



Workshop de Apresentação dos
Processos de Previsão de Carga

21/10/2026



Abertura/Agenda Workshop

INTRODUÇÃO

Mediador: Gheisa Esteves

- **Abertura – ONS/EPE/CCEE**

- Alexandre Zucarato – Diretor de Planejamento (ONS)
- Thiago Ivanoski Teixeira – Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais (EPE)
- Guilherme Matussi – Gerente de Modelos e Estudos Energéticos (CCEE)

- **Bloco 1 – Previsão de Carga para o Curto e Curtíssimo Prazo**

1. Conceito de Carga Global
2. Previsão de Carga para a Programação Diária
3. Previsão de Carga para a Programação Mensal da Operação

- **Bloco 2 – Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética**

1. Apresentação do Fluxo do Processo de Previsão como um todo
2. Processo de Elaboração do Cenário Econômico
3. Processo de Previsão da MMGD
4. Processo de Elaboração do Cenário de Grandes Cargas
5. Acompanhamento da Migração entre Mercados
6. Processo de Elaboração da Previsão de Consumo
7. Previsão de Carga, incluindo Perdas e Sazonalidade
8. Previsão de Ponta anual e mensal
9. Desafios e Pontos de Desenvolvimento

- **Bloco 3 – Resumo da tomada de decisão para os diferentes horizontes**

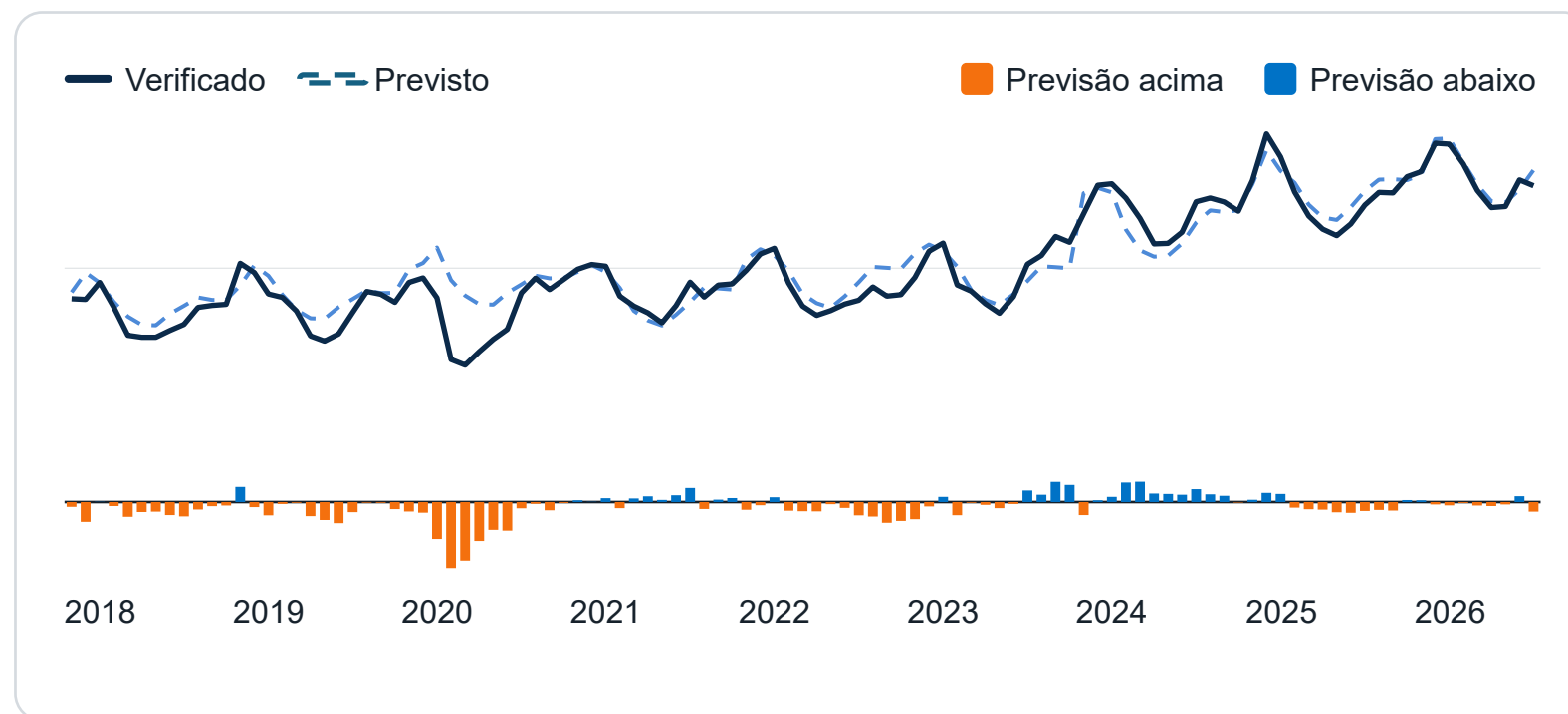
1. Encerramento com resumo dos principais insumos utilizados para a tomada de decisão
2. Perguntas



ccee

ONS
Operador Nacional
do Sistema Elétrico

A previsão acompanha a carga, com desvios positivos e negativos



2,7%

Erro Médio Absoluto Mensal até 12 meses à frente

≈ -0,15%

viés nos estudos 2022–26
Erro Médio Mensal até 12 meses à frente

Fonte: PLAN original (12 primeiros meses de cada ciclo) versus energia verificada (MWmed). Indicadores: todos os estudos, incluindo 2020.

Os desvios vêm de eventos atípicos: COVID-19 em 2020 e El Niño em 2023

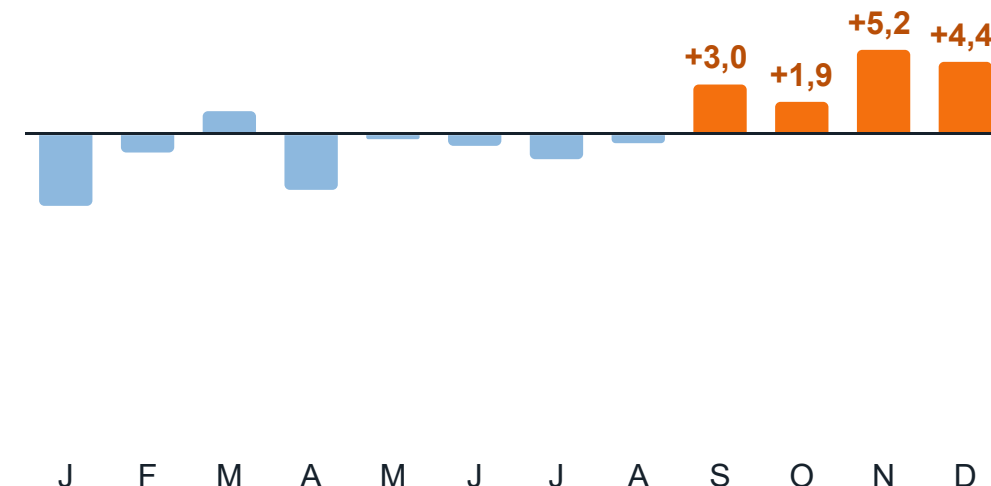
COVID-19 · erro médio mensal de 6,3%

PLAN2020: carga cai e a previsão fica até 17% acima do verificado (abril).



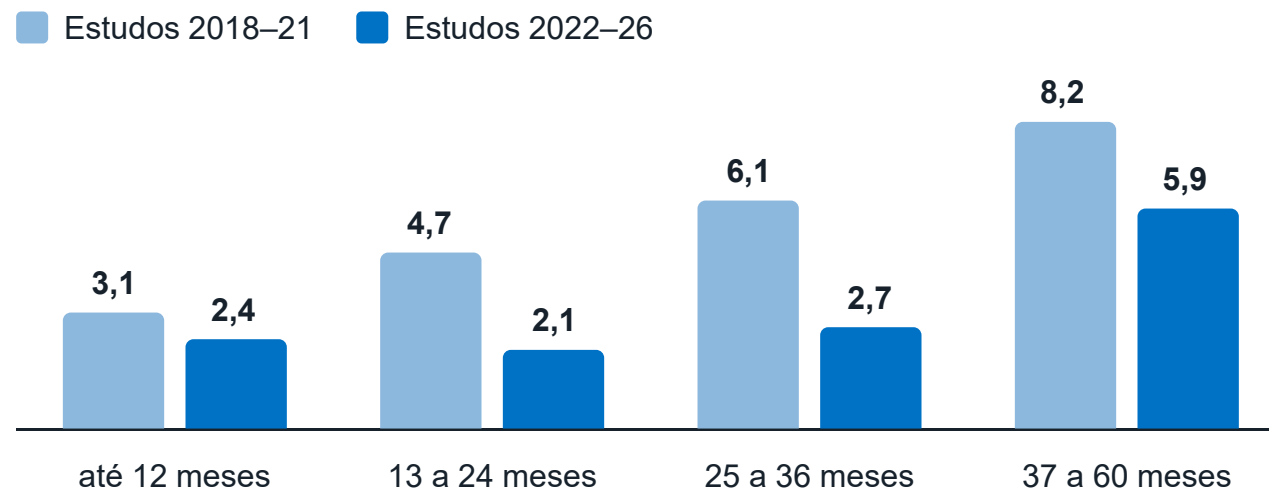
El Niño · erro médio mensal de 2,3%

PLAN2023: maiores erros no 2º semestre, sobretudo de setembro a dezembro, com carga acima da previsão.



Estamos evoluindo: nos estudos recentes existe uma redução do erro médio

Erro médio mensal (MAPE, %) por antecedência da previsão



OBJETIVO DO WORKSHOP

- 1 Apresentar os detalhes dos estudos
- 2 Abrir espaço para sugestões de melhoria
- 3 Ouvir as observações dos agentes

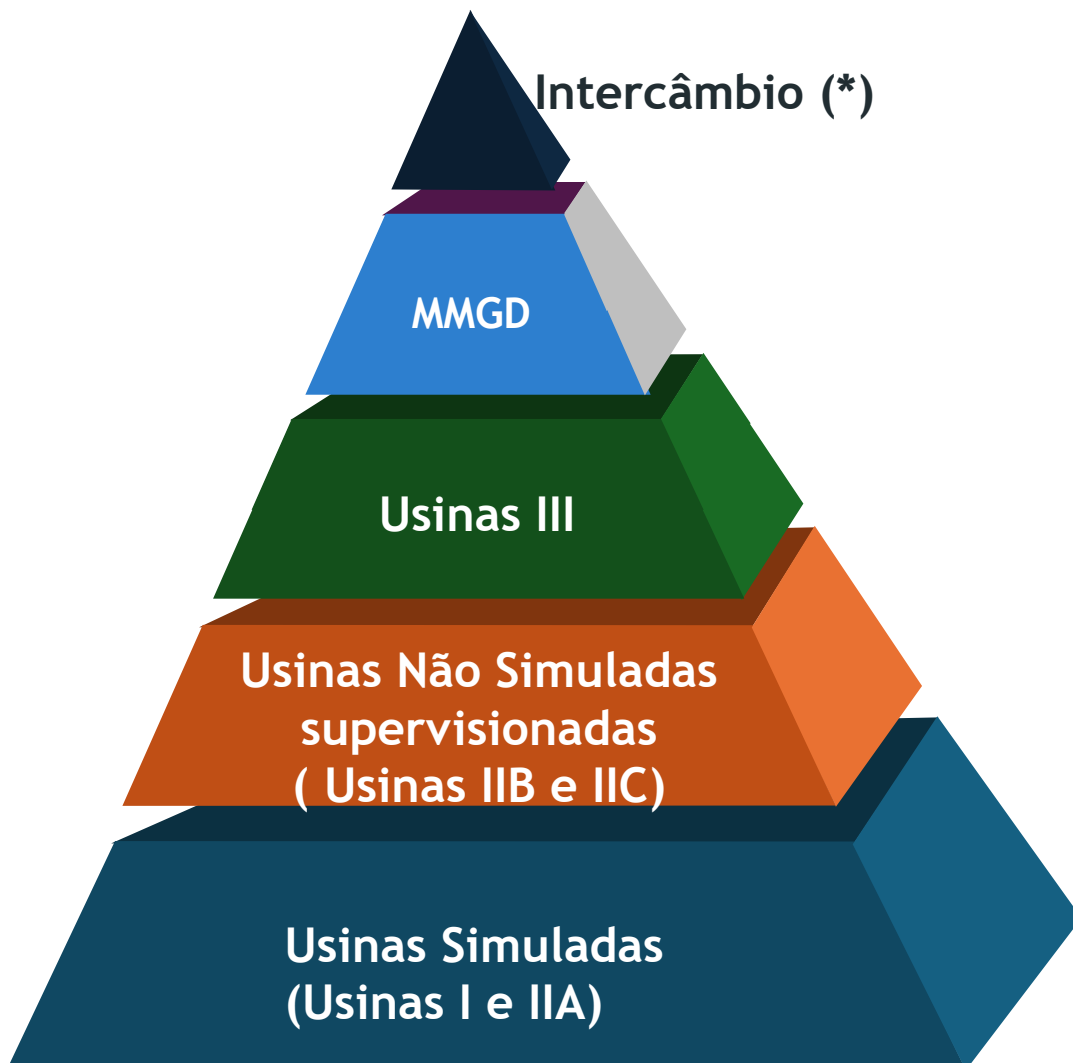
Até o PLAN 2023 – Foi considerada a Carga Global vigente à época, isto é, sem considerar os efeitos da MMGD

Após a 1ª Rev. do PLAN 2023 – Foi considerada a MMGD na composição da Carga Global

II. Bloco I: Previsão para o Curto e Curtíssimo Prazo



Conceito de Carga Global



Carga Global

A Carga Global é o somatório da energia (MW médio) ou demanda (MW) gerada injetada nos sistemas de transmissão e de distribuição, incluído o valor total da geração MMGD, mais o somatório algébrico ($\pm$) dos valores resultantes de intercâmbios.

- **Tipos I, IIA, IIB e IIC**: valores supervisionados
- **Tipo III**: valores previstos no primeiro momento e atualizados após o recebimento dos valores verificados
- **MMGD**: valores previstos no primeiro momento e atualizados com base nos valores de irradiância mais atuais

LADO DA OFERTA

o que o sistema gera e injeta



=

mesma energia, dois fechamentos

mesmo bloco

LADO DA DEMANDA

o que os consumidores usam



Oferta: supervisão; Tipo III e MMGD previstos e atualizados

Demanda: medição do consumo na rede

Quando os dados podem ser acessados

Oferta: tempo real (supervisão)

Demanda: após o fechamento da medição de faturamento

Quem usa

Oferta: operação (programação diária, PMO e PLAN)

Demanda: PLAN e projeções de mercado

Apesar da diferença entre ambos as duas formas de composição da carga global totalizam o mesmo valor.

* MMGD injetada na rede: consumo medido na rede contempla essa parcela.

** Perdas e diferenças: variações em função do fechamento da informação, como: diferenças de calendário de faturamento e de medição.

IPDO e BDO x API Carga Global

IPDO e BDO: Carga da Operação do Dia

Refletem a carga utilizada na operação do dia. As parcelas de **Tipo III** e **MMGD** permanecem **fixas** nos valores previstos no dia anterior.

Tipo III + MMGD

Parcelas fixas nos valores previstos no D-1 para o dia D.

IPDO

Informe Preliminar Diário da Operação.

BDO

Boletim Diário da Operação
(Valores Consolidados)

API Carga Global: Carga Atualizada

A carga da API apresenta as parcelas de usinas **Tipo III** e **MMGD atualizadas** ao longo do tempo.

Diferenças em Relação ao IPDO/BDO

MMGD

No dia corrente, a MMGD é atualizada com os valores previstos no dia.

Tipo III

A geração Tipo III é atualizada conforme o recebimento dos dados da CCEE.

[Dados abertos ONS Semi-Horário](#)
[Dados abertos ONS Mensal](#)

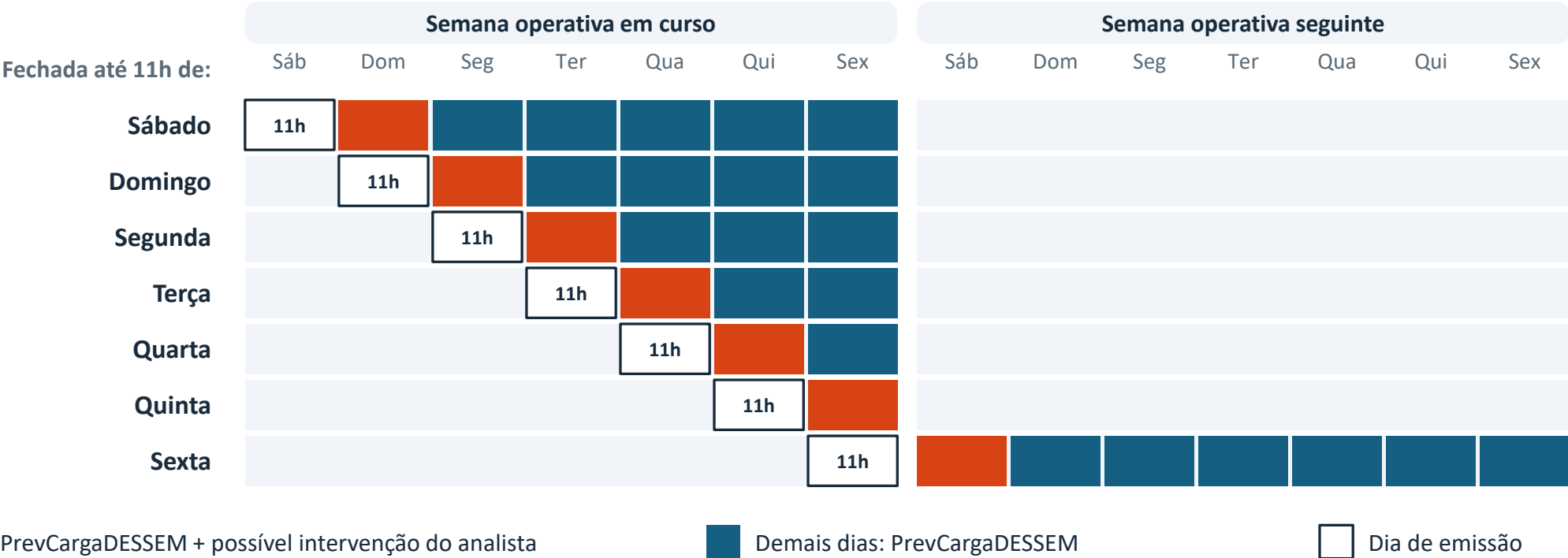


Previsão de Carga para a Programação Diária

A previsão diária segue os Submódulos 4.4 e 2.4 dos Procedimentos de Rede

Procedimentos de Rede - Submódulo 4.4
Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética

Procedimentos de Rede - Submódulo 2.4
Premissas, critérios e metodologias para estudos energéticos



Elaboração
PED

Fechamento
Até as 11h de cada dia

Entrega
Carga global para o DESSEM
Previsões de MMGD e Gerações TIII,IIB e IIC (Hidráulicas e Térmicas)

A PED encaminha ao DESSEM carga global, MMGD e usinas Tipo III, IIB e IIC

PED Gerência de Recursos Energéticos Distribuídos e Carga

Carga global
PrevCargaDESSEM, com possível intervenção do analista no 1º dia

MMGD
Rito próprio, apresentado no GT MMGD do CT PMO-PLD

Usinas Tipo III
Previsões das usinas

Usinas Tipos IIB e IIC
Hidráulicas e térmicas



DESSEM

recebe as previsões encaminhadas
pela PED

Meteorologia e comportamento da carga são os insumos da previsão

Meteorologia

fornecida pela PRA, Gerência de Meteorologia do ONS

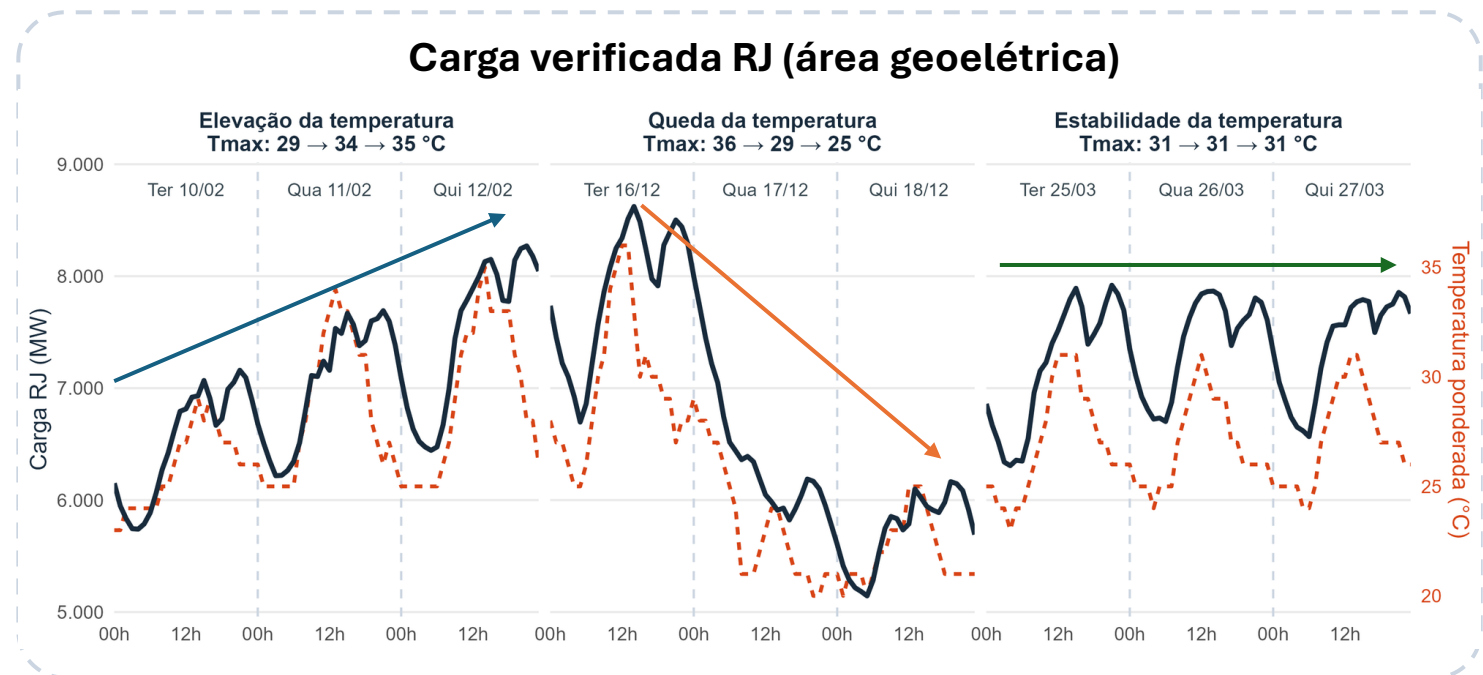
- Previsão de temperatura para as capitais do Brasil
- Indicação de precipitação
- Nebulosidade

Carga recente

Comportamento nos últimos dias

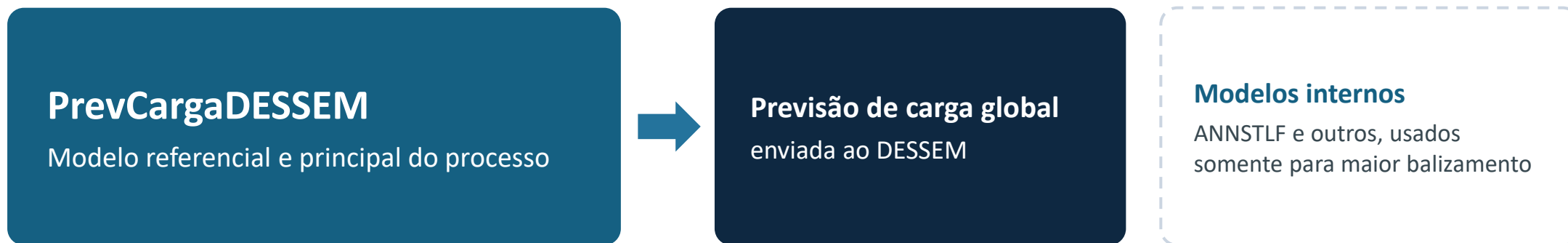
Dias similares

Dias parecidos com o dia previsto



A carga segue um padrão de série temporal. Quando há fatores que justificam uma variação, como a temperatura, incorporamos essa variação na previsão.

O PrevCargaDESSEM é o modelo referencial; Intervenções pontuais



1º dia

Horizonte em que o analista do ONS realiza a previsão : há possibilidade de intervenção do analista

Demais dias

Uso do PrevCargaDESSEM, conforme acordado

Por que o curtíssimo prazo tem menor incerteza? Meteorologia confiável no horizonte e sem mudanças econômicas abruptas.

