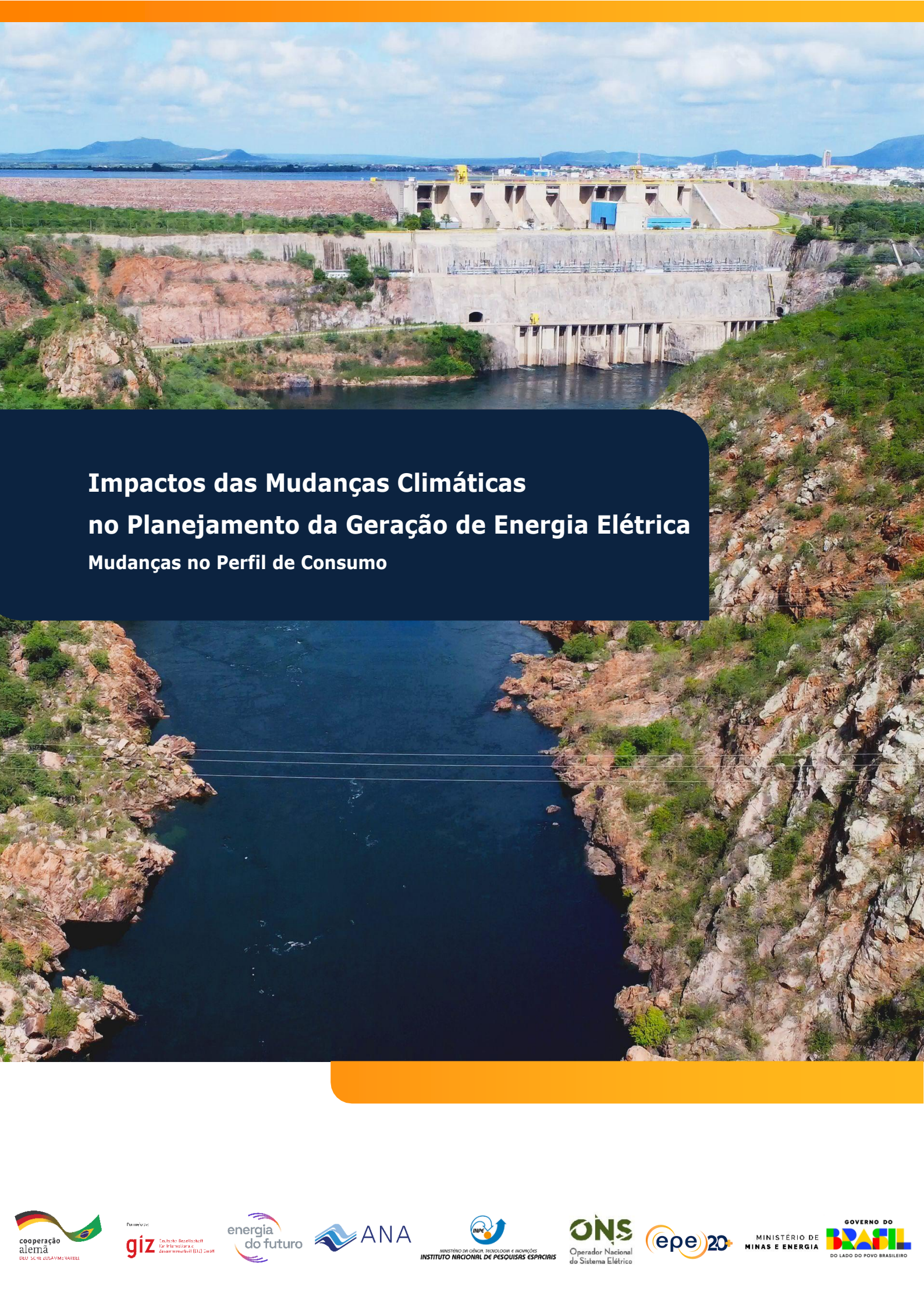




# Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica

## Mudanças no Perfil de Consumo

Como empresa federal de utilidade pública, a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH apoia o Governo Federal da Alemanha em seus objetivos na área de cooperação internacional.

Publicado por

Projeto Sistemas de Energia do Futuro – Diretor do Projeto – Daniel Almarza

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH</p> <p>Sede social</p> <p>Bonn e Eschborn, Alemanha</p> <p>SCN Quadra 1 Bloco C Sala 1501,<br/>15 andar, Ed. Brasília Trade Center.<br/>CEP 70711-902, Brasília-DF, Brasil</p> <p>Telefone: (61) 2101-2170</p> <p><a href="http://www.giz.de/brasil">www.giz.de/brasil</a></p> | <p>Empresa de Pesquisa Energética</p> <p>Escritório-central (corpo técnico e base operacional)</p> <p>Praça Pio X, n. 54 – 5º andar, Centro<br/>Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20091-040</p> <p>Tel.: (21) 3512-3100</p> <p><a href="http://www.epe.gov.br">www.epe.gov.br</a></p> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

#### Coordenação

Gustavo Ponte (EPE)  
Roberto Luis Castro Thome (GIZ BR)  
Letícia Benso (GIZ BR)  
Rafael Kelman (PSR)

#### Autores:

Julio Alberto (PSR)  
Rafael Kelman (PSR)

(As informações podem ser alteradas de acordo com a necessidade do projeto e consulta prévia ao NCPD)

O Projeto Sistemas de Energia do Futuro é fruto da Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, executado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH em parceria com o Ministério de Minas e Energia (MME) e com recursos do Ministério Federal da Cooperação Econômica e do Desenvolvimento (BMZ) da Alemanha. O projeto tem como objetivo principal apoiar a integração das energias renováveis e eficiência energética no sistema brasileiro de energia.

Rio de Janeiro, 23 de janeiro de 2025.

## 1. Mudanças Climáticas e os Desafios para o Setor Elétrico Brasileiro

As mudanças climáticas representam um desafio sem precedentes com impactos diretos no setor elétrico brasileiro, fortemente dependente de recursos naturais renováveis. É essencial compreender como essas mudanças afetam os regimes de vento, irradiação solar e das chuvas e suas consequências na disponibilidade de água nos reservatórios hidrelétricos e de recursos para a geração de energia elétrica. Não menos importante, o aumento de temperatura em regiões do Brasil provoca uma mudança no perfil de consumo e na maioria dos casos, uma maior demanda por energia elétrica.

Nesse contexto, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em parceria com a Cooperação Brasil Alemanha para o Desenvolvimento, por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, e sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia e com recursos do Ministério Alemão para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (BMZ) apresenta o estudo: **“Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica”**.

O estudo contou com a participação de relevantes instituições do setor elétrico e de pesquisa, como o Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE), a Agência Nacional de Águas (ANA) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), que aportaram, de forma significativa, conhecimento sobre os impactos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica.

O estudo consolida projeções climáticas e modelagens de recursos energéticos para o Brasil, além de simular cenários selecionados de expansão e operação do sistema elétrico brasileiro sob o impacto das mudanças do clima. O objetivo é oferecer um diagnóstico sobre o comportamento da matriz elétrica diante das mudanças do clima, permitindo indicações para um planejamento mais resiliente, justo e adaptado a um futuro incerto.

Além dos aspectos técnicos energéticos, o projeto incorpora dimensões sociais, abordando temas como a pobreza energética e a transição energética justa, com atenção especial às regiões vulneráveis, como o Nordeste.

O estudo utiliza projeções do projeto CMIP6 (Coupled Model Intercomparison Project Phase 6), que embasam os relatórios do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC) e, a partir desses insumos, apresenta três possíveis configurações futuras da matriz elétrica e suas respectivas simulações de geração, avaliando os impactos climáticos sobre a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os resultados mostram que manter o planejamento baseado no clima do passado poderá gerar maiores custos operacionais, riscos de interrupções no fornecimento de energia e agravamento das desigualdades sociais. Por outro lado, a adaptação antecipada se revela técnica e economicamente viável, além de ser essencial para proteger os mais vulneráveis.

Por fim, o estudo busca se consolidar como referência no aspecto do planejamento energético, oferecendo subsídios técnicos e regulatórios para políticas públicas que tornem o setor elétrico brasileiro mais eficiente, resiliente e preparado para os desafios climáticos. Além de apresentar para o conhecimento coletivo possíveis consequências dessas mudanças, por parte de agentes do setor e da sociedade em geral.

## Mudanças no Perfil de Consumo

---

### Índice

|                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Mudanças Climáticas e os Desafios para o Setor Elétrico Brasileiro ..... | 3  |
| 2. Introdução .....                                                         | 6  |
| 3. Metodologia .....                                                        | 7  |
| 4. Cenários Futuros de Perfil de Consumo .....                              | 16 |
| 5. Referências .....                                                        | 28 |

## 2. Introdução

O Produto 3 deste projeto concentra-se na modelagem do impacto das mudanças climáticas no perfil de consumo, no qual o principal objetivo é extrair uma relação entre variação percentual da demanda explicada pela variação da temperatura, de modo a se construir padrões ou perfis de demanda sensíveis à variação da temperatura, capturando dessa forma eventuais impactos intradiários e sazonais na demanda, em função do padrão de temperatura.

Conforme premissa do projeto, as componentes de longo prazo, como a tendência, não serão alteradas pela modelagem das mudanças climáticas. Para isso, será aplicado um incremento fixo à demanda anual, de forma que a demanda de referência para o ano de 2024 seja duplicada.

A primeira parte deste relatório detalha a metodologia adotada, enquanto a segunda parte apresenta os cenários de demanda resultantes para as trajetórias SSP245 e SSP585, associadas a cada modelo GCM analisado.

### 3. Metodologia

O objetivo da metodologia proposta é estabelecer uma forma de quantificar o impacto das mudanças climáticas na variação da demanda de energia elétrica. Para alcançar esse objetivo, optou-se pelo uso de uma abordagem baseada no conceito de graus-dias, reconhecida por sua simplicidade e eficácia na análise da relação entre temperatura e consumo energético. Essa escolha se fundamenta na premissa de que, frente às incertezas inerentes à evolução das mudanças climáticas e suas implicações, buscar representar dinâmicas mais detalhadas e complexas pode não trazer benefícios à análise.

