LEI COMENTADA

LEI Nº 14.300/2022

Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e do Programa de Energia Renovável Social (PERS)

Texto integral da Lei com comentários jurídicos, regulatórios, técnicos e econômico-financeiros para compreensão e aplicação prática.

ASPECTOS JURÍDICOS E REGULATÓRIOS | ASPECTOS TÉCNICOS | ASPECTOS ECONÔMICO-FINANCEIROS | APLICAÇÃO PRÁTICA



LL GAT

ASSESSORIA EMPRESARIAL

REGULAÇÃO,
GOVERNANÇA E ANÁLISE
ECONÔMICO-FINANCEIRA
APLICADAS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

PREFÁCIO

A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, representou um marco na organização jurídica e econômica da microgeração e da minigeração distribuídas no Brasil. Ao instituir o marco legal da MMGD (*micro e minigeração distribuída*), do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*SCEE*) e do Programa de Energia Renovável Social (*PERS*), a Lei consolidou conceitos, direitos, obrigações e regras de transição que passaram a influenciar diretamente consumidores, investidores, empresas, distribuidoras e demais agentes do setor elétrico.

Mas compreender a Lei nº 14.300 exige mais do que simplesmente ler seus 37 artigos. Ao longo deste trabalho, procuramos interpretar cada dispositivo a partir de quatro perspectivas complementares: *jurídica e regulatória, técnica, operacional e econômico-financeira*. Sempre que pertinente, relacionamos o texto legal à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), aos procedimentos das distribuidoras e, principalmente, às situações concretas que podem surgir na estruturação, conexão, operação, financiamento, avaliação e Due Diligence de empreendimentos de geração distribuída.

Essa abordagem revelou algo importante: na MMGD, questões aparentemente formais podem produzir consequências econômicas relevantes. A data de um protocolo, uma exigência de conexão, uma alteração de potência, a modalidade de participação no SCEE, a destinação dos excedentes ou o enquadramento em determinado regime de transição podem modificar custos, receitas, riscos e, consequentemente, o próprio valor de um empreendimento.

Por isso, nossa intenção não foi apenas responder "*o que diz a Lei?*", mas avançar para outras perguntas: *"o que isso significa na prática?", "qual é o impacto econômico?", "quais são os riscos?", "quais documentos precisam ser examinados?"* e *"como essa regra deve ser considerada em uma decisão empresarial ou de investimento?"*

O resultado é uma leitura comentada que procura aproximar *regulação, engenharia, governança* e *finanças*, reconhecendo que um empreendimento de geração distribuída não é apenas uma instalação elétrica: é também uma estrutura contratual, regulatória e econômica inserida em um setor em permanente transformação.

Este trabalho não pretende encerrar a discussão. Ao contrário. A geração distribuída continuará evoluindo com o armazenamento de energia, sistemas híbridos, microrredes, gerenciamento inteligente de cargas, serviços à rede e novos modelos de negócio. A própria regulamentação continuará acompanhando essa transformação.

Nosso propósito é mais simples: oferecer ao leitor um *mapa para compreender a Lei nº 14.300/2022*, identificar suas conexões e perceber as consequências práticas que muitas vezes não aparecem em uma primeira leitura do texto legal. Convidamos, portanto, à leitura não apenas de uma Lei, mas de uma transformação em curso no setor elétrico brasileiro.

LL GAT Assessoria Empresarial

Regulação, governança e análise econômico-financeira aplicadas à geração distribuída.

Presidência da República

Secretaria-Geral

Subchefia para Assuntos Jurídicos

LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022

Mensagem de veto

(Promulgação partes vetadas)

(Vide Medida Provisória nº 1.300, de 2025) Vigência

Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Para fins e efeitos desta Lei, são adotadas as seguintes definições:

I – autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;

II – autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

III – consórcio de consumidores de energia elétrica: reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica instituído para a geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

IV - Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): encargo setorial estabelecido pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;

V - consumidor-gerador: titular de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

VI - crédito de energia elétrica: excedente de energia elétrica não compensado por unidade consumidora participante do SCEE no ciclo de faturamento em que foi gerado, que será registrado e alocado para uso em ciclos de faturamento subsequentes, ou vendido para a concessionária ou permissionária em que está conectada a central consumidora-geradora;

VII - empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em que as

instalações para atendimento das áreas de uso comum, por meio das quais se conecta a microgeração ou minigeração distribuída, constituam uma unidade consumidora distinta, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento;

VIII - excedente de energia elétrica: diferença positiva entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída de titularidade de consumidor-gerador, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, em que o excedente de energia elétrica pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela unidade geradora, a critério do consumidor-gerador titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

IX - fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto;

X - geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edilício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XII – microrrede: integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistema de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de autorrestabelecimento;

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIV - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou

contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

Parágrafo único. Para todas as unidades referidas no caput do art. 26 desta Lei, o limite de potência instalada de que trata o inciso XIII do caput deste artigo é de 5 MW (cinco megawatts) até 31 de dezembro de 2045.

Comentário geral

O art. 1º estabelece o *vocabulário técnico-jurídico da Lei nº 14.300/2022*. Sua importância ultrapassa a função meramente conceitual: as definições nele contidas determinam quem pode participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*SCEE*), quais são as modalidades de participação, os limites de potência aplicáveis, as possibilidades de alocação dos excedentes e créditos e, em diversos casos, o próprio regime econômico e tarifário incidente.

A regulamentação posterior da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), especialmente por meio da *Resolução Normativa (REN) nº 1.059/2023*, incorporou e detalhou esses conceitos na *REN nº 1.000/2021*, que atualmente concentra grande parte das regras de conexão, faturamento e participação no SCEE. *Leis.org*

Por isso, a correta classificação de um empreendimento como autoconsumo local, autoconsumo remoto, geração compartilhada ou empreendimento com múltiplas unidades consumidoras não é meramente terminológica: ela produz consequências práticas sobre *titularidade, localização das unidades consumidoras, distribuição dos excedentes, faturamento e relacionamento com a distribuidora*.

I — Autoconsumo local

É a forma mais direta de geração distribuída: a central de microgeração ou minigeração está eletricamente associada à própria unidade consumidora que utiliza a energia. A energia produzida atende inicialmente às necessidades da própria unidade e, havendo excedente, este pode ser injetado na rede da distribuidora e posteriormente utilizado segundo as regras do SCEE. *Exemplo:* uma indústria instala sistema fotovoltaico em sua própria unidade. Durante determinado período produz 1.000 kWh e consome 800 kWh. O excedente correspondente pode ingressar no mecanismo de compensação.

A ANEEL sintetiza essa modalidade como aquela em que a energia é *gerada e compensada no mesmo local em que se encontra instalada a MMGD*. *Governo Federal*

Ponto de atenção. Não se deve confundir autoconsumo local com ausência de utilização da rede. Um consumidor-gerador conectado continua utilizando a infraestrutura de distribuição tanto para consumir energia quando sua geração é insuficiente quanto para injetar excedentes quando sua geração supera o consumo instantâneo.

II — Autoconsumo remoto

Permite que uma central de MMGD localizada em determinada unidade consumidora gere excedentes destinados a outras unidades consumidoras pertencentes ao *mesmo titular*, desde que todas sejam atendidas pela *mesma distribuidora*.

A REN nº 1.000/2021, conforme alterada pela REN nº 1.059/2023, deixa especialmente clara a combinação de três requisitos: mesma pessoa física ou jurídica; geração situada em local diferente das unidades que recebem os excedentes; e atendimento de todas elas pela mesma distribuidora. *Leis.org*

Assim, uma empresa pode instalar uma UFV em determinada unidade e utilizar os excedentes para

compensar consumo de outras unidades de sua titularidade dentro da área da mesma distribuidora. *Exemplo:* uma empresa possui matriz em Goiânia, duas filiais e uma unidade com geração fotovoltaica, todas atendidas pela Equatorial Goiás. Observados os demais requisitos regulatórios, os excedentes podem ser destinados às demais unidades da mesma titularidade.

Ponto de atenção. O elemento central que diferencia o autoconsumo remoto da geração compartilhada é a *titularidade*. No primeiro, as unidades pertencem à mesma pessoa física ou jurídica; na geração compartilhada, diferentes consumidores se reúnem mediante estrutura associativa admitida pela legislação.

III — Consórcio de consumidores de energia elétrica

O consórcio constitui uma forma de organização de consumidores para geração destinada ao consumo próprio. É particularmente importante porque pode servir de estrutura jurídica para a *geração compartilhada*, prevista no inciso X. Portanto, os incisos III e X devem ser interpretados conjuntamente.

A Lei exige ainda que as unidades participantes sejam atendidas pela *mesma distribuidora*.

Ponto de atenção. O consórcio não deve ser confundido com simples relação comercial entre proprietário da usina e consumidores. Sua constituição e operação precisam respeitar a estrutura jurídica e regulatória própria da geração compartilhada.

IV — Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A *Conta de Desenvolvimento Energético* (*CDE*) é um encargo setorial instituído pela Lei nº 10.438/2002. Sua inclusão nas definições da Lei nº 14.300 não é acidental. A CDE participa da arquitetura econômico-tarifária da transição introduzida pelo Marco Legal da GD.

Essa importância aparece expressamente no art. 25 da Lei nº 14.300, que atribui à CDE o custeio temporário de determinadas componentes tarifárias não remuneradas pelo consumidor-gerador, segundo as condições legais. O próprio art. 25 teve sua redação posteriormente alterada, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2026. *Portal da Câmara dos Deputados*

Correlação: arts. 17, 25, 26 e 27 merecem ser estudados conjuntamente quando chegarmos à estrutura tarifária e às regras de transição.

V — Consumidor-gerador

É o titular da unidade consumidora que possui microgeração ou minigeração distribuída. Trata-se de definição fundamental porque identifica o sujeito que simultaneamente ocupa a posição de *consumidor de energia elétrica e titular de geração distribuída*.

