Nota Metodológica – IAML e EPML

Versão 1.1 -10/11/2026

1. Objetivo

Esta nota metodológica apresenta os critérios adotados para a construção de dois índices econômicos voltados ao mercado livre de energia elétrica.

O **IAML — Índice de Atratividade do Mercado Livre** mede a relação entre o preço de *break-even* calculado para o consumidor de referência — isto é, o preço máximo da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) que tornaria os ambientes livre e regulado economicamente equivalentes — e o preço *forward* de energia, utilizado como referência para a contratação no ACL. O índice é calculado pela razão entre o preço de *break-even* e o preço *forward*, de modo que valores acima de 100% indicam maior atratividade econômica do mercado livre.

A **EPML — Economia Potencial no Mercado Livre** expressa a diferença entre o preço de *break-even* e o preço *forward* como percentual do custo total cativo do consumidor de referência, excluídos os tributos. Juntos, os indicadores permitem acompanhar a atratividade relativa dos ambientes de contratação e colocar em perspectiva a relevância econômica dessa diferença em relação ao custo total cativo.

Os indicadores foram desenvolvidos para oferecer ao mercado uma referência objetiva sobre a atratividade econômica do **ACL**, em comparação com o **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)**, considerando um consumidor de referência e as **concessionárias de distribuição** contempladas em cada apuração, atualmente **51**.

São publicados mensalmente quatro indicadores:

Indicador	Produto de energia considerado
$IAML$ **Convencional**	Energia convencional
$IAML$ **Incentivado**	Energia incentivada
$EPML$ **Convencional**	Energia convencional
$EPML$ **Incentivado**	Energia incentivada

Os indicadores **IAML** e **EPML** devem ser interpretados como referências agregadas das condições econômicas consideradas na metodologia e, portanto, não necessariamente representam o resultado de um consumidor específico.

Os indicadores calculados para o produto incentivado devem ser interpretados como referências de atratividade econômica para o universo de consumidores que preserva o direito ao benefício tarifário associado à energia incentivada. A partir de 2026, novas migrações para

o ACL não fazem jus ao desconto no uso dos sistemas de transmissão e distribuição associado à energia incentivada, e aumentos de demanda de consumidores já beneficiários não recebem o desconto sobre a parcela adicional.

A relevância dos indicadores incentivados decorre especialmente da necessidade de comparação entre produtos convencional e incentivado, inclusive diante da instituição do **ECR — Encargo de Complemento de Recursos**, que altera a atratividade econômica dos benefícios tarifários associados aos descontos no fio.

2. O que é a Dcide e a curva *forward*

A ***Dcide*** é uma empresa especializada em soluções de informação, gestão de processos de comercialização e modelagem quantitativa de risco, com atuação especialmente em preços de energia a futuro (curvas *forward*), de forma isonômica e neutra desde 2011.

As referências de preços a futuro utilizadas no cálculo dos índices provêm do consenso das curvas de marcação a mercado dos clientes da Dcide, disponibilizadas no ***Pool Denergia***. Esses clientes incluem os principais agentes do setor elétrico brasileiro e atendem a rigorosos processos de gestão e governança.

A curva reflete os preços pelos quais os agentes consideram possível negociar no momento da apuração, com base em transações observadas em diferentes ambientes, liquidez e demais condições de mercado. Não constitui previsão dos preços futuros nem pesquisa declarativa de expectativas, sendo utilizada como principal referência setorial para energia a futuro.

Para o cálculo dos índices, são utilizados os valores publicados na data-base do indicador, geralmente correspondentes à curva de fechamento mensal, líquidos de tributos, encargos e componentes comerciais. As curvas mensalizadas abrangem os 36 meses do contrato de referência (M+6 a M+41), para as fontes convencional e incentivada 50% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

3. O que é a TR Soluções e o SETE

A ***TR Soluções*** é uma empresa brasileira de tecnologia especializada em regulação e tarifas de energia elétrica. Sua atuação combina conhecimento regulatório, modelagem tarifária, análise de dados e desenvolvimento de aplicações próprias, com destaque para o ***SETE***.

O **SETE — Serviço para Estimativa de Tarifas de Energia** é uma aplicação de inteligência regulatória e tarifária da TR Soluções lançada em 2011.