O conceito de graus-dias é frequentemente utilizado em estudos relacionados à energia e climatologia para quantificar a influência das condições climáticas sobre a demanda por aquecimento ou resfriamento em edifícios e sistemas de energia. Ele fornece uma métrica simples e eficaz para medir o impacto da temperatura externa em relação a um ponto de equilíbrio térmico, definida como temperatura de referência ou de conforto. O ponto de equilíbrio inferior representa o limite abaixo do qual é necessário aquecimento para manter condições internas confortáveis, enquanto o ponto de equilíbrio superior marca o limite acima do qual surge a demanda por resfriamento. Entre esses dois pontos, geralmente não há necessidade de aquecimento ou resfriamento adicional, caracterizando uma faixa de conforto térmico.

Os graus-dias são divididos em duas categorias principais: graus-dias de aquecimento (*HDD - Heating Degree Days*) e graus-dias de resfriamento (*CDD - Cooling Degree Days*).

Os HDDs quantificam o déficit térmico necessário para compensar temperaturas externas frias e são calculados como a diferença entre a temperatura de referência e a temperatura média externa em um determinado período, desde que essa diferença seja positiva.

Já os CDDs medem o excesso térmico associado a temperaturas externas mais altas do que a temperatura de referência, refletindo a necessidade de resfriamento para manter condições confortáveis. Como será visto, acaba por ser a variável mais importante na análise, considerando o contexto de aplicação no Brasil.

Esses índices são expressos pelas fórmulas:

$$HDD = \max(0, T_{ref} - T_{out})$$

$$CDD = \max(0, T_{out} - T_{ref})$$

Ao traduzir variações de temperatura externa em HDDs e CDDs, é possível estabelecer uma relação direta entre as condições climáticas e o consumo de energia. Essa abordagem permite modelar funções de sensibilidade que descrevem como a demanda elétrica responde a mudanças na temperatura. Essas funções são frequentemente expressas por modelos de regressão, nos quais a demanda elétrica é representada como uma combinação linear dos graus-dias de aquecimento e resfriamento, juntamente com outros fatores relevantes.

A expressão geral para qualificar a demanda em função destes termos é dada por:

$$D = \alpha + \beta_1 HDD + \beta_2 CDD + \varepsilon$$

Onde,

$\alpha$  É um termo constante que reflete a demanda elétrica base (independente da

temperatura);

$\beta_1$  e  $\beta_2$  são os coeficientes de sensibilidade para aquecimento e resfriamento, respectivamente;  
 $\varepsilon$  é o erro (ruído ou fatores não explicados pelo modelo de regressão).

Uma particularidade importante para o projeto é que a projeção da demanda elétrica é orientada para um futuro de muito longo prazo, no qual se arbitra que a demanda total deve dobrar em relação ao nível atual. Nesse contexto, a formulação da demanda elétrica baseada nos graus-dias precisa considerar que os parâmetros são relacionados a valores absolutos de energia consumida. Para refletir o aumento proporcional da demanda total, esses termos devem ser ajustados de forma que cresçam proporcionalmente com o incremento projetado na demanda base. Essa abordagem assegura que a sensibilidade relativa da demanda em função da temperatura, representada pelos graus-dias, seja preservada ao longo do tempo, enquanto os valores absolutos se ajustam para refletir o crescimento previsto.

Embora a temperatura bruta pudesse ser diretamente utilizada no cálculo dos índices HDD e CDD, esses índices são mais bem caracterizados quando calculados em função do conforto térmico percebido. Por essa razão, sugere-se a utilização do índice BAIT (Building-Adjusted Internal Temperature) como alternativa ao uso direto da temperatura bruta. Originalmente desenvolvido para representar o conforto térmico em edifícios, o BAIT pode ser extrapolado para regiões mais amplas, como cidades e estados, oferecendo uma métrica mais precisa para capturar a relação entre condições climáticas e demanda energética.

Staffell, I., et al. (2023)<sup>1</sup> apresentam um detalhamento abrangente das etapas necessárias para ampliar o conceito do BAIT, viabilizando sua aplicação em quaisquer regiões globais. O método adota uma abordagem baseada na ponderação das áreas avaliadas, considerando a distribuição populacional local como critério de ajuste.

O BAIT se apresenta como uma métrica avançada para descrever a temperatura percebida em uma área, considerando não apenas a temperatura externa média diária, mas outros fatores como a irradiância solar e velocidade do vento. Através de coeficientes ajustados, o índice parametriza como as condições climáticas influenciam o comportamento térmico médio de uma região. Dessa forma, no contexto da avaliação das variações na demanda energética frente às mudanças climáticas, é possível incorporar também os efeitos secundários decorrentes de alterações na velocidade do vento e na radiação solar.

Uma das vantagens fundamentais do BAIT é sua capacidade de incorporar a inércia térmica de uma região. Por meio de um processo de suavização que considera as condições climáticas dos dois dias anteriores, o índice reflete como a dinâmica térmica da área responde à variação das condições ambientais. Regiões com maior densidade de superfícies que acumulam calor, como áreas urbanas com alta presença de concreto e pavimento, tendem a apresentar temperaturas percebidas mais altas do que regiões menos urbanizadas, com maior presença de vegetação. Esse comportamento é capturado de forma precisa pelo BAIT, que leva em conta as especificidades térmicas locais.

Na Figura 1 é exemplificada a relação do BAIT com a temperatura, velocidade do vento e radiação solar, enquanto na Figura 2 é exemplificada a relação da demanda com este BAIT.

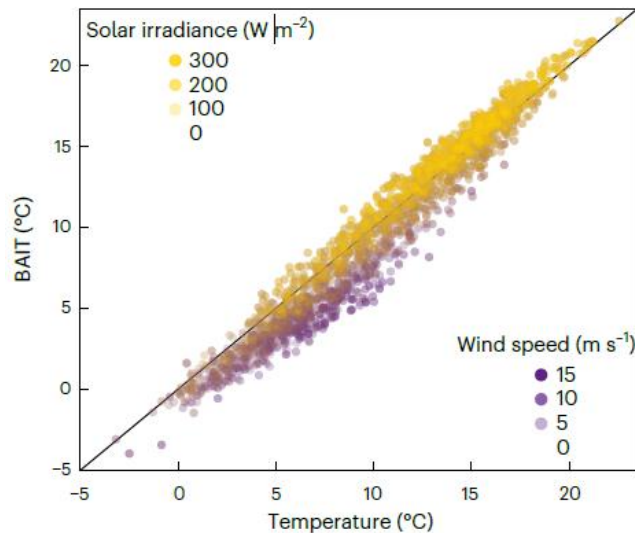
Na primeira figura, observa-se que, se as demais variáveis climáticas não fossem consideradas, o

---

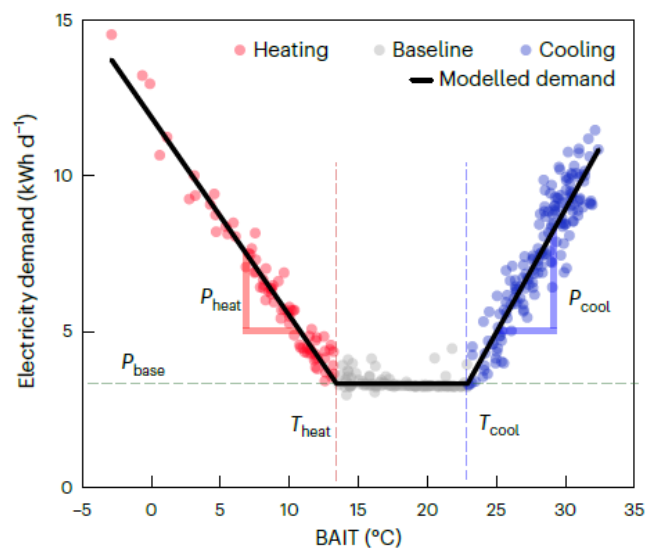
<sup>1</sup> Staffell, I., Pfenninger, S. & Johnson, N. A global model of hourly space heating and cooling demand at multiple spatial scales. *Nat Energy* 8, 1328–1344 (2023). <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01341-5>

BAIT corresponderia a linha contínua apresentada no gráfico (*reta  $x=y$* ), porém a variação simultânea do vento e da radiação faz com que o índice varie em torno desta linha.

Destaca-se que o BAIT poderia ser parametrizado para considerar adicionalmente a umidade, mas como o estudo desta variável climática não está dentro do contexto do projeto, ela não é considerada.