A expressão não significa necessariamente que esse agente comercialize energia. O modelo básico da Lei nº 14.300 continua sendo estruturado sobre o *SCEE*, em que a energia injetada é compensada segundo as regras legais e regulatórias.

VI — Crédito de energia elétrica

Aqui existe uma distinção fundamental: *excedente de energia* é diferente de *crédito de energia*. O excedente surge quando, segundo os critérios da Lei, há energia injetada que supera a consumida. Quando esse excedente não é utilizado no ciclo de faturamento, *pode* converter-se em *crédito de energia*, utilizável posteriormente. A REN nº 1.000, após a REN nº 1.059/2023, conceitua crédito como o excedente não

utilizado no ciclo em que foi injetado e que não tenha sido objeto de compra pela distribuidora. *Leis.org*

Esses créditos possuem *validade de 60 meses*, conforme o art. 13 da Lei. Além disso, são expressos em quantidade de energia ativa, e não em valor monetário; por isso, não são reajustados em razão da evolução das tarifas. A legislação também determina a utilização prioritária dos créditos mais antigos. *Portal da Câmara dos Deputados*

A possibilidade de *venda* dos excedentes também merece atenção. Não significa *liberdade irrestrita de comercialização*. O art. 24 prevê chamadas públicas promovidas pelas distribuidoras para aquisição de excedentes, conforme regulamentação da ANEEL. *Portal da Câmara dos Deputados*

Ponto de atenção. Crédito de energia deve ser compreendido primordialmente como *quantidade de energia registrada para futura compensação*, e não como crédito financeiro contra a distribuidora.

VII — Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras

Trata-se do modelo especialmente relevante para *condomínios e empreendimentos imobiliários*. As unidades devem estar na mesma propriedade ou em propriedades contíguas, respeitadas as limitações espaciais estabelecidas pela Lei. A unidade referente às áreas comuns, por meio da qual se conecta a MMGD, constitui unidade consumidora distinta.

A energia pode então ser distribuída entre as unidades integrantes segundo os critérios estabelecidos pelos consumidores e admitidos pela regulamentação. A ANEEL destaca que essa repartição pode ocorrer mediante percentuais ou ordem de prioridade definidos pelos próprios consumidores. *Governo Federal*

Exemplo: condomínio residencial instala sistema fotovoltaico conectado à unidade consumidora das áreas comuns e destina os excedentes às unidades dos condôminos segundo percentuais previamente estabelecidos.

VIII — Excedente de energia elétrica

É a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, apurada *por posto tarifário e por ciclo de faturamento*. Essa última expressão é importante, não se trata simplesmente de comparar toda a geração mensal com todo o consumo mensal de maneira indiscriminada.

Nos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e na geração compartilhada, a Lei admite tratamento específico: o excedente pode corresponder a *toda a energia gerada ou a energia injetada na rede*, conforme opção do consumidor-gerador. *Planalto*

Uma sequência conceitual útil para toda a Lei é: *GERAÇÃO → CONSUMO LOCAL → INJEÇÃO NA REDE → EXCEDENTE → COMPENSAÇÃO → CRÉDITO*. Essa sequência ajuda a compreender vários dispositivos posteriores da Lei.

IX — Fontes despacháveis

A *despachabilidade* significa, em termos simplificados, a possibilidade de *controlar ou modular a geração*, em vez de depender exclusivamente da disponibilidade instantânea da fonte primária. A Lei enquadra determinadas hidrelétricas, cogeração qualificada, biomassa e biogás nessa categoria. Também admite geração fotovoltaica associada a armazenamento, observados os requisitos estabelecidos.

No caso fotovoltaico, não basta simplesmente instalar uma bateria: a Lei exige capacidade de modulação

mediante armazenamento equivalente a pelo menos *20% da capacidade de geração mensal*, além da possibilidade de despacho mediante controlador local ou remoto. A regulamentação da ANEEL detalhou essa caracterização. *Leis.org*

Ponto de atenção. A distinção entre fonte despachável e não despachável influencia diretamente o limite legal da minigeração previsto no inciso XIII.

X — Geração compartilhada

É uma das estruturas mais relevantes economicamente da GD. Permite que *diferentes consumidores* se reúnam para compartilhar os benefícios de uma ou mais centrais de MMGD. A Lei admite consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edilício e outras formas de associação civil constituídas para essa finalidade. As unidades participantes devem ser atendidas pela *mesma distribuidora*. *Normas*

A diferença fundamental pode ser resumida:

Modalidade	Relação entre geração e consumidores
Autoconsumo local	*geração e compensação na própria UC*
Autoconsumo remoto	*várias UCs do mesmo titular*
Múltiplas UCs	*unidades de um mesmo empreendimento*
Geração compartilhada	*diferentes consumidores reunidos juridicamente*

Ponto de atenção. Estruturas contratuais que tentem transformar geração compartilhada em mera venda de energia ou aluguel indexado à energia produzida precisam ser examinadas cuidadosamente. O próprio art. 10 da Lei estabelece restrição a determinadas estruturas de aluguel ou arrendamento vinculadas a reais por unidade de energia. *Planalto*

XI — Microgeração distribuída

A microgeração possui potência instalada em corrente alternada *menor ou igual a 75 kW*. Além do limite quantitativo, existem requisitos qualitativos: utilização de fonte renovável ou cogeração qualificada e conexão à rede de distribuição por meio das instalações da unidade consumidora. A ANEEL mantém o limite de 75 kW na regulamentação vigente. *Governo Federal*

Ponto de atenção técnico. A Lei utiliza expressamente a *potência instalada em corrente alternada*. Em sistemas fotovoltaicos, isso é relevante porque não se deve automaticamente utilizar a soma da potência nominal dos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para classificar o empreendimento.

XII — Microrrede

A microrrede integra *geração distribuída + armazenamento + cargas + controle* em um sistema capaz tanto de operar conectado à rede principal quanto, nas condições técnicas adequadas, isoladamente. É um conceito particularmente importante para a evolução tecnológica do setor.

A diferença em relação a um sistema fotovoltaico convencional está justamente na capacidade de gerenciamento integrado e operação controlada, incluindo funções de recomposição e autorrestabelecimento.

Aqui podemos pensar em *FV* (Fotovoltaico(a)) *+ BESS* (Battery Energy Storage System, em tradução livre Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria) *+ EMS* (Energy Management System, em tradução livre Sistema de Gerenciamento de Energia) *+ cargas controláveis + rede = arquitetura de microrrede*, desde que presentes os requisitos técnicos correspondentes. Esse conceito tende a ganhar relevância com baterias, sistemas híbridos, resiliência energética e gerenciamento inteligente da demanda.

XIII — Minigeração distribuída

A minigeração começa *acima de 75 kW*. Pela regra geral atual: *fontes despacháveis são >75 kW até 5 MW*; *fontes não despacháveis são >75 kW até 3 MW*. A própria ANEEL apresenta atualmente a regra geral como minigeração acima de 75 kW e até 3 MW, ressalvadas as situações legais em que o limite pode chegar a 5 MW. *Governo Federal*

Essa distinção é especialmente importante para *usinas fotovoltaicas*, que, sem o enquadramento específico como fonte despachável, estão submetidas ao limite geral de *3 MW*.

Ponto de atenção. O § 2º do art. 7º proíbe a divisão artificial de uma central geradora em unidades menores com a finalidade de enquadramento nos limites de micro ou minigeração. *Normas*

XIV — Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

O SCEE constitui o *núcleo econômico-operacional do modelo de MMGD*. A energia ativa excedente é injetada na rede da distribuidora e cedida, juridicamente, a título de *empréstimo gratuito*, podendo posteriormente ser utilizada para compensar energia consumida ou ser contabilizada como crédito. A expressão "*empréstimo gratuito*" é juridicamente importante, pois *o consumidor-gerador não está*, pelo simples fato de injetar energia, *realizando uma venda convencional de eletricidade à distribuidora*.

A ANEEL utiliza uma analogia didática: a rede funciona, economicamente para fins de compensação, como uma espécie de "bateria", recebendo o excedente em determinado momento e permitindo sua utilização conforme as regras do SCEE em outro momento. *Governo Federal*

Isso, evidentemente, *não significa armazenamento físico da mesma energia*, mas um mecanismo contábil-regulatório de compensação.

Parágrafo único — regra especial dos 5 MW

O parágrafo único é essencial para compreender a transição criada pela Lei. Embora o inciso XIII tenha estabelecido o limite geral de *3 MW para fontes não despacháveis*, determinadas unidades abrangidas pelo *caput do art. 26* preservam o limite de potência instalada de *5 MW até 31 de dezembro de 2045*. *Normas*

Portanto, não há contradição entre os limites de 3 MW e 5 MW. Temos, em síntese: *Regra geral* se refere a fonte não despachável → minigeração até *3 MW*; *Regime protegido pelo art. 26* diz respeito a determinadas unidades → limite preservado em *5 MW até 31/12/2045*.

Essa ressalva é extremamente relevante na análise de empreendimentos fotovoltaicos enquadrados nas regras de transição, porque *data do protocolo*, *enquadramento no art. 26*, *cumprimento dos requisitos* e *cronologia do processo de conexão* podem determinar qual regime jurídico será aplicável.

Síntese interpretativa do art. 1º

O artigo pode ser compreendido em quatro grandes blocos conceituais:

Quem participa: consumidor-gerador, consórcio e demais formas associativas.

Como participa: autoconsumo local, autoconsumo remoto, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.

O que acontece com a energia: geração → injeção → excedente → compensação → crédito.

Qual empreendimento pode participar: microgeração ≤ 75 kW; minigeração > 75 kW até 3 MW, em regra, ou até 5 MW nas hipóteses legalmente previstas.