A aplicação reproduz o cálculo tarifário da *Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel*, reunindo bases tarifárias e regulatórias, informações de mercado, componentes econômicos e financeiros das tarifas de distribuição e funcionalidades analíticas voltadas ao acompanhamento e à projeção das tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil.

O SETE é constantemente atualizado e aprimorado, incorporando novos dados oficiais, alterações regulatórias, eventos tarifários homologados, informações de mercado e aperfeiçoamentos metodológicos desenvolvidos pela TR Soluções.

No contexto dos indicadores apresentados nesta nota, o SETE é utilizado para estimar o **preço de *break-even***, o **custo total cativo**, a sazonalidade histórica do mercado e os componentes regulatórios aplicáveis ao consumidor de referência.

4. Visão geral da metodologia

O cálculo dos indicadores considera três conjuntos principais de informações:

1. **Curvas *forward* de energia**, associadas ao submercado de cada distribuidora;
2. **Preço de *break-even***, calculado para um consumidor de referência em cada distribuidora;
3. **Custo total cativo**, utilizado como base para mensuração da economia potencial.

A metodologia é construída em base mensal e considera um horizonte de **36 meses de suprimento**, iniciando em **M+6** e terminando em **M+41**, em relação à data de apuração dos indicadores.

A agregação nacional não é feita por média simples dos resultados individuais das distribuidoras. O cálculo utiliza uma ponderação pelo consumo relativo associado a cada distribuidora e mês de suprimento. Dessa forma, distribuidoras com maior participação no mercado considerado têm maior peso na composição dos indicadores nacionais, enquanto distribuidoras menores participam do cálculo de forma proporcional ao seu tamanho.

5. Horizonte de suprimento

Os indicadores consideram os meses de suprimento compreendidos entre **M+6** e **M+41**.

A variável $\boldsymbol{m}$ representa o mês de suprimento no horizonte considerado, assumindo valores de 6 a 41.

Por exemplo, se a data de apuração for agosto de 2026:

Mês relativo	Mês de suprimento
M+6	fevereiro de 2027
M+7	março de 2027
...	...
M+41	janeiro de 2030

Essa abordagem permite comparar o preço *forward* observado no mercado com o preço de *break-even* projetado para o mesmo mês de suprimento.

6. Referenciamento temporal dos preços

Os preços *forward* estão referenciados à data-base das curvas utilizadas na apuração dos índices, enquanto os preços de *break-even* são inicialmente calculados em valores nominais para cada mês de suprimento entre **M+6** e **M+41**.

Para fins de comparação e agregação dos indicadores, os preços de *break-even* nominais são trazidos à mesma data-base de referência das curvas *forward* utilizadas na apuração, utilizando o **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA projetado** pelo mercado, conforme expectativas divulgadas no ***Relatório Focus do Banco Central do Brasil***. As curvas *forward* já são expressas na data-base de referência considerada na apuração e, portanto, não requerem tratamento monetário adicional.

Assim, para cada mês de suprimento, os preços nominais são convertidos para uma mesma base temporal de referência antes do cálculo dos indicadores.

De forma simplificada:

$$PBE_{d,m}^{ref} = \frac{PBE_{d,m}^{nom}}{F_m^{IPCA}} \quad \text{e} \quad CTE_{d,m}^{ref} = \frac{CTE_{d,m}^{nom}}{F_m^{IPCA}}$$

em que:

$PBE_{d,m}^{ref}$ = preço de *break-even* referenciado à data-base de referência do índice;

$PBE_{d,m}^{nom}$ = preço de *break-even* nominal do mês de suprimento;

F_m^{IPCA} = fator acumulado de IPCA projetado entre a data-base de referência e o mês de suprimento;

$CTE_{d,m}^{ref}$ = custo total cativo referenciado à data-base de referência do índice;

$CTE_{d,m}^{nom}$ = custo total cativo nominal do mês de suprimento;

Nas fórmulas apresentadas nas seções seguintes, CF, PBE e CTE correspondem a valores expressos na data-base de referência dos indicadores.

7. Consumidor de referência

Os indicadores são calculados a partir de um **consumidor de referência** em média tensão, enquadrado no subgrupo tarifário **A4** e na modalidade **Azul**.