Quatro critérios definem quando o analista intervém

1

Erros de processamento

2

**Eventos especiais que impactam
significativamente a carga global**

3

**Alterações significativas nas condições
meteorológicas**

4

Ajuste de viés do modelo
Subestimativa da ponta noturna

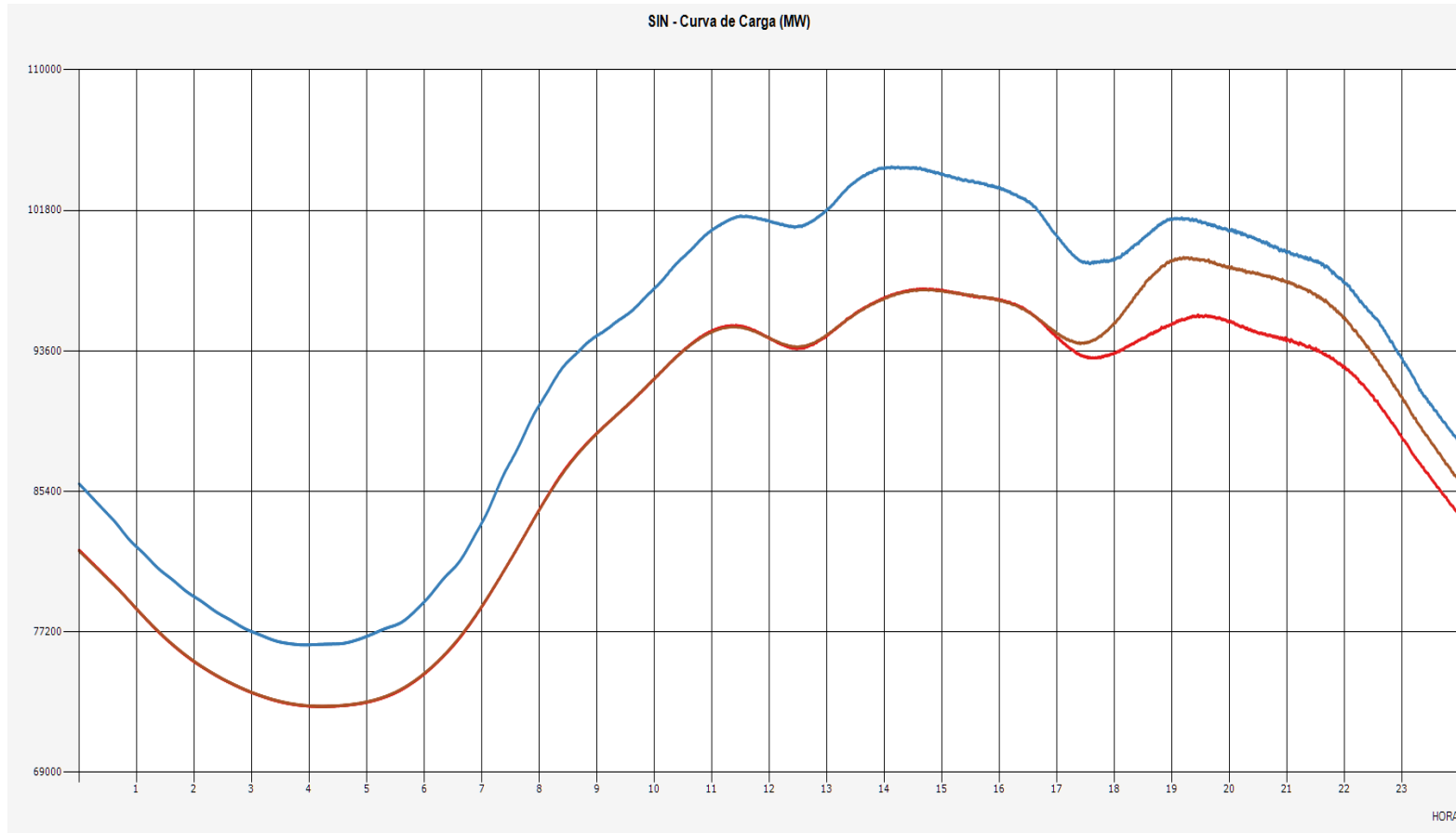
Registro

O motivo de cada intervenção é registrado
Publicado no SINtegre em conjunto com as previsões

Definição dos critérios

13ª Reunião da FT PrevCarga DESSEM (03/06/2025)
Nota Técnica NT-ONS DPL 0059/2025

Um dia real: a intervenção do analista



1

Previsão do modelo

PrevCargaDESSEM, o modelo referencial

2

Intervenção do analista

Critério aplicado e motivo registrado

3

Realizado

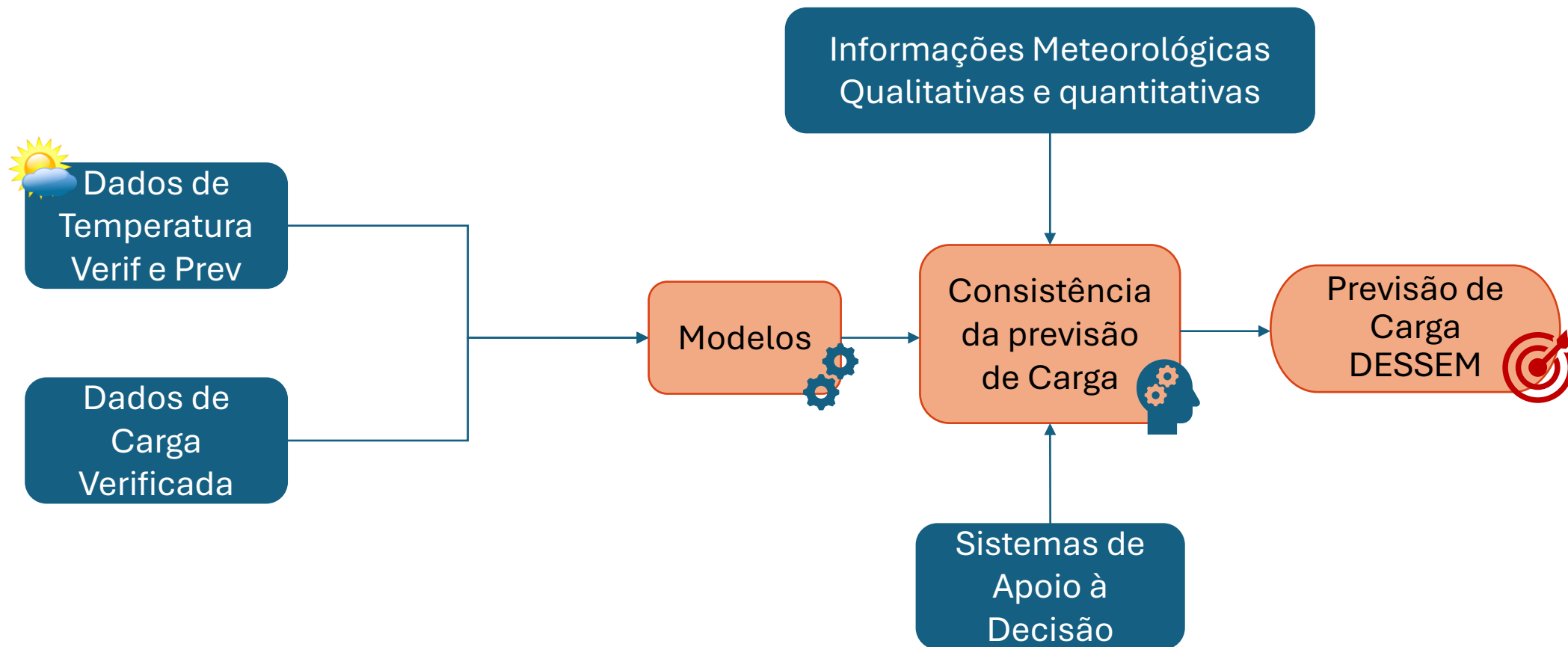
Comparação com a carga verificada

Carga Verificada – 14/10/2026

Carga Prevista PDP – 14/10/2026

Carga Prevista PrevCargaDESSEM – 14/10/2026

Elaboração das previsões de Carga por áreas geoeletricas e subsistemas



Evolução: uma nova versão do modelo PrevCargaDESSEM será utilizado em breve

Hoje

- PrevCargaDESSEM: modelo referencial e principal
- Intervenções pontuais do analista no 1º dia
- Quatro critérios de intervenção



Em breve

- Nova versão modelo de referência em uso
- Modelo em evolução, com desempenho em melhoria

O que seguimos acompanhando

- O motivo de cada intervenção é registrado
- O desempenho da previsão e das intervenções, ao longo do dia



Previsão de Carga para a Programação Mensal da Operação (PMO e Revisões)

O PMO prevê o mês e as semanas operativas, e a revisão semanal as atualiza

Procedimentos de Rede · Submódulo 4.4

Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética

Procedimentos de Rede · Submódulo 2.4

Premissas, critérios e metodologias para estudos energéticos

Mês m
corrente

Mês m+1
referência do PMO

Mês m+2
2º mês de referência

A partir de m+3
PLAN e revisões quadrimestrais

S.O. 1

S.O. 2

S.O. 3

S.O. 4

S.O. 5

● Revisão semanal.

Processo do PMO

Prevê o mês e as semanas operativas do 1º mês, além do mês seguinte

Revisão semanal

Toda semana revê as semanas operativas do mês

Passos de previsão

O 4.4 define até 12 passos;
Atualmente apenas 2 meses são solicitados

Agentes

Enviam previsões mensais 1x por mês e
semanais toda semana

Carga global

Todas as previsões do PMO consideram o
conceito da carga global

Do pedido aos agentes à reunião do PMO: o processo tem etapas bem definidas

PMO (Rev. 0)

1

Solicitação, recebimento e consolidação das previsões dos agentes

2

Execução dos modelos de previsão, para apoio à decisão

3

Reunião de consolidação das previsões mensais com a CCEE

4

Disponibilização para as áreas de estudo (NEWAVE e DECOMP) e para os agentes

5

Apresentação dos resultados para os agentes na reunião do PMO

Revisão semanal

1

Solicitação, recebimento e consolidação das previsões dos agentes

2

Execução dos modelos de previsão, para apoio à decisão

3

Decisão e disponibilização ao DECOMP, aos agentes e à área de estudos

4

Apresentação aos agentes na reunião semanal do PMO

NEWAVE

Recebe valores mensais de carga por patamar, para o horizonte do planejamento

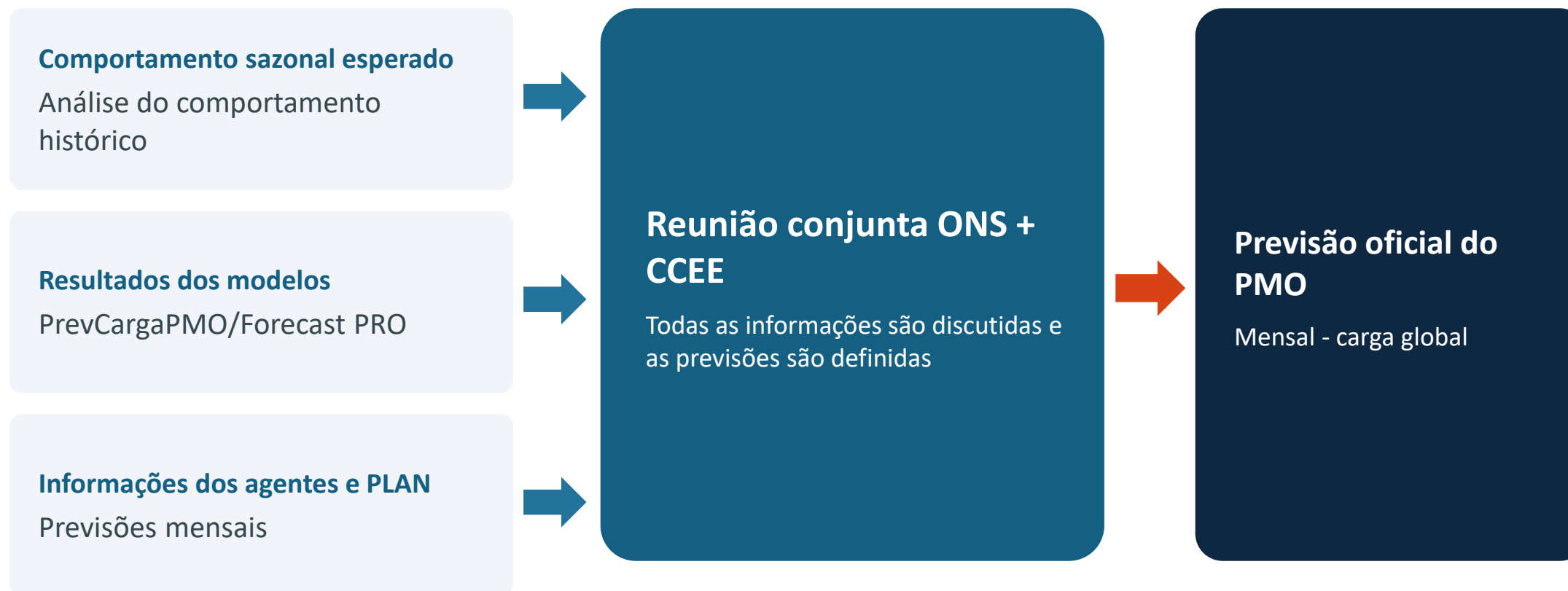
DECOMP

Recebe valores por patamar: 1º mês (semanal) e para o 2º mês (mensal)

Os insumos são parecidos, mas a sinalização meteorológica muda de acordo com o horizonte

	PMO (Rev. 0)	Revisão semanal
Carga verificada	Série histórica de carga global verificada mensal	Série histórica de carga global verificada semanal
Meteorologia	Informações qualitativas, para o 1 ^a mês de previsão	Informações quantitativas, 10 dias à frente
Modelos	PrevCargaPMO; Forecast PRO	PrevCargaPMO e ANNSTLF
Demais Estudos	PLAN e revisões quadrimestrais	Previsões realizadas nos estudos anteriores
Agentes	Previsões encaminhadas no SCPC I	
Grandes consumidores	Variação na carga de grandes consumidores	
Calendário	Feriados e dias especiais no período de estudo	

Quem decide: uma reunião conjunta com a CCEE define a previsão oficial



A previsão consolidada é uma decisão conjunta definida em reunião entre ONS e CCEE

Duas formas de chegar às semanas: âncora e fatores sazonais

Âncora + variações sazonais

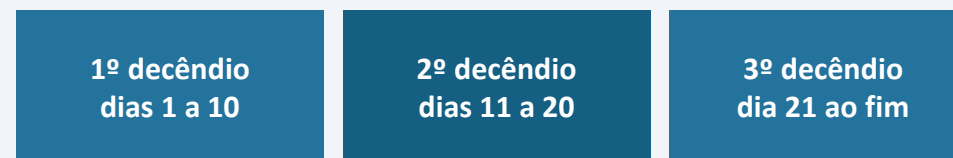
A 1ª semana dá o nível, vindo de modelos de curto prazo; as demais seguem as variações sazonais históricas entre semanas



Setas: variações sazonais históricas entre semanas

Fatores sazonais por decêndio

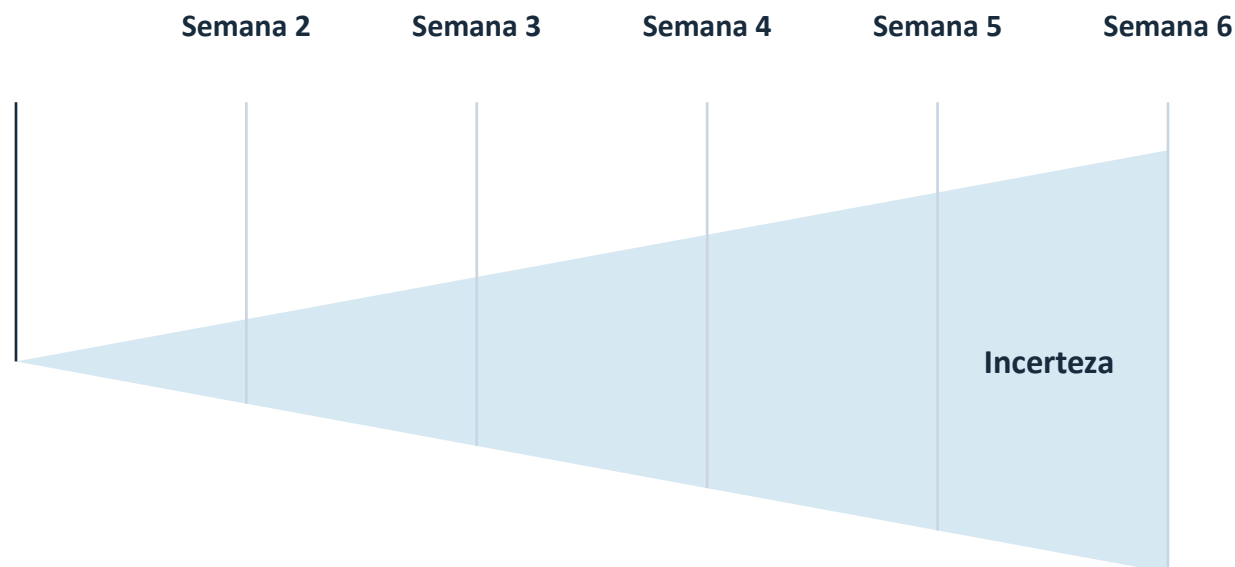
Divide o mês em decêndios, com a premissa de que os dias de cada decêndio têm comportamento semelhante



Mês dividido em três decêndios

Fatores sazonais: outra forma de desagregar a previsão mensal em semanas operativas.

Quanto mais distante, maior a incerteza



Quanto maior o passo de previsão, isto é, quanto mais distante do dia-alvo, mais incerteza.

Esquema ilustrativo, fora de escala

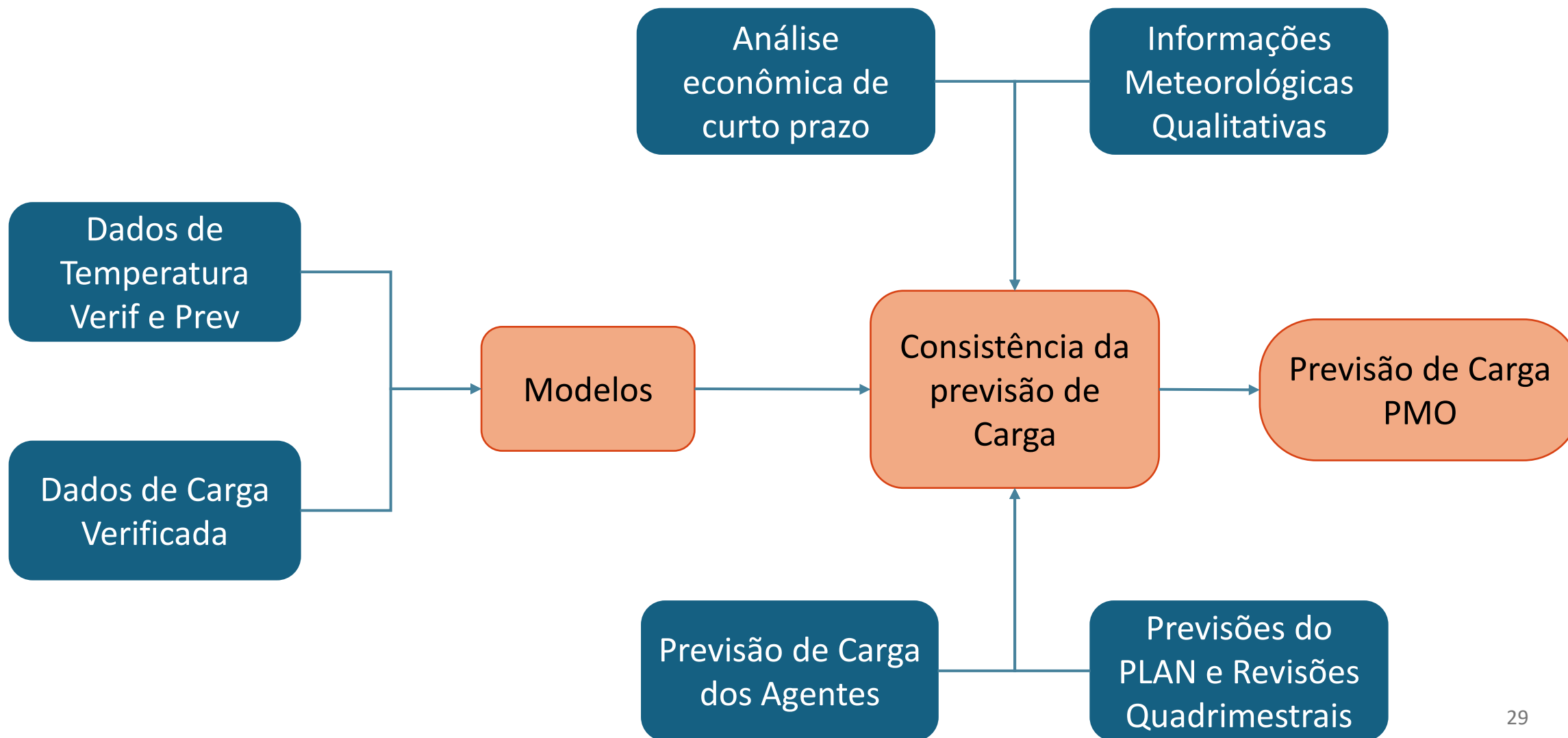
MMGD

Também fazemos as previsões de MMGD, seguindo o rito definido no GT-MMGD do CT PMO-PLD

Evoluções almejadas

- *Implantação de um modelo referencial, semelhante ao processo da programação diária, no processo do PMO*

Elaboração das previsões de Carga por subsistemas



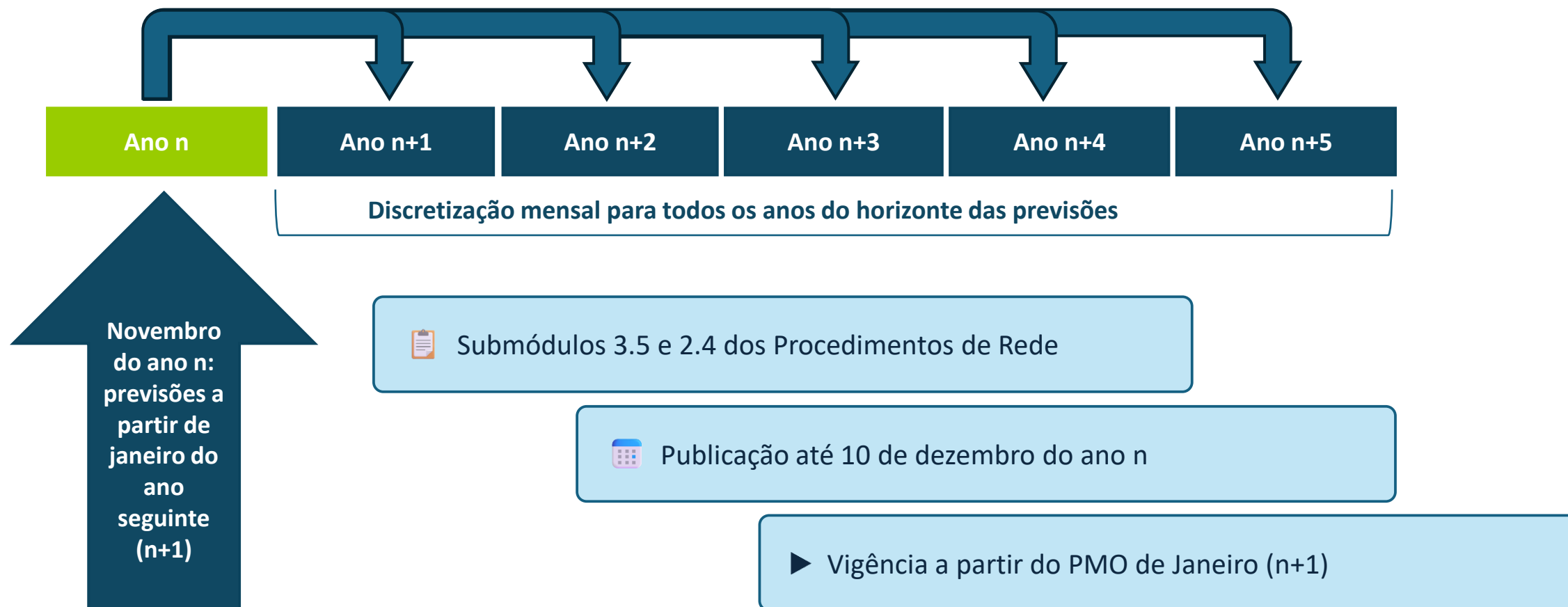


Bloco II: Previsão da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética



Apresentação do Fluxo do Processo de Previsão

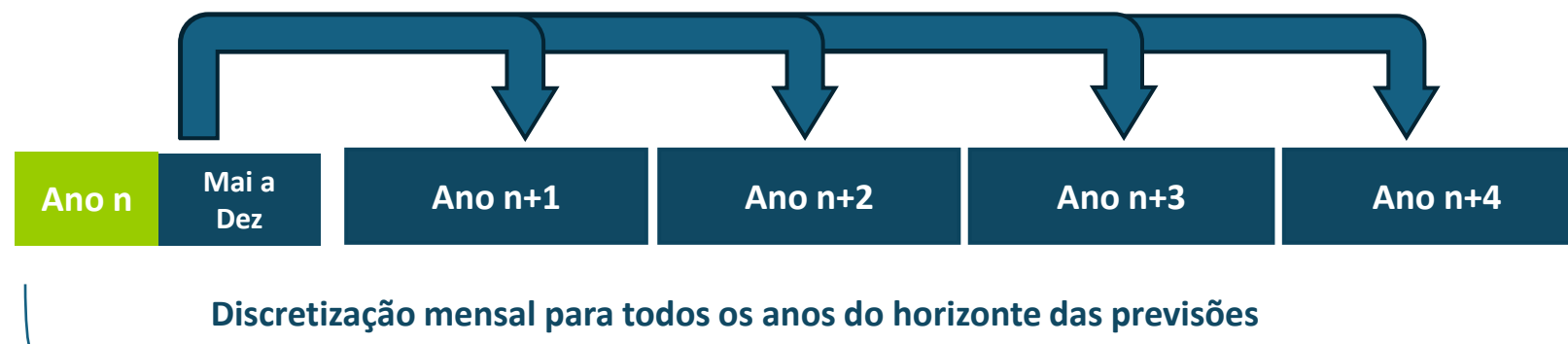
Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética - PLAN



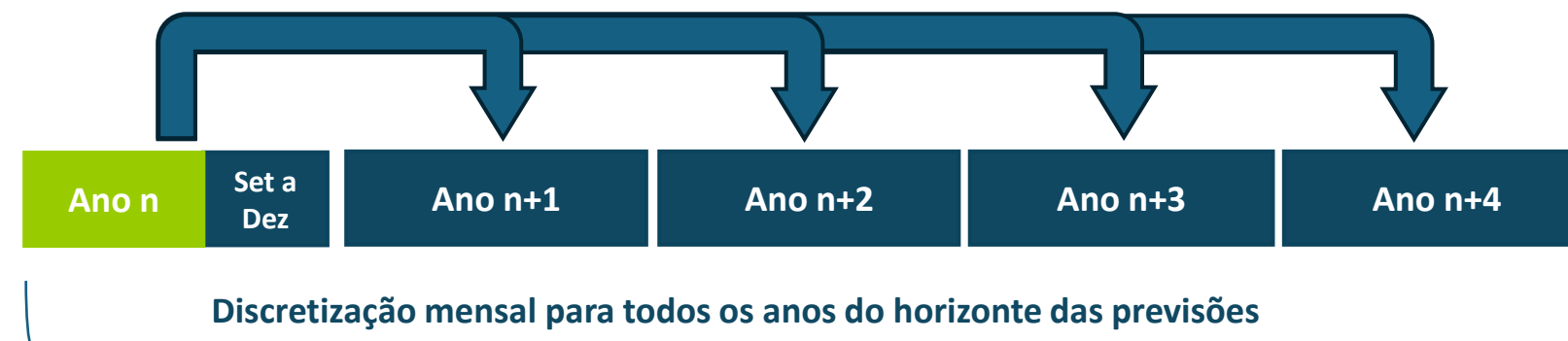
Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética - Revisões Quadrimestrais



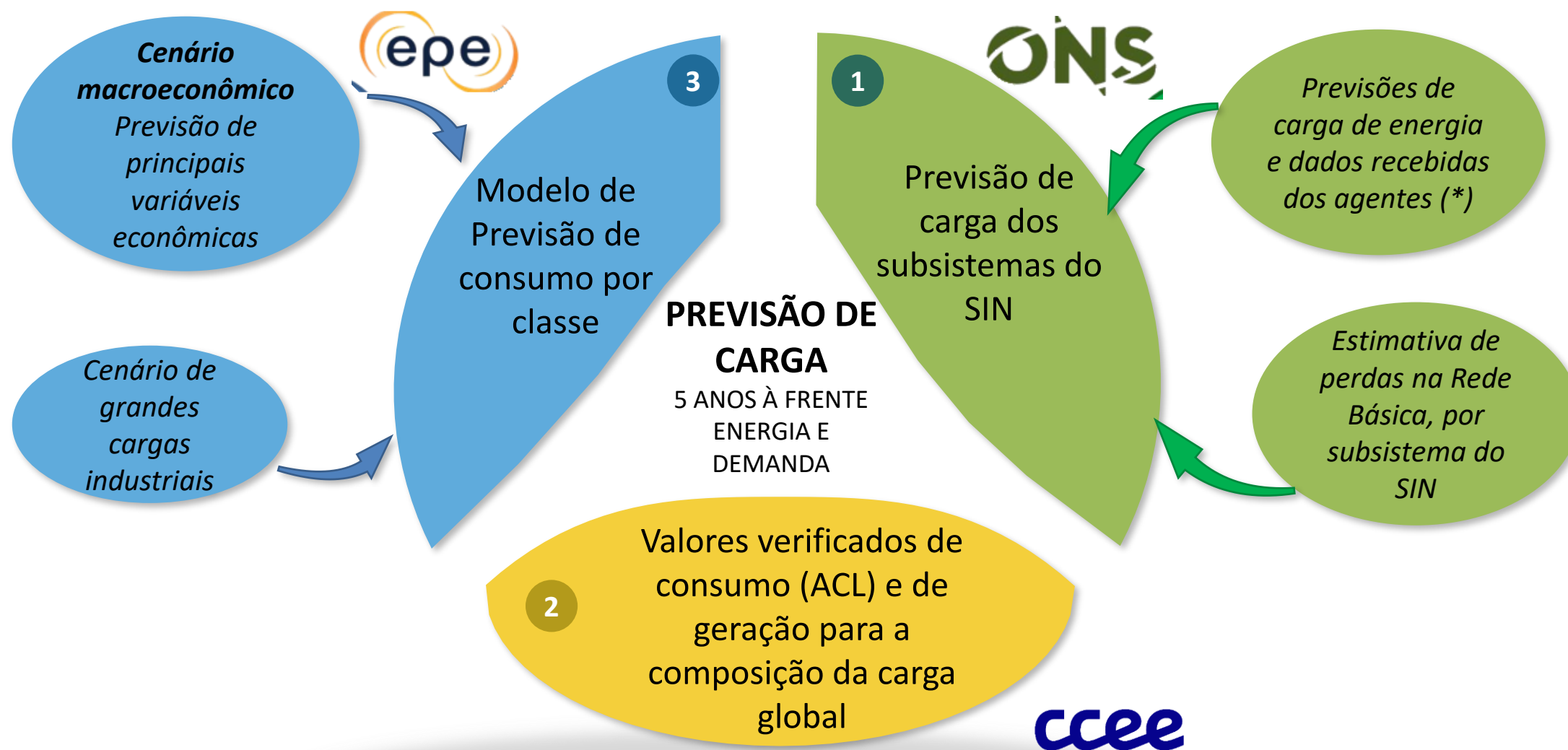
Previsão de Carga para a 1ª
Rev. Quadrim
Mês de elaboração das
previsões – março (ano n)