O art. 1º não deve ser visto apenas como glossário. *Ele estabelece as categorias jurídicas que condicionam a aplicação dos demais dispositivos da Lei***.** Um erro de enquadramento conceitual no art. 1º pode levar a erro na interpretação do regime de conexão, compensação, faturamento ou transição aplicável ao empreendimento.

CAPÍTULO II

DA SOLICITAÇÃO DE ACESSO E DE AUMENTO DE POTÊNCIA

Art. 2º As concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão atender às solicitações de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com ou sem sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos, observadas as disposições regulamentares.

§ 1º Os contratos firmados entre o consumidor e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica para fins de acesso ao sistema de microgeração ou minigeração distribuída devem ser celebrados com a pessoa física ou jurídica, consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edilício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, indicado como titular o da unidade consumidora na qual a microgeração ou minigeração distribuída será ou está instalada na ocasião da solicitação de acesso, garantida a possibilidade de transferência da titularidade antes ou depois da conexão da microgeração ou minigeração distribuída.

§ 2º Para realização de solicitações de acesso de uma unidade consumidora nova, com microgeração ou minigeração distribuída, as distribuidoras deverão efetuar concomitantemente a solicitação de conexão de uma nova unidade consumidora e a solicitação de parecer de acesso para microgeração ou minigeração distribuída conforme as disposições regulatórias.

§ 3º A Aneel deverá estabelecer um formulário-padrão para a solicitação de acesso para microgeração e minigeração distribuída, que deve ser protocolado na distribuidora, acompanhado dos documentos pertinentes, não cabendo a ela solicitar documentos adicionais àqueles indicados nos formulários padronizados, e a distribuidora deverá disponibilizar ao acessante todas as informações necessárias para elaboração dos projetos que compõem a solicitação de acesso.

§ 4º Na hipótese de vício formal sanável ou de falta de documentos nos estudos de responsabilidade do acessante necessários à elaboração dos projetos que compõem o parecer de acesso, a distribuidora acessada notificará o acessante sobre todas as pendências verificadas que deverão ser sanadas e protocoladas na distribuidora acessada em até 30 (trinta) dias contados da data de recebimento da notificação formal da distribuidora para esse fim, facultado prazo distinto acordado entre as partes.

O art. 2º inaugura propriamente o regime jurídico do acesso da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) à rede de distribuição. Depois de o art. 1º estabelecer o vocabulário fundamental da Lei nº 14.300/2022, o dispositivo passa a disciplinar a relação entre o interessado em conectar sua geração e a concessionária ou permissionária responsável pela rede. A regra inicial é objetiva: as distribuidoras deverão atender às solicitações de acesso de unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, inclusive quando associadas a sistemas de armazenamento de energia ou configuradas como sistemas híbridos, sempre observadas as disposições regulamentares.

A expressão “deverão atender às solicitações de acesso” estabelece uma obrigação para a distribuidora, mas não deve ser interpretada como direito absoluto à conexão exatamente nas condições técnicas inicialmente pretendidas pelo consumidor. O acesso permanece condicionado aos requisitos de segurança, capacidade da rede, padrões técnicos e demais critérios estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica

(ANEEL), especialmente na regulamentação aplicável e nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Dependendo das características do projeto e da rede existente, podem ser necessárias adequações, obras, reforços ou melhorias. A existência dessas condicionantes, entretanto, não autoriza a distribuidora a simplesmente recusar, retardar ou deixar de processar uma solicitação regularmente apresentada. O direito assegurado pelo art. 2º é, antes de tudo, o direito de acesso a um procedimento regulado, tecnicamente fundamentado e conduzido de maneira transparente.

A inclusão expressa dos sistemas de armazenamento e dos sistemas híbridos é particularmente significativa porque demonstra que a Lei não restringiu a MMGD ao modelo convencional de uma única fonte geradora conectada à rede. O armazenamento permite deslocar temporalmente a utilização da energia, aumentar o autoconsumo, gerenciar cargas e demanda, oferecer capacidade de reserva e, conforme a configuração do sistema e a regulamentação aplicável, acrescentar flexibilidade à operação. Os sistemas híbridos, por sua vez, permitem combinar fontes ou tecnologias diferentes em uma mesma arquitetura de geração. Não devem ser confundidos com a microrrede definida no art. 1º, que pressupõe estrutura integrada de controle e capacidade de operar conectada ou isoladamente em relação à rede principal.

Essa abertura tecnológica tornou-se ainda mais relevante com o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento de energia em baterias, conhecidos pela sigla BESS (*Battery Energy Storage System*). Em um sistema fotovoltaico convencional, a produção depende do recurso solar disponível naquele momento; quando associada ao armazenamento e a sistemas de gerenciamento de energia, a geração passa a admitir maior controle sobre o momento de utilização da energia. A Lei, portanto, já nasce suficientemente aberta para acomodar uma evolução tecnológica que tende a modificar a própria relação entre consumidor, geração e rede de distribuição.

Titularidade, nova unidade consumidora e padronização do acesso

O § 1º disciplina quem deve figurar juridicamente na relação contratual com a distribuidora. Os contratos destinados ao acesso devem ser celebrados com a pessoa física ou jurídica, consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edilício ou outra forma de associação civil instituída para essa finalidade, tendo como referência a titularidade da unidade consumidora na qual a microgeração ou minigeração está ou será instalada. Ao mesmo tempo, a Lei assegura a possibilidade de transferência dessa titularidade antes ou depois da conexão, conferindo flexibilidade a reorganizações patrimoniais, empresariais e contratuais que podem ocorrer ao longo da vida do empreendimento.

Essa possibilidade precisa ser diferenciada da comercialização do próprio direito de acesso. Transferir a titularidade de uma unidade consumidora ou de uma estrutura empresarial relacionada à MMGD não significa transformar o acesso à rede em ativo autônomo negociável. Essa distinção ganhará importância nos arts. 5º e 6º, nos quais a Lei estabelece limitações destinadas justamente a impedir a formação de um mercado especulativo de posições de acesso à rede. A flexibilidade societária e patrimonial admitida pelo art. 2º convive, portanto, com mecanismos destinados a preservar a finalidade efetiva do processo de conexão.

O § 2º trata da situação em que uma nova unidade consumidora já será criada com microgeração ou minigeração distribuída. Nessa hipótese, a Lei determina que os procedimentos de conexão da nova unidade e de acesso da geração sejam realizados concomitantemente. A solução evita que o interessado tenha de concluir integralmente a criação da unidade consumidora para somente depois iniciar outro processo

administrativo destinado à geração. Trata-se de medida simples, mas importante, de racionalização do procedimento, especialmente em empreendimentos concebidos desde a origem para produzir parte de sua própria energia.

O § 3º acrescenta uma dimensão essencial de padronização. Cabe à ANEEL estabelecer formulário-padrão para a solicitação de acesso, acompanhado dos documentos pertinentes, não cabendo à distribuidora ampliar discricionariamente o rol documental definido pela regulamentação. Ao mesmo tempo, a distribuidora deve disponibilizar ao acessante as informações necessárias à elaboração dos projetos que integram a solicitação. Existe, portanto, uma verdadeira reciprocidade informacional: o interessado deve apresentar corretamente os documentos e informações sob sua responsabilidade, enquanto a distribuidora deve fornecer os elementos técnicos necessários para que o projeto possa ser desenvolvido de maneira adequada.

Essa reciprocidade é importante porque a distribuidora detém informações sobre sua própria rede que não estão integralmente disponíveis ao acessante. Dados relacionados à configuração do sistema elétrico, características técnicas e demais elementos necessários ao projeto podem ser indispensáveis para definir a solução de conexão. Não seria razoável exigir do interessado um projeto tecnicamente adequado e, simultaneamente, negar-lhe informações que somente a própria distribuidora possui.

A padronização também limita a possibilidade de criação de exigências administrativas sem fundamento normativo. Diante de uma solicitação adicional de documento, informação, estudo ou adequação, a questão central deve ser identificar sua base legal, regulatória ou técnica. Uma exigência prevista na regulamentação da ANEEL, no PRODIST ou em outra norma aplicável possui fundamento distinto de uma exigência decorrente exclusivamente de procedimento interno da distribuidora. *Os procedimentos internos podem operacionalizar a regulação, mas não criar, por si mesmos, novas barreiras ao acesso incompatíveis com ela*.

Essa distinção possui consequências econômicas. Cada exigência adicional pode representar novos estudos, projetos, equipamentos, obras e, principalmente, tempo. Em projetos de MMGD, atraso não é apenas questão administrativa: pode significar postergação da entrada em operação, perda de geração, aumento do custo financeiro, alteração do cronograma de financiamento e, em situações sujeitas a regras de transição, consequências sobre o próprio enquadramento regulatório do empreendimento. A governança do processo de acesso deve, por isso, ser considerada parte da gestão econômica do projeto.

Saneamento, rastreabilidade e preservação da solicitação

O § 4º é particularmente importante para a compreensão do procedimento de conexão. Havendo vício formal sanável ou falta de documentos nos estudos de responsabilidade do acessante necessários à elaboração dos projetos, a consequência prevista pela Lei não é automaticamente a rejeição definitiva da solicitação. A distribuidora deve notificar o interessado para que as pendências sejam corrigidas e, significativamente, deve comunicar *todas as pendências verificadas*. O acessante dispõe, como regra, de trinta dias contados do recebimento da notificação formal para realizar o saneamento, admitindo-se prazo diferente quando acordado entre as partes.

A expressão “todas as pendências verificadas” procura conferir previsibilidade ao procedimento e evitar uma sucessão indefinida de exigências. O modelo em que a distribuidora aponta uma primeira pendência, aguarda sua correção, apresenta uma segunda, posteriormente uma terceira e assim sucessivamente prolonga o

processo e dificulta a identificação das responsabilidades pelos atrasos. A Lei procura estabelecer outra lógica: realizada a análise, as inconsistências verificadas devem ser comunicadas conjuntamente para que o acessante tenha oportunidade efetiva de saneá-las.