O perfil adotado é:

Parâmetro	Ref.
Grupo/subgrupo	A4[1]
Modalidade tarifária	Azul
Demanda contratada fora ponta	1.000 kW
Demanda contratada ponta	800 kW
Fator de carga médio fora ponta	70%
Fator de carga médio ponta	85%

A escolha desse perfil busca representar um consumidor típico de média tensão, com fator de carga compatível com a modalidade tarifária Azul.

As demandas contratadas de ponta e fora ponta são mantidas fixas ao longo do horizonte de cálculo. A variação mensal do consumo é representada por meio da sazonalidade mensal histórica do mercado de média tensão, apurada de forma agregada para as concessionárias consideradas em cada apuração e calculada a partir dos três últimos anos civis, aplicada aos fatores de carga.

8. Tratamento da sazonalidade

Embora as demandas contratadas sejam fixas, o consumo mensal do consumidor de referência não é considerado constante ao longo do ano.

Para refletir o comportamento típico do mercado, definiu-se para o consumidor de referência uma **sazonalidade baseada no comportamento mensal histórico do mercado de média tensão**, apurada de forma agregada para as concessionárias consideradas na metodologia, a partir dos dados realizados disponibilizados pela Aneel no *SAMP – Balanço*.

Na data de lançamento dos indicadores, a sazonalidade corresponde aos anos civis de 2023 a 2025, os três últimos anos completos disponíveis. Os fatores de sazonalidade normalizados vigentes no lançamento são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Sazonalidade normalizada do consumidor de referência

jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
0,9456	0,9798	0,9874	1,0538	0,9934	1,0015	0,9573	0,9908	1,0080	1,0204	1,0495	1,0126

A sazonalidade é atualizada anualmente em abril, após a disponibilização pela Aneel das informações de mercado relativas ao ano anterior.

Essa sazonalidade é aplicada ao perfil do consumidor de referência, mantendo fixas as demandas contratadas de ponta e fora ponta. Assim, a variação mensal ocorre sobre o consumo, por meio dos fatores de carga, e não sobre a demanda contratada.

[1] A4 corresponde a conexões em tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV, conforme Art. 2º, inciso XXIII, da Resolução Normativa Aneel nº 1.000/2021.

De forma simplificada:

$$FC_{FP,m} = FC_{FP,base} \times S_m \quad \text{e} \quad FC_{P,m} = FC_{P,base} \times S_m$$

em que:

$FC_{FP,m}$ = fator de carga fora ponta no mês m;

$FC_{P,m}$ = fator de carga ponta no mês m;

$FC_{FP,base}$ = fator de carga médio fora ponta do consumidor de referência;

$FC_{P,base}$ = fator de carga médio ponta do consumidor de referência;

S_m = fator de sazonalidade histórica associado ao mês de suprimento.

A sazonalidade não altera os preços mensais das curvas *forward* da Dcide, que são observados na respectiva data-base de referência. Seus efeitos incidem sobre o perfil mensal de consumo do consumidor de referência e, consequentemente, sobre a ponderação das grandezas utilizadas no cálculo dos indicadores. Dessa forma, meses historicamente mais fortes em consumo recebem maior peso relativo, enquanto meses historicamente mais fracos recebem menor peso.

As curvas *forward* utilizadas nos indicadores representam os produtos de energia tomados como referência para o ACL. Condições comerciais específicas de uma contratação individual, como flexibilidade, sazonalização contratual, garantias e serviços, podem ser precificadas de forma customizada e não são individualmente representadas nos indicadores.

9. Consumo relativo e ponderação das distribuidoras

A variável $q_{d,m}$ representa o consumo relativo associado à distribuidora d no mês de suprimento m.

Esse consumo relativo incorpora dois elementos:

1. o perfil mensal do consumidor de referência, ajustado pela sazonalidade mensal histórica;
2. a participação da distribuidora no **mercado total de energia elétrica, considerando conjuntamente os mercados cativo e livre**, sem restrição ao subgrupo A4, calculada para o respectivo mês.

Dessa forma, $q_{d,m}$ funciona como o peso de cada distribuidora e mês na composição dos indicadores. Em termos operacionais, o consumo relativo resulta da aplicação da participação da distribuidora no mercado total ao consumo mensal do perfil de referência, já ajustado pela sazonalidade. A participação de cada distribuidora no mercado total é apurada a partir dos dados mensais de mercado disponibilizados pela Aneel no SAMP — Balanço.