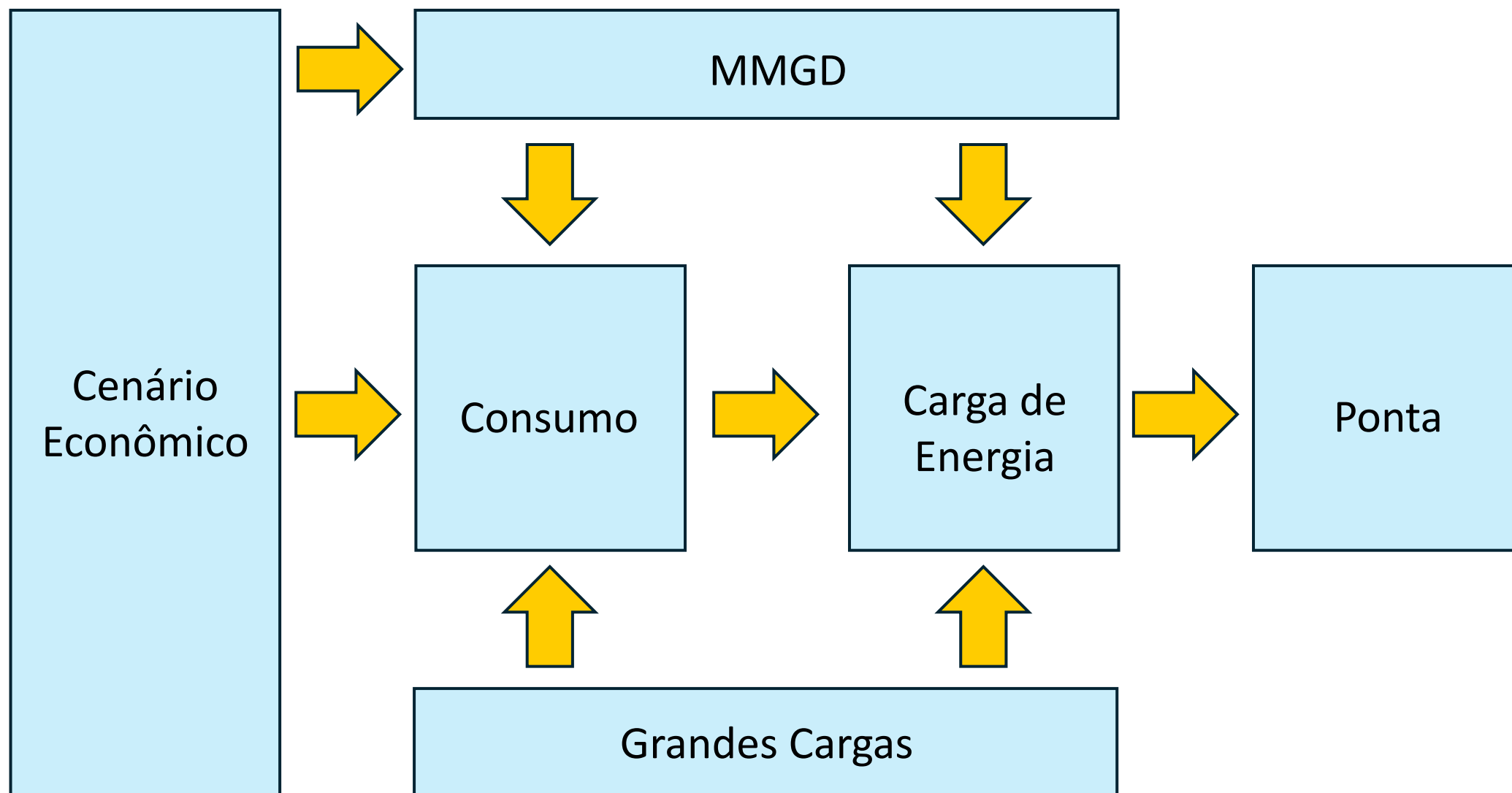
Previsão de Carga para a 2ª
Rev. Quadrim
Mês de elaboração das
previsões – julho (ano n)



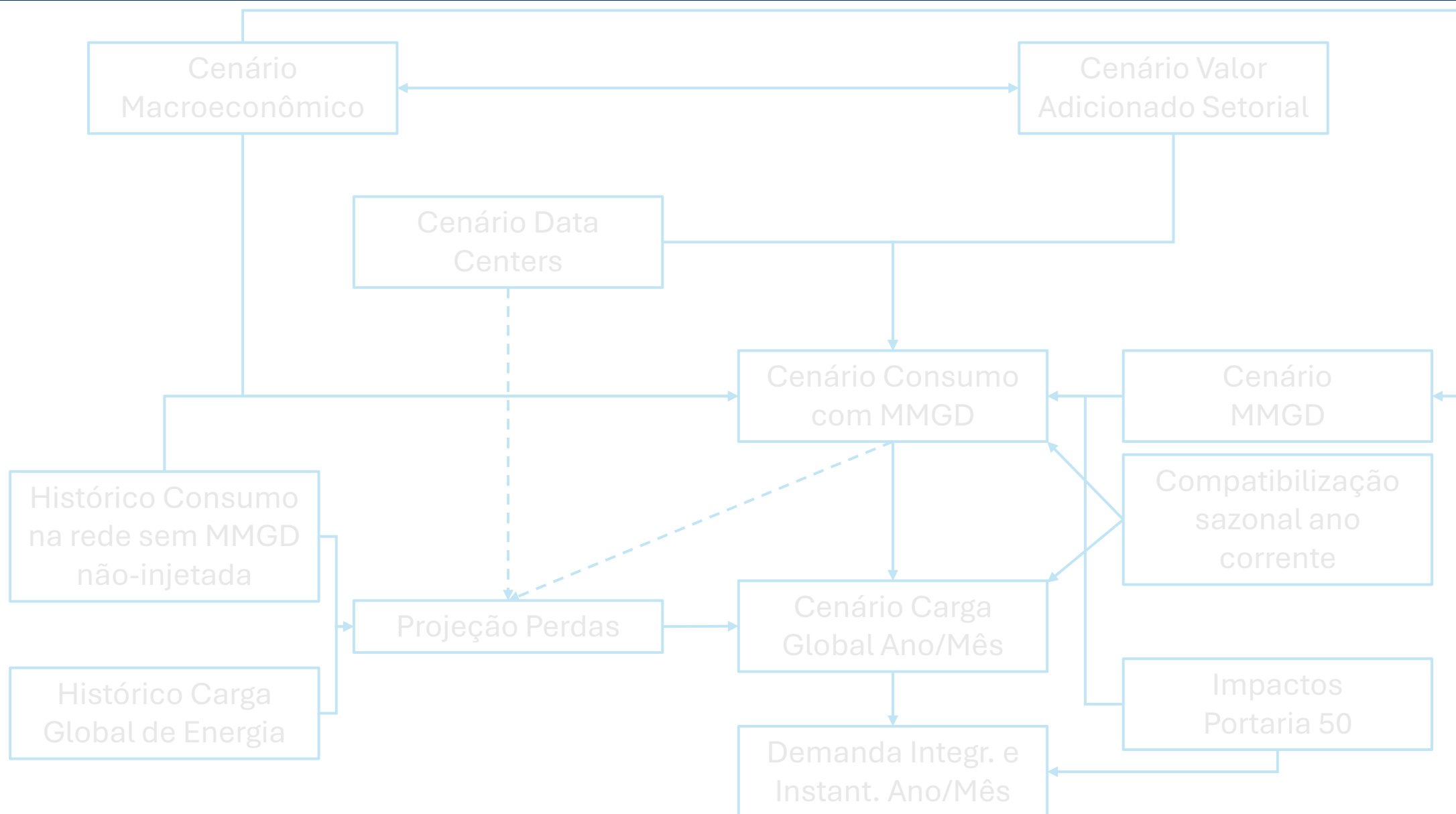
Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética – PLAN e Revisões Quadrimestrais

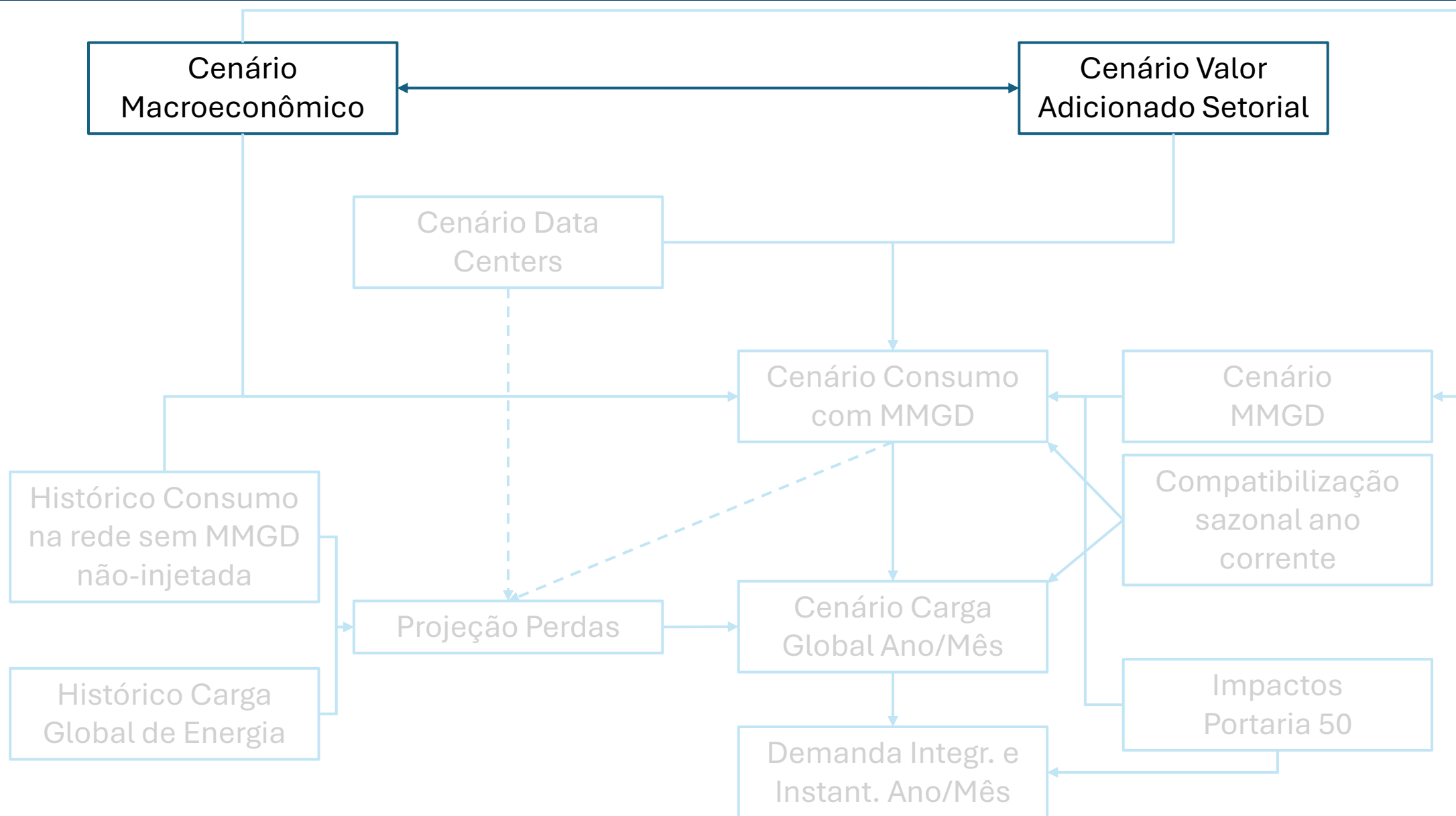


(*) Exceto nas Revisões Quadrimestrais

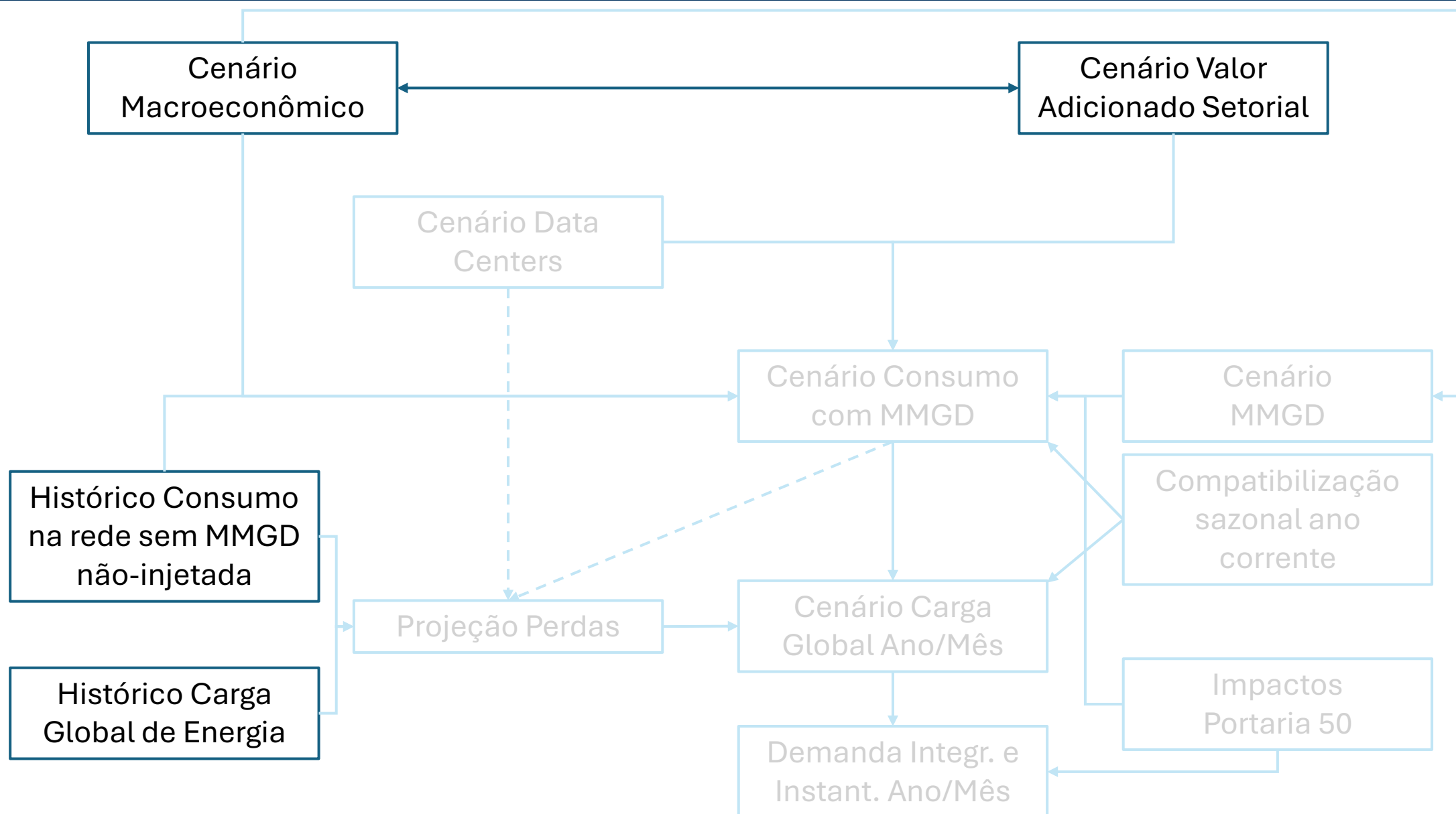


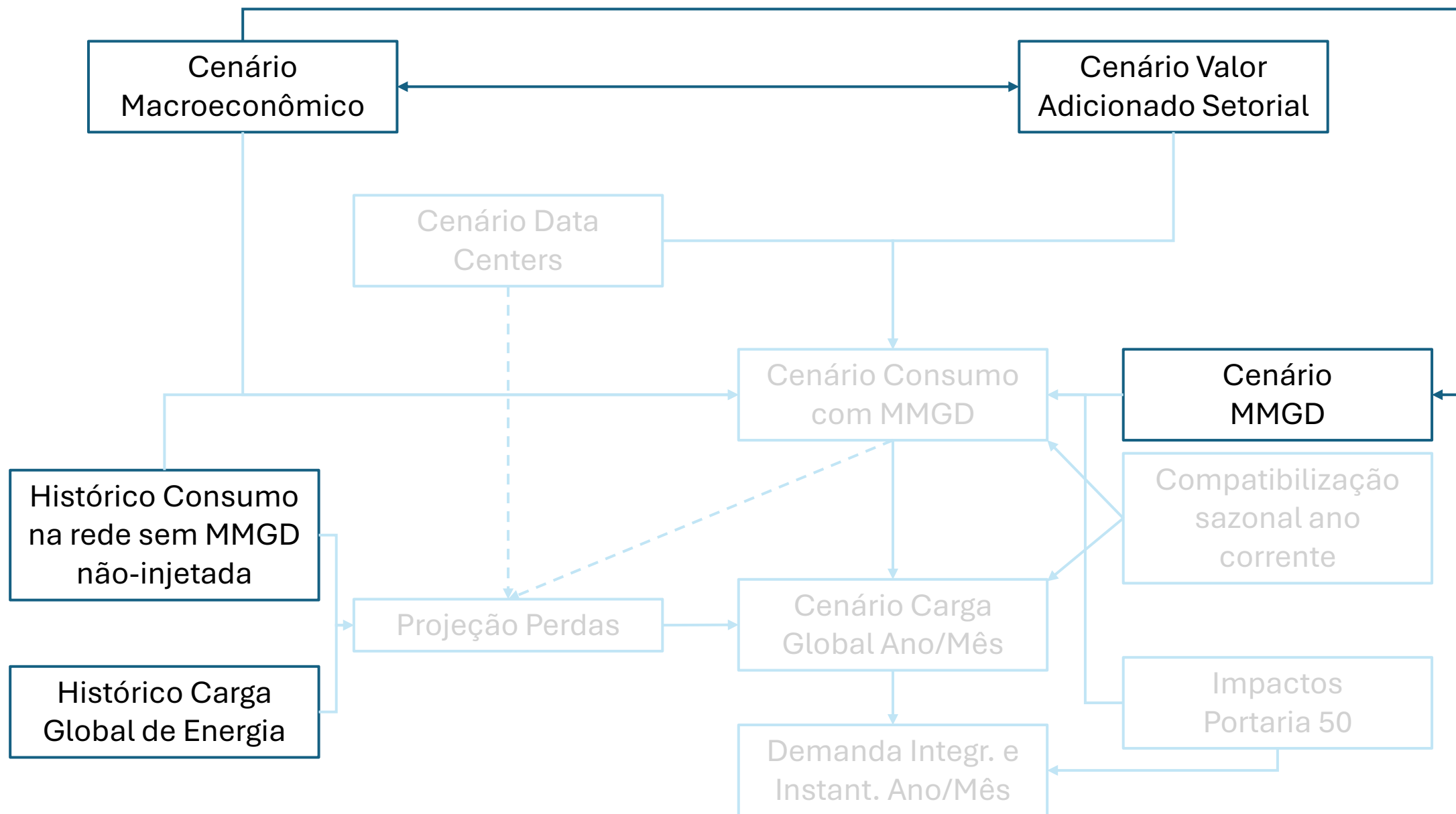
Revisões Quadrimestrais: Fluxo metodológico detalhado

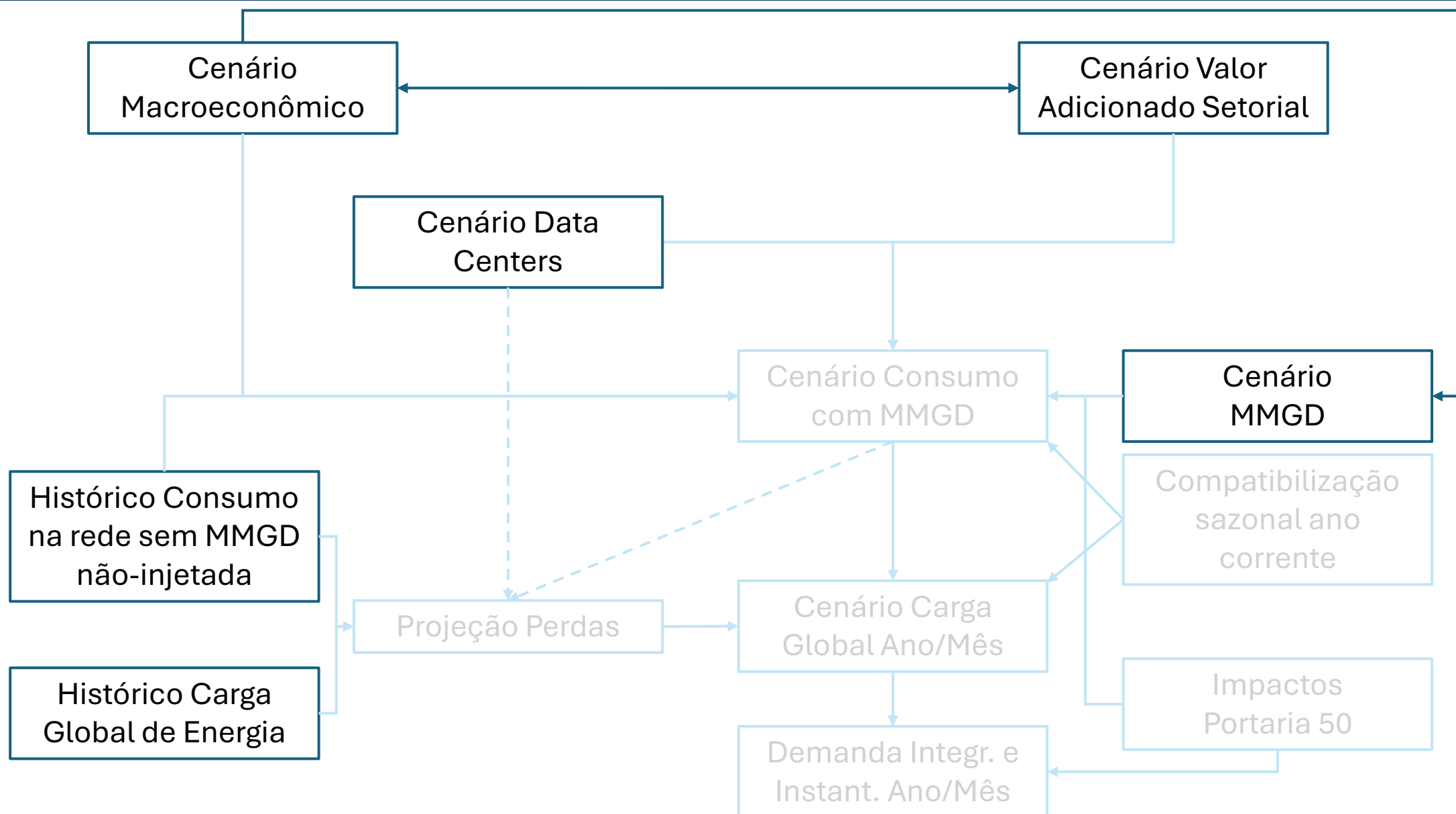


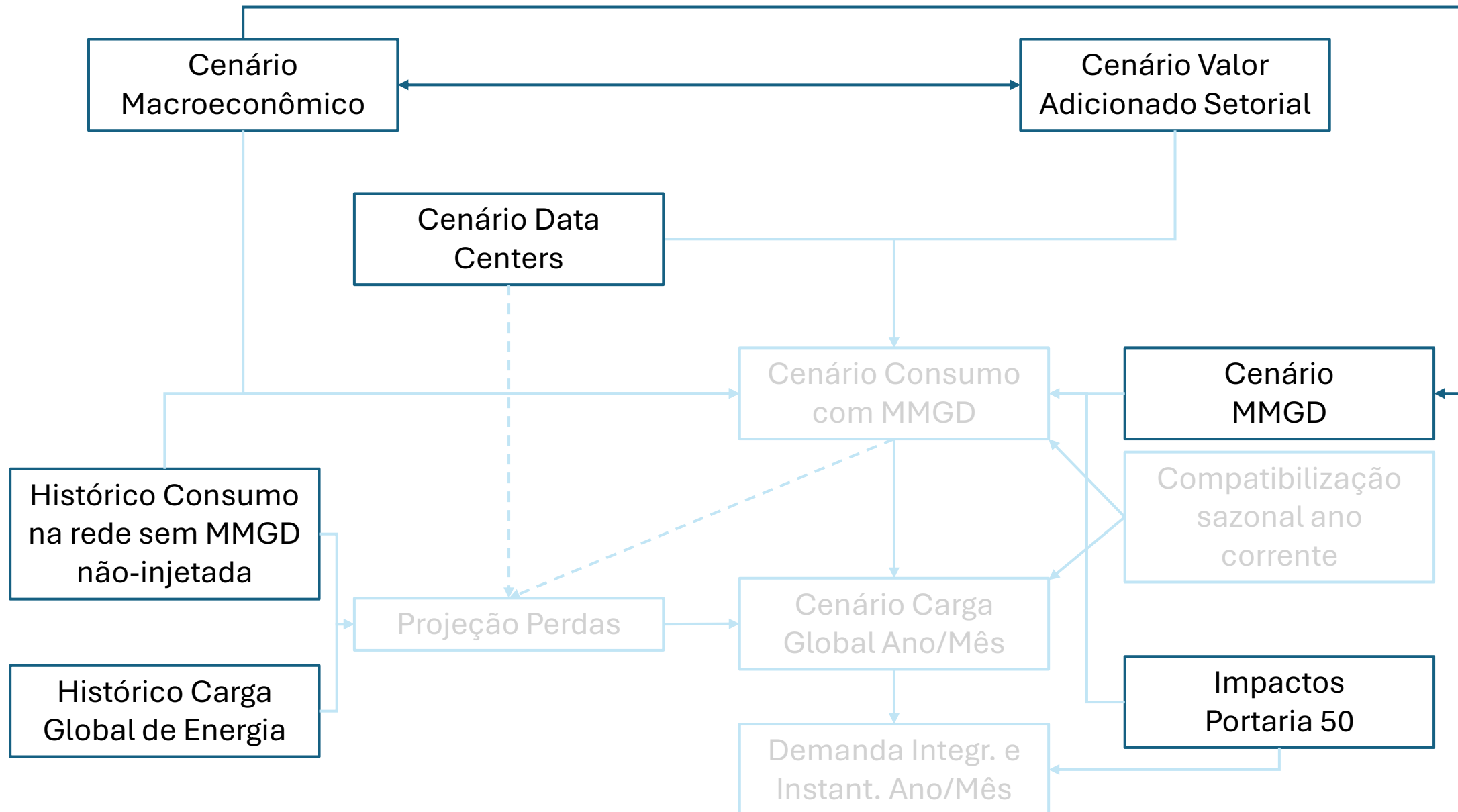


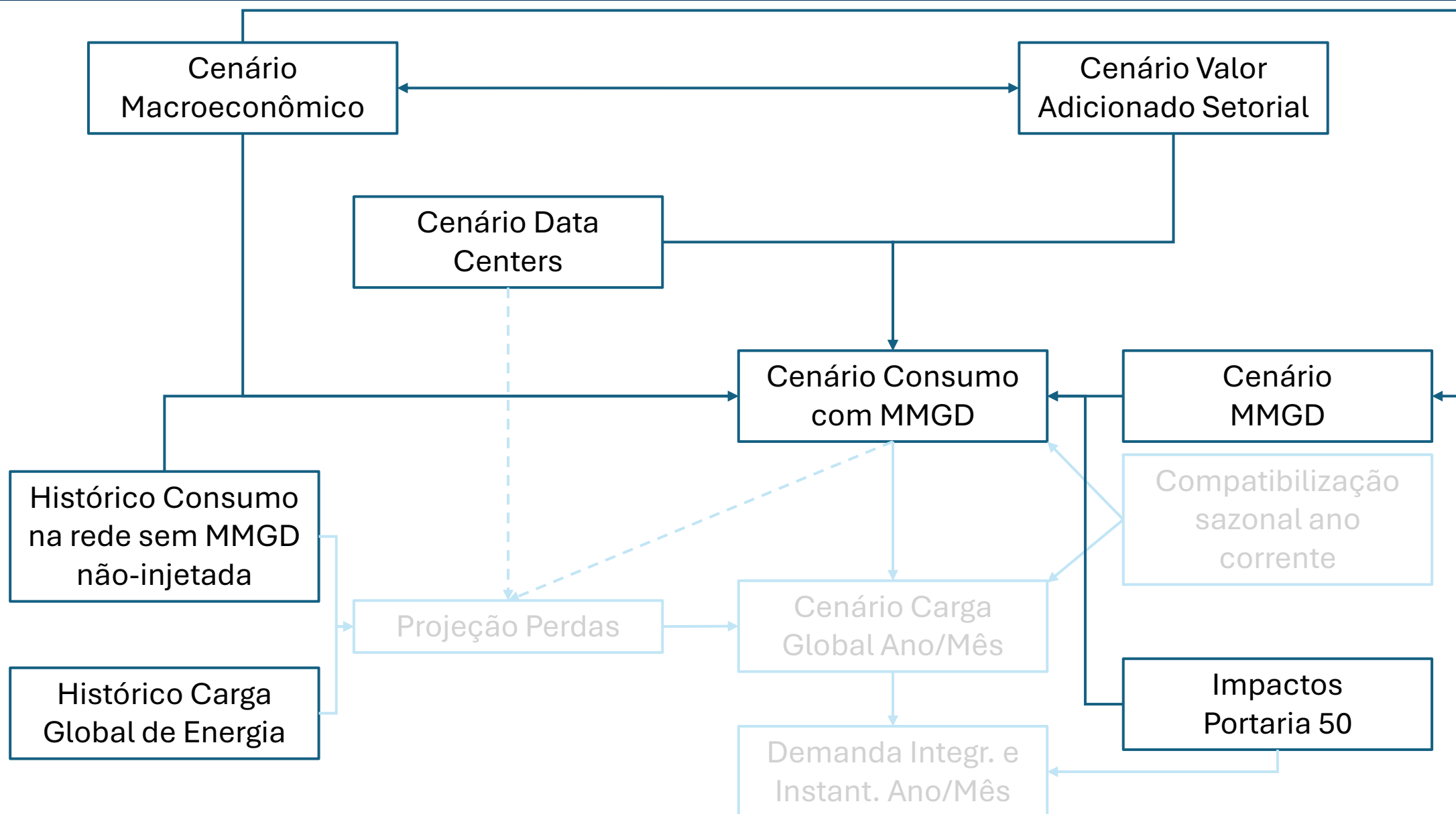
Revisões Quadrimestrais: Fluxo metodológico detalhado