Daí surge uma distinção juridicamente e economicamente importante entre *sanear uma solicitação existente e formular uma nova solicitação de acesso*. Se a própria Lei prevê expressamente a correção de vício formal e a complementação documental, nem toda inconsistência pode ser tratada automaticamente como causa de extinção do processo original. A análise precisa considerar a natureza da alteração realizada. Correções documentais ou formais possuem significado diferente de mudanças substanciais de potência, ponto de conexão, características do sistema elétrico ou solução técnica capazes de modificar a própria configuração originalmente submetida à distribuidora.

Essa distinção ganha relevância especial quando a data da solicitação produz consequências regulatórias. Nos empreendimentos sujeitos às regras de transição da Lei nº 14.300/2022, particularmente aqueles cujo enquadramento possa estar relacionado ao regime usualmente denominado GD I, a discussão sobre manutenção do protocolo original ou caracterização de uma nova solicitação pode produzir efeitos econômicos significativos. O mecanismo de saneamento previsto no § 4º não permite concluir que toda alteração preserve necessariamente a data original, mas também impede a conclusão oposta de que qualquer correção gere automaticamente um novo processo. É necessário examinar a natureza da pendência, sua materialidade, a responsabilidade por sua ocorrência e o tratamento estabelecido pela regulamentação aplicável.

O mesmo cuidado deve existir em relação aos atrasos atribuídos à distribuidora. Nem todo atraso produz automaticamente suspensão ou prorrogação de prazos regulatórios, assim como nem toda demora pode ser imputada ao acessante. A identificação das consequências exige reconstrução precisa dos fatos e das normas aplicáveis a cada etapa. Por isso, a rastreabilidade documental do processo de conexão assume importância central.

Solicitação, protocolo, notificações, respostas do acessante, estudos, orçamento de conexão, aceite, contratos, execução de obras, homologações, vistoria, instalação da medição e início da injeção devem formar uma linha do tempo documental capaz de demonstrar como o empreendimento percorreu o processo de acesso. Essa cronologia permite distinguir atraso do interessado, saneamento documental, alteração técnica, exigência superveniente e providência de responsabilidade da distribuidora. Em uma *Due Diligence*, essa documentação não constitui simples arquivo administrativo: ela pode comprovar a própria posição regulatória e, consequentemente, parte do valor econômico do ativo.

O art. 2º estabelece, assim, princípios que se projetam sobre grande parte da Lei nº 14.300/2022. O consumidor possui deveres técnicos e documentais, mas a distribuidora também está submetida a obrigações de processamento, informação, padronização e transparência. O acesso à rede não constitui aprovação automática de qualquer solução proposta, mas tampouco pode funcionar como uma sucessão indefinida de obstáculos administrativos.

A lógica inaugurada pelo dispositivo pode ser compreendida como uma relação de responsabilidades recíprocas: o acessante deve apresentar um projeto tecnicamente adequado, fornecer os documentos sob sua responsabilidade e corrigir as pendências que lhe forem legitimamente apontadas; a distribuidora deve processar a solicitação, fornecer as informações necessárias, fundamentar suas exigências e permitir o

saneamento nos casos admitidos pela Lei. *O processo de conexão é, portanto, simultaneamente técnico, regulatório e econômico, e sua adequada documentação constitui parte integrante do próprio ativo de geração distribuída*.

Art. 3º Os consumidores participantes de consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edilício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou de geração compartilhada, na forma prevista nesta Lei, poderão transferir a titularidade das contas de energia elétrica de suas unidades consumidoras participantes do SCEE para o consumidor-gerador que detém a titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída desses empreendimentos.

O art. 3º introduz uma *faculdade de organização jurídica e operacional* aplicável aos *empreendimentos com múltiplas unidades consumidora*s e às *estruturas de geração compartilhada*. Os consumidores participantes de consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edilício ou de outra forma de associação civil admitida pela Lei podem transferir a titularidade das contas de energia elétrica de suas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) para o consumidor-gerador que detém a titularidade da unidade consumidora onde está instalada a Microgeração ou Minigeração Distribuída (MMGD).

A palavra central do dispositivo é “poderão”. A transferência não constitui requisito obrigatório para participação no SCEE, mas uma alternativa oferecida aos participantes para organizar sua relação com a distribuidora. A regra também não alcança indistintamente qualquer consumidor com geração distribuída: destina-se especificamente às estruturas coletivas previstas no artigo e deve ser interpretada em conjunto com os conceitos de consumidor-gerador, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada estabelecidos no art. 1º.

O objeto da transferência merece atenção. O art. 3º trata da titularidade das unidades consumidoras perante a distribuidora, refletida nas respectivas contas de energia, e não da propriedade dos imóveis, das instalações internas, da central geradora ou das participações econômicas dos consumidores no empreendimento. Propriedade do imóvel, titularidade da unidade consumidora, propriedade da central geradora e participação na estrutura coletiva são posições jurídicas que podem estar relacionadas, mas não se confundem. Uma pessoa ou empresa pode, por exemplo, ser titular de determinada unidade consumidora sem ser proprietária do imóvel correspondente.

Centralização da relação com a distribuidora

A faculdade prevista no art. 3º permite centralizar no consumidor-gerador a titularidade das unidades participantes. Em uma estrutura de geração compartilhada, por exemplo, a unidade geradora pode estar sob a titularidade de determinado consumidor-gerador, enquanto as demais unidades consumidoras permanecem originalmente em nome dos diferentes participantes. Com a transferência admitida pelo artigo, essas unidades podem passar a ter o consumidor-gerador como titular perante a distribuidora, sem que isso signifique, por si só, transferência da propriedade dos imóveis ou da participação econômica de cada integrante.

Essa centralização pode facilitar a gestão das contas, o relacionamento com a distribuidora, o acompanhamento da compensação de energia, a administração do empreendimento e determinados procedimentos operacionais relacionados ao SCEE. O art. 3º complementa, nesse aspecto, o § 1º do art. 2º. Enquanto aquele dispositivo disciplina a titularidade da unidade consumidora onde a MMGD está ou será instalada e admite sua transferência antes ou depois da conexão, o art. 3º trata especificamente da possibilidade de centralizar também a titularidade das unidades consumidoras participantes da estrutura coletiva.

É importante, entretanto, separar o plano associativo do plano regulatório perante a distribuidora. Na geração compartilhada, o consórcio, a cooperativa, o condomínio ou a associação estabelece juridicamente a relação entre os participantes, seus direitos e obrigações, critérios de participação e regras internas. A titularidade das unidades consumidoras perante a distribuidora pertence a outro plano da relação. A faculdade prevista no art. 3º atua essencialmente neste segundo nível e não deve ser interpretada, isoladamente, como extinção da estrutura associativa que sustenta o empreendimento.

Essa distinção também ajuda a enfrentar uma questão conceitual relevante. Se as unidades consumidoras tiverem suas titularidades transferidas para o consumidor-gerador, poderia surgir a impressão de que a geração compartilhada teria sido automaticamente transformada em autoconsumo remoto, já que esta modalidade pressupõe unidades consumidoras pertencentes ao mesmo titular. Essa conclusão não deve decorrer apenas da alteração formal das contas. A geração compartilhada nasce de uma reunião de consumidores organizada por meio da estrutura jurídica admitida pela Lei, enquanto o art. 3º autoriza expressamente uma determinada forma de centralização da titularidade perante a distribuidora. A natureza do empreendimento deve, portanto, ser examinada a partir de sua estrutura jurídica e regulatória como um todo, e não exclusivamente pelo nome que aparece na fatura de energia.

A transferência da titularidade também não deve ser confundida com transferência ou realocação de créditos de energia. O art. 3º disciplina quem figura como titular da unidade consumidora perante a distribuidora; as regras relativas à alocação, utilização e tratamento dos excedentes e créditos pertencem a outros dispositivos da Lei, especialmente aos arts. 12 e 13. Essa separação conceitual é importante porque titularidade da unidade consumidora, propriedade da central geradora e direito à utilização dos excedentes e créditos representam dimensões distintas da estrutura de MMGD.

Centralização administrativa e concentração de riscos

A simplificação administrativa proporcionada pelo art. 3º possui uma contrapartida: a centralização da titularidade também pode significar concentração de obrigações e riscos. Quem assume a titularidade de uma unidade consumidora passa a ocupar a correspondente posição contratual perante a distribuidora. Em estruturas com grande número de participantes, essa circunstância exige que a decisão seja analisada não apenas sob a perspectiva energética, mas também sob os aspectos contratuais, societários, tributários, financeiros e de risco de crédito.

Uma cooperativa de geração compartilhada com uma usina fotovoltaica e vinte unidades consumidoras, por exemplo, pode utilizar a faculdade legal para centralizar as respectivas titularidades no consumidor-gerador. A solução pode facilitar o relacionamento operacional com a distribuidora, mas torna necessário definir contratualmente quem suporta cada fatura, como os participantes ressarcem os valores devidos, como serão tratados atrasos e inadimplências, quais são os procedimentos para ingresso e saída de participantes e como

ocorrerá eventual reversão das titularidades.

A centralização administrativa, portanto, não elimina a necessidade de governança; ao contrário, pode torná-la ainda mais importante. Quanto maior o número de unidades concentradas sob um único titular, maior tende a ser a necessidade de controles sobre faturamento, pagamentos, compensação de energia, movimentação de participantes e cumprimento das obrigações internas. Um benefício operacional perante a distribuidora pode gerar concentração de risco contratual no consumidor-gerador se a estrutura interna não distribuir adequadamente responsabilidades e mecanismos de proteção.