**Figura 1: Relação do BAIT com a temperatura**

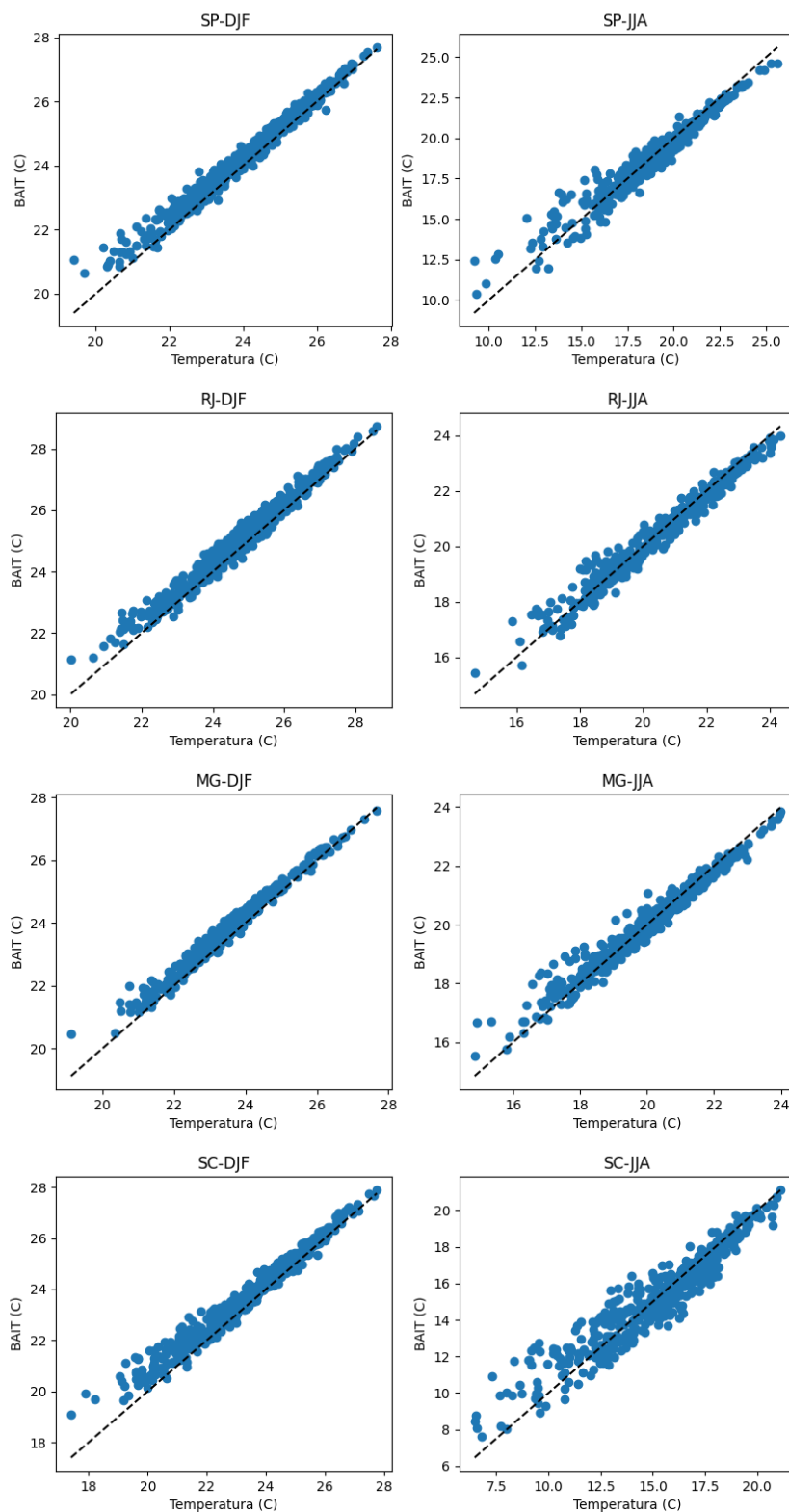


**Figura 2: Ajuste da demanda a partir do BAIT**

Para uma prover uma visão mais prática de como estas grandezas se comportam dentro do contexto do SIN, na Figura 3 são apresentadas as relações da temperatura com o BAIT para 4 estados brasileiros, considerando os períodos DJF e JJA, considerando apenas os dados dos últimos 5 anos<sup>2</sup>. De maneira geral, observa-se que no período DJF o BAIT tende a estar

<sup>2</sup> Staffell, I., Pfenninger, S. & Johnson, N. A global model of hourly space heating and cooling demand at multiple spatial scales. *Nat Energy* 8, 1328–1344 (2023). <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01341-5>

predominantemente acima da temperatura, isto é, os pontos tendem a se distribuir assimetricamente acima da reta X-Y, enquanto no período JJA a distribuição tende a ser mais simétrica em relação a esta referência.



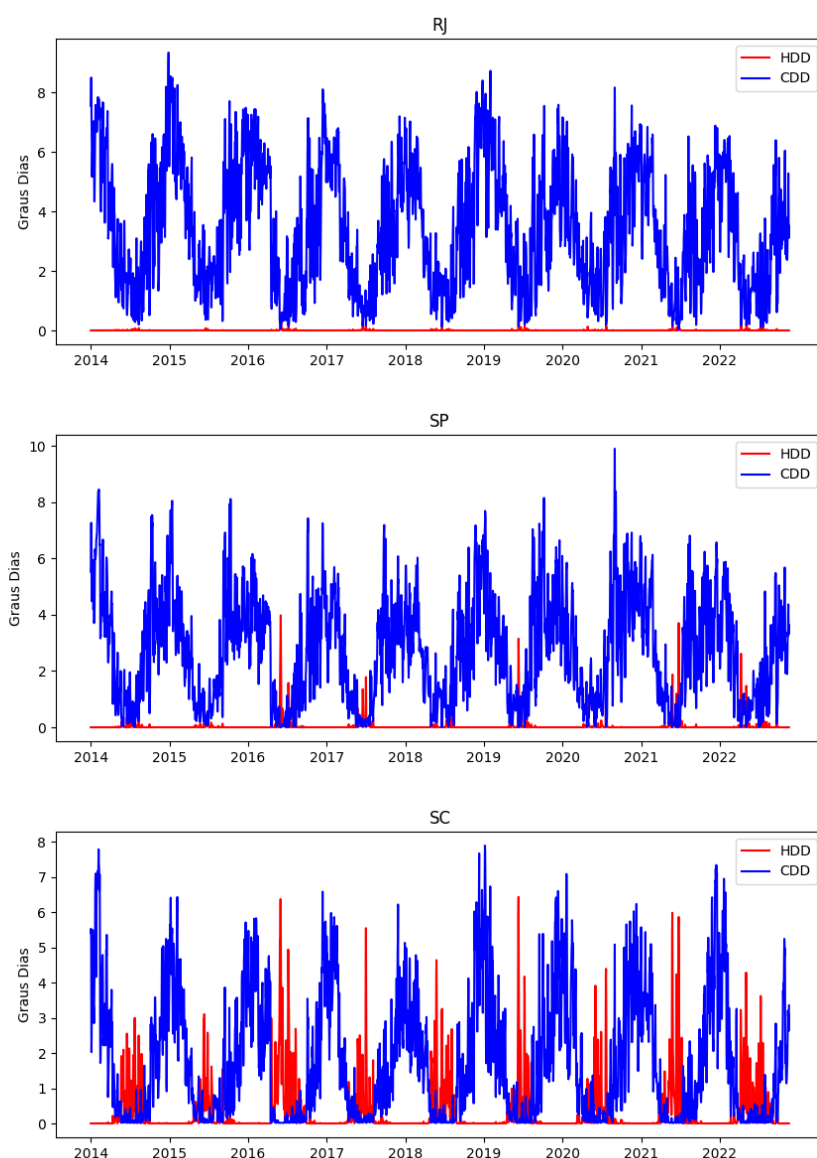
**Figura 3: Relação do BAIT com a temperatura para alguns estados brasileiros**

A Figura 4 apresenta as parcelas diárias de HDD e CDD, estimadas a partir do índice BAIT, para alguns estados a partir de 2014. Nesta figura foram destacados 3 estados: Rio de Janeiro, São Paulo e Santa Catarina.

O estado do Rio de Janeiro apresenta o padrão mais típico para o território brasileiro, caracterizado por valores de HDD praticamente nulos ao longo de todo o ano, enquanto o CDD é significativamente elevado, refletindo a predominância de condições de calor.

Em São Paulo, embora o CDD também seja amplamente predominante, ocorrem episódios durante o inverno em que são observados valores expressivos de HDD, indicando períodos pontuais de maior demanda por aquecimento.

Por outro lado, Santa Catarina, assim como outros estados da região Sul, exibe um comportamento bem distinto, com o HDD se manifestando de forma contínua durante os meses mais frios. Nesse padrão, as séries diárias de HDD e CDD se alternam ao longo das estações, refletindo a maior variação sazonal de temperatura característica dessa região.



**Figura 4: Séries diárias de HDD e CDD**

Ao combinar as séries diárias de HDD e CDD de todos os estados brasileiros com as demandas elétricas observadas para o mesmo período em cada estado, é possível estimar os coeficientes da expressão geral que caracteriza essas demandas.

Entretanto, alguns desafios precisam ser superados para se obter uma estimativa mais robusta dos

coeficientes. Um dos principais obstáculos é a natureza não estacionária da demanda elétrica, que cresce ao longo do tempo impulsionada por fatores independentes da temperatura, como o crescimento econômico, mudanças tecnológicas e demográficas. Esse crescimento contínuo torna mais complexo o processo de análise, pois introduz tendências que podem mascarar a relação direta entre temperatura e demanda. Como a própria temperatura tem apresentado padrões não estacionários ao longo dos últimos anos, essa variabilidade dificulta a aplicação de técnicas tradicionais para separar as componentes não estacionárias das séries temporais de demanda elétrica, dado que a sobreposição de tendências na demanda e na temperatura desafia a identificação do impacto isolado das mudanças de temperatura sobre o consumo elétrico.

Para lidar com essa questão, foi proposto um procedimento baseado na segmentação do horizonte temporal recente em janelas móveis de quatro meses. Dentro de cada janela, a demanda elétrica foi normalizada, ajustando-a de forma a eliminar as tendências de longo prazo e capturar apenas as variações relativas àquela escala temporal específica. Essa abordagem permite uma análise mais localizada no tempo, na qual os efeitos da temperatura sobre a demanda são avaliados independentemente de tendências maiores ou de padrões não estacionários de longo prazo. Com a normalização aplicada a cada janela quadrimestral, é possível medir a relação mais direta entre as séries de HDD, CDD e a demanda elétrica dentro de períodos curtos e homogêneos.

Após a normalização, os dias são ainda classificados em duas categorias distintas: dias úteis e finais de semana. Essa separação é realizada para evitar a deterioração da eficácia do modelo, que poderia ser comprometido caso dados com características claramente diferentes fossem combinados em uma única estrutura de modelagem. Um calendário de feriados nacionais e estaduais foi também utilizado para remover os dias com padrões atípicos.

Após a aplicação desses procedimentos de uniformização e filtragem, os dados de diferentes períodos são integrados, permitindo uma análise consolidada para estimar os fatores mais diretamente associados à sensibilidade da demanda em relação aos índices HDD e CDD.

A Figura 5 apresenta o ajuste das funções de regressão da demanda obtidas para alguns dos estados. Observa-se que a escala da demanda (eixo Y) é apresentada em termos relativos à demanda média de cada janela temporal avaliada (quadrimestre). Essa abordagem não apenas permite uma melhor comparação entre períodos com diferentes níveis absolutos de demanda, mas também facilita a aplicação do modelo em projeções futuras. Como o modelo ajustado é independente dos valores absolutos da demanda, ele se torna mais flexível e adaptável ao cenário de longo prazo, onde a demanda projetada é arbitrada como o dobro da demanda corrente.