Em uma forma simplificada, pode-se interpretar $q_{d,m}$ como a parcela do consumo mensal do perfil de referência atribuída a cada distribuidora, de acordo com sua participação no mercado total naquele mês. Por exemplo, se o consumo do perfil de referência em determinado mês, já considerada a sazonalidade, for de 100 MWh e uma distribuidora representar 10% do mercado total, o consumo relativo atribuído a essa distribuidora será de 10 MWh. Em um mês de menor consumo sazonal, no qual o mesmo perfil consuma 95 MWh, mantida a participação de 10%, o consumo relativo da distribuidora será de 9,5 MWh.

A escala absoluta do consumo de referência não altera o resultado dos indicadores quando aplicada de forma consistente ao numerador e ao denominador das fórmulas.

10. Tratamento tributário

Por opção metodológica, os indicadores **IAML e EPML são calculados sem a consideração de tributos**.

Essa decisão busca preservar a simplicidade, a transparência e a estabilidade dos indicadores, especialmente diante das diferenças de tratamento tributário existentes entre consumidores, estados, classes de consumo e regimes fiscais, bem como das alterações em curso no sistema tributário brasileiro.

A incorporação de tributos exigiria a adoção de premissas adicionais e o acompanhamento permanente de regras tributárias que podem variar entre áreas de concessão e perfis de consumidores. Além de aumentar significativamente a complexidade de manutenção da metodologia, esse tratamento poderia introduzir distorções ou diferenças decorrentes de hipóteses tributárias, e não propriamente das condições econômicas do mercado livre e das tarifas reguladas.

Dessa forma, todos os valores utilizados no cálculo dos indicadores são considerados sem tributos, incluindo:

- o preço *forward* de energia — $\boldsymbol{CF}$;
- o preço de *break-even* — $\boldsymbol{PBE}$;
- o custo total cativo — $\boldsymbol{CTE}$.

Assim, o **IAML** e a **EPML** refletem exclusivamente os componentes econômicos, tarifários, regulatórios e de mercado considerados na metodologia, antes dos efeitos tributários.

A exclusão dos tributos também garante que o preço *forward* e o preço de *break-even* sejam comparados em uma mesma base, evitando que diferenças de tratamento fiscal interfiram na leitura dos indicadores.

Consequentemente, a **EPML** deve ser interpretada como uma estimativa de economia potencial antes dos efeitos tributários, não correspondendo necessariamente à economia líquida efetivamente observada na fatura de um consumidor específico.

A tributação aplicável a cada consumidor deverá ser considerada em análises individualizadas de viabilidade econômica, de acordo com sua localização, características de consumo, regime fiscal e demais particularidades.

11. Definições das variáveis

As variáveis utilizadas nos indicadores são:

$\boldsymbol{d}$ = distribuidora considerada no cálculo;

$\boldsymbol{m}$ = índice do mês de suprimento no horizonte considerado, assumindo valores de 6 a 41;

$\boldsymbol{q_{d,m}}$ = consumo relativo da distribuidora $\boldsymbol{d}$ no mês $\boldsymbol{m}$;

$\boldsymbol{s(d)}$ = submercado da distribuidora $\boldsymbol{d}$;

$\boldsymbol{CF_{s(d),m}}$ = curva *forward* de energia correspondente ao submercado da distribuidora $\boldsymbol{d}$ e ao mês de suprimento $\boldsymbol{m}$;

$\boldsymbol{PBE_{d,m}}$ = preço de *break-even* calculado para a distribuidora $\boldsymbol{d}$ no mês $\boldsymbol{m}$;

$\boldsymbol{CTE_{d,m}}$ = custo total cativo do consumidor de referência na distribuidora $\boldsymbol{d}$ no mês $\boldsymbol{m}$.

Para ambos os indicadores, $\boldsymbol{CF}$, $\boldsymbol{PBE}$ e $\boldsymbol{CTE}$ são considerados sem tributos.

12. Fórmula do IAML

O **IAML** é calculado pela razão entre o valor ponderado do preço de *break-even* e o valor ponderado da curva *forward*.

$$\boldsymbol{IAML = \frac{\sum_{d=1}^{51}\sum_{m=6}^{41}(q_{d,m} \times PBE_{d,m})}{\sum_{d=1}^{51}\sum_{m=6}^{41}(q_{d,m} \times CF_{S(d),m})} \times 100}$$

Em termos conceituais:

- o numerador representa a soma ponderada dos preços de *break-even*;
- o denominador representa a soma ponderada dos preços *forward* de energia no ACL;
- a razão entre os dois indica o nível de atratividade relativa do mercado livre.