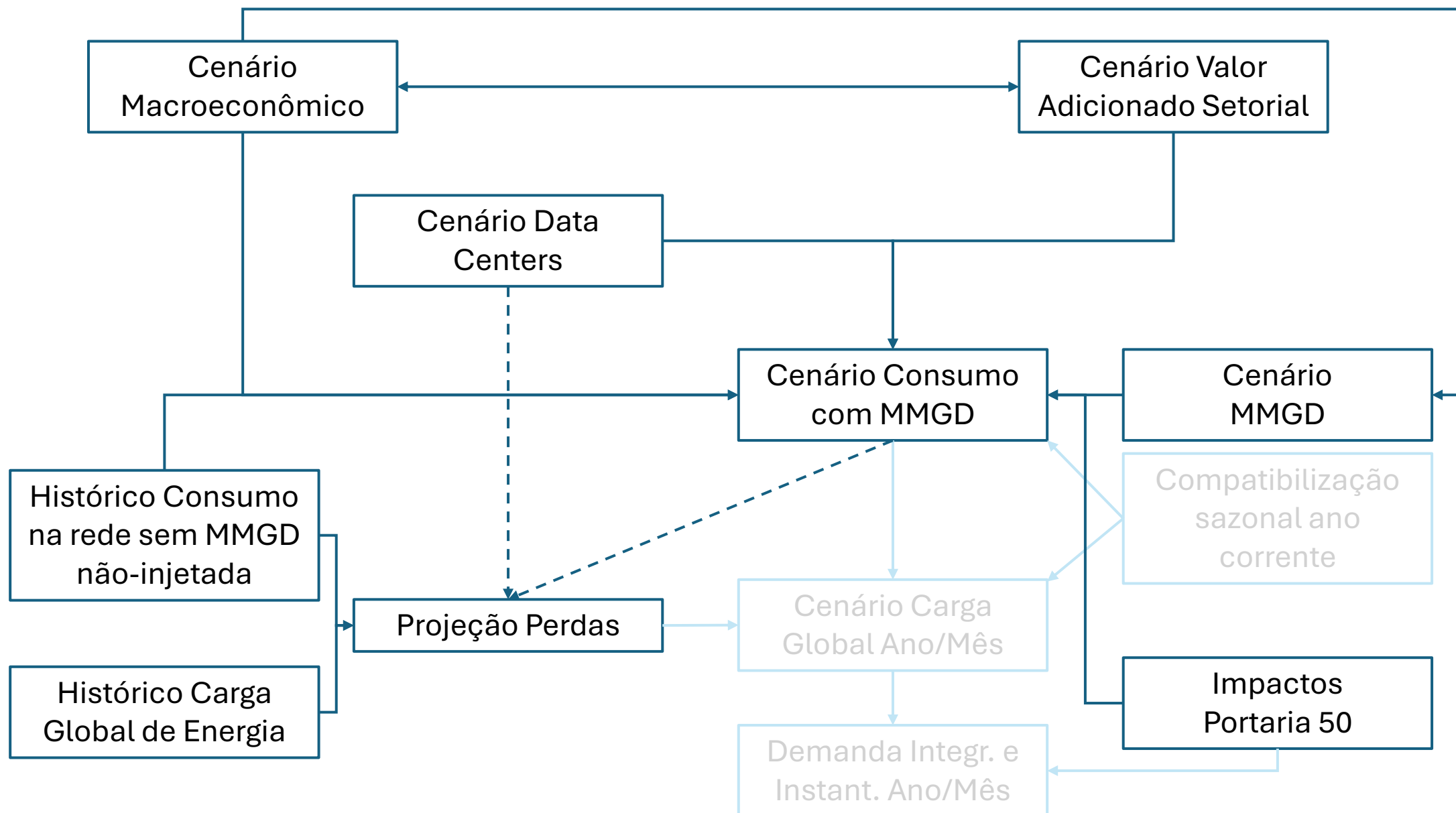


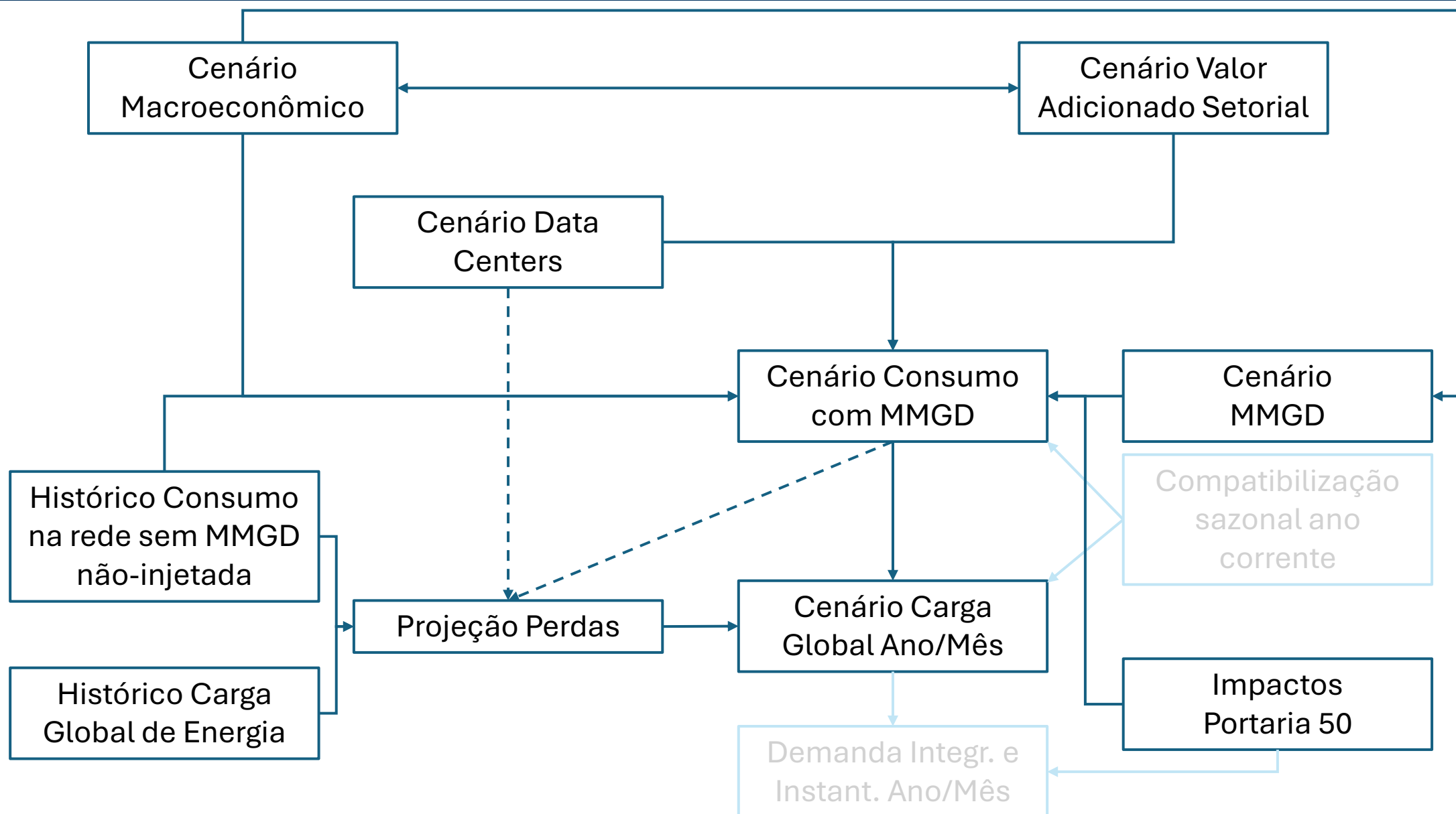


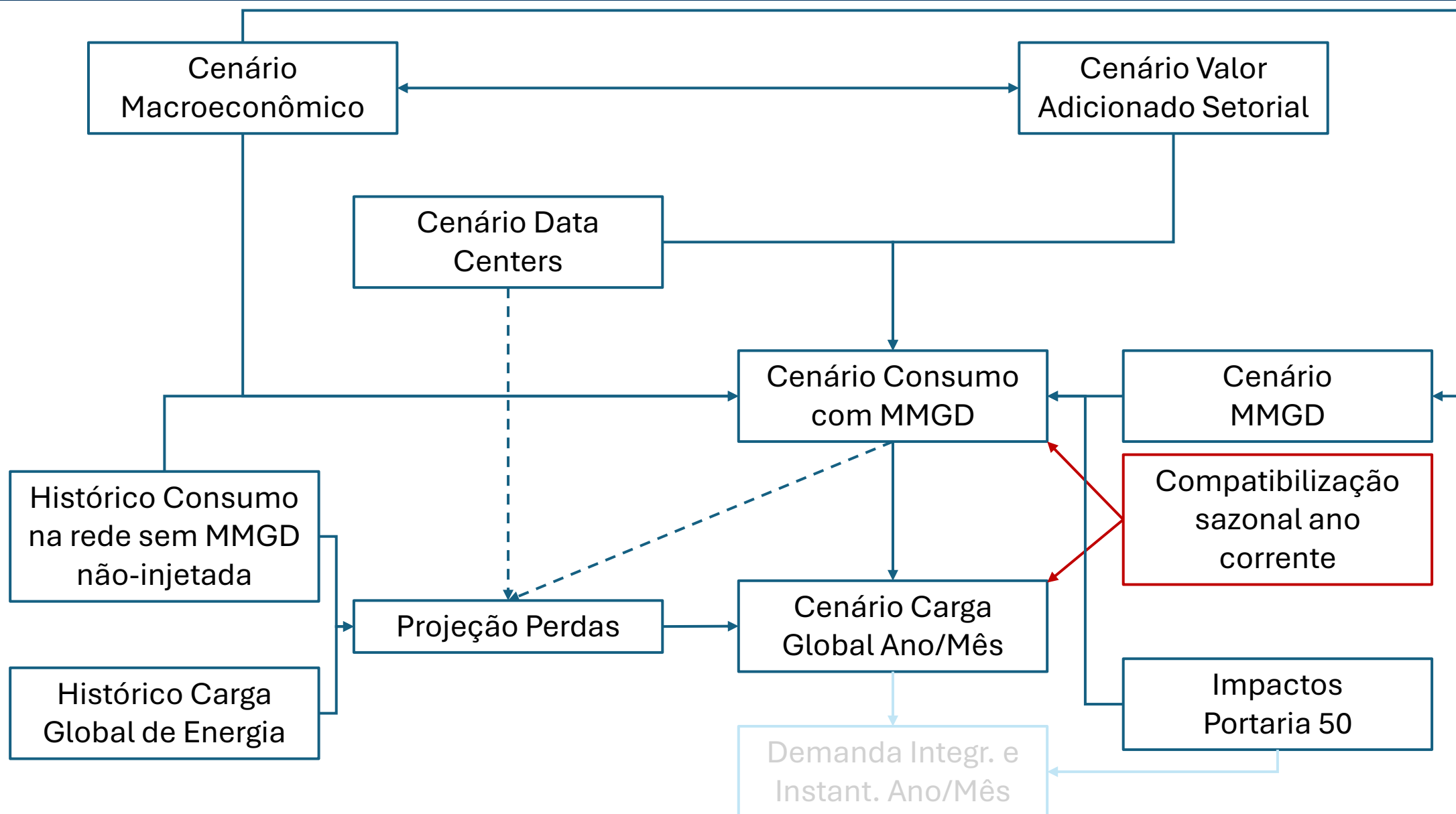


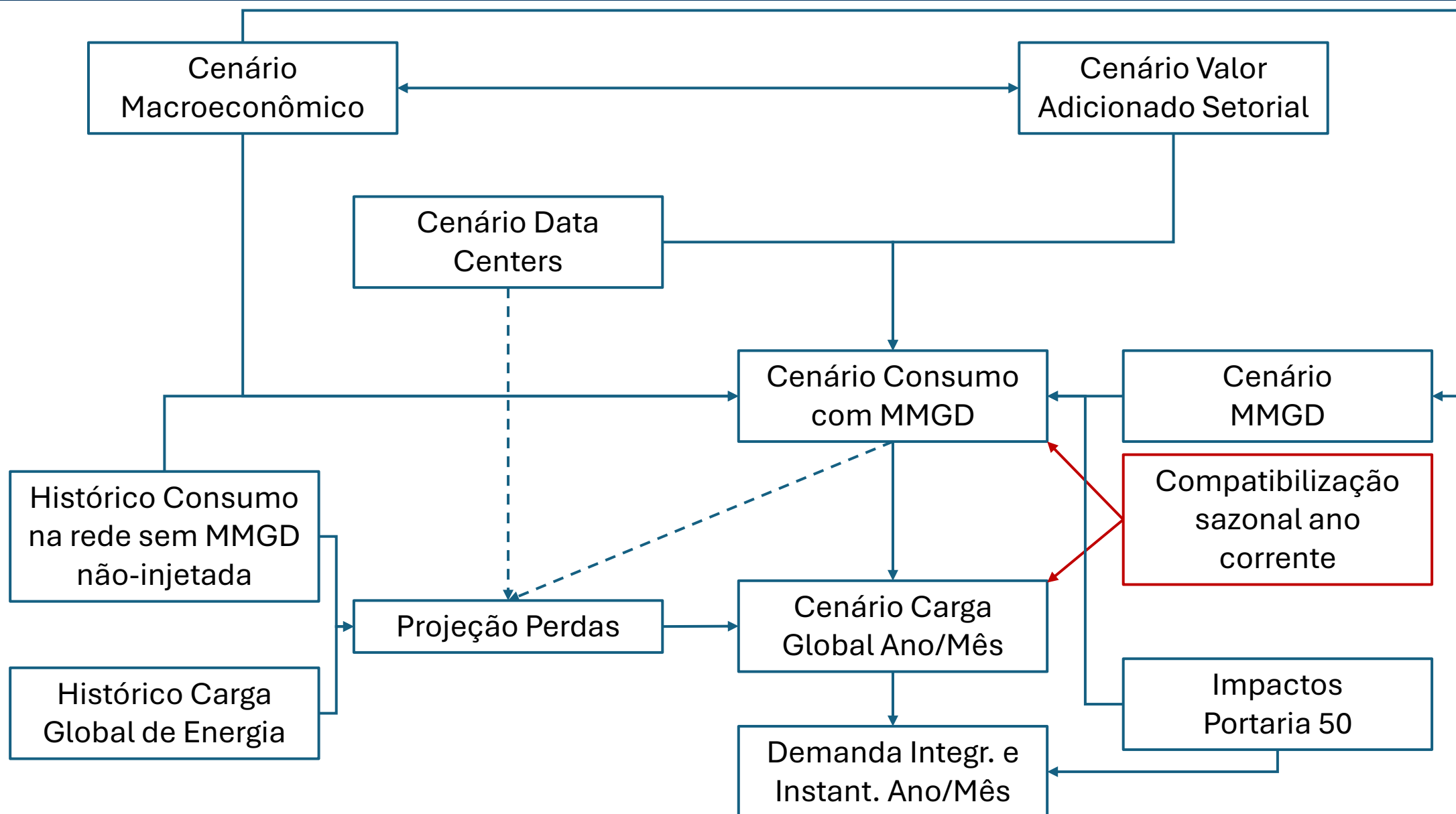














Processo de Elaboração do Cenário Econômico

- A elaboração do cenário macroeconômico no âmbito do PLAN envolve dois momentos:

**Acompanhamento do PIB
trimestral e definição de
premissas**

**Long Term Growth Model
(LTGM), do Banco
Mundial**

- O acompanhamento considera: divulgações do PIB trimestral, índices de confiança, inflação, SELIC, mercado de trabalho, resultado fiscal, Focus e relatórios de outras instituições
- O “Long Term Growth Model” é um modelo que permite a projeção do PIB a partir de variáveis como produtividade , investimento e crescimento populacional

- O Sistema de **Contas Nacionais Trimestrais** divulga o PIB e componentes 60 dias após o fim do trimestre
 - Oferta: agropecuária, indústria e serviços
 - Demanda: famílias, governo, FBCF, exportações e importações
 - Valores correntes e índices de volume (referência 2010)
 - A cada divulgação, trimestres anteriores podem ser revistos
- A identificação de surpresas por setor e componentes
- A atualização do **carregamento estatístico** e da **projeção anual**
- São acompanhados também índices de confiança, relatórios de mercado, Focus e projeções de outras instituições

- Adoção do modelo “**The Long Term Growth Model**” (LTGM), elaborado pelo **Banco Mundial** com atualizações frequentes² que já foi utilizado no PNE 2055 e PDE 2036.
- É baseado no **modelo neoclássico de crescimento Solow-Swan**, partindo de uma função de produção Cobb-Douglas:

$$Y_t(GDP) = A_t K_t^{1-\beta} (h_t L_t)^\beta$$

- O LTGM é **aplicado em mais de 40 países** para análises de crescimento e relatórios e suas principais vantagens são: **simplicidade, transparência e facilidade de utilização**.
- A ferramenta é útil para documentos de **planejamento/visão e relatórios nacionais para médio e longo prazo**.

- O cálculo do **PIB potencial** é feito com base nos componentes do crescimento econômico:

$$g_{y,t+1} \approx g_{A,t+1} + \beta(g_{h,t+1} + g_{\omega,t+1} + g_{N,t+1} + g_{p,t+1}) + \left[\frac{1-\beta}{K_t/Y_t} \right] \frac{I_t}{Y_t} - (1-\beta)\delta$$

[GDP Growth] [TFP] [Human Cap] [Demographics] [Participation] MPK=1/mICOR [Investment]

- As principais variáveis do modelo são a Produtividade total dos fatores, Capital Humano, Investimento/PIB, Demografia e participação no mercado de trabalho
- O modelo é calibrado a partir de dados históricos globais

Produto Interno Bruto (PIB)

Total produzido em
uma economia em
um determinado
período de tempo

Ótica da demanda: Soma do consumo das famílias e do governo, dos investimentos e das exportações líquidas de importações.

Ótica da renda: Soma das remunerações pagas aos fatores de produção na economia

Ótica da produção: Soma dos **Valores Adicionados (VA)** de todos os setores da economia e da parcela de impostos líquidos de subsídios

O Valor Adicionado (VA) é um conceito econômico que reflete **a contribuição de cada setor ao PIB**. Esse conceito evita a dupla contagem no cálculo do PIB pois exclui do valor da produção de um setor a parcela dos insumos utilizados que foi produzida por outro setor.

- O cálculo do VA de uma atividade é dado por (ótica do produto)*:

$$\text{VA} = \text{Valor da Produção (VP)} - \text{Consumo Intermediário (CI)}$$

- O PIB e o VA são mensurados em termos de valor, ou seja, em unidades monetárias, pois isso permite agregar uma ampla variedade de bens e serviços produzidos em um país, ainda que suas quantidades sejam expressas em unidades físicas distintas (toneladas de laranja, unidades de automóveis ou serviços prestados).
- O valor é calculado pela multiplicação entre preço e quantidade de um determinado período;
- Com relação ao preço, o valor pode ser expresso:
 - i. **A preços correntes**, se forem considerados os preços do mesmo ano em que as quantidades foram medidas;
 - ii. **A preços constantes**, se forem considerados os preços de um determinado ano (ano base).

Valor em t a preços correntes:

$$V_t^{cor} = P_t * Q_t$$

Valor em t a preços constantes do ano 0:

$$V_t^{cons(0)} = P_0 * Q_t$$

*Ano Base: Atualmente o IBGE utiliza no Sistema de Contas Nacionais, a principal referência para a estrutura do MCS, o ano 2010 como referência para o ano base.

- Alguns estudos da EPE necessitam utilizar as informações de VA dos setores em seus cálculos. No entanto, mesmo nas Contas Nacionais mais desagregadas (SCN), essas informações **não estão disponíveis no nível de desagregação necessário** para os objetivos da EPE. Por esse motivo, a equipe de economia da SEE estima anualmente a **série histórica do VA** a partir de informações complementares, usando o **Modelo de Consistência Setorial (MCS)**.

Setores desagregados no SCN e os setores EPE

SCN	EPE	SCN	EPE
Extração de carvão mineral e de minerais não metálicos	Carvão mineral e demais combustíveis	Fabricação de produtos de minerais não metálicos	Cimento
	Extração de minerais não metálicos		Cerâmica
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	Papel		Vidro
	Celulose		Outros Não-Metálicos
Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros	Petroquímica	Metalurgia de metais não ferrosos e a fundição de metais	Alumínio primário
	Fertilizantes		Alumina
	Soda-Cloro		Demais
	Demais	Comércio	Atacado
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	Siderurgia	Transporte terrestre	Varejo
	Ferroligas		Transporte rodoviário
	Ferro-gusa		Transporte ferroviário

*Ano Base: Atualmente o IBGE utiliza no Sistema de Contas Nacionais, a principal referência para a estrutura do MCS, o ano 2010 como referência para o ano base.

A projeção realizada pelo MCS, segue a seguinte fórmula a seguir:

$$VA_{[i,t]} = VA_{[i,t-1]} \times (1 + g_{[i,t]}/100)$$

Onde, i = segmento, t = período de tempo e g = variação de crescimento por segmento



O cálculo do Valor Adicionado conta com informações vindas de diversas organizações. Destacam-se as fontes governamentais e parceria com associações, além do acompanhamento a nível empresarial em setores chave.

Governamental

ANP
COMEX STAT
IBGE

Setor Elétrico

ONS

Associações

Abal
Abiclor
Abiquim
Abrafe
Ibá

Acompanhamento Empresarial

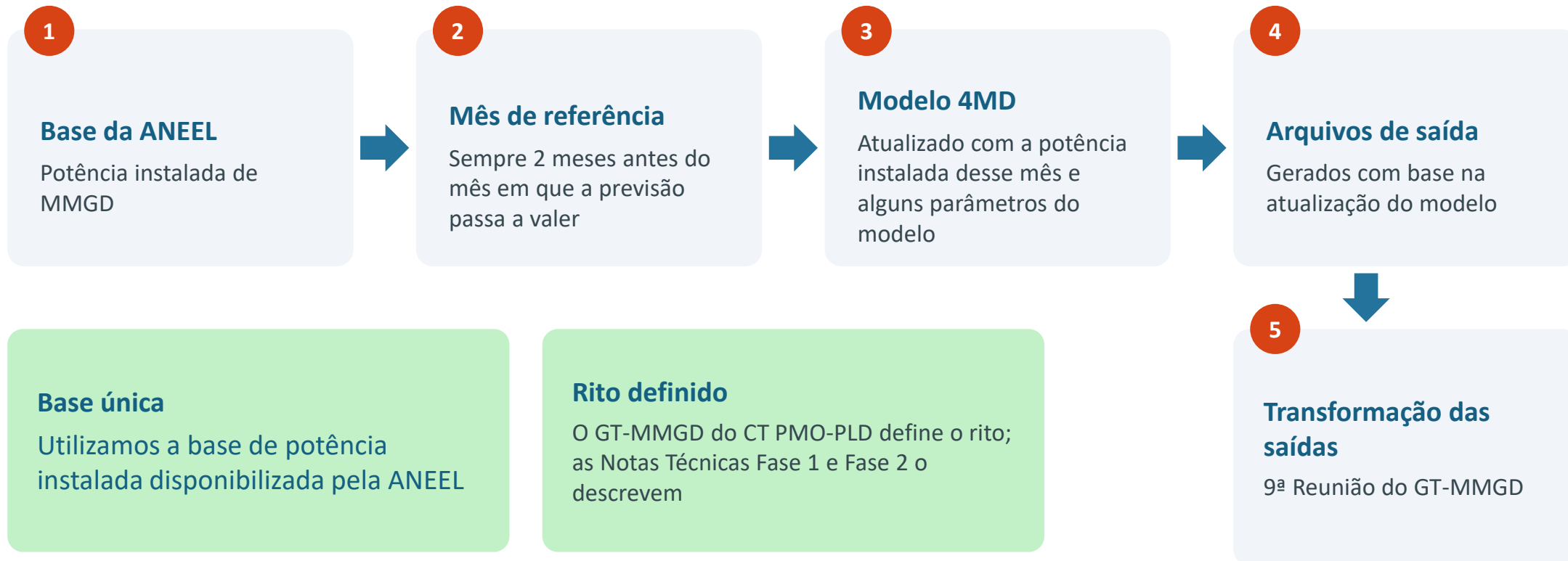
Alumínio
Alumina
Minério de Ferro
Pelotização
Química
Petroquímica



Processo de Previsão da MMGD

A previsão de MMGD parte da potência instalada da ANEEL e segue o rito do GT-MMGD

CT PMO-PLD › GT-MMGD: o processo segue o rito definido, descrito nas Notas Técnicas Fase 1 e Fase 2



O mês de referência é sempre dois meses antes da validade da previsão



Regra

Sempre dois meses antes do mês em que a previsão passa a valer, com a potência instalada desse mês.

Por que dois meses?

A utilização de dois meses anteriores ao mês de vigência das previsões ocorre em função da necessidade da utilização de um mês “completo” nos dados verificados da base da ANEEL.



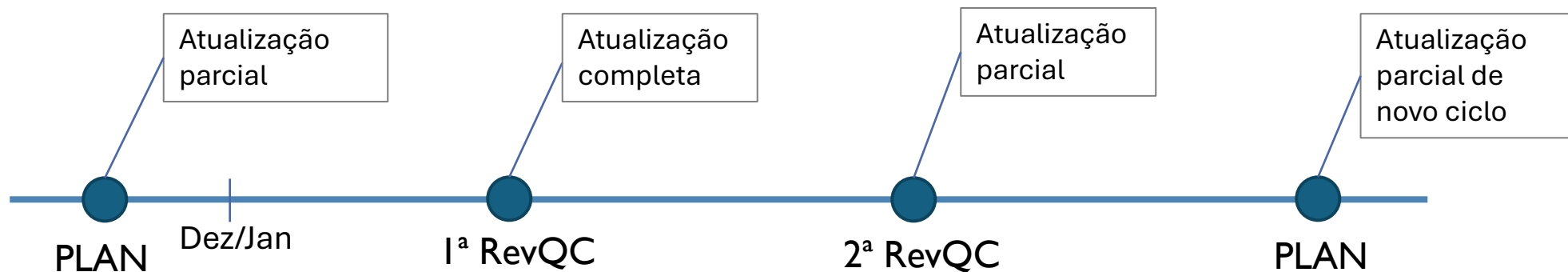
O 4MD é um software livre, desenvolvido pela EPE, para **projetar o mercado de MMD no Brasil**, com resultados mensais desagregados por segmento de consumo, distribuidora e fonte de energia.