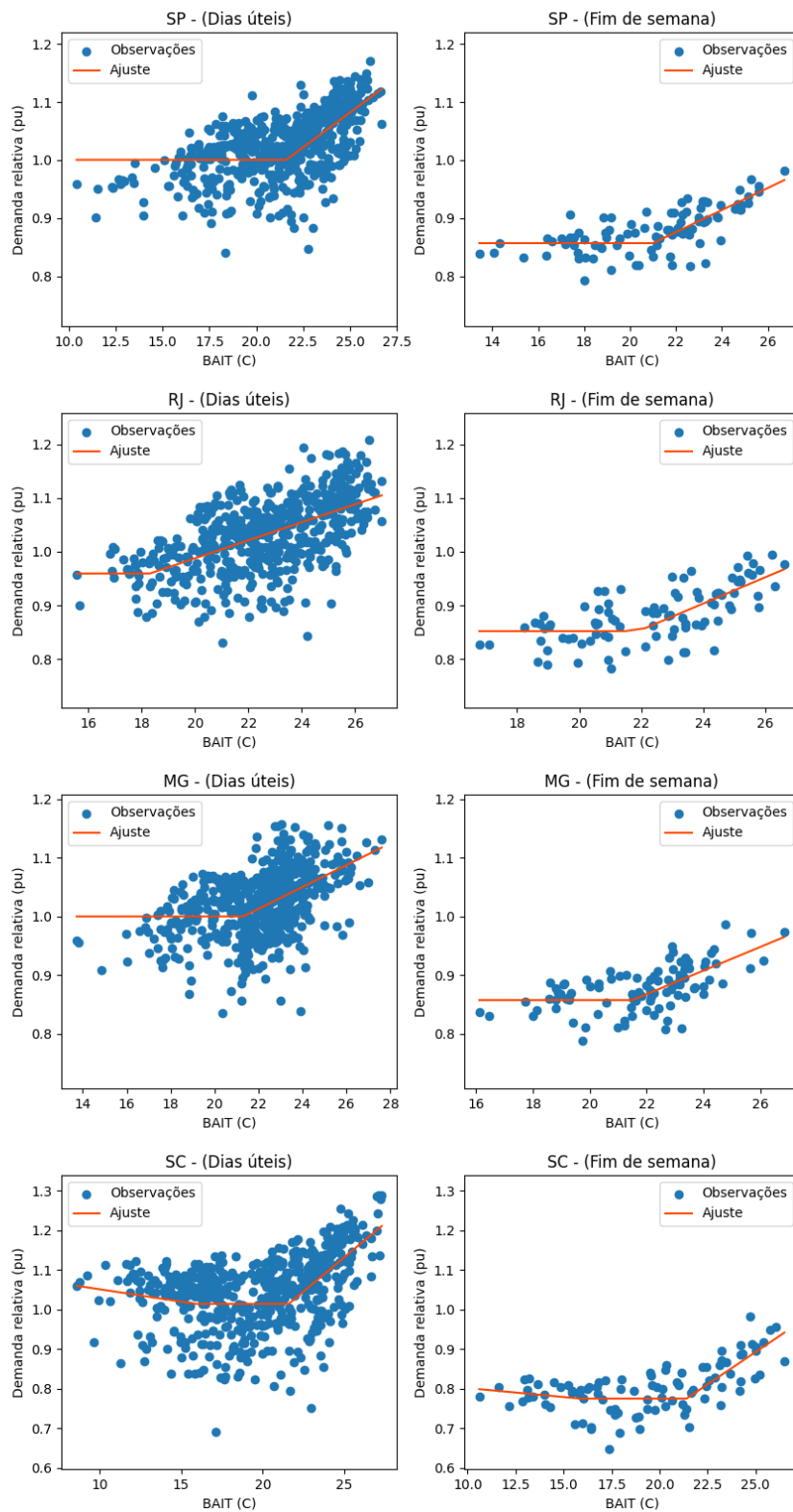


Figura 5: Função de regressão da demanda ajustada

Para uma visão quantitativa, na **Figura 6** é apresentada uma tabela com os índices de performance das regressões (R,  $R^2$  e RMSE) para todos os estados.

| Estado | Dia Útil |       |       | Fim de Semana |       |       |
|--------|----------|-------|-------|---------------|-------|-------|
|        | R        | R2    | RMSE  | R             | R2    | RMSE  |
| AL     | 0.187    | 0.035 | 0.07  | 0.223         | 0.05  | 0.062 |
| AM     | 0.369    | 0.136 | 0.063 | 0.456         | 0.208 | 0.054 |
| BA     | 0.3      | 0.09  | 0.04  | 0.385         | 0.148 | 0.029 |
| CE     | 0.326    | 0.106 | 0.038 | 0.428         | 0.183 | 0.029 |
| DF     | 0.428    | 0.183 | 0.051 | 0.516         | 0.267 | 0.032 |
| ES     | 0.405    | 0.164 | 0.063 | 0.456         | 0.208 | 0.044 |
| GO     | 0.424    | 0.18  | 0.048 | 0.506         | 0.256 | 0.029 |
| MA     | 0.475    | 0.226 | 0.063 | 0.485         | 0.235 | 0.055 |
| MG     | 0.441    | 0.194 | 0.05  | 0.579         | 0.336 | 0.031 |
| MS     | 0.347    | 0.12  | 0.069 | 0.416         | 0.173 | 0.051 |
| MT     | 0.401    | 0.161 | 0.056 | 0.478         | 0.228 | 0.037 |
| PA     | 0.42     | 0.177 | 0.035 | 0.439         | 0.193 | 0.027 |
| PB     | 0.374    | 0.14  | 0.04  | 0.456         | 0.208 | 0.028 |
| PE     | 0.375    | 0.141 | 0.041 | 0.464         | 0.215 | 0.029 |
| PI     | 0.517    | 0.267 | 0.043 | 0.646         | 0.417 | 0.032 |
| PR     | 0.389    | 0.151 | 0.08  | 0.656         | 0.431 | 0.044 |
| RJ     | 0.574    | 0.329 | 0.055 | 0.681         | 0.464 | 0.037 |
| RN     | 0.36     | 0.129 | 0.04  | 0.444         | 0.197 | 0.03  |
| RO     | 0.303    | 0.092 | 0.062 | 0.374         | 0.14  | 0.052 |
| RS     | 0.627    | 0.393 | 0.082 | 0.81          | 0.656 | 0.047 |
| SC     | 0.484    | 0.234 | 0.079 | 0.713         | 0.508 | 0.043 |
| SE     | 0.467    | 0.218 | 0.047 | 0.538         | 0.29  | 0.035 |
| SP     | 0.569    | 0.324 | 0.045 | 0.708         | 0.501 | 0.027 |
| TO     | 0.496    | 0.246 | 0.065 | 0.578         | 0.334 | 0.053 |

**Figura 6: Índice de desempenho das regressões**

A partir dos coeficientes ajustados, o cenário de variação de demanda de um sistema do SIN, para um dado cenário de projeção climática, pode ser estimado como:

1. A partir da climatologia do horizonte futuro, dados: temperatura, velocidade do vento e radiação solar, seja  $p$  o período/mês do ano e  $f$  o conjunto de dias do período futuro, para cada estado  $i$  que compõe o sistema:
  - a. Estime o  $BAIT_i(p, f)$ ;
  - b. Estime  $HDD_i(p, f)$  e  $CDD_i(p, f)$  a partir de  $BAIT_i(p, f)$ ;
  - c. Estime  $D_i(p, f)$  a partir dos modelos ajustados de demanda;
2. Calcule o fator médio esperado da variação do perfil da demanda do sistema como:

$$F(p) = \sum w_i D_i(p, f)$$

Onde,  $w_i$  é o fator de distribuição da demanda do sistema para o  $i$ -ésimo estado, para o ano de referência (2024).

3. Aplique o fator de maneira uniforme na demanda horária de referência do período  $p$ ;

$$d(p, k) = F(p) \cdot d_{ref}(p, k)$$

Onde,  $k$  corresponde as horas do mês  $p$ ;