A interpretação do **IAML** é:

Resultado	Interpretação
$IAML$>100%	Mercado livre mais atrativo que o mercado regulado
$IAML$=100%	Paridade econômica
$IAML$<100%	Mercado livre menos atrativo que o mercado regulado

Por exemplo, um **IAML** de 125% indica que, na média ponderada considerada, o preço de *break-even* é 25% superior ao preço *forward* do ACL, sinalizando atratividade econômica do mercado livre.

13. Fórmula da EPML

A **EPML** mede quanto a diferença entre o preço de *break-even* e a curva *forward* representa em relação ao custo total cativo do consumidor de referência.

$$EPML = \frac{\sum_{d=1}^{51}\sum_{m=6}^{41}(q_{d,m} \times (PBE_{d,m} - CF_{s(d),m}))}{\sum_{d=1}^{51}\sum_{m=6}^{41}(q_{d,m} \times CTE_{d,m})} \times 100$$

Em termos conceituais:

- o numerador representa a economia ponderada associada à diferença entre o *break-even* e o preço *forward*;
- o denominador representa o custo total cativo ponderado;
- o resultado indica quanto essa diferença representa sobre o custo total cativo.

A interpretação é:

Resultado	Interpretação
$EPML$ **positiva**	Há economia potencial no mercado livre
$EPML$ **igual a zero**	Não há economia potencial
$EPML$ **negativa**	O mercado livre seria economicamente desfavorável no perfil considerado

Por exemplo, uma **EPML** de 8% indica que a diferença entre o preço de *break-even* e a curva *forward* representa aproximadamente 8% do custo total cativo do consumidor de referência.

14. Apuração da curva *forward*

A Dcide opera um processo estruturado denominado Benchmark da Curva Forward, cujas principais características são:

i. recebimento periódico das curvas de marcação a mercado dos principais agentes de comercialização, geração e consumo livre, por meio de processo voluntário, padronizado e representativo das condições de mercado;

ii. aplicação de procedimentos estatísticos documentados e validados para identificação e tratamento de valores não representativos, inconsistentes ou desalinhados com as condições de mercado vigentes;

iii. construção de uma curva de consenso, que não reproduz a visão de um agente isolado, mas representa o ponto de convergência entre múltiplas referências independentes e economicamente expostas.

As curvas individuais recebidas pela Dcide por meio do *Pool Denergia* são curvas de Marcação a Mercado, ou seja, expressam o valor considerado mais representativo para o fechamento de uma posição energética em condições efetivas de mercado, em vez do preço observado em uma operação específica.

Essas informações individualizadas resultam de processamento prévio descentralizado conduzido pelos próprios agentes e especialistas do setor, incorporando um universo abrangente de transações realizadas dentro e fora das plataformas de negociação, além de outros fatores de oferta e demanda, como a liquidez dos produtos e as condições de crédito vigentes no mercado.

A Dcide consolida essas curvas de forma centralizada, produzindo uma referência de preço independente, construída colaborativamente e utilizada por empresas, órgãos e instituições governamentais, instituições financeiras, fundos de investimento, empresas de auditoria, mídia e universidades para avaliação de risco, precificação, tomada de decisão, acompanhamento histórico e estudos.

Para o propósito específico dos índices, utiliza-se a Curva Compilada da Dcide referente ao último dia útil do mês, para os quatro submercados e para as fontes Convencional e Incentivada 50%, geralmente construída a partir da apuração de Fechamento Mensal e considerada, para fins dos indicadores, no horizonte de M+6 a M+41.

15. Cálculo do preço de *break-even*

Para cada distribuidora e mês de suprimento, o preço de *break-even* é calculado a partir do custo médio do consumidor A4 Azul no ambiente regulado e dos custos que permanecem ou passam a ser suportados pelo consumidor no mercado livre.