- Número de adotantes;
- Potência instalada;
- Energia gerada, consumida, injetada e armazenada.
- Metodologia: [Nota Técnica EPE-DEA-SEE-009-2025](#)
- Execução em R pelo pacote epe4md: github.com/EPE-GOV-BR/epe4md
- Resultados e atualização do pacote: [Releases · EPE-GOV-BR/epe4md](#)
- Tutoriais de uso: epe-gov-br.github.io/epe4md/

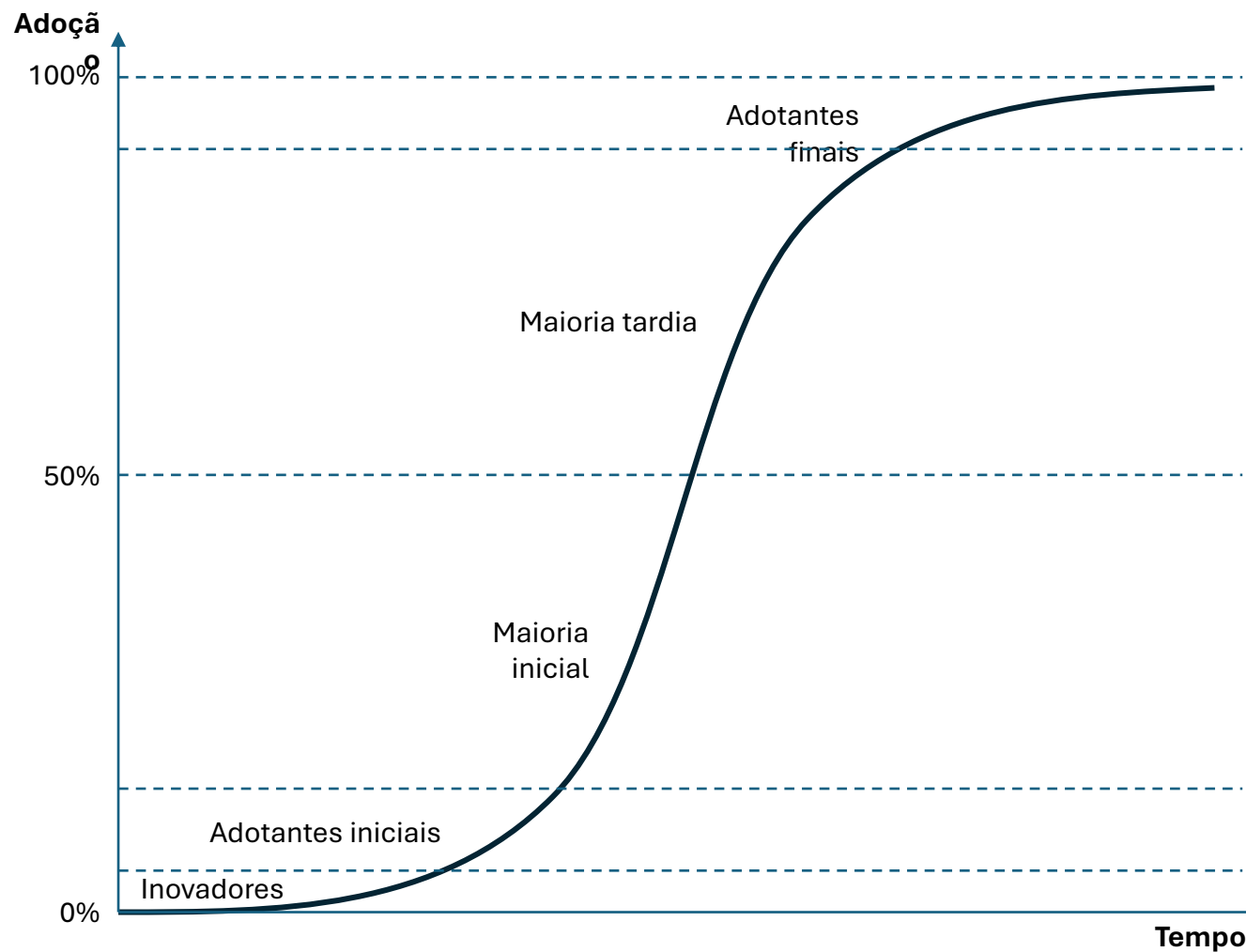
Atualizações dos estudos de PLAN/Revisão Quadrimestral conforme relatório “Representação da Expansão da Micro e Minigeração Distribuída”, disponível no site do CT PMO/PLD.

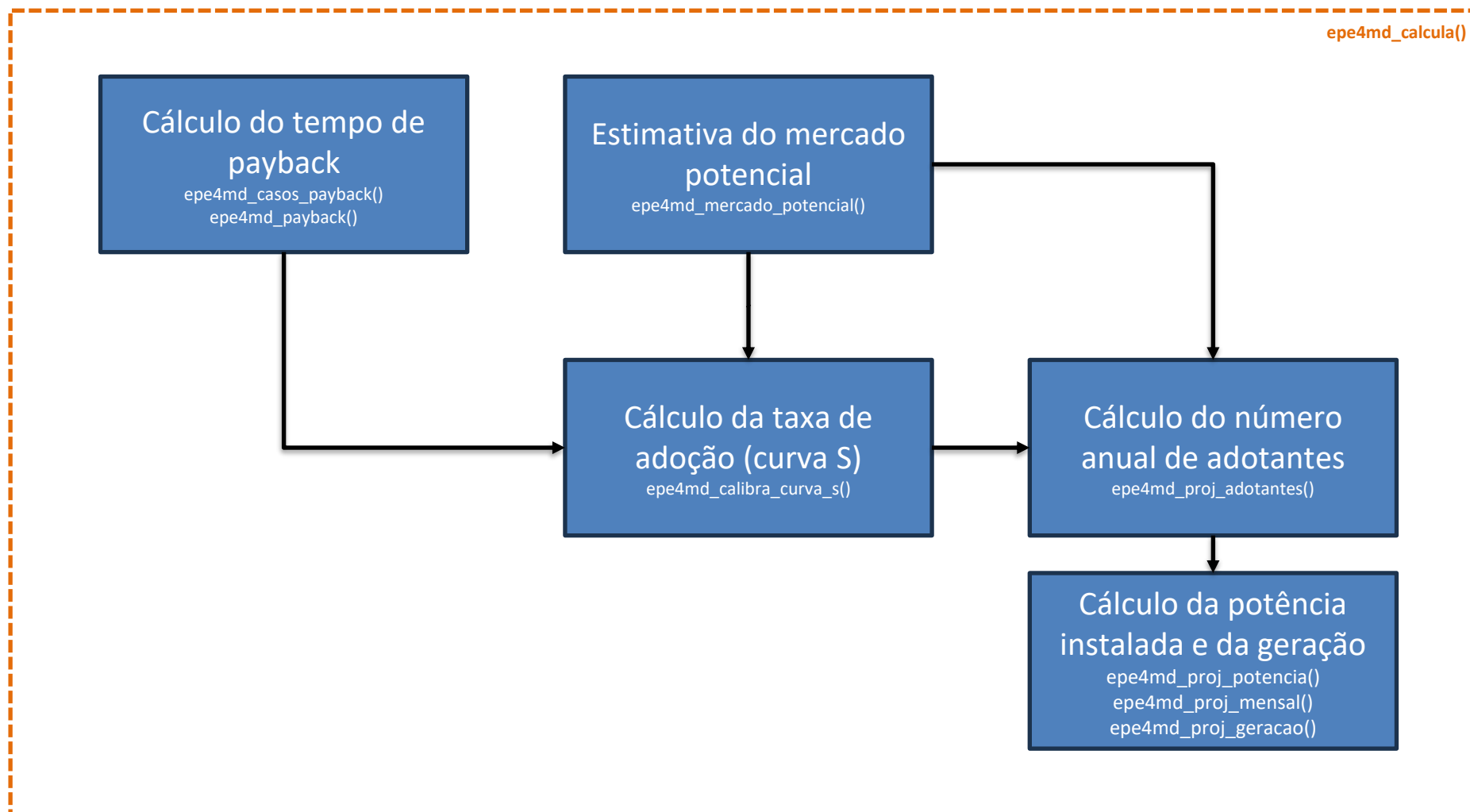


- 1ª Revisão Quadrimestral — Atualização completa
 - Atualização do ano-base, incorporando os dados completos do ano anterior.
 - Revisão das premissas, dos dados de entrada e dos parâmetros de execução, quando necessário.
- 2ª Revisão Quadrimestral e PLAN — Atualização parcial
 - Incorporação do histórico mensal de MMGD até o mês n-2, sem alteração do ano-base.
 - Possibilidade de revisão das premissas e dos parâmetros de execução

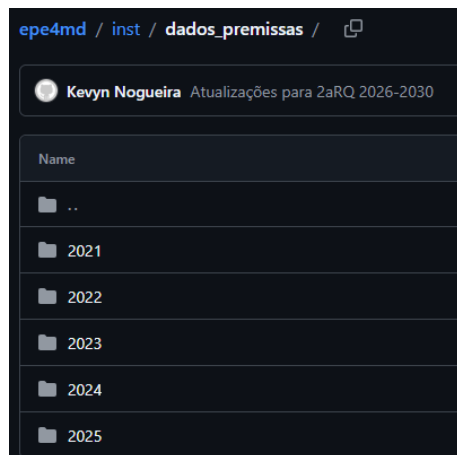


- A difusão da MMGD pode ser representada pelo modelo de Bass, que descreve a adoção de uma tecnologia ao longo do tempo por meio de uma curva S.
- O modelo considera dois mecanismos de adoção:
- Inovação p : adoção independente da influência de outros consumidores.
- Imitação q : adoção estimulada pela influência dos consumidores que já adotaram a tecnologia.
- Os parâmetros p e q são calibrados a partir do histórico de adoção da MMGD.

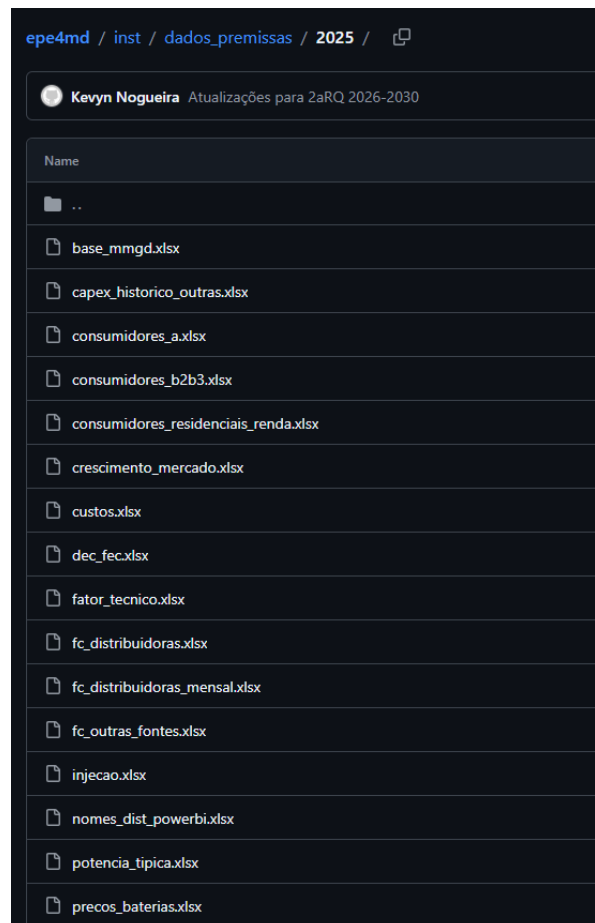




Pastas dos anos-base



Arquivos de dados de entrada

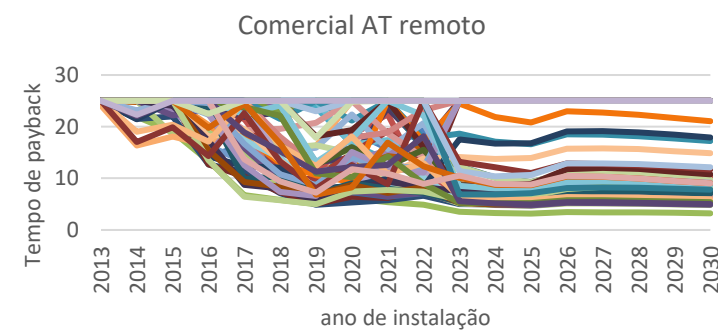
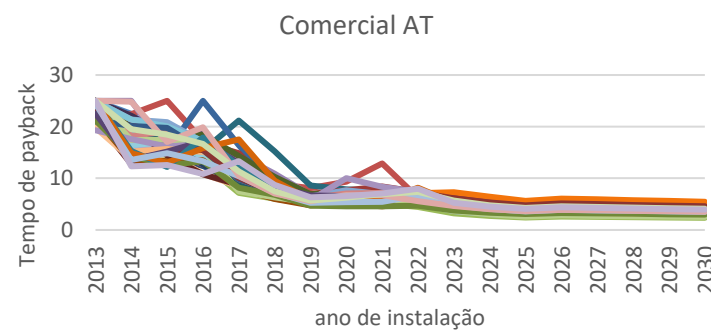
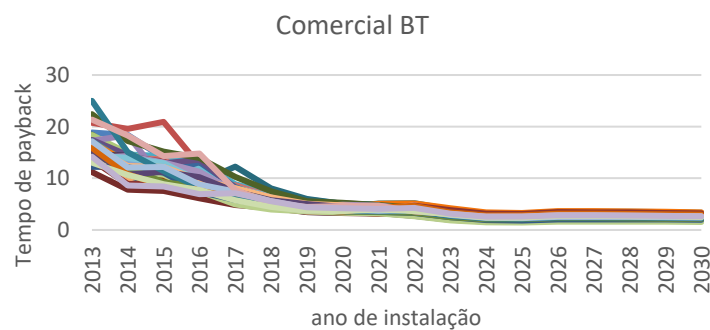
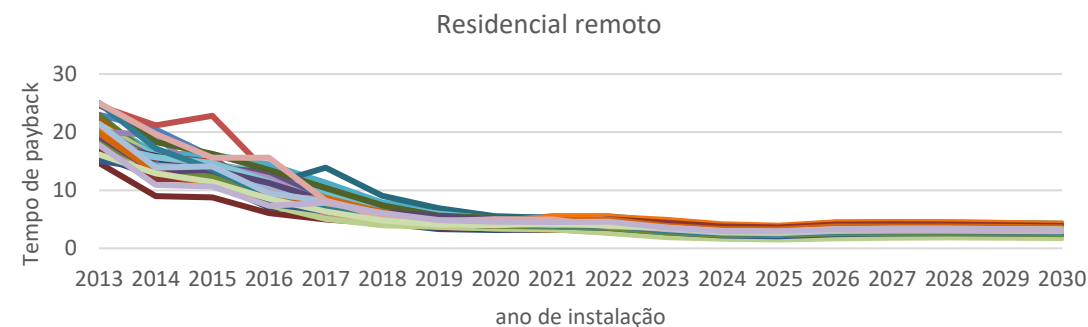
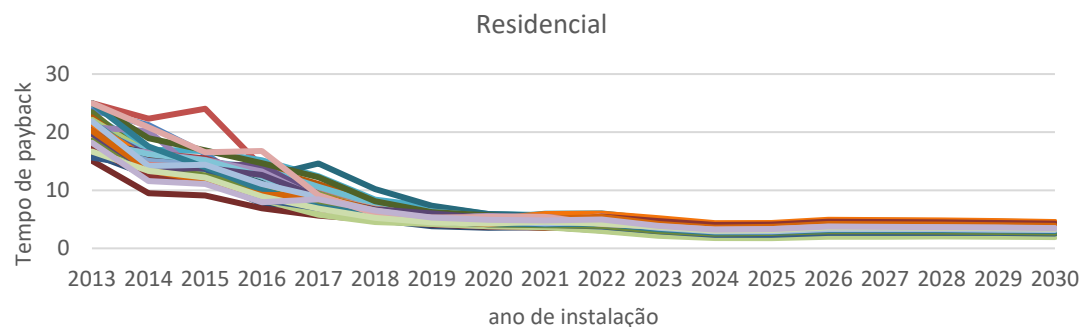


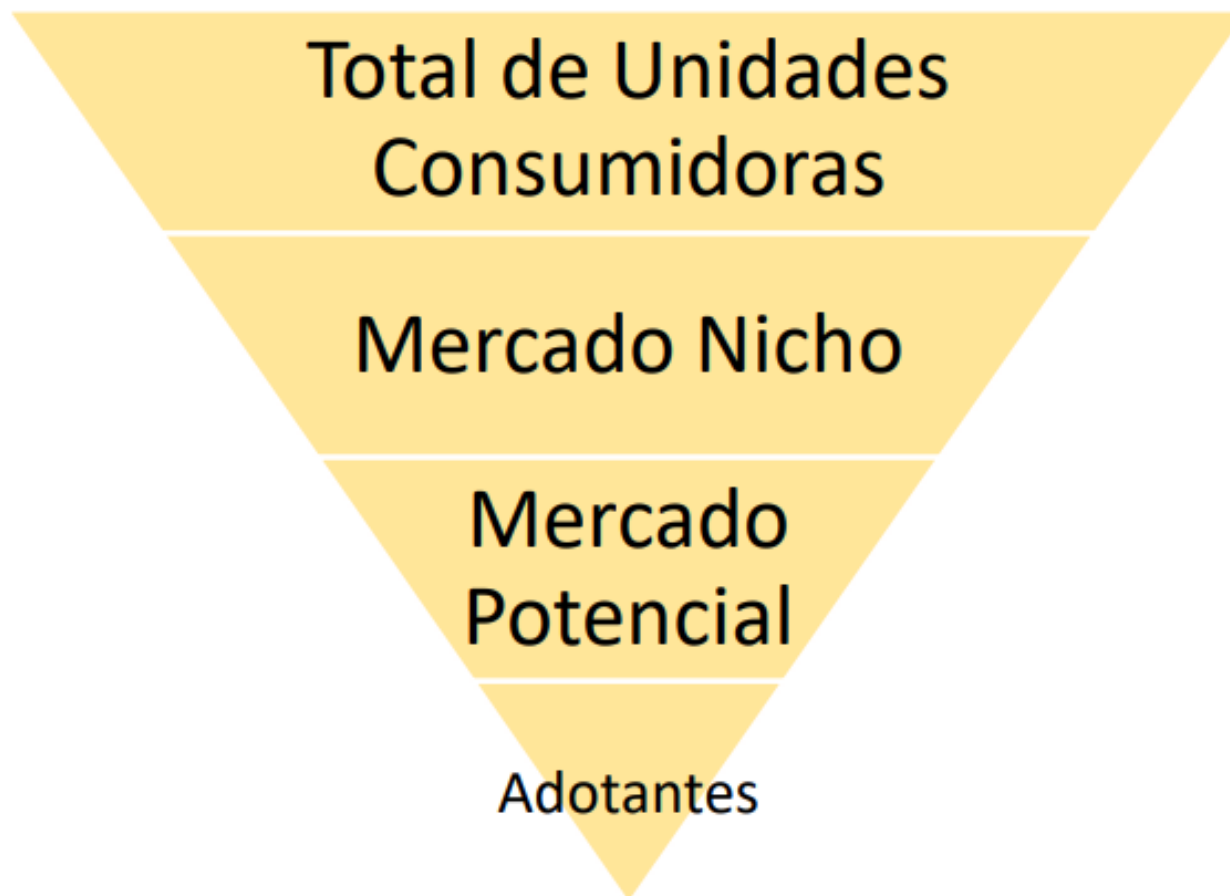
Parâmetros de execução do modelo



O tempo de payback é calculado a partir de um fluxo de caixa que considera o investimento inicial, as economias na fatura de energia decorrentes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e as despesas de operação e manutenção, demanda contratada, entre outras.

- As economias são diferenciadas entre autoconsumo e injeção na rede, considerando as particularidades do SCEE e da tributação.
- O fluxo de caixa é estimado por distribuidora, segmento e ano de instalação.
- O cálculo utiliza a fonte fotovoltaica como referência, devido à sua predominância no mercado de MMGD.





1. **Estima-se a quantidade de Unidades Consumidoras** por distribuidora por ano com dados de censo do IBGE e do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica da ANEEL e atualizados com a projeção de crescimento de mercado da EPE. [epe4md_mercado_potencial()]

2. **Aplica-se um filtro de renda** no mercado residencial. [epe4md_mercado_potencial()]

3. **Aplicam-se filtros de aptidão técnica** nos diferentes segmentos do mercado e separa-se o mercado local e o remoto. [epe4md_mercado_potencial()]

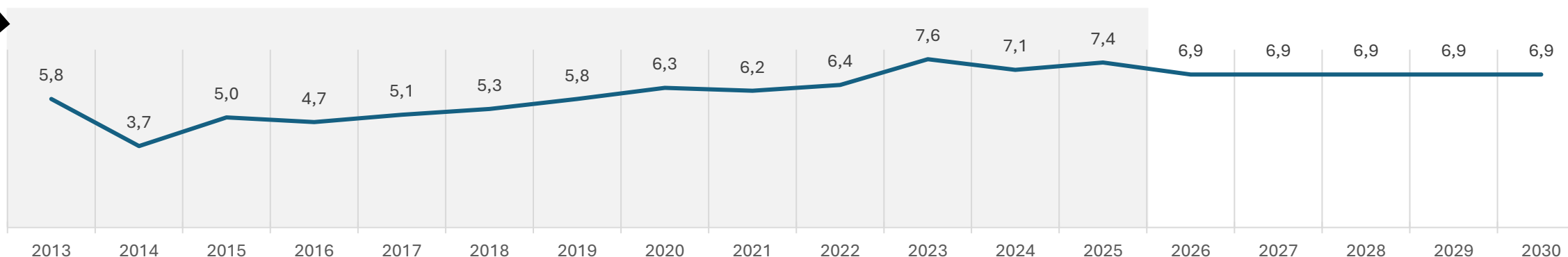
4. **Transforma-se mercado nicho em mercado potencial em função da sensibilidade econômica do investimento, representada pelo tempo de payback.** [epe4md_calibra_curva_s()]

5. **Aplica-se a curva de difusão de Bass ao mercado potencial** para estimar o número acumulado de adotantes e, posteriormente, as novas adesões anuais. [epe4md_proj_adotantes()]

A potência média por adotante é mantida constante no horizonte de projeção para cada combinação de distribuidora, segmento e fonte.



Exemplo: Potência média por adotante (kW) — Residencial local, Light



A potência média projetada corresponde à razão entre a potência instalada total e o número de adotantes no histórico disponível, por distribuidora, segmento e fonte.

As projeções anuais de potência adicionada e novos adotantes são distribuídas mensalmente com base na sazonalidade histórica da expansão da MMGD.

Identificação da sazonalidade histórica

Decomposição multiplicativa da série histórica mensal de potência adicionada de MMGD, de 2014 até o ano-base.

$$P_m = T_m \times S_m \times R_m$$

Cálculo de um fator sazonal médio para cada mês do ano.

Distribuição mensal das projeções anuais

Potência adicionada mensal (MW)

$$P_{m,t} = \frac{P_t}{12} \times FS_m$$

Novos adotantes mensais

$$N_{m,t} = \text{arred} \left(\frac{N_t}{12} \times FS_m \right)$$

Incorporação dos dados realizados

Sem ajuste no ano corrente

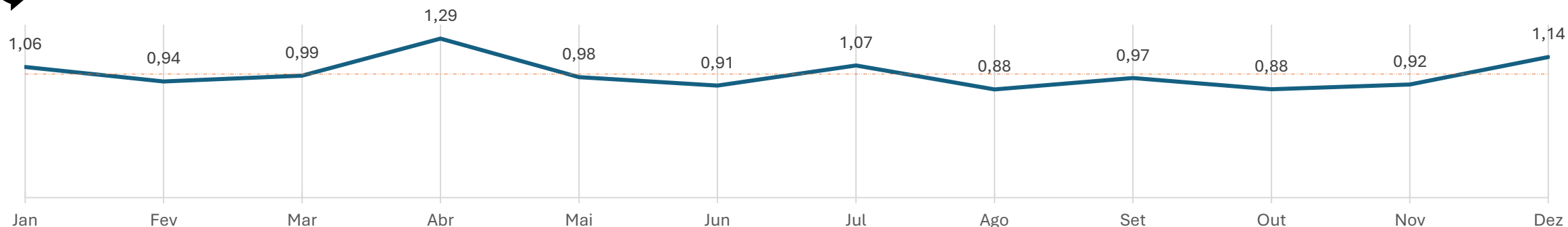
Preserva os dados realizados até o ano-base e utiliza as projeções sazonais nos anos seguintes.

Com ajuste no ano corrente

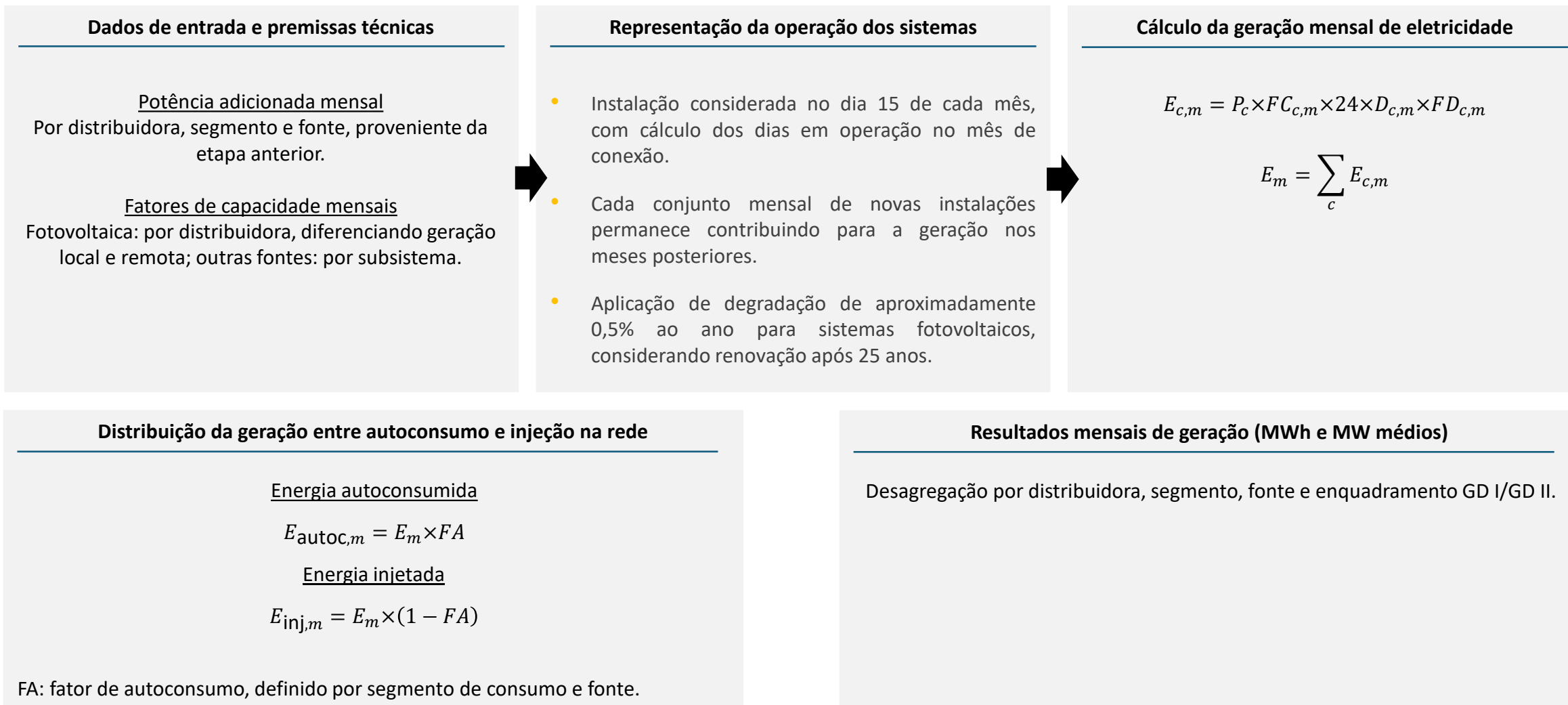
Incorpora o histórico mensal recente, com duas alternativas:

- Substitui: mantém a projeção original nos meses ainda não realizados.
- Extrapola: anualiza o volume observado e aplica a sazonalidade aos meses restantes.