Essa característica também merece atenção em processos de *Due Diligence*. Em uma estrutura coletiva, não basta verificar quem figura formalmente como titular das unidades consumidoras. É necessário compreender quem são os participantes econômicos, qual instrumento jurídico sustenta sua relação, como são distribuídos direitos e obrigações, quem suporta os custos perante a distribuidora, como são administrados os benefícios do SCEE e quais consequências decorrem da entrada, saída ou inadimplência de participantes. A titularidade formal é apenas uma das dimensões da estrutura.

O art. 3º revela, assim, uma característica importante da arquitetura da Lei nº 14.300/2022: a busca por flexibilidade jurídica para acomodar diferentes modelos coletivos de geração distribuída. Essa flexibilidade permite separar dimensões que, embora relacionadas, não devem ser confundidas: *quem possui ou utiliza o imóvel, quem participa economicamente do empreendimento, quem é proprietário da geração e quem figura como titular da unidade consumidora perante a distribuidora*.

A possibilidade de organizar essas posições de maneiras distintas amplia as alternativas de estruturação dos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e de geração compartilhada. Ao mesmo tempo, quanto maior a flexibilidade adotada, maior a importância de uma governança contratual capaz de definir claramente responsabilidades, fluxos financeiros e riscos. *O art. 3º simplifica a relação externa com a distribuidora, mas essa simplificação deve ser acompanhada por uma estrutura interna capaz de sustentar juridicamente e economicamente a centralização escolhida*.

Art. 4º Os interessados em implantar projetos de minigeração distribuída devem apresentar garantia de fiel cumprimento, nos seguintes montantes, conforme regulamentação da Aneel:

I - 2,5% (dois e meio por cento) do investimento para centrais com potência instalada superior a 500 kW (quinhentos quilowatts) e inferior a 1.000 kW (mil quilowatts); ou

II - 5% (cinco por cento) do investimento para centrais com potência instalada maior ou igual a 1.000 kW (mil quilowatts).

*§ 1º Ficam dispensadas da obrigação de que trata o **caput** deste artigo as centrais de microgeração ou minigeração distribuída enquadradas na modalidade de geração compartilhada por meio da formação de consórcio ou cooperativa e enquadradas na modalidade de múltiplas unidades consumidoras.*

§ 2º Os projetos com potência instalada superior a 500 kW (quinhentos quilowatts) que estejam com parecer de acesso válido na data de publicação desta Lei devem apresentar as garantias de fiel cumprimento na forma deste artigo em até 90 (noventa) dias, contados da publicação desta Lei.

§ 3º O disposto no § 2º deste artigo não se aplica caso seja celebrado contrato com a distribuidora em até

90 (noventa) dias, contados da publicação desta Lei.

§ 4º O não cumprimento das disposições constantes dos §§ 2º e 3º deste artigo implica o cancelamento do parecer de acesso.

§ 5º Os valores referentes à execução da garantia de fiel cumprimento devem ser revertidos em prol da modicidade tarifária.

§ 6º O interessado poderá desistir da solicitação a qualquer tempo, e a garantia de fiel cumprimento será executada caso a desistência ocorra após 90 (noventa) dias da data de emissão do parecer.

§ 7º A garantia de fiel cumprimento vigorará até 30 (trinta) dias após a conexão do empreendimento ao sistema de distribuição.

§ 8º Regulamentação da Aneel definirá as condições para execução da garantia de fiel cumprimento, bem como para restituição dos valores aos interessados, nas mesmas condições em que foi prestada.

O art. 4º institui a *Garantia de Fiel Cumprimento* (GFC) para determinados projetos de minigeração distribuída, introduzindo uma contrapartida econômica ao processo de acesso à rede para empreendimentos de maior porte. A finalidade da garantia ultrapassa a simples proteção financeira: ela funciona como instrumento de disciplina do acesso, procurando reduzir a ocupação da capacidade disponível por projetos que obtenham condições de conexão sem demonstrar efetiva capacidade ou compromisso com sua implantação.

A exigência não alcança toda Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD). Para centrais com potência instalada superior a 500 kW e inferior a 1.000 kW, a garantia corresponde a 2,5% do investimento; para aquelas com potência igual ou superior a 1.000 kW, o percentual é de 5%. A própria redação legal estabelece uma fronteira importante: uma central com exatamente 500 kW não está abrangida pelo inciso I, enquanto uma central com exatamente 1.000 kW já se enquadra no percentual de 5%.

A referência legal ao percentual do “investimento” exigiu regulamentação para evitar que a base de cálculo dependesse exclusivamente do orçamento declarado por cada empreendedor. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu critérios e valores de referência para os custos de investimento utilizados no cálculo da GFC, permitindo maior uniformidade entre projetos comparáveis e reduzindo o risco de que diferentes estimativas privadas de Capital Expenditure (CAPEX), ou investimento em bens de capital, produzam garantias artificialmente distintas.

A regulamentação também disciplina as formas pelas quais a garantia pode ser prestada, sua apresentação, manutenção, execução e restituição. Sob a perspectiva econômico-financeira, a modalidade escolhida importa. Uma caução em dinheiro pode imobilizar recursos próprios, enquanto instrumentos de garantia financeira podem consumir limites de crédito e gerar tarifas ou comissões. A GFC, portanto, não deve ser tratada apenas como requisito documental do processo de conexão. Ela integra a estrutura financeira do empreendimento e pode produzir efeitos sobre liquidez, custo de capital e necessidade de financiamento durante a implantação.

Garantia, capacidade de conexão e prevenção da especulação

A lógica econômica do art. 4º está diretamente relacionada à escassez da capacidade de conexão. Um

projeto que avança no processo de acesso pode condicionar estudos, soluções técnicas e disponibilidade da rede para outros empreendimentos. Se pedidos sem capacidade real de implantação ocuparem indefinidamente esse espaço, a própria fila de acesso pode deixar de refletir projetos efetivamente viáveis. A GFC introduz um custo para a manutenção de posições sem correspondente compromisso econômico, funcionando como mecanismo de seleção e disciplina.

Essa finalidade também explica a regra aplicável à desistência. O interessado pode abandonar a solicitação a qualquer momento, mas, se a desistência ocorrer após noventa dias da emissão do parecer previsto na Lei, a garantia poderá ser executada nas condições legais e regulamentares. A liberdade de desistir permanece, portanto, acompanhada de consequência econômica quando o empreendimento já permaneceu no processo de acesso por período relevante.

A Lei estabelece, ainda, que os valores decorrentes da execução da garantia devem ser revertidos em benefício da modicidade tarifária. A GFC não foi concebida como fonte de receita livre para a distribuidora. Sua execução produz consequência econômica destinada ao conjunto dos consumidores, coerentemente com a lógica regulatória de que determinados recursos associados à prestação do serviço público devem retornar ao sistema por meio da redução ou contenção dos custos tarifários.

O § 1º, entretanto, estabelece hipóteses de dispensa. Não estão sujeitas à garantia as centrais enquadradas como geração compartilhada por meio de consórcio ou cooperativa e aquelas inseridas em empreendimento com múltiplas unidades consumidoras. A exceção merece leitura precisa: a Lei não dispensou indistintamente toda geração compartilhada, mas identificou expressamente determinadas estruturas jurídicas. A regulamentação complementa essa lógica ao exigir permanência mínima na modalidade que justificou a dispensa, evitando que determinado empreendimento adote formalmente uma estrutura apenas para escapar da GFC e a abandone imediatamente após a conexão.

A dispensa, por isso, não deve ser interpretada como oportunidade para enquadramentos artificiais. Consórcio, cooperativa ou empreendimento com múltiplas unidades consumidoras precisam corresponder à realidade jurídica e operacional do projeto. Em uma análise de *Due Diligence*, não basta verificar que a garantia não foi apresentada; é necessário identificar qual fundamento justificou a dispensa e se as condições que sustentavam esse enquadramento foram efetivamente observadas.

O mesmo raciocínio alcança alterações posteriores do empreendimento. A análise da GFC não deve se limitar à fotografia existente na data da primeira solicitação. Ampliações de potência, mudanças de modalidade e outras alterações capazes de produzir efeitos regulatórios precisam ser examinadas à luz das regras aplicáveis naquele momento. Uma usina já conectada não está necessariamente fora de qualquer discussão futura sobre garantia quando pretende ampliar sua capacidade.

Cronologia, execução e valor econômico do projeto

Os §§ 2º, 3º e 4º possuem natureza predominantemente transitória e devem ser compreendidos a partir da entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022. Projetos com potência superior a 500 kW que possuíam parecer de acesso válido na data de publicação da Lei ficaram sujeitos à apresentação da GFC no prazo de noventa dias, salvo quando celebrado o contrato com a distribuidora dentro desse mesmo período. O descumprimento das condições estabelecidas implicava cancelamento do parecer de acesso.

Essa disciplina também evidencia uma evolução terminológica importante. A Lei utiliza a expressão “parecer

de acesso", tradicionalmente empregada na regulamentação anterior, enquanto a disciplina regulatória posterior passou a trabalhar predominantemente com o conceito de "orçamento de conexão". A diferença é especialmente relevante na análise de documentos históricos. Um empreendimento iniciado sob terminologia anterior não deve ser interpretado como irregular simplesmente porque seus documentos utilizam nomenclatura diferente daquela encontrada na regulamentação posterior. É necessário identificar o instituto correspondente e a norma vigente em cada momento.

A duração da GFC reforça sua vinculação ao efetivo processo de implantação. A Lei determina que a garantia permaneça vigente até trinta dias após a conexão do empreendimento ao sistema de distribuição, cabendo à regulamentação detalhar as condições de execução e restituição. Construção física da usina, conclusão das obras de conexão, aprovação da vistoria, instalação dos equipamentos de medição e conclusão do processo de conexão não devem ser tratados automaticamente como um único evento. Para verificar se a garantia ainda deveria estar vigente ou já poderia ter sido restituída, é indispensável reconstruir a cronologia concreta do projeto.