Inicialmente, calcula-se a tarifa média[2] do consumidor cativo, considerando a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSD, a Tarifa de Energia — TE e o adicional de bandeira tarifária, quando aplicável. As tarifas de demanda e de energia nos postos ponta e fora ponta são convertidas em um valor médio em R$/MWh a partir do perfil do consumidor de referência,

[2] Para calcular a tarifa média do A4 Azul a partir das tarifas de demanda e de energia nos postos ponta e fora ponta, consideram-se os fatores de carga de cada posto tarifário, a quantidade de horas correspondente a cada posto no mês, a sazonalidade e o consumo total mensal.

considerando os respectivos fatores de carga, a quantidade de horas de cada posto tarifário, a sazonalidade e o consumo mensal.

Desse valor são deduzidas as parcelas que o consumidor continua pagando, ou passa a pagar de outra forma no ambiente livre. Entre elas estão a TUSD aplicável ao consumidor livre — diferenciada conforme o produto convencional ou incentivado I5 — e os encargos e custos considerados na liquidação ou contabilização do mercado livre, tais como o Encargo de Energia de Reserva — EER, o Encargo de Serviços do Sistema — ESS, o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade — ERCAP, os custos associados à geração nuclear de Angra 1 e 2 e a parcela relativa às perdas na Rede Básica.

Por opção metodológica, não **são considerados os encargos especificamente associados ao ato de migração para o ACL**. Esses componentes possuem natureza transitória e estão relacionados à decisão de ingresso no mercado livre, enquanto o IAML e a EPML têm como objetivo avaliar a atratividade econômica do mercado livre como ambiente de contratação, inclusive para consumidores que já se encontram no ACL. A exclusão também preserva a comparabilidade da série histórica dos indicadores, evitando que encargos conjunturais de determinados períodos alterem sua interpretação ao longo do tempo.

Após essas deduções, o valor resultante corresponde ao **preço de *break-even***, isto é, ao preço máximo da energia no ACL que iguala o custo do consumidor de referência ao custo estimado no ambiente regulado.

No cálculo referente ao produto incentivado I5, aplica-se o Fator ECR, relativo ao **Encargo de Complemento de Recursos – ECR**, instituído pela *Lei nº 15.269/2025*, conforme metodologia proposta pela *Nota Técnica Aneel nº 145/2026-STR/ANEEL* no âmbito da *Consulta Pública Aneel nº 028/2026*.

Desconsideram-se do cálculo do *break-even* custos comerciais de gestão ou representação da comercializadora, garantias financeiras e adequação do sistema de medição.

O $\boldsymbol{PBE}$ utilizado no **IAML** e na **EPML** é calculado na mesma base de comparação da curva *forward*. $\boldsymbol{CF}$, $\boldsymbol{PBE}$ e $\boldsymbol{CTE}$ são considerados sem tributos e, para fins de agregação, expressos na mesma data-base de referência dos indicadores.

16. Energia convencional e energia incentivada

Os indicadores são calculados separadamente para energia convencional e energia incentivada *I5*, associada ao benefício de 50% sobre a parcela de uso do fio considerada na metodologia, já considerado o Fator ECR projetado a partir de janeiro de 2027.

No caso convencional, a curva *forward* considerada corresponde ao produto convencional no respectivo submercado.

No caso incentivado, a curva *forward* considerada corresponde ao produto incentivado no respectivo submercado, e o cálculo considera os efeitos tarifários associados ao benefício correspondente, incluindo a estimativa do ECR.

A publicação dos indicadores incentivados tem por objetivo permitir a comparação econômica entre produtos no ACL, especialmente para consumidores que preservam o direito ao benefício tarifário associado à energia incentivada, bem como acompanhar a evolução de sua atratividade em relação ao produto convencional.

A partir de 2026, novas migrações para o ACL não fazem jus ao desconto no uso dos sistemas de transmissão e distribuição associado à energia incentivada. Da mesma forma, aumentos de demanda de consumidores que já possuem o benefício não recebem o desconto sobre a parcela adicional.

17. Apuração, atualização e publicação dos indicadores

O **IAML** e a **EPML** são **publicados mensalmente no dia 10 de cada mês**. Quando o dia 10 coincidir com final de semana ou feriado nacional, a publicação ocorre no primeiro dia útil subsequente.

Para cada publicação, são utilizadas as curvas *forward* da Dcide referentes ao fechamento do mês anterior. A publicação no dia 10 permite compatibilizar o calendário de fechamento dessas referências de preços com o processo de apuração do **IAML** e da **EPML**, de forma que os indicadores sejam calculados a partir de uma referência mensal já consolidada.