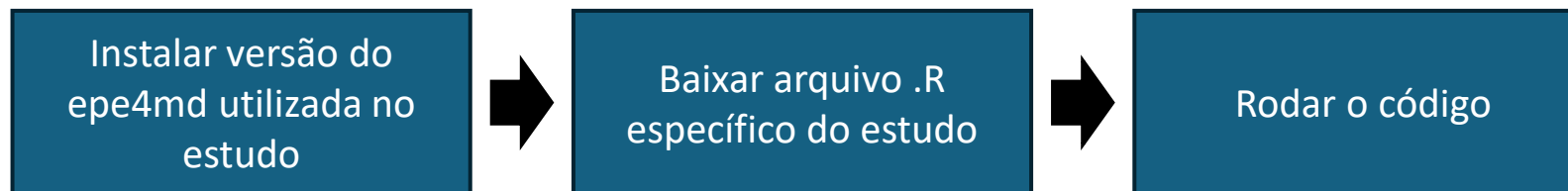
Exemplo: Fatores sazonais mensais da potência adicionada de MMGD no Brasil



A geração mensal de MMGD é estimada a partir da potência instalada, considerando os fatores de capacidade, o tempo de operação e a degradação dos sistemas fotovoltaicos.



ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico



Exemplo para 2ª Revisão Quadrimestral 2026-2030

Releases / v2RQ-2030

v2RQ 2026-2030

Latest

kevynnogueira released this Aug 7

v2RQ-2030

Versão utilizada na 2a RQ do PLAN 2026-2030

▼ Assets 4

projecao_2rq_PLAN_26-30.R

projecao_mmugd_plan26-30-2rq.xlsx

Source code (zip)

Source code (tar.gz)

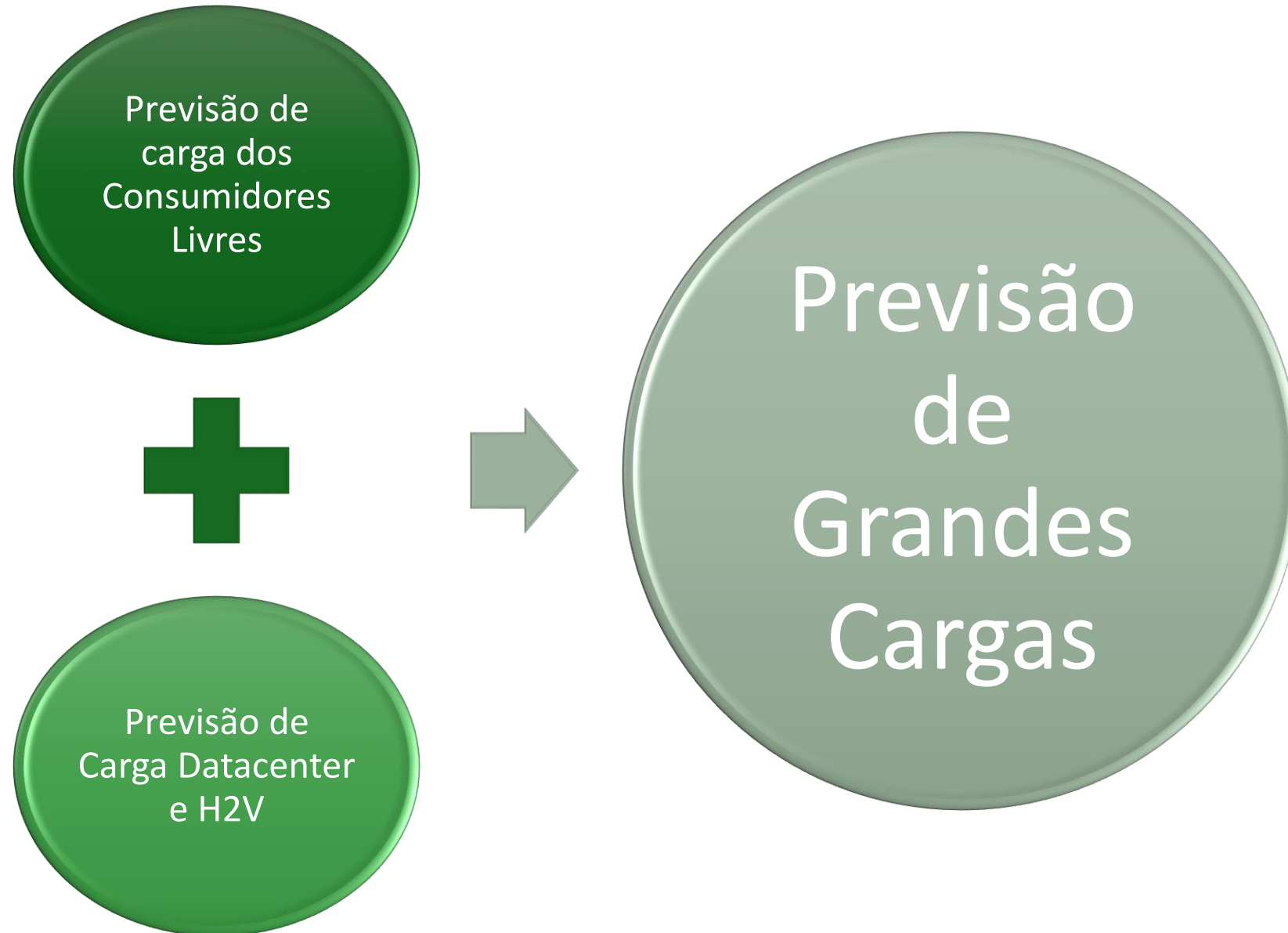
```
C: > Users > kevin.nogueira > OneDrive - epe.gov.br > Área de Trabalho > projecao_2rq_PLAN_26-30.R X
```

```
1 library(epe4md)
2 library(tidyverse)
3
4 premissas_regulatorias <-
5   readxl::read_xlsx(system.file("dados_premissas/2025/premissas_reg.xlsx",
6   | | | | | | | | | | | | | | | | package = "epe4md"))
7
8 projecao_referencia <- epe4md_calcula(
9   premissas_reg = premissas_regulatorias,
10  ano_base = 2025,
11  ano_max_resultado = 2030,
12  altera_sistemas_existentes = TRUE,
13  ano_decisao_alteracao = 2023,
14  inflacao = 0.03,
15  ajuste_ano_corrente = TRUE,
16  ultimo_mes_ajuste = 6,
17  metodo_ajuste = "extrapola",
18  filtro_comercial = 0.3,
19  tx_cresc_grupo_a = -0.035
20 )
21
22 resumo <- epe4md_sumariza_resultados(projecao_referencia)
```

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1	data	ano	mes	unidades_mes	orig	segmento	resumo_dominancia	mes_atual_gw	mes_morrt_mes	mes_morrt_mes	n	q	reg					
2	2013-01-01	2013	1	MAR	SP	comercial	Faltoso	04/03/16	04/03/16	04/03/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
24	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
25	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
26	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
27	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
28	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
29	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
30	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
31	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
36	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
37	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
38	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
39	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
40	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
41	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
42	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
43	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
44	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
45	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
46	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
47	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
48	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
49	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
50	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
51	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
52	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
53	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
54	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
55	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
56	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
57	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
58	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
59	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
60	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
61	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
62	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
63	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
64	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
65	2013-01-01	2013	1	CEMAR	SE	comercial	Faltoso	01/01/16	01/01/16	01/01/16	0,0000	0,0000	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
66</																		

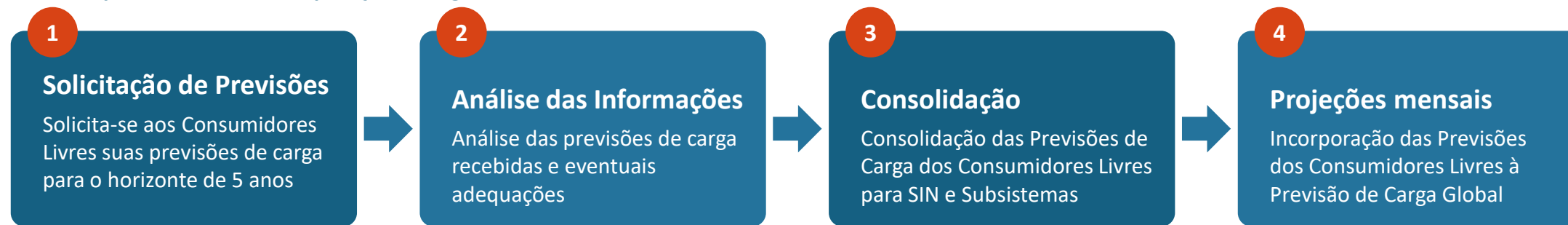


Processo de Elaboração do Cenário de Grandes Cargas

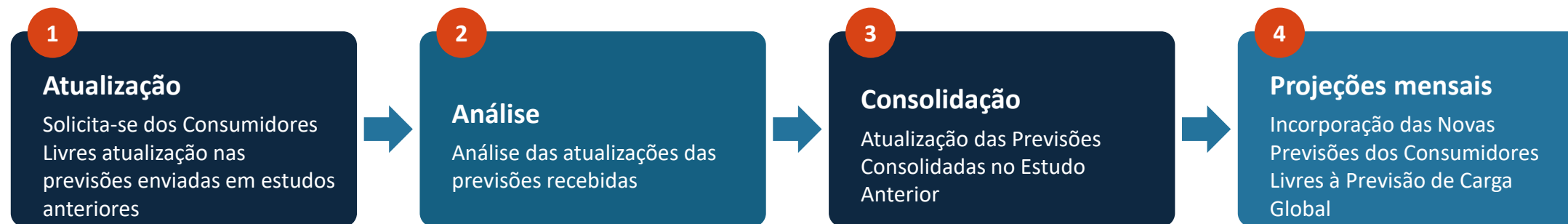


Como estimamos a carga dos Consumidores Livres

No Planejamento Anual da Operação Energética

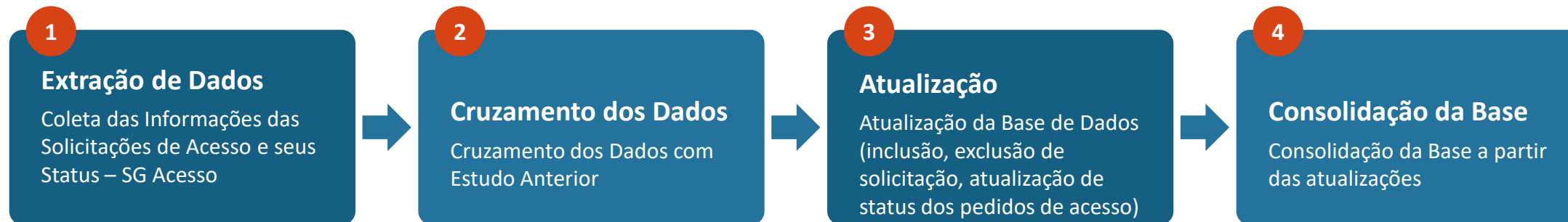


Nas revisões quadrimestrais - agentes são consultados para eventual atualização das previsões

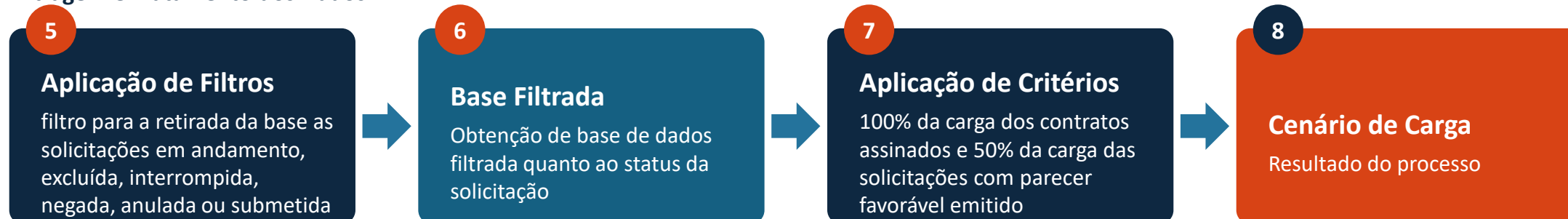


Como estimamos a carga para Datacenter e H2V

Processo de Atualização da Base de Informação das Solicitações de Acesso



Filtragem e Tratamento dos Dados



Evolução: um novo critério será utilizado em breve

Hoje

- Previsão de Carga para Consumidores Livres realizada a partir de informações fornecidas pelos agentes
- Previsão de Carga de Datacenters e H2V elaborada a partir das informações obtidas nas solicitações de acesso



Em breve

- Elaboração dos Cenários de Carga de Datacenter e H2V considerando resultados do PNAST
- Consolidação do Status das Solicitações de Acesso Pré-PNAST
- Previsão de Carga de Consumidores livres realizada com informações fornecidas pelos agentes

O que seguimos acompanhando

- Acompanhamento do cumprimento da data conexão prevista
- Acompanhamento da evolução da demanda de datacenters conectados
- Acompanhamento da Demanda Solicitada e efetivamente Contratada no PNAST em cada um dos subsistemas
- Consolidação do Status das Solicitações de Acesso Pré-PNAST

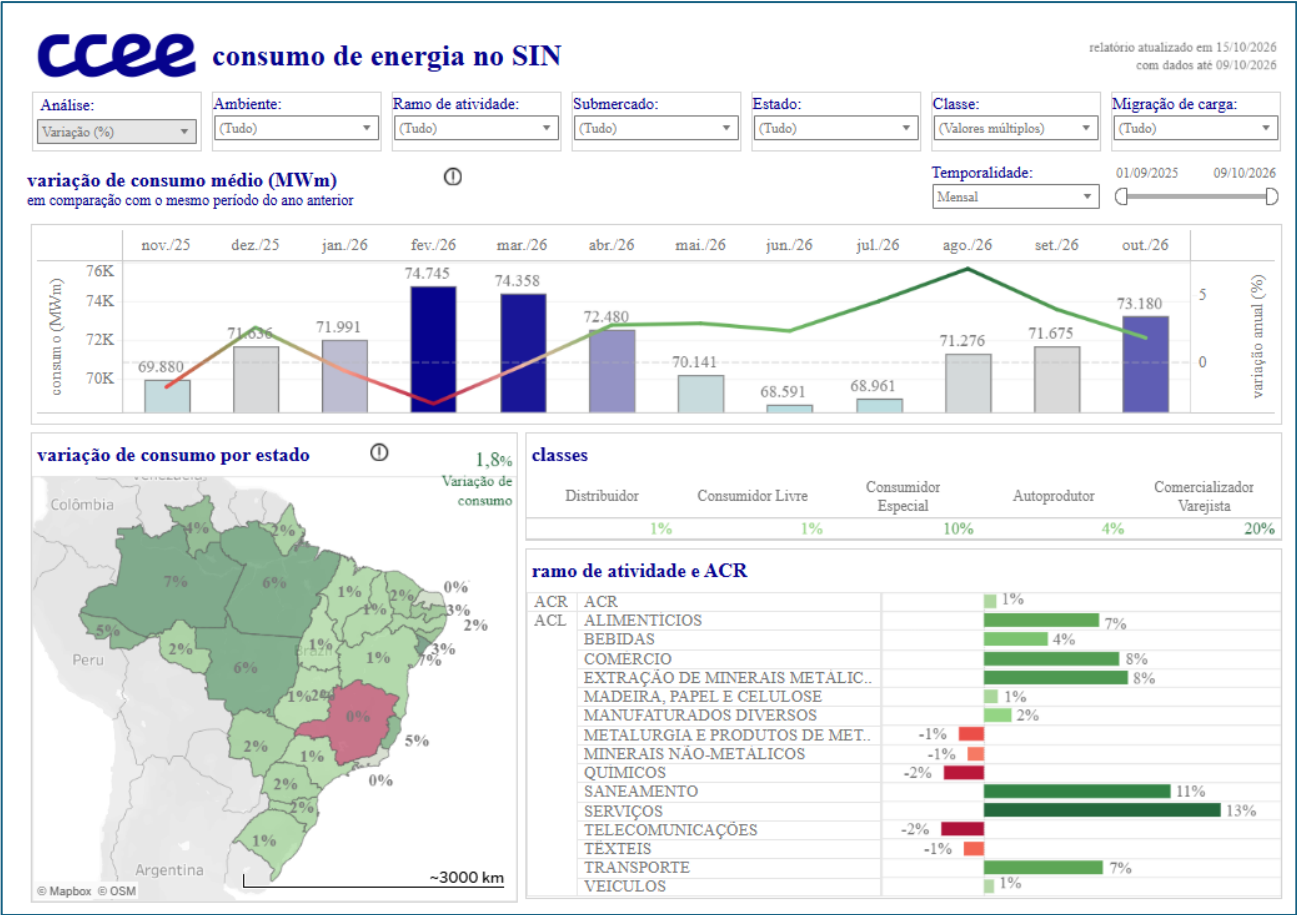


Acompanhamento da Migração entre Mercados

No processo de previsão de carga, a CCEE apresenta o acompanhamento do consumo no ACR e no ACL



Dados de medição no ponto de conexão

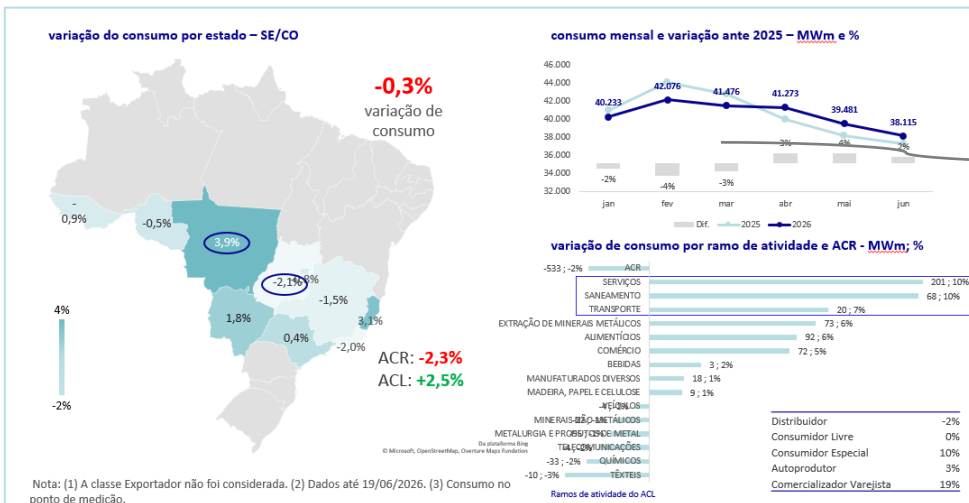


Análises do consumo

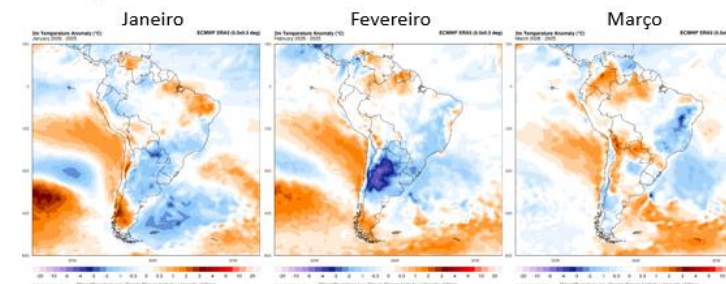
- Ambiente de comercialização
- Submercado
- Estado
- Ramo de atividade

- Análise do consumo no ano considerando todos os meses disponíveis

Como foi a temperatura nesse período?

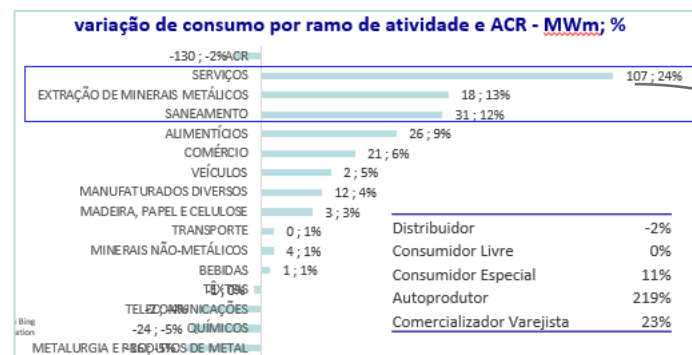
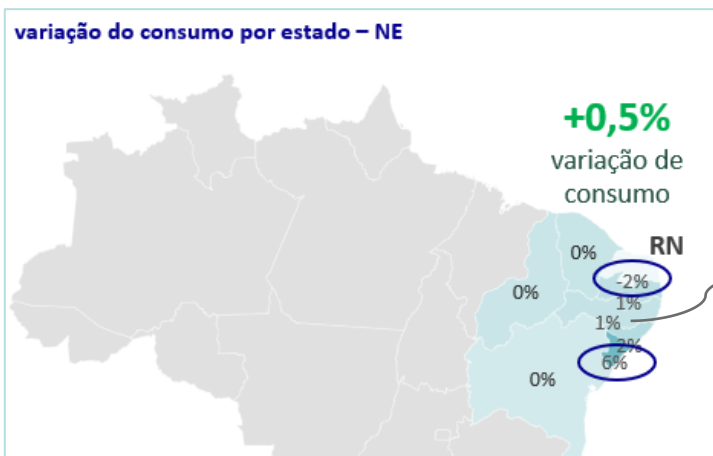


Diferença 2026 - 2025

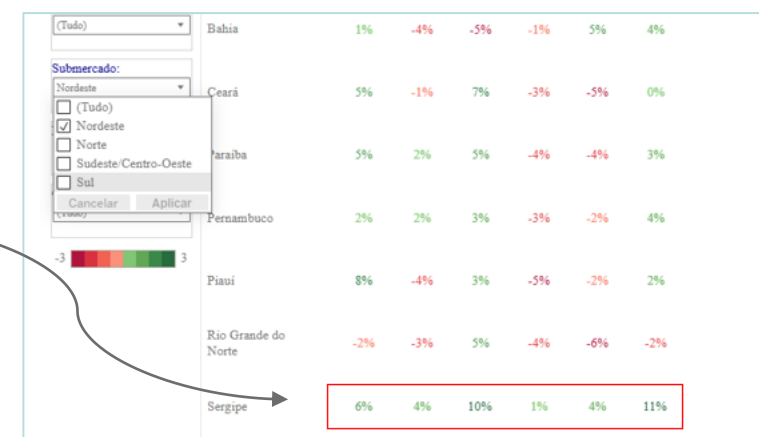


Esses dados são complementares ao acompanhamento setorial apresentado pela EPE

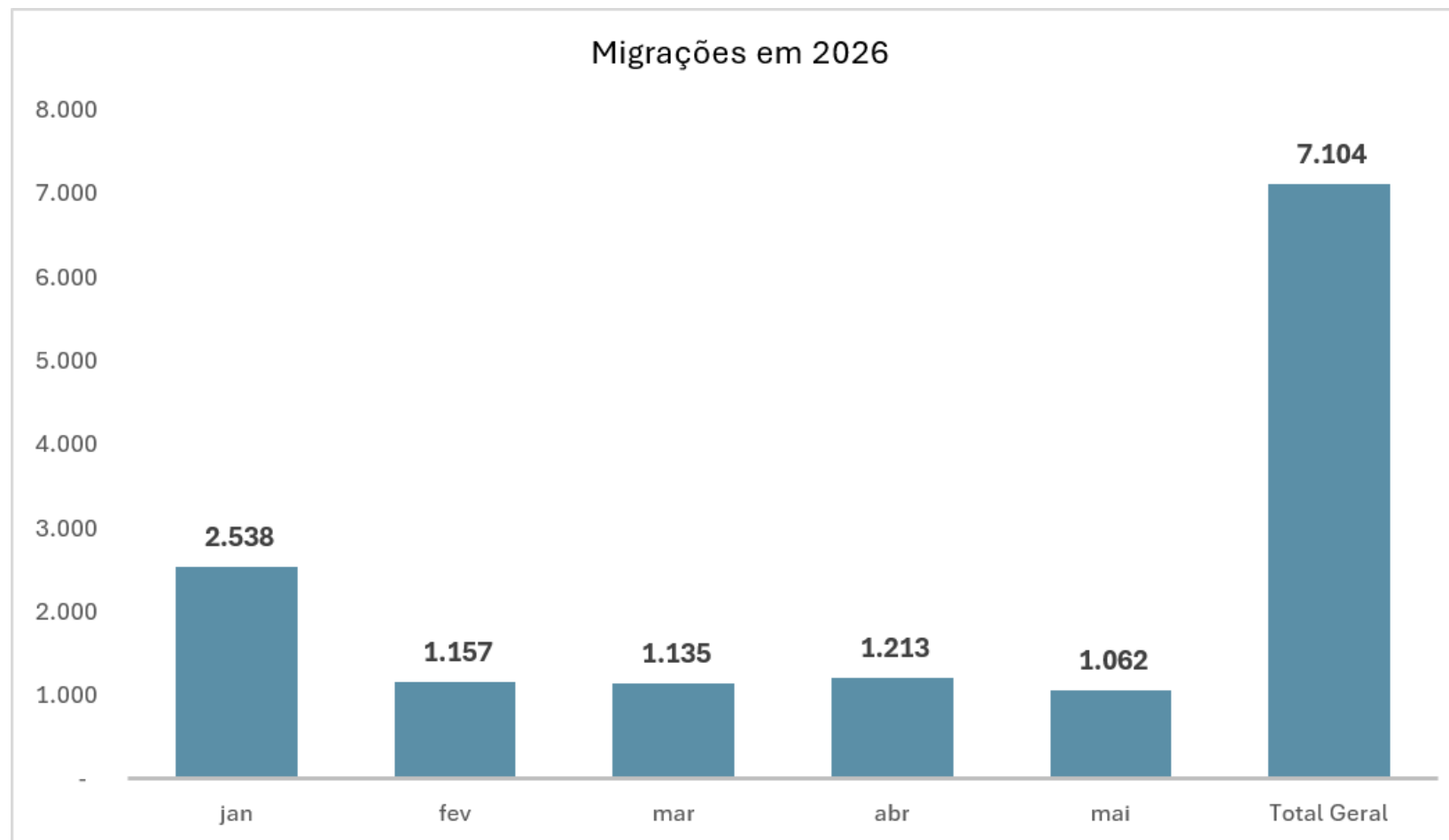
- Discussão sobre o impacto de cada ramo de atividade no consumo



- Discussão sobre as causas, se estrutural ou conjuntural



Informativo



Portaria Normativa nº 50/2022 MME (Consulta Pública nº 031/2022)

Possibilitou aos consumidores do Grupo A, com demanda inferior à 500 kW, a migração ao mercado livre de energia – ACL a partir do dia 1º de janeiro de 2024.

Como a abertura do mercado impacta a projeção de carga?

Antes da migração

O sinal tarifário incentiva a redução do consumo no horário de ponta.

Após a migração

O acesso à energia mais barata pode atenuar esse sinal.

Possível resposta do consumidor

Elevação da demanda noturna, sem necessariamente alterar o consumo nos demais horários.

NECESSIDADE



Estimar esse efeito na demanda máxima

1. Projeção de migração dos consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ao Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Estimativa do número de consumidores com real potencial de migração considerando as diretrizes e dados disponíveis nas análises realizadas pela CCEE.

2. Definição do perfil base

Determinação do perfil de consumo antes da migração calculado com base nos resultados das campanhas de medidas disponibilizadas pela ANEEL.

3. Definição do perfil após a migração ao ACL

Estimativa do perfil dos consumidores após a ocorrência da migração, a partir das medições horárias disponibilizadas pela CCEE.

4. Projeção do impacto na demanda máxima noturna

Cálculo do efeito da migração na demanda máxima noturna, utilizando os perfis definidos nas duas etapas anteriores e em conjunto com as estimativas de demanda.



Filtro 1

Aquicultura, irrigantes, poder público e consumo próprio das distribuidoras.