Essa linha do tempo também deve ser mantida separada daquela utilizada para determinar o enquadramento do empreendimento nas regras de transição da Lei, especialmente no regime usualmente denominado GD I. A GFC e o enquadramento como GD I podem compartilhar documentos e datas relevantes, mas possuem finalidades distintas. A apresentação de uma garantia válida não assegura, isoladamente, determinada condição tarifária, assim como a eventual qualificação do empreendimento em regime de transição não dispensa automaticamente o cumprimento das regras relativas à garantia. Cada instituto exige sua própria verificação.

Sob a perspectiva de investimento, financiamento ou aquisição de uma usina, a GFC deve integrar a análise regulatória do ativo. Em projetos de minigeração acima de 500 kW, a documentação deve permitir identificar a potência instalada, a modalidade de participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), as datas da solicitação e do orçamento de conexão, a base utilizada para determinação do investimento de referência, o valor e a modalidade da garantia, sua validade, os contratos celebrados com a distribuidora, eventual fundamento de dispensa e as alterações posteriores do projeto. Uma garantia vencida, executada, insuficiente ou indevidamente dispensada pode indicar risco regulatório com consequências sobre o cronograma e o valor do empreendimento.

O art. 4º deve ser compreendido, portanto, menos como uma simples exigência financeira e mais como parte de uma arquitetura destinada a conferir seriedade ao processo de acesso. Essa lógica se tornará ainda mais clara quando examinada em conjunto com os arts. 5º e 6º, que restringem determinadas transferências e vedam a comercialização do direito de acesso. Os três dispositivos procuram enfrentar manifestações diferentes de um mesmo problema: a utilização da capacidade de conexão como objeto de especulação em vez de infraestrutura destinada à implantação efetiva de geração distribuída.

A Garantia de Fiel Cumprimento transforma a permanência no processo de acesso em compromisso econômico: quanto maior a capacidade de rede pretendida pelo empreendimento, maior a necessidade de demonstrar que o projeto não existe apenas no papel.

Art. 5º Fica vedada a transferência do titular ou do controle societário do titular da unidade com microgeração

ou minigeração distribuída indicado no parecer de acesso até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora, assegurada a destinação de créditos de energia às unidades consumidoras beneficiárias, a partir do primeiro ciclo de faturamento subsequente ao do pedido.

*Parágrafo único. A não observância da vedação prevista no **caput** deste artigo implica o cancelamento do parecer de acesso.*

O art. 5º estabelece uma *restrição temporária à transferência de projetos* de Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) durante sua fase de implantação. Até a solicitação de vistoria do ponto de conexão, fica vedada tanto a transferência do titular da unidade indicada no processo de acesso quanto, quando esse titular for uma pessoa jurídica, a transferência de seu controle societário. O descumprimento da regra possui consequência severa: o cancelamento do parecer de acesso.

A finalidade do dispositivo está diretamente relacionada à disciplina do acesso à rede. Se fosse possível obter determinada condição de conexão e imediatamente transferir a titularidade da unidade ou vender o controle da sociedade que a detém, seria relativamente simples transformar posições de acesso em ativos negociáveis antes da efetiva implantação do empreendimento. O art. 5º procura impedir essa prática exigindo que o projeto alcance determinado grau de maturidade antes que sua transferência possa ocorrer.

Por essa razão, o dispositivo alcança duas situações juridicamente diferentes. A primeira é a mudança do próprio titular da unidade consumidora, hipótese em que outra pessoa passa a ocupar diretamente a posição perante a distribuidora. A segunda é mais sofisticada: a pessoa jurídica titular permanece a mesma, mas ocorre transferência de seu controle societário. Nesse caso, nada aparentemente se altera na relação cadastral com a distribuidora, porém o controle econômico do projeto passa para outro investidor.

A inclusão expressa do controle societário é fundamental para a efetividade da norma. Uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) poderia solicitar acesso, obter condições favoráveis de conexão e permanecer formalmente como titular durante todo o processo, enquanto seus sócios transfeririam a totalidade das quotas ou ações a um terceiro. A titularidade não teria mudado, mas, em substância econômica, o projeto teria sido transferido. O legislador procurou alcançar justamente essa situação.

Isso não significa, contudo, que qualquer modificação societária corresponda automaticamente a uma transferência de controle. Alterações minoritárias, reorganizações internas ou movimentações de participações que não alterem efetivamente o poder de controle possuem natureza distinta daquela expressamente alcançada pelo art. 5º. A identificação do controle exige análise da estrutura societária, dos direitos políticos, dos acordos existentes e das circunstâncias concretas da operação. Em determinadas estruturas, o controle econômico e decisório não decorre exclusivamente da titularidade de mais de metade do capital social.

O marco da vistoria e a maturidade regulatória do projeto

A vedação não é permanente. A Lei estabelece como marco temporal a solicitação de vistoria do ponto de conexão. O art. 5º não pretende impedir que projetos de geração distribuída sejam posteriormente vendidos, reorganizados ou incorporados a outras estruturas empresariais. Seu objetivo é impedir que a transferência ocorra antes que o empreendimento tenha avançado suficientemente em seu processo de implantação.

Esse marco deve ser tratado com precisão documental. A conclusão física da usina, a instalação dos módulos fotovoltaicos ou a percepção de que o empreendimento está “pronto” não substituem o evento regulatório previsto na Lei. Em uma operação concreta, a questão relevante é saber se o marco de vistoria exigido pela legislação e pela regulamentação aplicável foi efetivamente atingido e se existe documentação capaz de demonstrar sua ocorrência.

O dispositivo complementa, nesse aspecto, o § 1º do art. 2º. Não existe contradição entre as duas regras. O art. 2º reconhece a possibilidade jurídica de transferência da titularidade antes ou depois da conexão, enquanto o art. 5º estabelece uma limitação temporal específica durante o desenvolvimento do projeto. A transferência é juridicamente possível, mas sua realização precisa respeitar o estágio mínimo de maturidade regulatória exigido pela Lei.

Também não se deve confundir essa regra com aquela prevista no art. 3º. Ali, a Lei permite, em determinadas estruturas coletivas, a transferência da titularidade das unidades consumidoras beneficiárias para o consumidor-gerador como mecanismo de organização da relação com a distribuidora. No art. 5º, o objeto da proteção é outro: a estabilidade do titular da unidade onde se encontra a MMGD e, quando se tratar de pessoa jurídica, de seu controle societário durante a fase de implantação. Um dispositivo organiza as unidades participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE); o outro procura impedir a transferência prematura do próprio projeto de geração.

Ultrapassado regularmente o marco que permite a alteração, a Lei assegura a destinação dos créditos de energia às unidades consumidoras beneficiárias a partir do primeiro ciclo de faturamento subsequente ao pedido. Essa previsão é economicamente importante porque evita que uma reorganização legítima do empreendimento produza interrupção indefinida dos benefícios associados ao SCEE. A Lei restringe o momento da transferência, mas, uma vez admitida, procura preservar a continuidade operacional e econômica da estrutura de compensação.

A sanção prevista no parágrafo único demonstra a importância atribuída à regra. A transferência irregular não representa simples falha cadastral ou societária passível de correção sem maiores consequências. O efeito previsto é o cancelamento do parecer de acesso, denominado predominantemente orçamento de conexão na regulamentação posterior. A irregularidade pode, portanto, alcançar a própria posição regulatória que sustenta o projeto.

M&A, Due Diligence e o valor regulatório da SPE

O art. 5º possui relevância especial em operações de *Mergers and Acquisitions* (M&A), ou fusões e aquisições, envolvendo projetos de geração distribuída. Em uma empresa convencional, a compra e venda de quotas ou ações constitui evento societário relativamente ordinário. Em uma SPE titular de projeto de MMGD ainda em processo de conexão, a mesma operação pode produzir consequências regulatórias capazes de comprometer o próprio ativo que motivou a aquisição.

Isso exige distinguir a venda legítima de uma usina ou de uma SPE madura da negociação especulativa de uma posição de acesso. A Lei não estabelece uma proibição geral à compra e venda de ativos de geração distribuída. Desenvolver, construir e posteriormente alienar uma usina constitui modelo empresarial perfeitamente possível, desde que observados os marcos regulatórios aplicáveis. O que o art. 5º procura impedir é a obtenção de condições de conexão seguida da transferência prematura do titular ou de seu

controle, permitindo que a posição obtida perante a rede seja monetizada sem correspondente avanço na implantação.

A análise de uma aquisição não pode, portanto, limitar-se à constatação de que a mesma SPE continua aparecendo como titular da unidade consumidora. É necessário reconstruir também seu histórico societário. Quem controlava a sociedade quando o acesso foi solicitado? Houve venda de quotas ou ações posteriormente? Essa operação alterou efetivamente o controle? Em que data ocorreu? Quando foi solicitado o procedimento de vistoria? Há documentação que demonstre esse marco? O orçamento de conexão permaneceu válido após a operação? Essas questões podem revelar risco que não aparece no simples exame cadastral da unidade consumidora.

A relevância econômica é ainda maior quando o projeto possui posição regulatória diferenciada, como nos empreendimentos enquadrados nas regras de transição da Lei nº 14.300/2022. Uma transferência de titularidade realizada regularmente não deve ser automaticamente confundida com perda de determinado regime histórico. Situação diferente ocorre quando a operação viola o art. 5º e compromete a validade do próprio processo de conexão. Nesse caso, a discussão deixa de envolver apenas a estrutura societária e pode alcançar a continuidade do acesso e, por consequência, o valor econômico atribuído ao empreendimento.