A apuração dos indicadores é realizada em data anterior à sua publicação.

Para cada apuração, são utilizadas as bases de dados, projeções, parâmetros e metodologias disponíveis na **versão vigente do SETE na data da apuração**.

A data da apuração e a versão do SETE utilizada em cada cálculo são informadas juntamente com a publicação mensal dos indicadores, permitindo a identificação das premissas e dos dados disponíveis no momento em que o cálculo foi realizado.

O histórico de versões e atualizações do SETE pode ser consultado no *Histórico de releases do SETE*.

Os indicadores são atualizados a partir da combinação de:

- curvas *forward* da Dcide referentes à apuração de fechamento mensal;
- atualização das projeções tarifárias;
- atualização dos dados de mercado;
- atualização anual da sazonalidade histórica;
- atualização das expectativas de IPCA do Relatório Focus;
- revisão dos parâmetros utilizados no cálculo do consumidor de referência;
- atualização de encargos setoriais, componentes tarifários e demais premissas regulatórias utilizadas no SETE.

A identificação da versão do SETE tem por objetivo assegurar a rastreabilidade das premissas utilizadas em cada publicação, considerando que projeções tarifárias, dados de mercado, encargos e demais parâmetros regulatórios podem ser atualizados ao longo do tempo.

18. Agregação por soma ponderada

A metodologia não utiliza média simples dos índices individuais por distribuidora. Essa escolha evita que distribuidoras de tamanhos muito diferentes tenham o mesmo peso no indicador nacional.

A agregação é feita pela soma das parcelas ponderadas:

- $q_{d,m} \times PBE_{d,m}$
- $q_{d,m} \times CF_{S(d),m}$
- $q_{d,m} \times (PBE_{d,m} - CF_{S(d),m})$
- $q_{d,m} \times CTE_{d,m}$

Somente após essa agregação é que os indicadores são calculados.

Esse procedimento preserva a representatividade econômica das distribuidoras e reduz o risco de que oscilações tarifárias de distribuidoras com pequena participação de mercado distorçam o resultado nacional.

19. Limitações e premissas

Os indicadores devem ser interpretados como referências agregadas de mercado, construídas a partir de um consumidor de referência e de premissas padronizadas.

Eles não substituem uma análise individualizada de contratação ou migração para um consumidor específico.

Entre as principais limitações, destacam-se:

- o perfil de consumo é padronizado;
- o subgrupo tarifário é o A4;
- a modalidade tarifária considerada é a Azul;
- a sazonalidade reflete um comportamento médio histórico, e não necessariamente o perfil real de uma carga individual;
- não é considerado qualquer tipo de tributo;
- custos específicos de comercialização, representação, garantias financeiras, adequação do sistema de medição e gestão comercial não são integralmente representados pelos indicadores;
- os indicadores incentivados representam a atratividade econômica do produto para consumidores que preservam o respectivo benefício tarifário;
- a modelagem definitiva do ECR depende de regulamentação da Aneel;
- os indicadores refletem a atratividade no horizonte considerado, de **M+6** a **M+41**, e não uma recomendação de contratação para um caso específico.

Consumidores com perfis distintos de demanda, fator de carga, modalidade tarifária, subgrupo, regime tributário ou estratégia de contratação podem apresentar resultados diferentes.

20. Síntese metodológica

Em termos simplificados, a metodologia pode ser resumida da seguinte forma:

1. Define-se um consumidor de referência em A4 Azul.
2. Aplica-se a sazonalidade mensal histórica ao perfil de consumo, mantendo fixas as demandas contratadas.
3. Calcula-se, para cada distribuidora e mês de suprimento, o consumo relativo ponderado $q_{d,m}$.
4. Associa-se a cada distribuidora a curva *forward* de seu respectivo submercado.
5. Calcula-se o preço de *break-even* e o custo total cativo para cada distribuidora e mês.
6. Calcula-se o **IAML** pela razão entre a soma ponderada dos preços de *break-even* e a soma ponderada dos preços *forward*.
7. Calcula-se a **EPML** pela razão entre a economia ponderada e o custo total cativo ponderado.
8. Publicam-se mensalmente quatro indicadores: **IAML Convencional, IAML Incentivado, EPML Convencional** e **EPML Incentivado**.