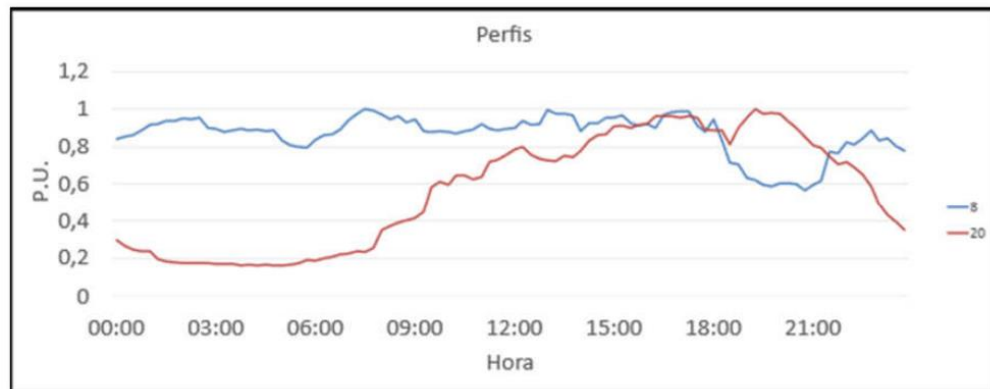
Filtro 2

Desconsideração dos grupos A1, A2 e A3.

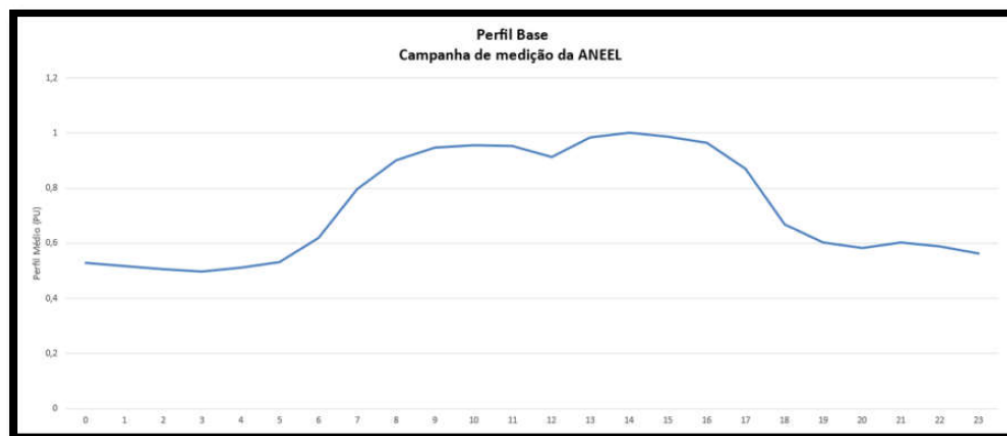
Estimativa da evolução da migração ao longo do tempo utilizando o modelo de Bass.

2. Definição do perfil base dos consumidores com potencial de mudança

Exemplo



Perfis oriundos da campanha de medição



Perfil base considerado

Seleção

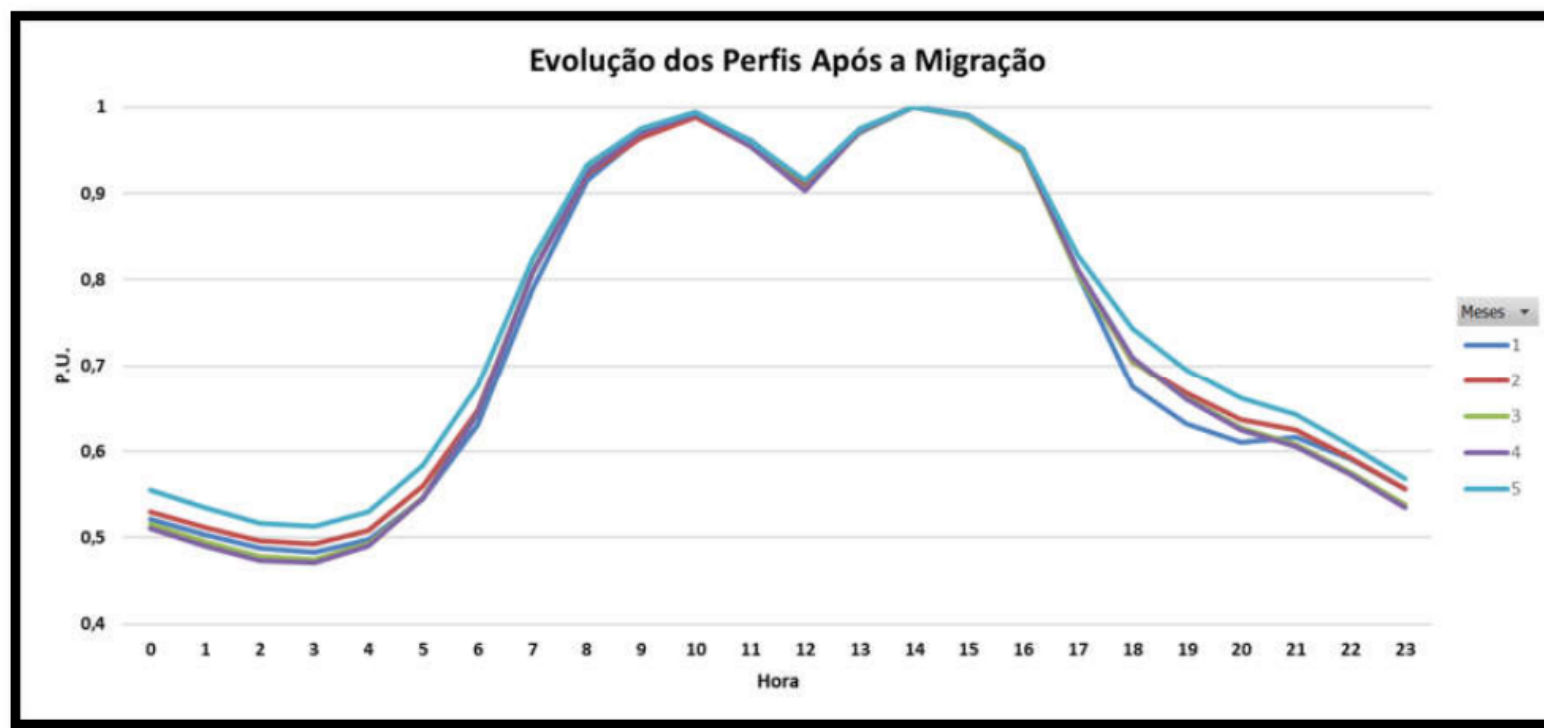
Curvas do Grupo A4 sem demanda máxima na ponta noturna.

Perfil Final

Ponderação dos perfis com potencial de aumento de demanda noturna

Perfil 8: incluído na composição | Perfil 20: excluído da amostra

3. Definição do perfil após a migração

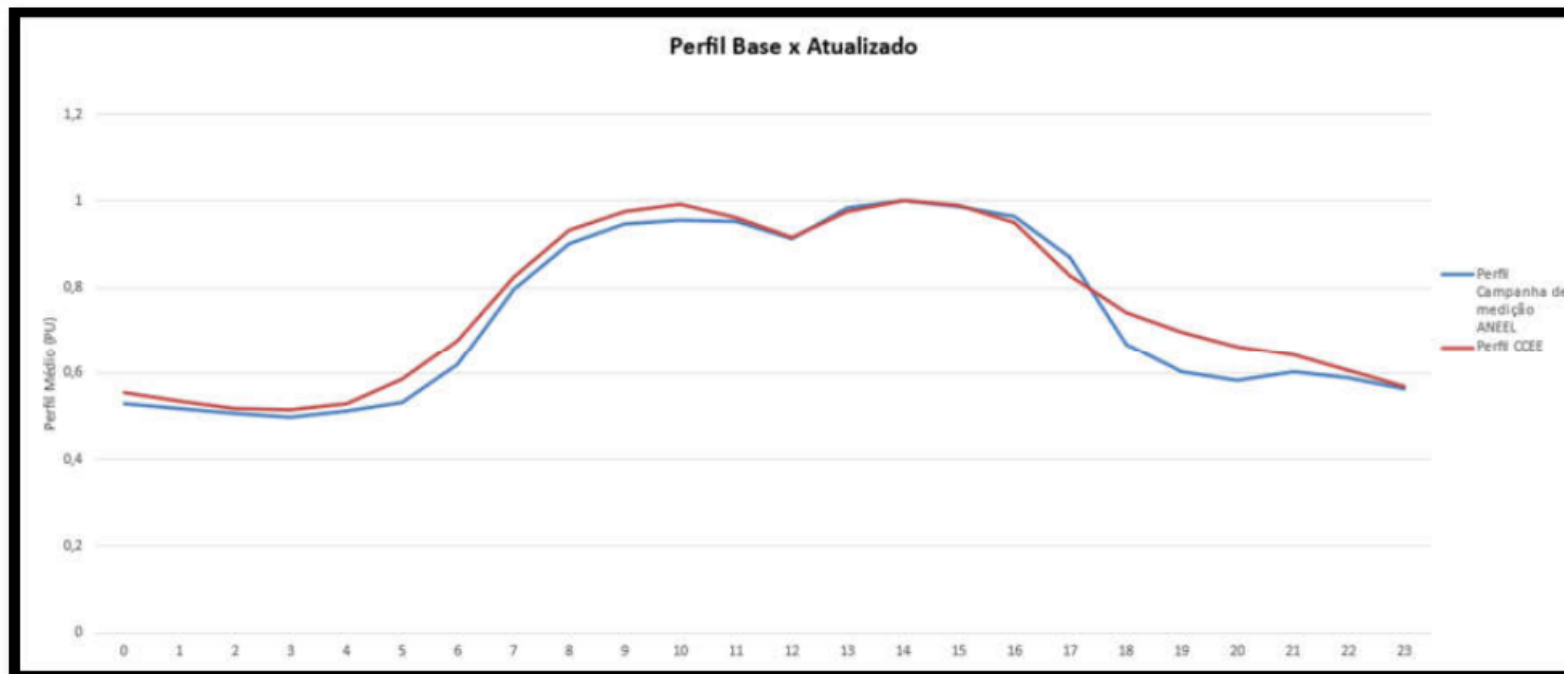


Dados

Medições horárias dos consumidores que migraram a partir de janeiro de 2024

4. Projeção do impacto na demanda máxima noturna

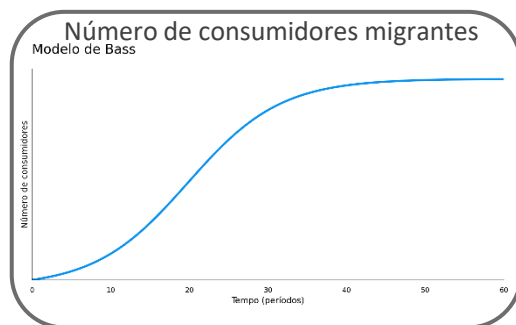
Calcula-se a diferença entre o perfil antes e após a migração



$\approx 0,1$ p.u.

Acréscimo estimado
na ponta noturna

Demanda Média por Subsistema

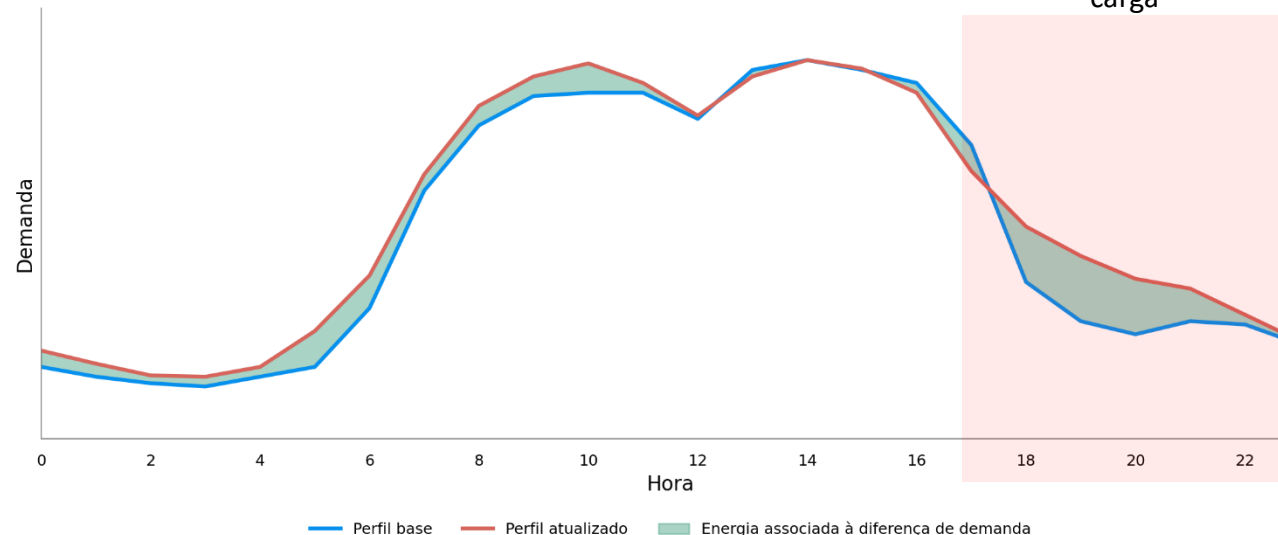


Δ Perfis

Participação Subsistema no total consumidores

Esses valores são atualizados no âmbito do PLAN e suas revisões quadrimestrais

Diferença entre os perfis de demanda



$$Dem_{h,m,sub} = Dem_{mig,sub} * (Perfil_{h,pós} - Perfil_{h,ant}) * N.Cons_m * Part_{sub}$$

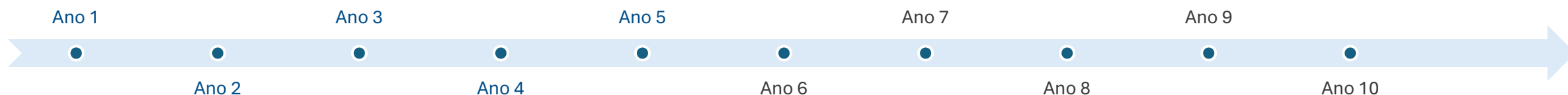


Processo de Elaboração da Previsão de Consumo

A EPE tem a atribuição institucional de elaborar estudos e projeções da demanda de energia elétrica que subsidiam o planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, fornecendo suporte técnico às decisões de políticas públicas e de investimentos em geração e transmissão.

PLANO DECENAL DE ENERGIA (PDE)

Demanda de energia elétrica – cenário de referência



Planejamento Anual da Operação Energética tem como finalidade avaliar as condições de atendimento de energia elétrica no horizonte de aproximadamente **cinco anos**, definindo estratégias operativas e identificando riscos, restrições e necessidades de ação para garantir a segurança do suprimento.

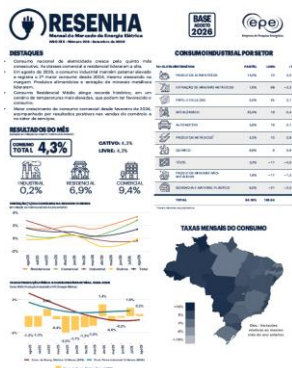
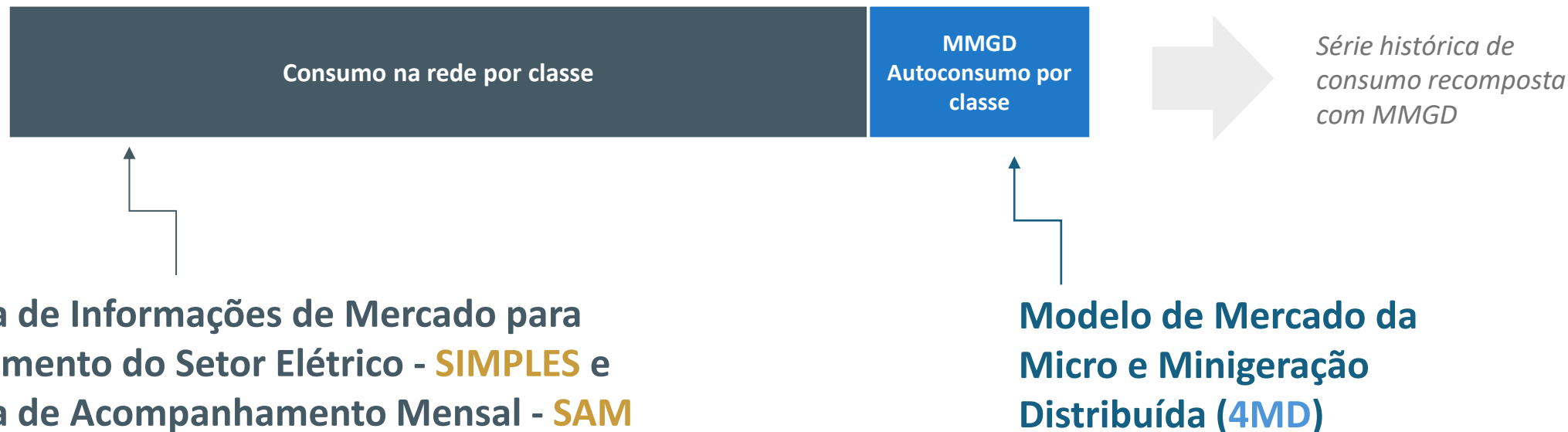
Subsistemas Elétricos

Norte
Nordeste
Sudeste/Centro-Oeste
Sul

Classes de Consumidores

Industrial
Residencial
Comercial
Outros

Resolução normativa da Aneel
nº1000/2021



Agentes participantes do SIMPLES/SAM:
consulte Workbook do Anuário Estatístico de
Energia Elétrica, Tabela 2.23.

Estimativa de energia não injetada.
<https://github.com/EPE-GOV-BR/epe4md>





O crescimento populacional amplia o número de consumidores e a demanda por bens e serviços, influenciando o consumo de eletricidade de forma direta e indireta.



A expansão da atividade econômica estimula a produção de bens e serviços e eleva o consumo de eletricidade dos diferentes segmentos consumidores.



Alguns setores possuem consumo de eletricidade desproporcional à sua participação econômica, exigindo acompanhamento específico de sua trajetória de crescimento.



Variáveis de entrada na modelagem de projeção



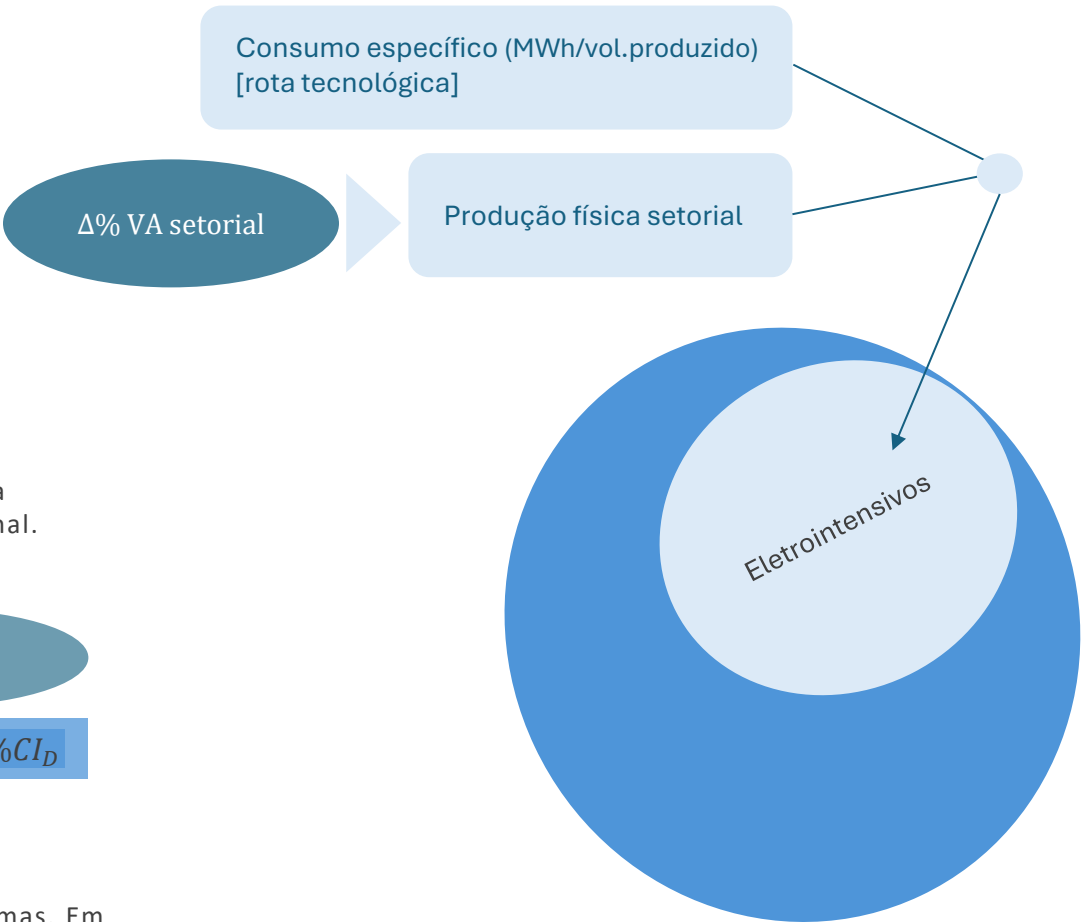
Habitantes/ano

Variação anual do PIB

Variação anual do valor adicionado de setores específicos

Etapa 1: consumo dos segmentos eletrointensivos

Segmentos eletrointensivos		
Alumínio	Alumina	Cobre
Bauxita	Aço bruto	Pelotização
Ferroligas	Petroquímica	Soda-cloro
Cimento	Celulose/Papel	Hidrogênio eletrolítico



Etapa 2: consumo dos demais segmentos

O consumo dos segmentos industriais não eletrointensivos é projetado a partir da relação do consumo industrial de eletricidade com o PIB nacional. Os coeficientes estimados permitem determinar a elasticidade-renda utilizada na projeção da demanda.

$$\varepsilon = \beta_0 + \beta_1 \times (1/(\Delta\%PIB))$$

Δ% PIB

$$\varepsilon * \Delta\%PIB = \Delta\%CI_D$$

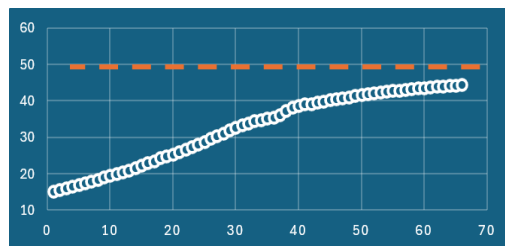
Etapa 3: fator de deslocamento

Complementarmente, define-se fatores de deslocamento* para os subsistemas. Em que busca-se a convergência entre a projeção realizada para o Brasil e as projeções realizadas para os subsistemas.

Nº de unidades consumidoras * Consumo por residência

Etapa 1: Projeção de unidades consumidoras

Assume-se que a relação entre consumidores residenciais (NCR) e população (POP) evolui gradualmente ao longo do tempo, aproximando-se assintoticamente de um limite de saturação por subsistema no longo prazo.



$$NCR/Pop = K/(1 + \exp(A))$$

$$A = \beta_0 + \beta_1 \times T$$

Habitantes/ano



$$\frac{NCR}{POP}$$

Etapa 2: Projeção do consumo por residência

Relaciona-se o consumo médio por unidade consumidora (CPC) ao PIB nacional por meio de uma regressão linear. Os parâmetros estimados são utilizados para calcular a elasticidade-renda da demanda residencial, empregada na projeção do consumo por residência.

$$\varepsilon = \beta_0 + \beta_1 \times (1/(\Delta\%PIB))$$

$$\Delta\%CPC = \varepsilon * \Delta\%PIB$$

$\Delta\% PIB$

Adicionalmente, são definidos fatores de deslocamento para compatibilizar as projeções nacional e regionais.

Relaciona-se o consumo per capita da classe comercial (CC/POP) e o PIB nacional por meio de uma regressão linear. Os parâmetros estimados permitem calcular a elasticidade-renda da demanda comercial per capita de eletricidade, utilizada para projetar a variação do consumo em função do crescimento do PIB.

$$\varepsilon = \beta_0 + \beta_1 \times (1/(\Delta\% \text{PIB}))$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta\% \text{CC/POP}}{\Delta\% \text{PIB}}$$



$\Delta\% \text{PIB}$
Habitantes/ano

Consumo
comercial



Complementarmente, define-se fatores de deslocamento para os subsistemas.

Projetos de data center conectados
à Rede Básica
(projeção do estudo)

Outras classes, de acordo com a RN 1000/2021 da ANEEL

- Poder Público
- Serviço Público
- Iluminação Pública
- Rural
- Consumo Próprio das distribuidoras

Relaciona-se o consumo per capita do agregado dessas outras classe (CO/POP) e o PIB nacional por meio de uma regressão linear.

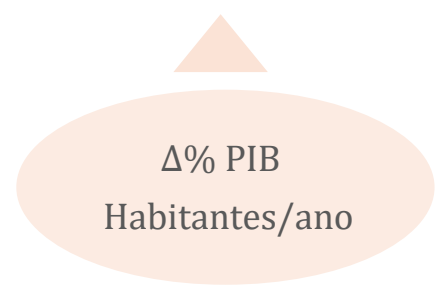
Os parâmetros estimados permitem calcular a elasticidade-renda da demanda per capita de eletricidade associada ao conjunto dessas classes.

Utiliza-se a elasticidade calculada para projetar a variação do consumo em função do crescimento do PIB e da população.

Por fim, define-se fatores de deslocamento para os subsistemas.

$$\varepsilon = \beta_0 + \beta_1 \times (1/(\Delta\% \text{PIB}))$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta\% \text{CO/POP}}{\Delta\% \text{PIB}}$$



$\Delta\% \text{ PIB}$
Habitantes/ano

Eficiência Energética

Trajetória de ganho de eficiência energética por classe de consumo ao longo do horizonte decenal.

Rebote da MMGD

A instalação da MMGD pode induzir aumento adicional do consumo de eletricidade.
Efeito incorporado anualmente conforme expansão de MMGD.

Portaria 50

Mudança de perfil horário do consumidor do grupo A ao migrar para ACL. Acréscimo de consumo correspondente.

Veículos elétricos

Projeção de consumo de eletricidade associado à mobilidade rodoviária, calculada com base na participação de veículos elétricos na frota nacional ao longo do horizonte decenal.

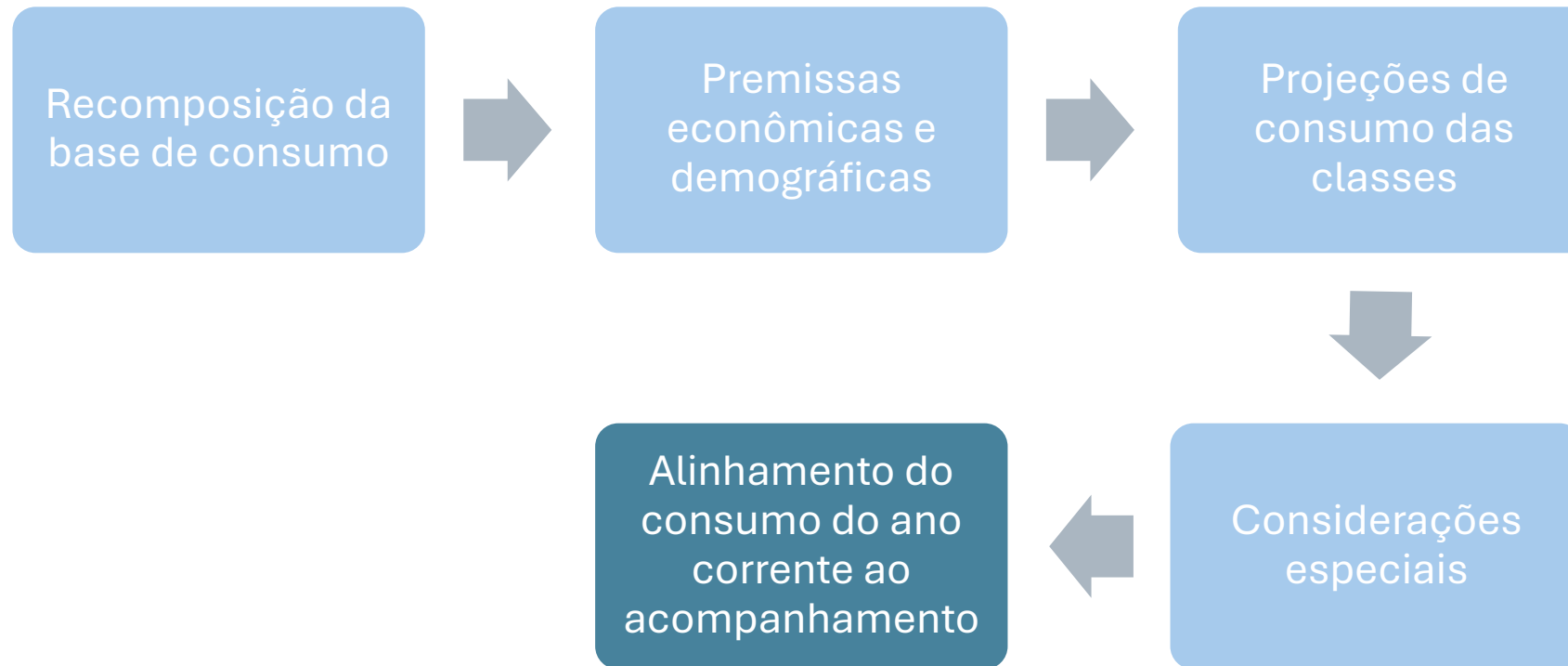
PDE

Atualização única por estudo

Temperatura

Avaliam-se impactos de eventos climáticos excepcionais, como ondas de calor e El Niño, para evitar que efeitos temporários distorçam as projeções ou para incorporar aumentos de consumo associados a condições climáticas mais severas.