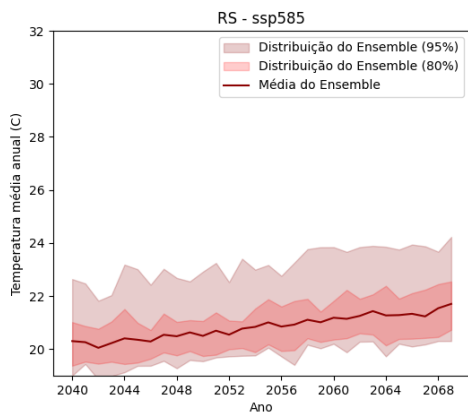
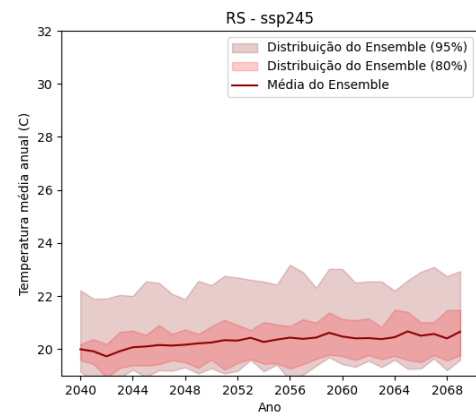
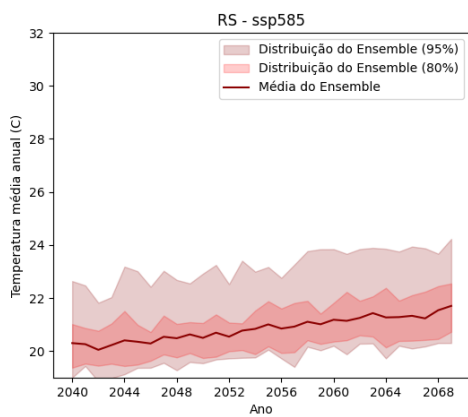
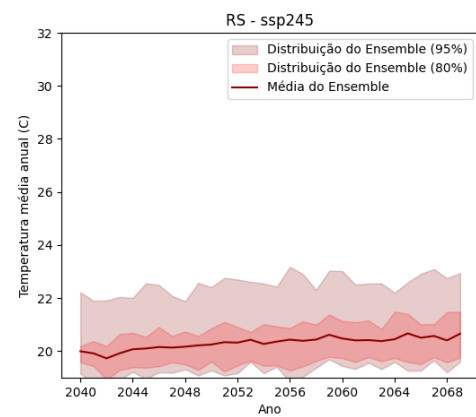
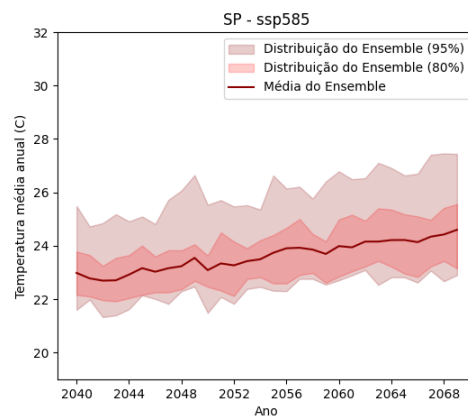
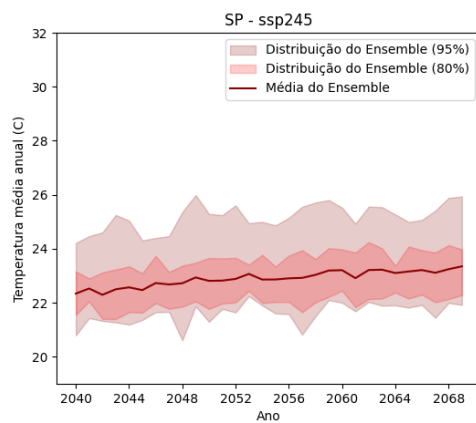
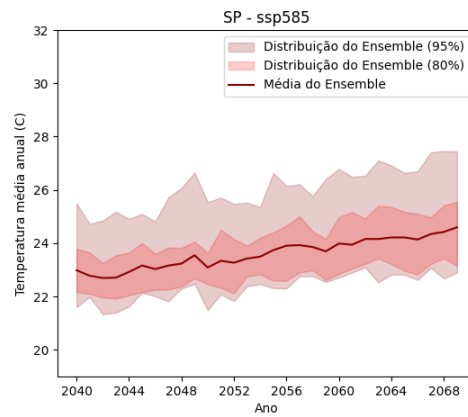
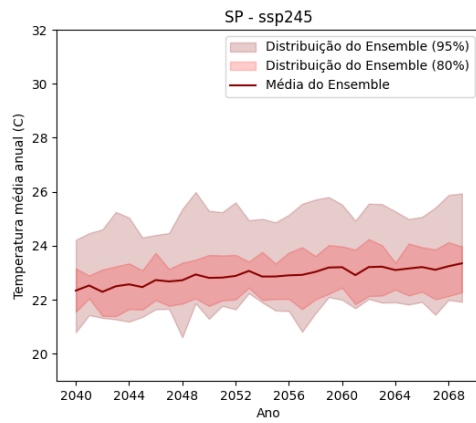
Destaca-se a importância de utilizar cenários em escala diária para essa modelagem, ao contrário das demais variáveis abordadas no projeto, como geração hidrelétrica, eólica e solar. Essa necessidade decorre do fato de que a dinâmica entre os dias é fundamental para a estimativa do índice BAIT, uma vez que a ocorrência de dias consecutivos de temperaturas elevadas tende a intensificar a resposta da demanda elétrica.

## 4. Cenários Futuros de Perfil de Consumo

Conforme apresentado anteriormente, embora outras variáveis complementares sejam consideradas na composição do índice BAIT, a temperatura permanece como a principal variável climática que influencia a demanda energética. Assim, a Figura 7 apresenta as projeções de temperatura baseadas em todos os modelos climáticos (a menos dos removidos na análise de compatibilidade: CANESM5, MPI\_ESM1.2\_LR e NESM3), abrangendo os cenários SSP245 e SSP585, para uma seleção de estados representativos, com um estado escolhido para simbolizar cada subsistema do SIN.

A linha vermelha sólida representa a média anual da temperatura calculada a partir de todos os modelos climáticos. As áreas sombreadas em vermelho indicam as distribuições projetadas: a região delimitada pelos quantis de 0.025 e 0.975 define o intervalo de 95% de probabilidade, enquanto a área entre os quantis de 0.1 e 0.9 corresponde ao intervalo de 80% de probabilidade. Observa-se que a variabilidade da temperatura é bem grande, com respostas bem distintas entre os modelos. Destaca-se que a diferença entre as duas áreas sombreadas oferece uma percepção qualitativa sobre o grau de dispersão entre os modelos mais extremos e os demais. Em outras palavras, quanto menor a diferença entre as áreas, como observado no estado do Amazonas (AM), maior é a concordância entre os modelos mais extremos e o restante. Por outro lado, quando a diferença entre as áreas é maior, como nos estados de São Paulo (SP) e Rio Grande do Sul (RS), isso indica uma maior divergência entre os modelos extremos e os demais.

De maneira geral, observa-se que os dois cenários apresentam tendência de crescimento, sendo que o cenário SSP585 cresce mais rapidamente do que o cenário SSP245, como esperado.