Os arts. 4º, 5º e 6º formam, assim, uma sequência coerente. A Garantia de Fiel Cumprimento (GFC) introduz compromisso econômico para determinados projetos de maior porte; o art. 5º restringe a transferência prematura do titular ou de seu controle; e o art. 6º, como será visto, proíbe a comercialização do próprio direito de acesso. São mecanismos distintos, mas orientados por uma mesma finalidade: evitar que a escassez de capacidade da rede produza um mercado especulativo de posições de conexão dissociadas da implantação efetiva dos empreendimentos.

Sob a perspectiva de *Due Diligence*, essa arquitetura conduz a uma conclusão importante: *em uma aquisição de projeto de MMGD, não basta auditar a usina e a sociedade que a detém; é necessário auditar também a história regulatória da própria SPE*. Datas de protocolo, orçamento de conexão, alterações societárias, transferência de controle e marco da vistoria formam uma cadeia documental capaz de determinar se a posição de acesso permanece juridicamente íntegra.

O art. 5º transforma, portanto, a maturidade regulatória do empreendimento em condição para sua livre transferência: o projeto pode ser negociado, mas o direito de conexão não deve ser utilizado como ativo especulativo antes que a implantação alcance o marco estabelecido pela Lei.

Art. 6º Fica vedada a comercialização de pareceres de acesso.

Embora seja composto por uma única frase, o art. 6º *estabelece uma regra estrutural do regime de acesso* da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD): o parecer de acesso não pode ser comercializado. Em essência, a condição obtida no processo de conexão não pode ser destacada do empreendimento e transformada em mercadoria autônoma. A finalidade é impedir que agentes solicitem acesso à rede não para implantar efetivamente uma central geradora, mas para reservar capacidade disponível e posteriormente negociar essa posição com terceiros.

A relevância econômica da vedação decorre de uma característica física da própria rede de distribuição. A capacidade de receber nova geração não é ilimitada. Dependendo do alimentador, da subestação, do nível de tensão, dos fluxos existentes e das características elétricas locais, determinada região pode admitir apenas certa quantidade adicional de potência sem necessidade de reforços ou alterações relevantes. À medida que novos projetos avançam, essa margem pode diminuir, fazendo com que empreendimentos semelhantes recebam soluções de conexão economicamente muito diferentes.

Uma primeira usina pode encontrar capacidade disponível e obter solução relativamente simples, enquanto outra, apresentada posteriormente na mesma região, pode depender de reforços, obras adicionais, mudança do ponto de conexão ou investimentos substancialmente maiores. A condição favorável de conexão adquire, assim, valor econômico implícito. O art. 6º não ignora esse valor; ao contrário, existe justamente porque ele pode ser elevado. O que a Lei procura impedir é sua apropriação mediante especulação documental, dissociada da implantação do empreendimento que justificou a solicitação.

A terminologia utilizada também merece atenção. A Lei nº 14.300/2022 emprega a expressão “parecer de acesso”, enquanto a regulamentação posterior passou a utilizar predominantemente “orçamento de conexão”. Essa diferença deve ser considerada especialmente na análise de processos históricos, pois documentos elaborados sob regulamentações distintas podem utilizar nomenclaturas diferentes para institutos que desempenham funções correspondentes no procedimento de acesso. O essencial, para aplicação do art. 6º, é identificar a posição regulatória obtida perante a distribuidora e verificar se ela foi indevidamente tratada como objeto autônomo de comercialização.

O acesso não é um ativo autônomo, mas o empreendimento pode ser negociado

A vedação precisa ser interpretada com cuidado para que não seja confundida com uma proibição geral de negócios envolvendo ativos de geração distribuída. O art. 6º não impede, por si só, a venda de uma usina em operação, a aquisição de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), a entrada de investidores, reorganizações societárias ou operações legítimas de fusões e aquisições (*Mergers and Acquisitions* — M&A). Tampouco impede que um empreendedor desenvolva, construa e posteriormente venda um empreendimento de geração.

A diferença está no objeto econômico da operação. Uma coisa é adquirir uma empresa que possui terreno, projetos, licenças, equipamentos, contratos, obras realizadas, direitos e obrigações e uma central geradora em determinado estágio de desenvolvimento. Outra é pagar essencialmente pela posição que aquela empresa conseguiu ocupar no processo de acesso à rede. No primeiro caso, existe um empreendimento sendo negociado; no segundo, pode existir comercialização da própria condição de conexão.

Essa distinção nem sempre será evidente pela forma jurídica utilizada. Uma operação formalmente estruturada como compra e venda de quotas não deixa automaticamente de apresentar risco regulatório apenas porque o parecer ou orçamento de conexão não aparece como objeto direto do contrato. A análise deve considerar a substância econômica da transação. Quanto mais embrionário estiver o projeto, menor o volume de investimentos efetivamente realizado e maior a parcela do preço atribuível à condição favorável de acesso, maior será a necessidade de investigar se aquilo que está sendo adquirido é verdadeiramente um empreendimento em desenvolvimento ou essencialmente uma posição na rede.

Imagine-se, de um lado, uma empresa que protocola projeto de usina fotovoltaica, obtém condição favorável

de conexão, praticamente não realiza investimentos e logo procura terceiro disposto a pagar exclusivamente por aquela capacidade. A operação apresenta características muito próximas da conduta que o art. 6º pretende evitar. Em situação diferente, uma SPE possui usina construída, conectada, em operação e regularmente participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), sendo posteriormente adquirida por outro investidor. A existência do orçamento de conexão no histórico regulatório da sociedade não transforma, por si só, a aquisição da usina em comercialização do acesso.

Entre essas duas situações existe uma zona que exige análise mais cuidadosa: projetos parcialmente desenvolvidos, com terreno contratado, projetos de engenharia, licenciamento, despesas incorridas e orçamento de conexão emitido, mas ainda não suficientemente maduros. Nesses casos, além da vedação do art. 6º, deve ser examinada a restrição temporal prevista no art. 5º para a transferência de titularidade ou controle societário. Uma operação pode envolver simultaneamente duas perguntas diferentes: se a mudança de controle é permitida naquele estágio e se, pela substância econômica, o negócio representa aquisição legítima de um projeto ou comercialização da condição de acesso.

Os arts. 4º, 5º e 6º formam, por isso, uma arquitetura coerente de proteção contra comportamentos especulativos. O art. 4º exige compromisso econômico por meio da Garantia de Fiel Cumprimento (GFC) em determinados projetos; o art. 5º impede a transferência prematura do titular ou de seu controle societário; e o art. 6º atinge diretamente a negociação do acesso como ativo autônomo. Os mecanismos são diferentes, mas convergem para uma mesma finalidade: fazer com que a capacidade da rede seja utilizada prioritariamente por empreendimentos com efetiva intenção e condições de implantação.

M&A, Due Diligence e o valor econômico da conexão

A consequência prática do art. 6º é particularmente relevante para *Due Diligence*, M&A e *valuation* de projetos de geração distribuída. Uma condição favorável de conexão pode representar vantagem econômica expressiva para o empreendimento, pois reduz investimentos necessários, prazo de implantação e riscos relacionados à rede. Esse valor pode e deve ser considerado na avaliação econômica da usina como parte das características do projeto. O que não se deve fazer é tratá-lo como direito autônomo livremente negociável.

Essa distinção é importante para o próprio *valuation*. Uma usina cuja conexão exige poucos investimentos pode valer mais do que outra tecnicamente semelhante sujeita a obras relevantes de rede. Portanto, a qualidade da solução de conexão influencia legitimamente o valor do empreendimento. Isso não significa, contudo, que se possa decompor o ativo e atribuir preço comercial independente ao “direito de acesso”, como se ele pudesse ser comprado e vendido separadamente da estrutura que lhe deu origem.

Em uma aquisição, a análise deve reconstruir a cadeia histórica do projeto. É necessário identificar quem apresentou originalmente a solicitação, quem recebeu o parecer ou orçamento, quais alterações de titularidade ou controle ocorreram, em que momento foram realizadas, qual era o estágio físico e regulatório do empreendimento, quanto efetivamente havia sido investido e quais ativos e direitos já existiam. Também merece atenção a documentação da própria transação: pagamentos especificamente atribuídos a “acesso”, “capacidade”, “parecer”, “reserva de rede” ou expressões equivalentes podem constituir sinais relevantes para a análise da substância econômica da operação.

O risco pode assumir dimensão ainda maior nos projetos vinculados às regras de transição da Lei nº

14.300/2022. O comprometimento da validade do processo de conexão pode significar muito mais do que simplesmente apresentar uma nova solicitação. Entre o processo original e uma eventual reapresentação, a capacidade da rede pode ter se alterado, novas obras podem ser necessárias, os custos de conexão podem aumentar e a posição regulatória do empreendimento pode ser diferente. Uma irregularidade aparentemente restrita ao acesso pode, assim, repercutir diretamente no fluxo de caixa e no valor do ativo.

Por isso, a existência formal de um orçamento de conexão não é suficiente para concluir que determinado projeto possui posição regulatória segura. É necessário verificar também *como essa posição foi obtida, preservada e eventualmente transferida ao longo da história do empreendimento*. A cadeia de titularidade e controle, o estágio de desenvolvimento nas datas das operações e a substância econômica dos negócios realizados passam a integrar a análise regulatória do ativo.

O art. 6º encerra, portanto, um princípio de grande importância para a organização econômica da geração distribuída: *a conexão pode gerar valor para o empreendimento, mas não deve se transformar em um empreendimento em si mesma*. A capacidade da rede é infraestrutura destinada à conexão efetiva de geração, e não matéria-prima para a formação de um mercado especulativo de posições regulatórias.

Art. 7º O prazo estabelecido para conclusão das melhorias e dos reforços de rede indicado no parecer de acesso poderá ser prorrogado, mediante comprovação de evolução do licenciamento ambiental ou das obras de implantação da usina a ser comunicada pelo acessante à distribuidora, o que implicará, por conseguinte, postergação do pagamento dos vencimentos dos contratos de uso do sistema de distribuição da concessionária.