Atualização a cada estudo





Processo de Elaboração da Previsão de Carga, Perdas e Sazonalização

Com o **consumo** calculado e projetado para **todas** as classes dos **subsistemas** do **Brasil**, é necessário realizar o cálculo da **carga**, para os **subsistemas**, levando em consideração as **perdas técnicas** e **não-técnicas**.

Consumo ≠ Carga

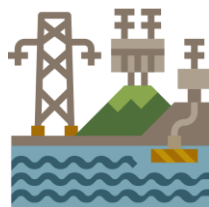
Montante acumulado de energia elétrica **utilizada** e **consumida** pelas unidades consumidoras, em **MWh** ou **GWh** (*megawatt-hora* ou *gigawatt-hora*), ao longo das **8.760 horas** do **ano** (8.784 horas nos anos bissextos) para cada **classe** de cada **subsistema**.

$$\sum_{1}^t Potência (MW) \times t (horas)$$

Montante de energia elétrica **demandada** pelas unidades consumidoras em **MW** ou **GW** (*megawatt* ou *gigawatt*) durante um certo **período** de **tempo** (anual, mensal ou horário), **incluindo** as **perdas** na **transmissão** e na **distribuição**, para cada **subsistema**.

$$\sum_{1}^t \frac{Consumo (MWh) + Perdas (MWh)}{t (horas)}$$

Entre a **geração** de energia elétrica, **transmissão** e **distribuição**, existem as **perdas técnicas** (principalmente devido ao efeito Joule, ou dissipação de calor) e as **perdas não-técnicas** (devido a furtos, fraudes, erros de leitura, medição e faturamento). Essas perdas passam a compor o consumo dos subsistemas para o cálculo de carga.



Geração
100 MWh



Transmissão
96 MWh
(perda técnicas de 4%)



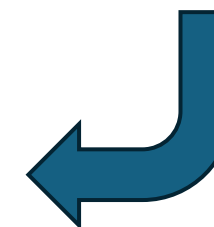
Distribuição
83 MWh (perdas técnicas e
não-técnicas de 13,5%)

Valores fictícios

Consumo observado pelos
medidores, que deverão ter as
perdas incorporadas para
construção da carga do
sistema



Unidades Consumidoras
Consumo de 83 MWh

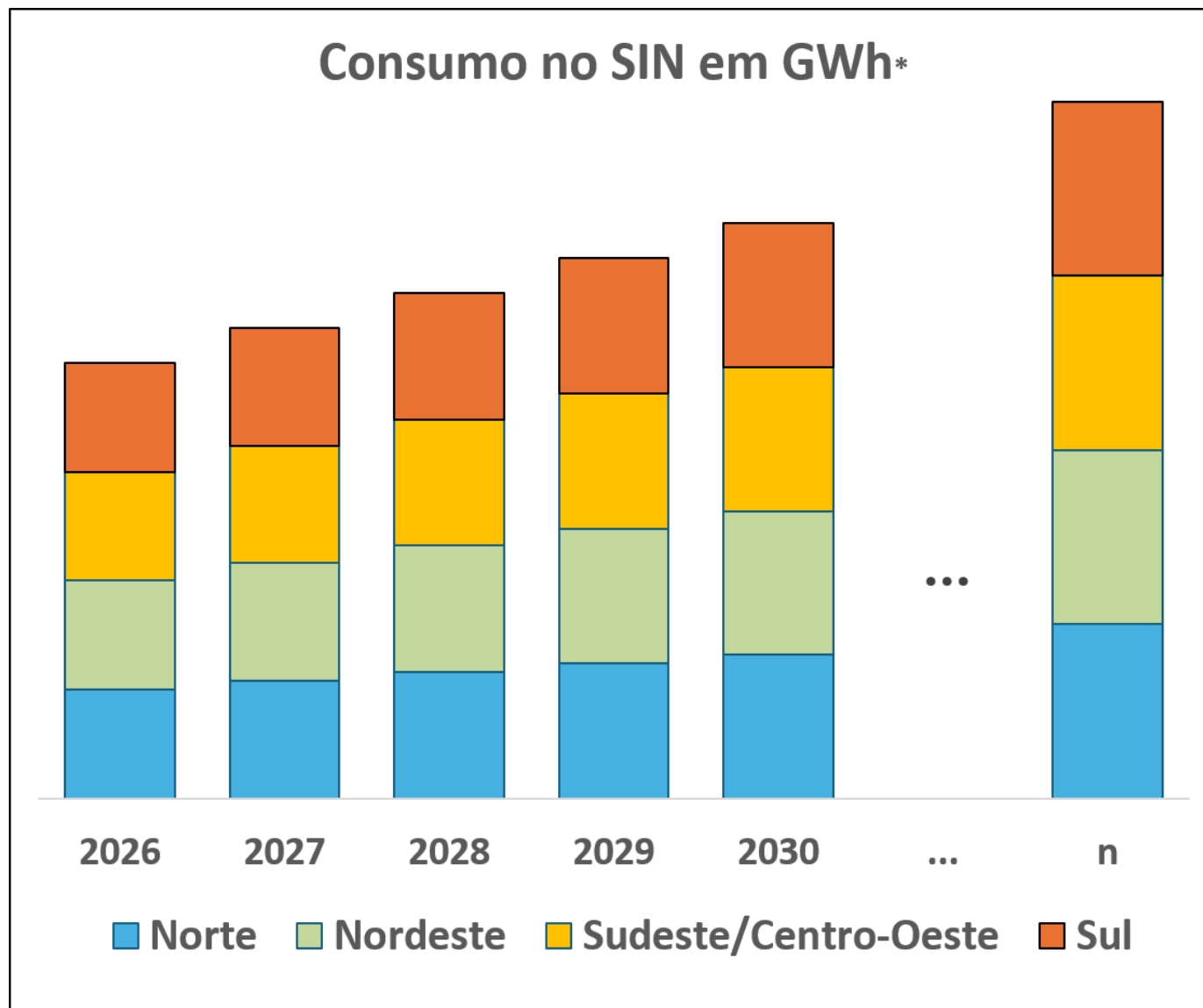


A partir da **definição de perdas**, é feito uma **análise** do **histórico de perdas** de todos os **subsistemas**, e posteriormente uma **projeção** das **perdas** para o **horizonte n**, levando em consideração a participação das grandes cargas (como *data centers*), MMGD (injeção atrás do medidor), entre outros.

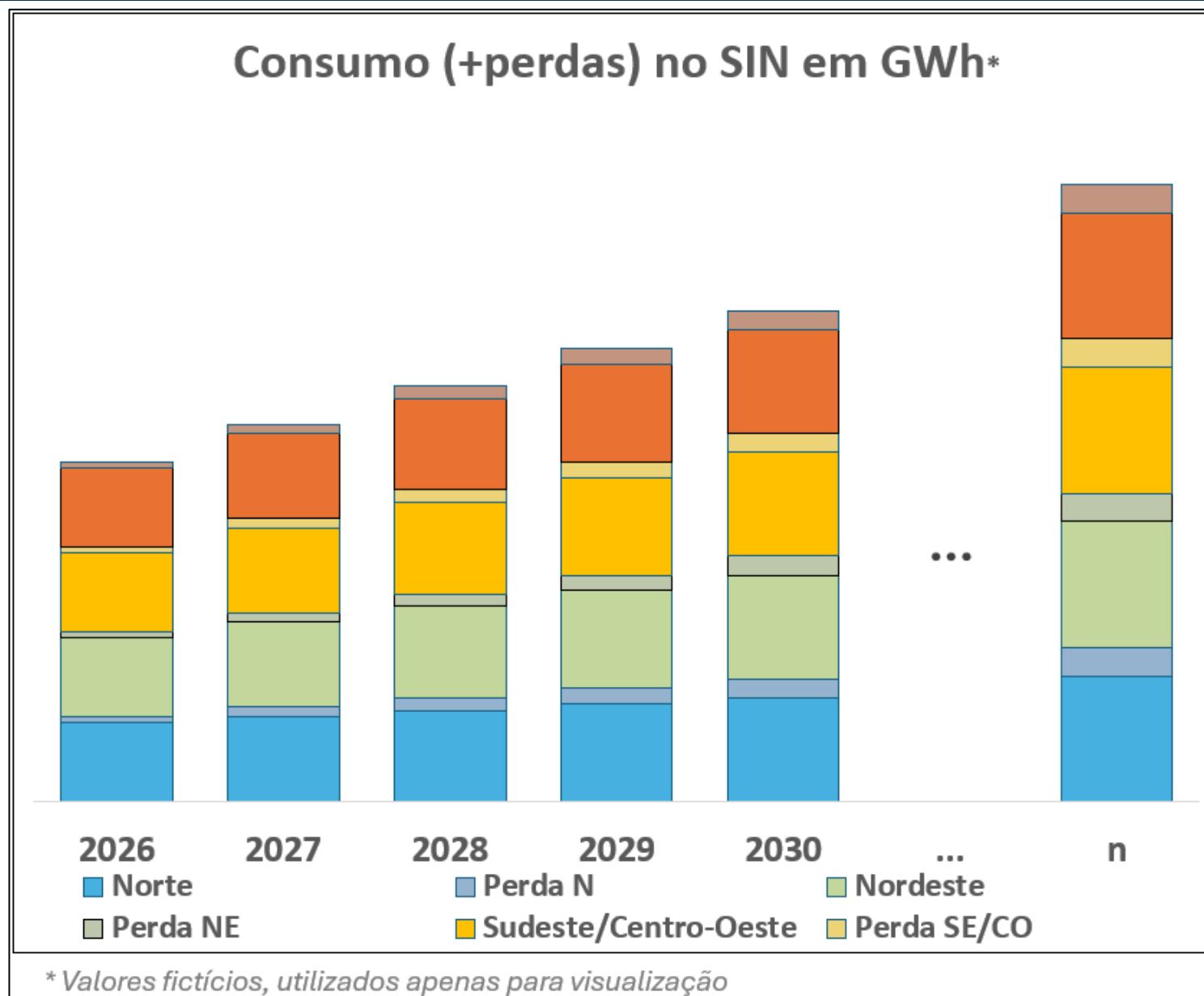
Subsistema	Histórico						Projeção						
N	10,00	11,00	12,00	10,00	10,00	10,00	12,00	10,00	11,00	12,00	10,00	...	12,00
NE	14,00	14,00	16,00	16,00	17,00	15,00	14,00	14,00	16,00	15,00	17,00	...	14,00
SE/CO	16,00	19,00	16,00	15,00	18,00	18,00	19,00	18,00	15,00	19,00	19,00	...	15,00
S	10,00	10,00	9,00	9,00	8,00	9,00	9,00	8,00	10,00	8,00	9,00	...	9,00
Ano	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	...	n

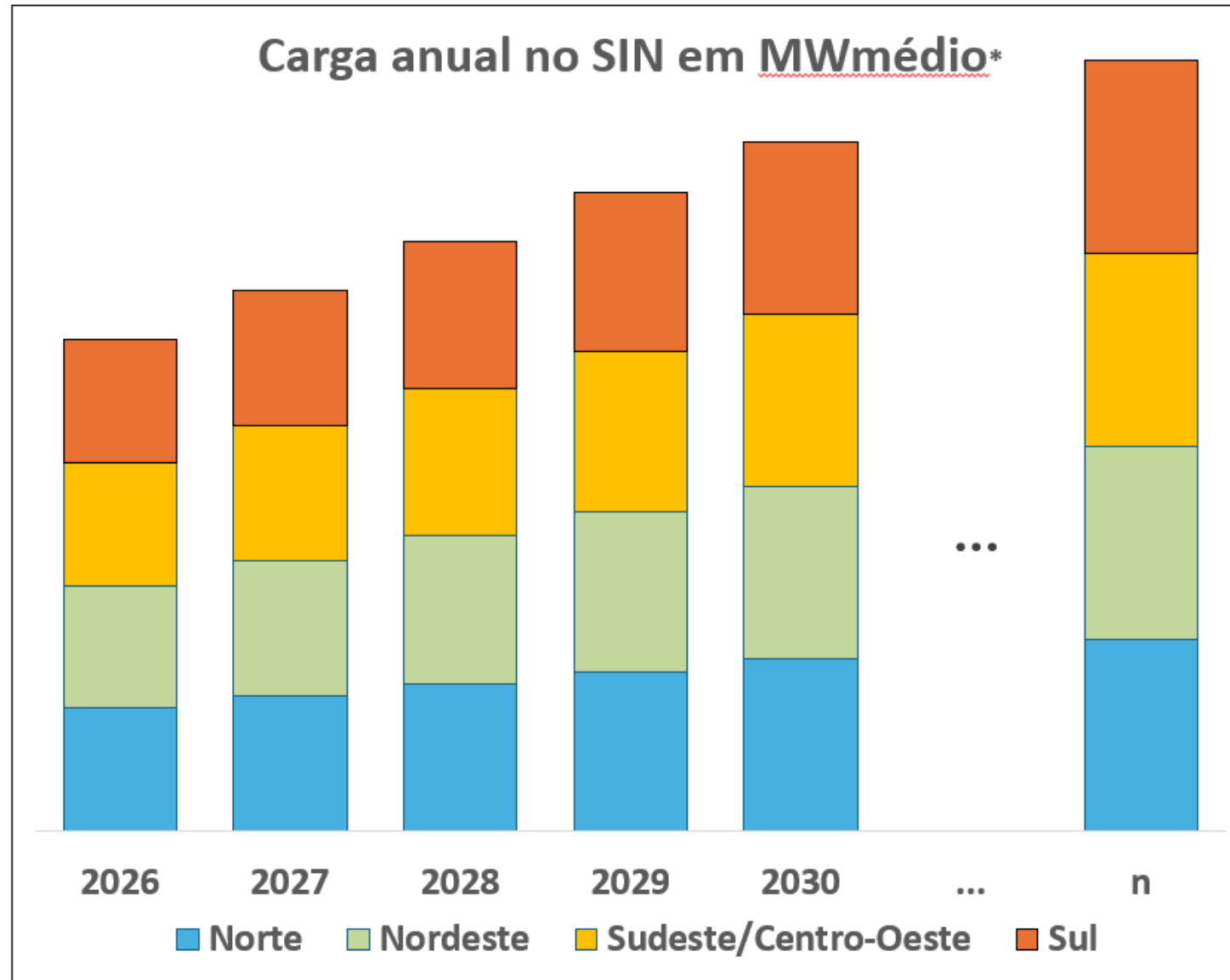
*Valores fictícios

Essas **perdas** serão **incorporadas** ao **consumo** de cada **subsistema** para todo o **horizonte**, para que seja possível a definição da **carga** associada do **SIN**.



* Valores fictícios, utilizados apenas para visualização





* Valores fictícios, utilizados apenas para visualização

Da previsão anual à mensal: o desafio de sazonalizar



O desafio: representar o comportamento mensal em cenários futuros

Grandes cargas

A entrada de grandes cargas altera o perfil mensal ao longo dos anos

Clima

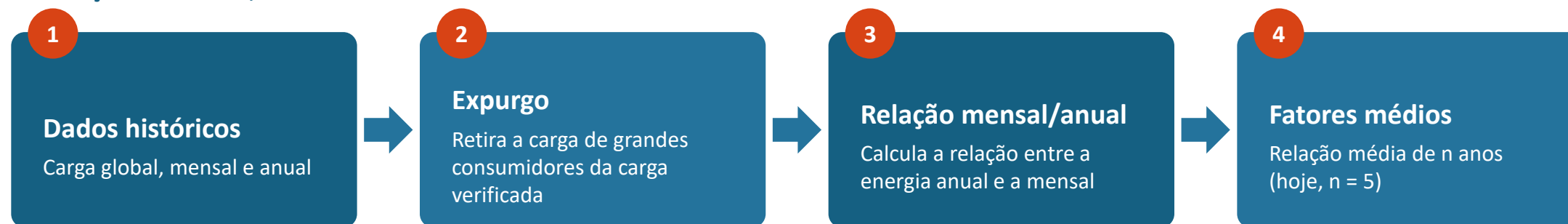
Possíveis alterações climáticas mudam o comportamento da carga no ano

Nossa resposta

Sazonalização mensal, com fatores típicos da relação entre a energia anual e a mensal

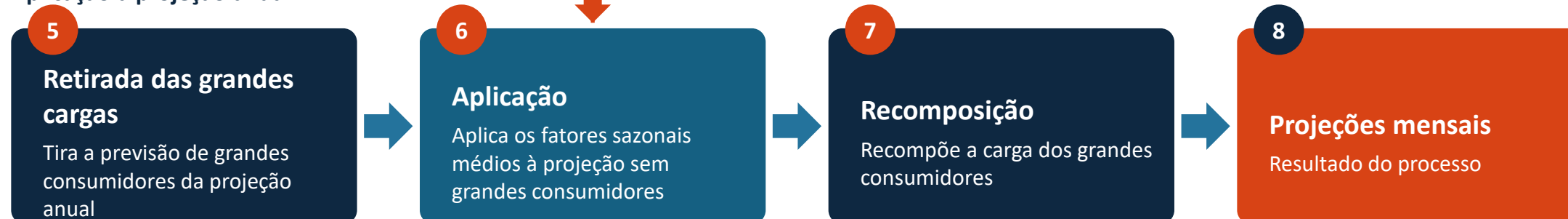
Como sazonalizamos: dos dados históricos às projeções mensais

Construção dos fatores, com o histórico



fatores sazonais médios

Aplicação à projeção anual



Anos com eventos especiais podem ser retirados dos fatores médios



Eventos especiais

Anos com eventos especiais podem ser retirados da média dos fatores

Exemplo: PLAN 2026-2030

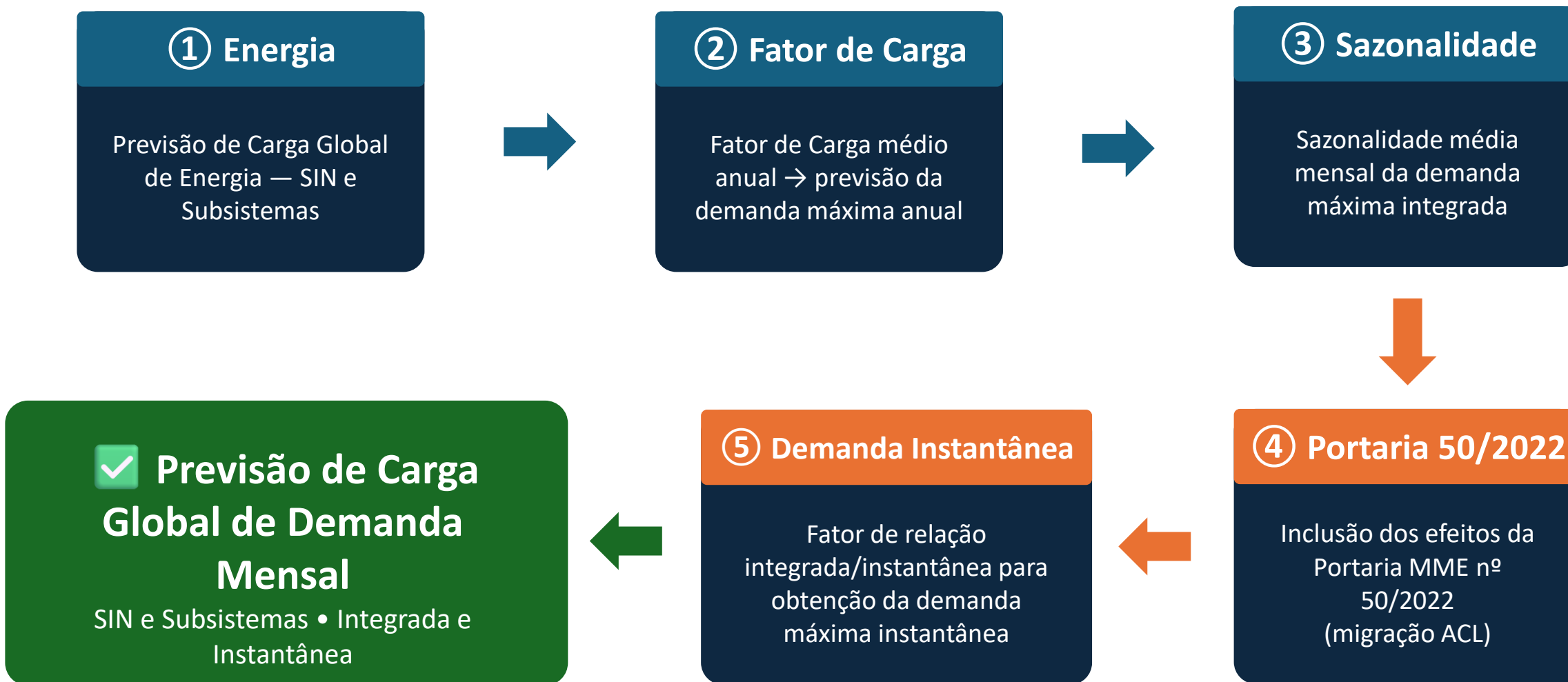
A sazonalidade típica usa 5 anos; 2020 saiu por causa da COVID-19; 2023 em função do EL Niño e 2025 por apresentar um comportamento atípico

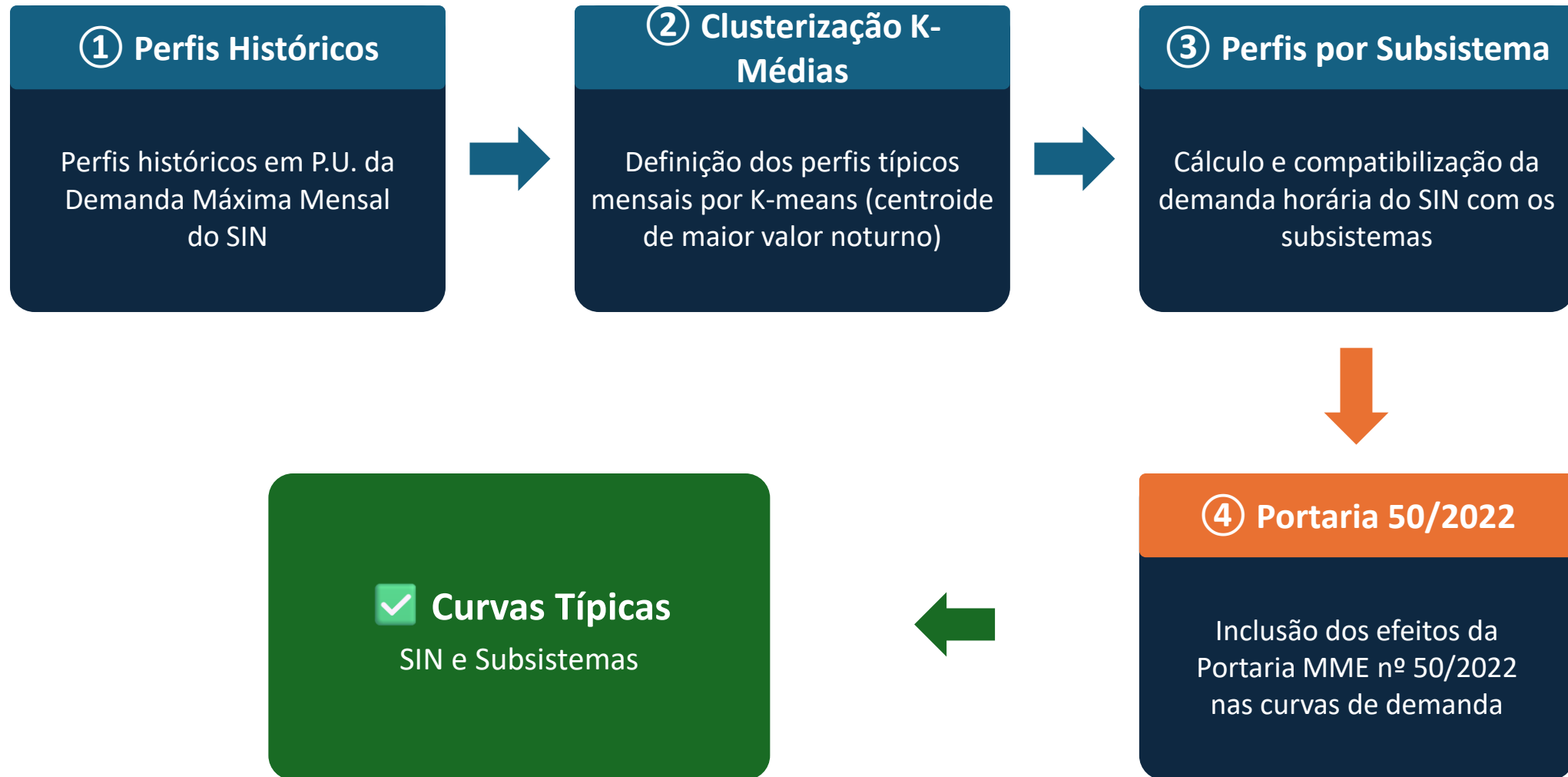
Do curto ao longo prazo

2026 reflete o comportamento recente e El Niño; de 2027 em diante vale a sazonalidade típica



Processo de Elaboração da Previsão de Ponta anual e mensal







Desafios e Pontos de Desenvolvimento

Desafios: alta incerteza exige análise exaustiva das premissas

Incerteza

Existe incerteza relevante no processo, que não pode ser ignorada na decisão

Premissas

Exige análise exaustiva das premissas, para capturar da melhor forma todos os cenários futuros possíveis

Modelos balizadores

Podem existir, mas balizam a tomada de decisão e não a definem

Pontos de melhoria

- *Alinhamento da consideração de grandes cargas em conjunto com as temporadas de acesso do PNAST*
- *Aprimoramento do processo de construção da sazonalidade mensal*
- *Aprimoramento do processo de previsão de demanda e perfis mensais*
- *Consideração dos impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos - REDs e novas tecnologias*
- *Desenvolvimento de metodologia para análise da incerteza dos efeitos meteorológicos*



Resumo da tomada de decisão para os diferentes horizontes

Quanto maior o horizonte maior a incerteza

Horizonte de previsão → mais incerteza e maior impacto econômico

Programação diária

Até o fim da semana operativa

- Meteorologia qualitativa e quantitativa e mais confiável
- Sem mudanças econômicas abruptas
- PrevCargaDESSEM é o modelo referencial
- Intervenções pontuais

PMO

Até 2 meses
1ª mês aberto em até 6 semanas

- Meteorologia quantitativa até 10 dias, depois qualitativa
- Modelos balizadores
- Médio impacto econômico
- Decisão colegiada, com a CCEE

PLAN

5 anos à frente

- Meteorologia segue o comportamento sazonal
- Forte impacto das variáveis econômicas
- Mudanças regulatórias
- Novas tecnologias e grandes cargas
- Premissas analisadas de forma exaustiva
- Decisão colegiada, ONS x EPE x CCEE

Incerteza Menor

Confiabilidade Maior

Impacto econômico Baixo

Incerteza Média

Confiabilidade Média

Impacto econômico Médio

Incerteza Maior

Confiabilidade Menor

Impacto econômico Forte

Nosso objetivo: manter o processo aberto e transparente para todos. Sendo observados pontos de melhorias e desenvolvimento.



Dúvidas