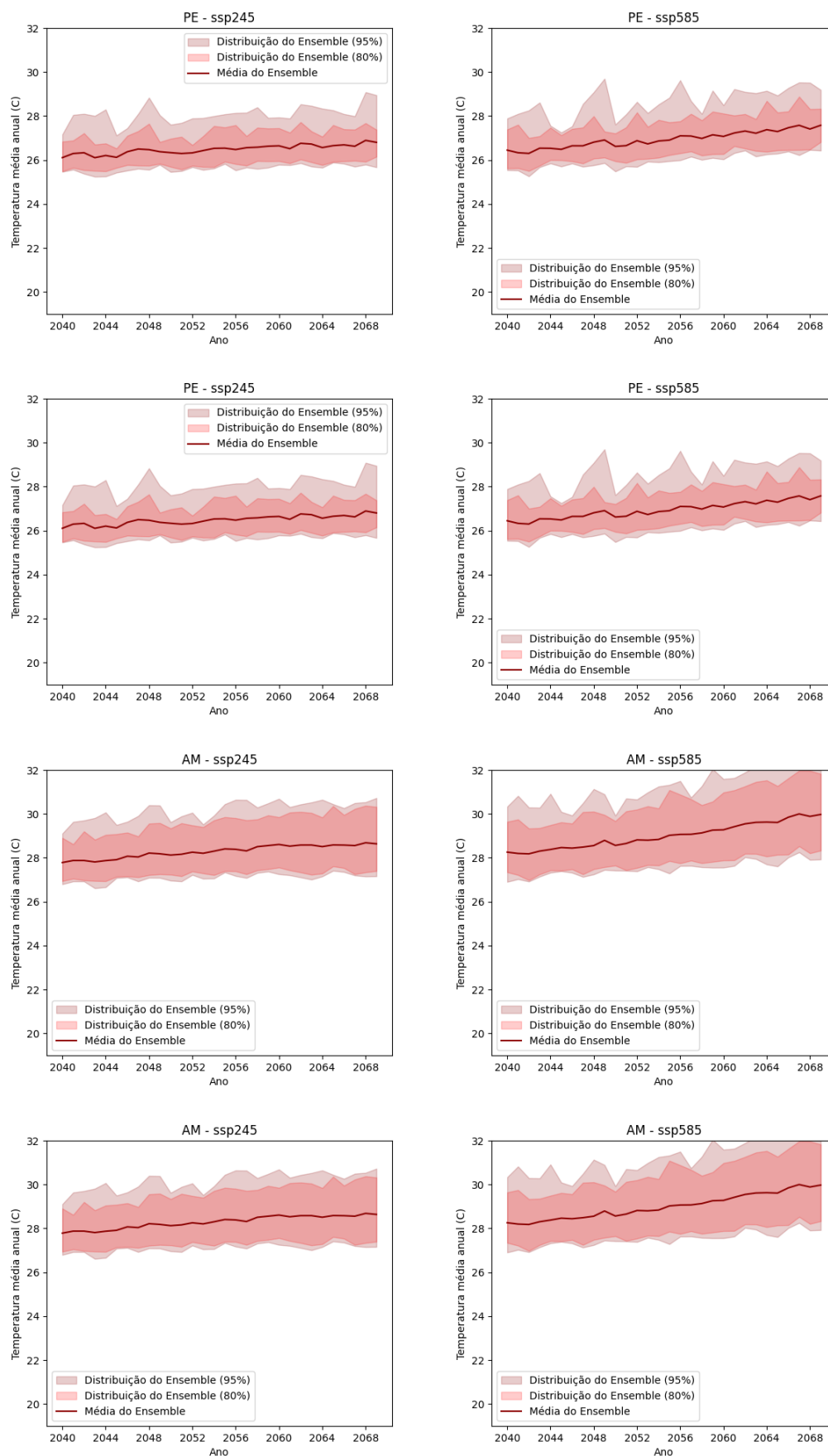


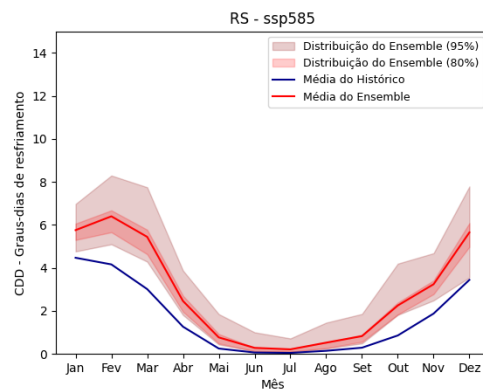
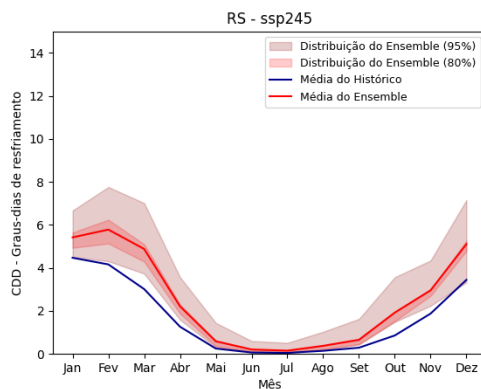
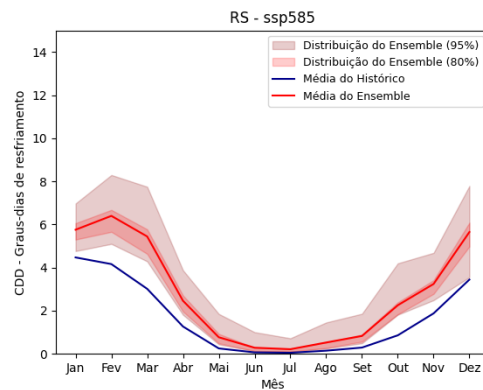
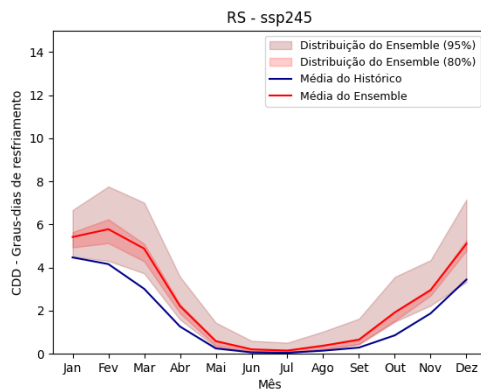
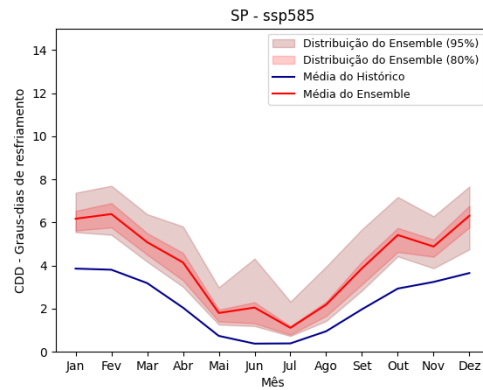
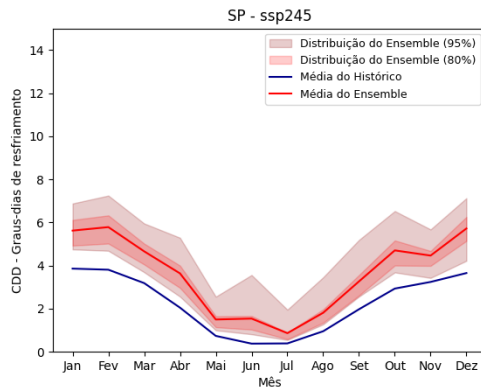
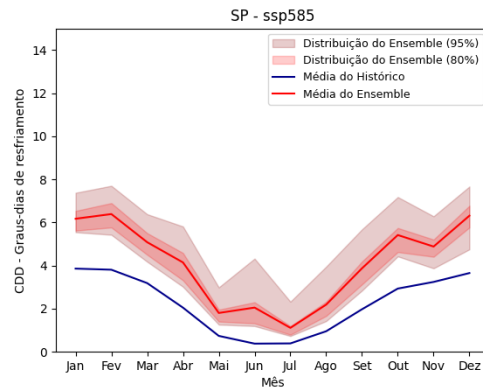
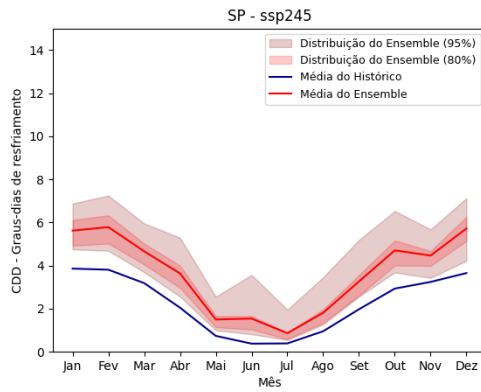
Figura 7: Projeção de temperatura para o ensemble de modelos

Na

Figura 8 são apresentadas as agregações mensais das projeções da parcela CDD para os estados, bem como as respectivas componentes históricas. Observa-se que o comportamento sazonal do CDD praticamente não muda, quando comparado com o histórico e embora a relação das projeções com o histórico seja variável ao longo dos meses, de maneira geral, a média do ensemble pode ser vista como um deslocamento em relação ao histórico. Conforme esperado, este deslocamento é superior no cenário SSP585, refletindo o deslocamento superior da temperatura.

A região Sul, representada na figura pelo estado do Rio Grande do Sul (RS), apresenta um comportamento distinto: durante os meses mais frios, a diferença entre a média dos ensembles projetados e os valores históricos praticamente se anula. Isso sugere que, nesses períodos, o desconforto térmico relacionado às maiores temperaturas não deve aumentar significativamente com o aquecimento projetado.

Outro efeito particular é observado nas agregações mensais das projeções da parcela HDD para os estados da região Sul, apresentadas na Figura 9. As projeções indicam que, com o aumento da temperatura, há uma tendência de redução na parcela HDD, que representa o desconforto térmico associado às temperaturas mais baixas. Assim, especialmente nos meses mais frios, pode-se afirmar que o impacto das mudanças climáticas na região Sul atua no sentido de reduzir o desconforto térmico.



