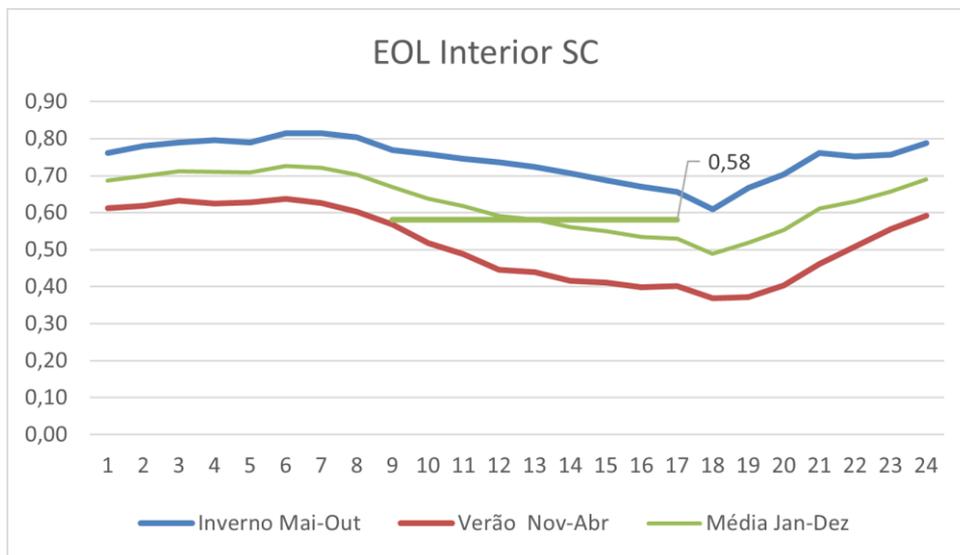


Figura 38 – Média do Percentil 95 do fator de capacidade da geração eólica horária de Santa Catarina (Carga Noturna)