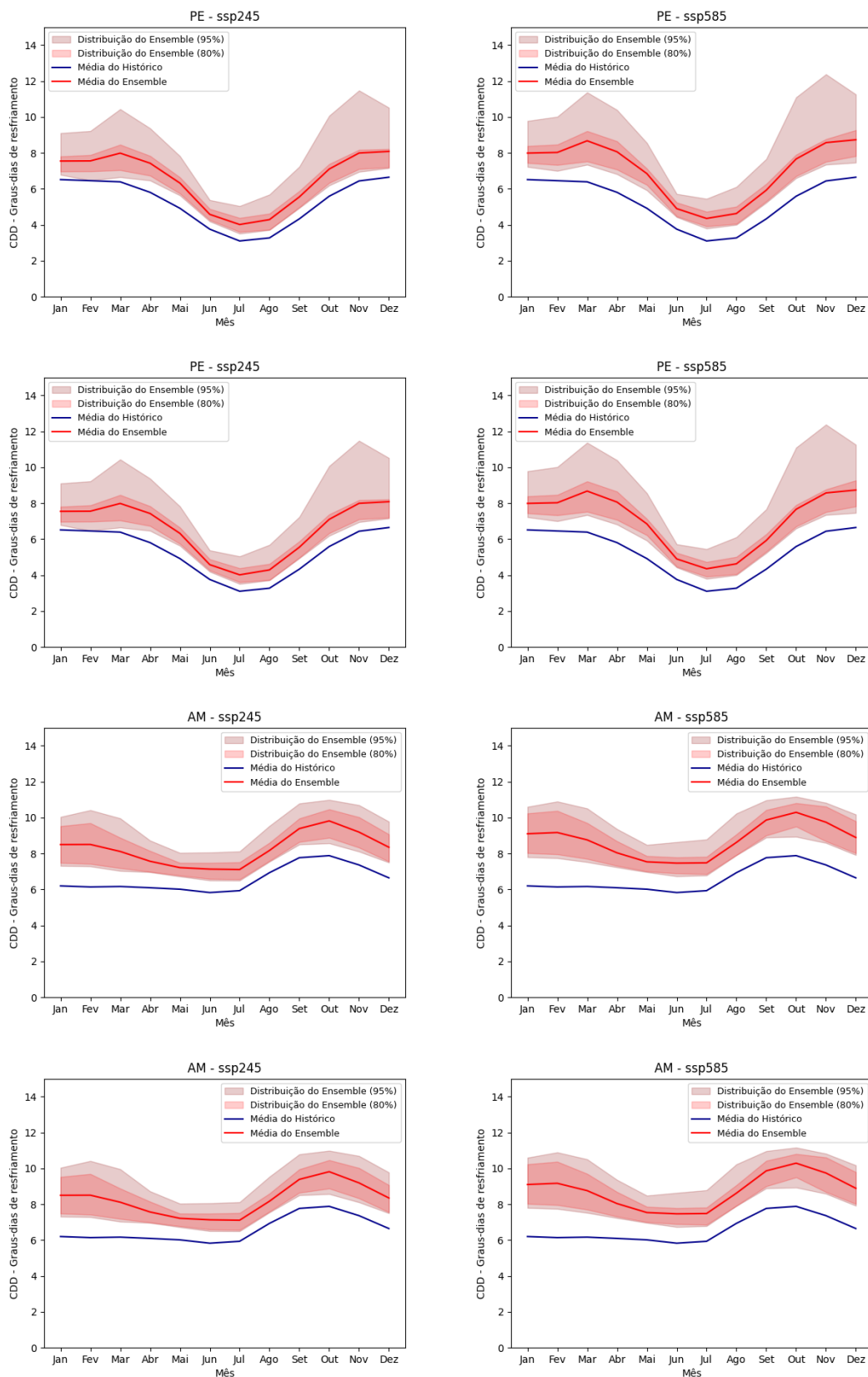
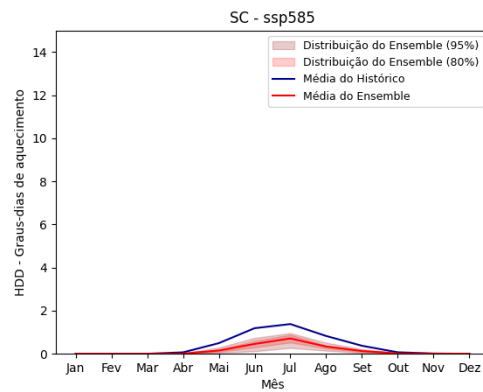
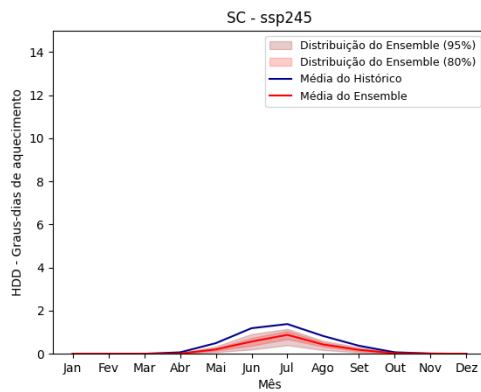
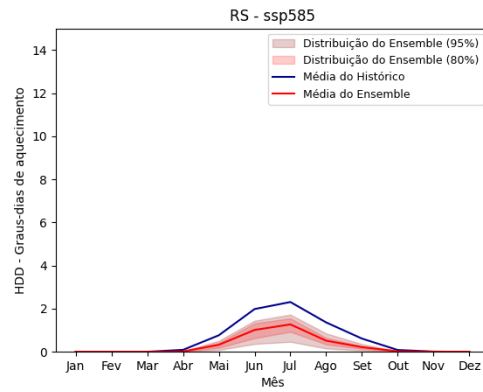
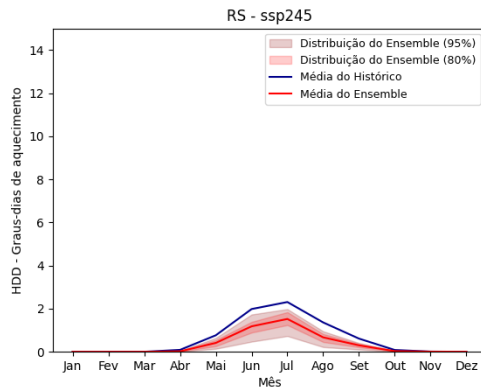
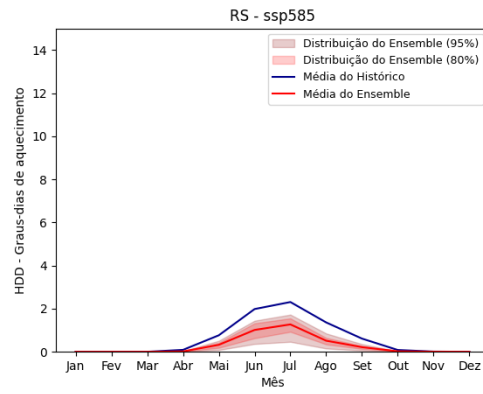
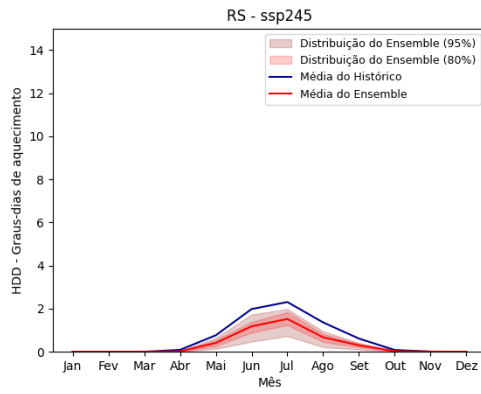
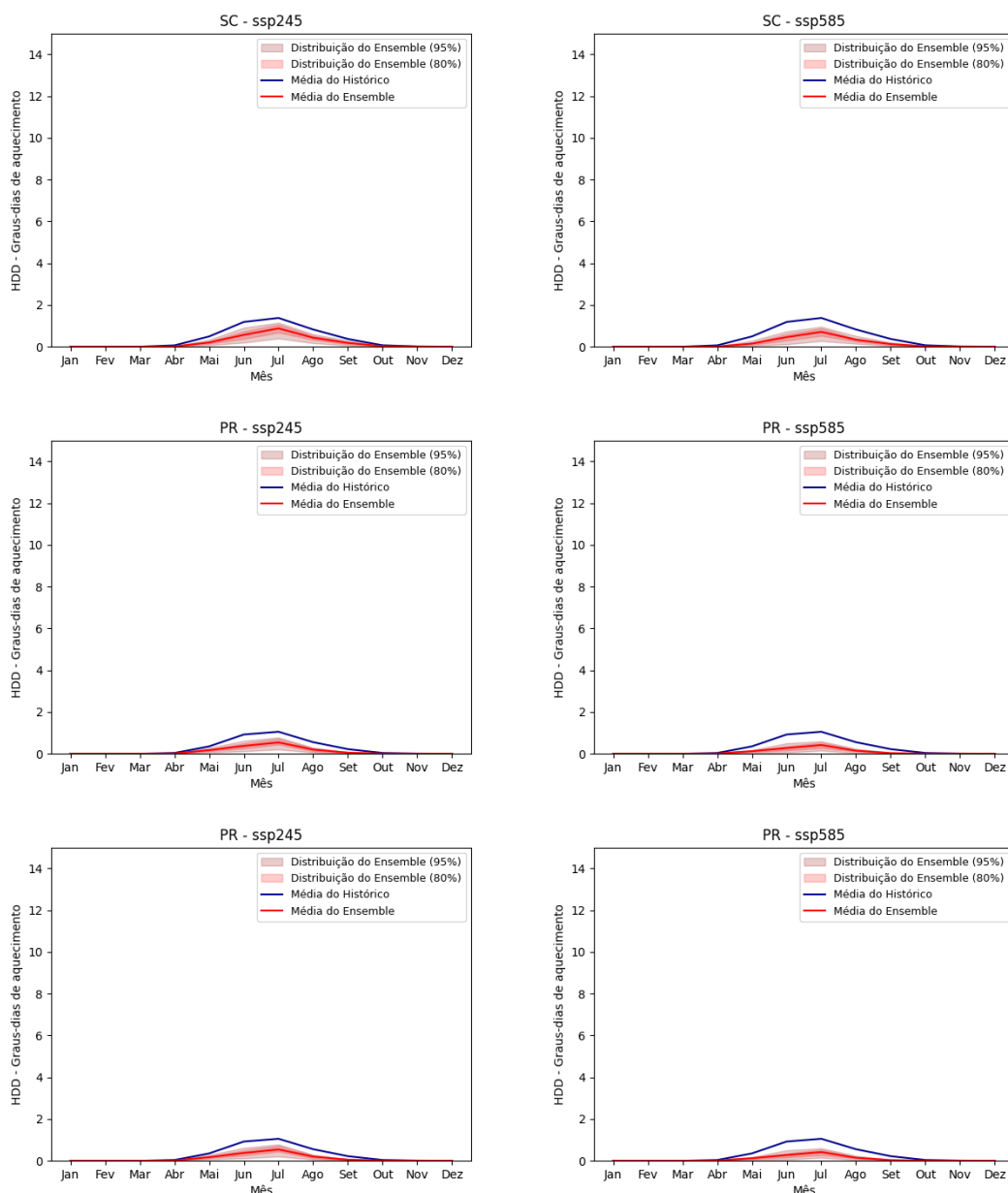


Figura 8: Variação do CDD para o ensemble de modelos





**Figura 9: Variação do HDD para o ensemble de modelos**

A partir das projeções das parcelas HDD e CDD são obtidas as projeções das variações percentuais por sistema para cada modelo e cenário. Estas projeções são apresentadas para os quatro sistemas que compõe o SIN na Figura 10. Observa-se que a variabilidade entre modelos é muito maior no Sudeste e, principalmente, no Sul, do que no Nordeste e no Norte.

Embora a área correspondente à região de 80% de probabilidade seja bastante semelhante entre os quatro sistemas, a região de 95% apresenta diferenças significativas. No Sudeste, essa área é consideravelmente maior, enquanto no Sul é substancialmente mais ampla, indicando que as principais divergências estão concentradas nas respostas dos modelos mais extremos.

O sistema Sul apresenta uma característica distinta, que reflete a redução do desconforto térmico nos meses mais frios, conforme discutido anteriormente. Esse efeito se manifesta em uma diminuição percentual projetada na demanda durante esses meses mais frios.

Como ilustrado na figura, o Sul é o único sistema em que as projeções dos modelos indicam uma variação negativa na demanda. No entanto, essa redução é pouco expressiva, permanecendo

abaixo de 1%.

Outra particularidade notável no impacto sobre a demanda é que, embora o Nordeste apresente aumentos mais significativos na parcela CDD em comparação ao Sudeste e ao Sul, isso não resulta em um aumento proporcionalmente maior na demanda elétrica. Esse comportamento pode ser atribuído à menor elasticidade da demanda em relação ao desconforto térmico no Nordeste, quando comparada às estimativas para as regiões Sudeste e Sul.

Em termos de valores médios para o período mais quente, o Sudeste, que possui a maior participação percentual de demanda, fica um pouco abaixo de 4% de aumento no cenário SSP245 e acima de 4% para o cenário SSP585. Finalmente, na

é apresentada a variação percentual projetada para o SIN, considerando a soma de todos os sistemas.

De forma resumida, a projeção média indica que a demanda do SIN nos meses mais quentes vai aumentar em uma faixa próxima de 3% para o cenário SSP245, e em uma faixa próxima de 4% para o cenário SSP585. Já para os meses mais frios, a variação fica perto dos 2% para os cenários.

Já olhando para a distribuição do *ensemble*, a projeção dos extremos é que o aumento da demanda possa chegar até a faixa dos 5% nos meses mais quentes no cenário SSP245 e a 6% no cenário SSP585. É importante ressaltar que estes resultados preliminares analisados refletem a premissa de considerar o período 2040-2070 como um único período estacionário, na qual está se observando a influência média ao longo de todo período.

Por fim, ressalta-se que para avaliação da operação, de modo a se obter as demandas horárias em MW, estes valores percentuais de variação serão aplicados a demanda futura de referência, assumida como o dobro da demanda atual.

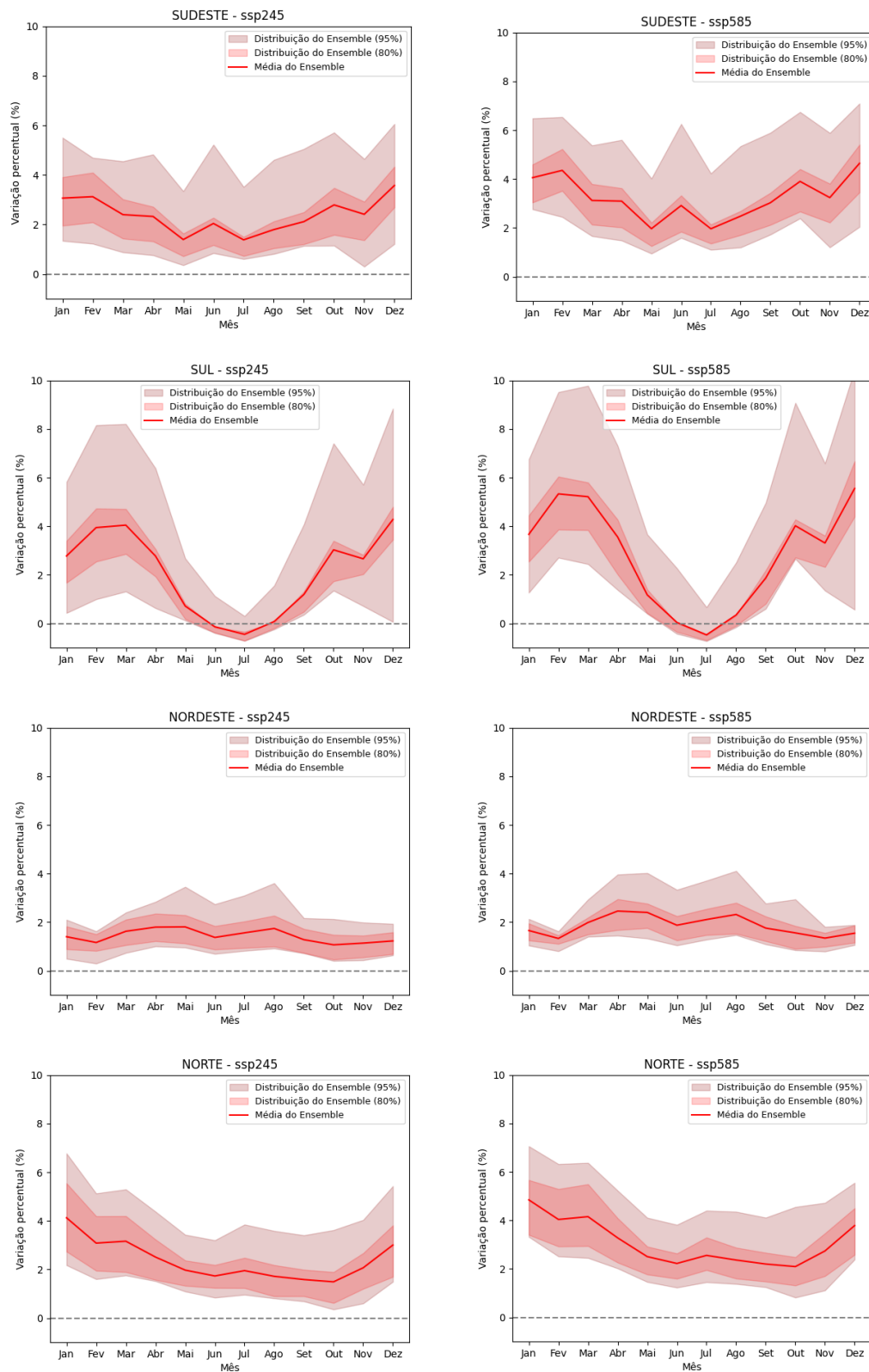
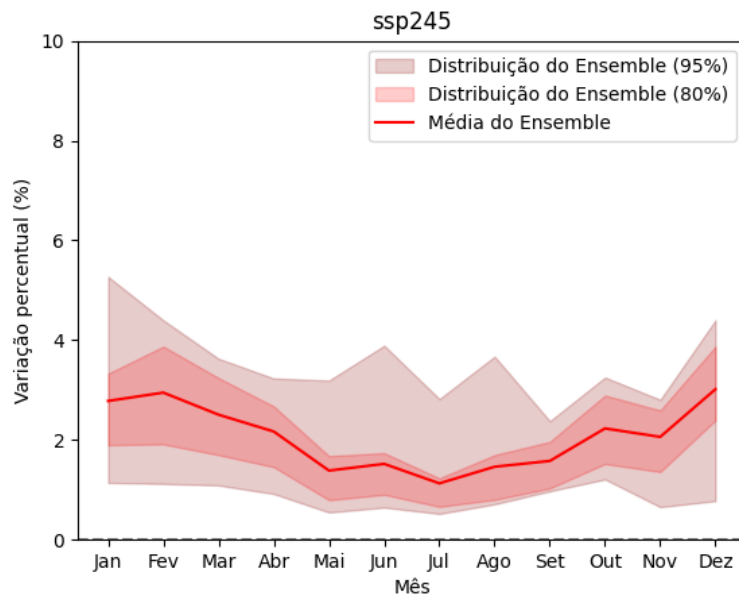
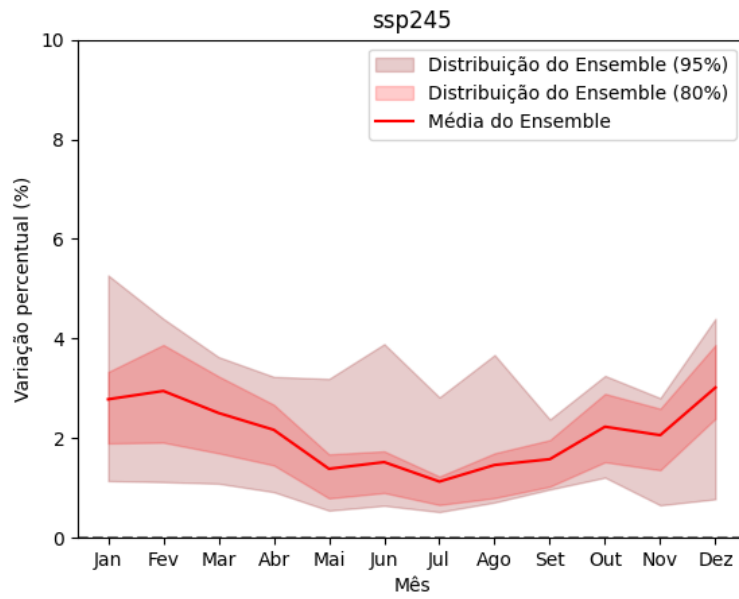


Figura 10: Projeção de demanda para o ensemble de modelos



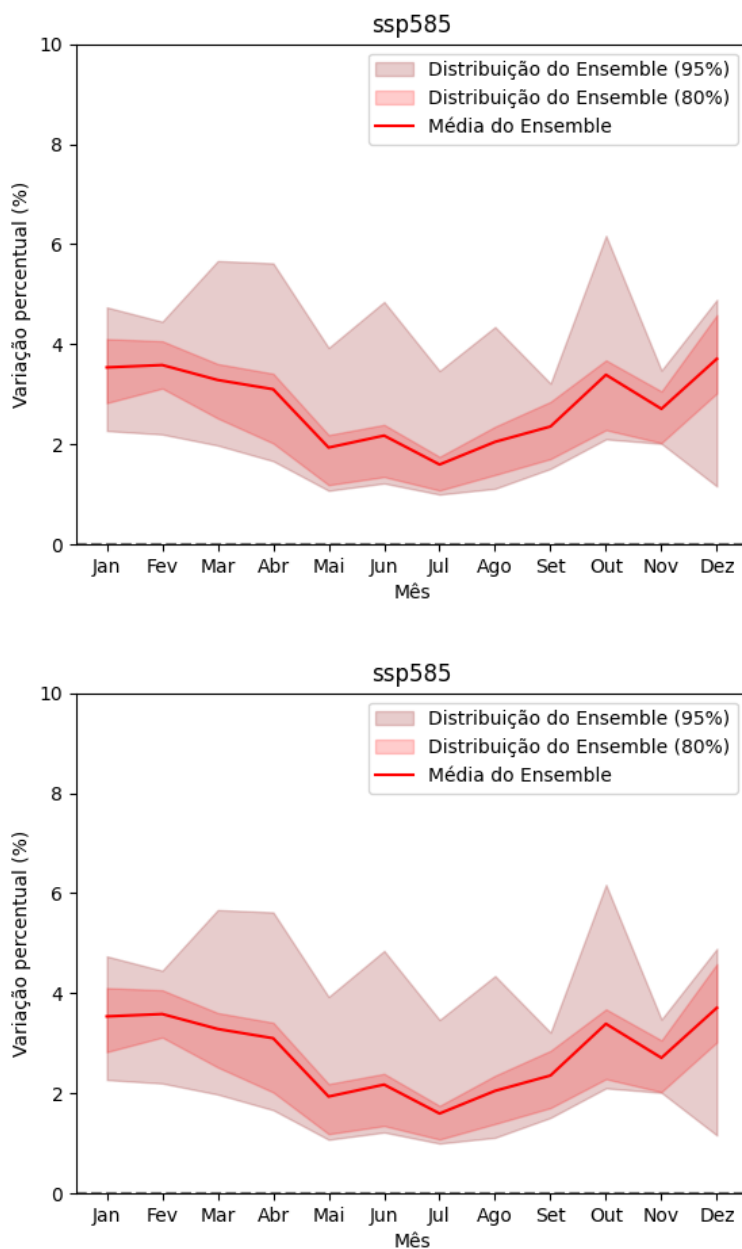


Figura 11: Projeção de demanda do SIN para o ensemble de modelos

## 5. Referências

1. A global model of hourly space heating and cooling demand at multiple spatial scales. *Nat Energy* **8**, 1328–1344 (2023). <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01341-5>

**Projeto:** Sistemas de Energia do Futuro III

**Estudo:** Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica

**Cliente:** GIZ

**Documento:** Produto 3