O art. 7º estabelece um *mecanismo de coordenação entre dois cronogramas* que, em determinados projetos de Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), precisam evoluir de maneira compatível: o cronograma de implantação da central geradora e o cronograma das melhorias ou reforços necessários na rede de distribuição. Quando o processo de conexão prevê intervenções na rede, a Lei admite a prorrogação do prazo originalmente estabelecido para sua conclusão, desde que o acessante demonstre a evolução do licenciamento ambiental ou das obras de implantação da usina e comunique formalmente essa situação à distribuidora.

A regra procura evitar uma situação técnica e economicamente ineficiente: realizar antecipadamente reforços destinados a atender um empreendimento que, embora continue efetivamente em implantação, ainda não estará pronto para utilizar a capacidade disponibilizada. A mesma lógica alcança os efeitos financeiros do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), pois a prorrogação admitida pela Lei implica a correspondente postergação dos vencimentos contratuais relacionados ao uso da rede.

As melhorias e os reforços mencionados no artigo não se confundem com as obras da própria central geradora. A implantação da usina compreende os investimentos e atividades necessários à construção do empreendimento, enquanto melhorias e reforços correspondem às intervenções na infraestrutura de distribuição necessárias para permitir ou adequar sua conexão. Dependendo das condições locais, essas intervenções podem envolver ampliação de alimentadores, adequações ou expansão de subestações, substituição de equipamentos, ajustes dos sistemas de proteção, aumento de capacidade ou construção e

reforço de trechos da rede. Essa distinção será especialmente importante no art. 8º, que disciplina a responsabilidade financeira por determinadas obras associadas à conexão.

Evolução comprovada do projeto e prorrogação do cronograma

A prorrogação prevista no art. 7º não é automática. A expressão legal "poderá ser prorrogado" deve ser interpretada em conjunto com a exigência de comprovação da evolução do licenciamento ambiental ou das obras de implantação. Não basta, portanto, informar à distribuidora que o empreendimento está atrasado. É necessário demonstrar que o projeto permanece ativo, que providências concretas continuam sendo adotadas e que a necessidade de reprogramação não decorre simplesmente de abandono ou inércia do empreendedor.

No licenciamento ambiental, a Lei utiliza deliberadamente a palavra "evolução", e não "conclusão". Isso permite que o empreendimento demonstre o avanço do processo mesmo quando todas as licenças e autorizações ainda não tenham sido obtidas. Protocolos, estudos apresentados, atendimento a exigências, manifestações dos órgãos competentes, licenças intermediárias e demais documentos relacionados ao procedimento podem formar o conjunto probatório necessário para demonstrar que o projeto continua avançando.

O mesmo raciocínio se aplica à evolução física da usina. Mobilização do canteiro, terraplenagem, fundações, estruturas, aquisição e instalação de módulos e inversores, implantação da subestação, redes internas, sistemas de proteção e atividades de comissionamento podem evidenciar diferentes estágios de desenvolvimento. Relatórios de engenharia, medições, registros fotográficos datados, contratos, notas fiscais, Anotações de Responsabilidade Técnica (ART), cronogramas atualizados e relatórios de fiscalização podem compor a documentação comprobatória.

A existência material dessas atividades, contudo, não é suficiente se não puder ser demonstrada no processo regulatório. O art. 7º atribui ao acessante uma responsabilidade documental relevante: *não basta o empreendimento estar avançando; é necessário ser capaz de provar que ele está avançando*. Essa característica recomenda que projetos sujeitos a melhorias ou reforços mantenham, desde o início, documentação organizada de sua evolução física, ambiental e regulatória.

A comunicação à distribuidora também constitui parte essencial do procedimento. A ocorrência de fatos justificadores não produz, por si só, a prorrogação. O acessante precisa formalizar sua situação, apresentar os elementos comprobatórios e permitir que a distribuidora analise o enquadramento da solicitação. Protocolos, datas, documentos encaminhados e respostas recebidas devem integrar o histórico regulatório do empreendimento. Uma comunicação informal ou realizada apenas depois de surgido o conflito pode enfraquecer significativamente a posição do empreendedor.

A consequência econômico-financeira dessa reprogramação é particularmente relevante. Ao permitir a postergação correlata dos vencimentos do CUSD, a Lei procura manter coerência entre a disponibilidade da infraestrutura, a possibilidade efetiva de utilização da rede e o início dos encargos correspondentes. Um projeto cuja implantação justificadamente foi deslocada no tempo não deveria, dentro da hipótese específica disciplinada pelo artigo, suportar encargos associados a uma capacidade de rede cuja disponibilização também foi reprogramada.

Isso não transforma, entretanto, o art. 7º em autorização geral para adiar obrigações do CUSD sempre que

a usina sofrer atraso. O dispositivo está relacionado à prorrogação das melhorias ou reforços de rede previstos para a conexão. Se não existem obras a serem reprogramadas, ou se essas intervenções já foram concluídas, a simples postergação do cronograma privado do empreendimento não produz automaticamente o mesmo efeito sobre os vencimentos contratuais. É necessário verificar se a situação concreta corresponde efetivamente à hipótese prevista pela Lei.

Responsabilidades, cronologia regulatória e efeitos econômico-financeiros

Outra distinção fundamental está na causa do atraso. O art. 7º procura coordenar as obras da rede com um empreendimento do acessante que continua avançando, mas necessita justificadamente de mais tempo. Situação diferente ocorre quando a central geradora está apta a prosseguir e o impedimento decorre do atraso das próprias obras que competem à distribuidora. Nesse caso, não se deve utilizar o art. 7º como fundamento genérico para legitimar a demora da concessionária; devem ser examinadas as regras específicas relativas aos seus prazos, obrigações e responsabilidades.

A diferença possui efeitos importantes na alocação dos riscos. Se o cronograma da usina se desloca por razões relacionadas ao licenciamento ou à implantação do empreendimento, mas sua evolução permanece comprovada, o art. 7º oferece mecanismo para sincronizar os dois cronogramas. Se, ao contrário, o empreendedor concluiu as providências que lhe cabiam e a conexão permanece impedida por pendência imputável à distribuidora, a análise jurídica e econômica deve seguir outro caminho.

Essa separação também é essencial quando o empreendimento está sujeito às regras de transição da Lei nº 14.300/2022. A prorrogação das melhorias ou reforços e a correspondente postergação dos vencimentos do CUSD não significam, automaticamente, que todos os demais prazos regulatórios do projeto foram igualmente prorrogados. Cada prazo precisa ser examinado de acordo com seu fundamento específico. Essa cautela será particularmente importante no art. 26, que trata, entre outras matérias, dos prazos para início da injeção de energia e das hipóteses em que sua contagem pode ser suspensa.

A cronologia do art. 7º também possui impacto direto no fluxo de caixa. A postergação das obras de rede pode deslocar a entrada em operação comercial e, consequentemente, receitas, economia de energia, serviço da dívida e retorno do capital investido. Ao mesmo tempo, a postergação correlata dos vencimentos do CUSD evita que determinados encargos comecem a pressionar o caixa antes do momento compatível com a infraestrutura reprogramada. Em projetos financiados, alguns meses de diferença entre desembolsos, início dos encargos de uso e geração efetiva de benefícios podem alterar indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (*Debt Service Coverage Ratio* - DSCR).

Por essa razão, a documentação utilizada para justificar a prorrogação também interessa a investidores, financiadores e potenciais compradores do ativo. Em uma *Due Diligence*, devem ser confrontados o cronograma original e suas revisões, os documentos ambientais, a evolução física das obras, as comunicações realizadas à distribuidora, os protocolos correspondentes, a resposta à solicitação de prorrogação e seus reflexos no CUSD. Uma alteração relevante de cronograma sem adequada documentação pode transformar uma questão operacional em risco contratual, regulatório e financeiro.

A sequência formada pelos arts. 4º a 7º revela, ainda, uma lógica importante do regime de acesso. Os três artigos anteriores criam mecanismos destinados a desestimular solicitações especulativas, transferências

prematuras e comercialização da posição de conexão. O art. 7º introduz o necessário contraponto: *um projeto real não deixa de ser legítimo simplesmente porque precisa de mais tempo*. Quando existe efetiva evolução e ela pode ser comprovada, a Lei admite que o cronograma seja ajustado.

O dispositivo diferencia, portanto, o projeto abandonado ou meramente especulativo daquele que permanece em desenvolvimento e enfrenta uma alteração justificável de prazo. *O art. 7º não protege a inércia, protege a continuidade comprovada do investimento, permitindo que rede, contrato e empreendimento permaneçam temporalmente coerentes durante o processo de implantação.*

CAPÍTULO III

DAS RESPONSABILIDADES FINANCEIRAS

Art. 8º Para o atendimento às solicitações de nova conexão ou de alteração da conexão existente para instalação de microgeração ou minigeração distribuída, deve ser calculada a participação financeira da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como a eventual participação financeira do consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde a microgeração ou minigeração distribuída será instalada, consideradas as diretrizes e as condições determinadas pela Aneel.

§ 1º A responsabilidade de que trata o caput deste artigo abrange todos os custos referentes à ampliação de capacidade ou à reforma de subestações, de alimentadores e de linhas já existentes.

§ 2º O custo da obra deve considerar os critérios de mínimo dimensionamento técnico possível e de menor custo global para a conexão da central de microgeração e minigeração distribuída, observados as normas e os padrões de qualidade da prestação do serviço e de investimento prudente definidos pela Aneel.

§ 3º Se houver opção pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica ou pelo consumidor interessado na conexão da microgeração ou minigeração distribuída em realizar obras com dimensões maiores do que as estabelecidas no parecer de acesso, os custos adicionais deverão ser arcados integralmente pelo optante e ser discriminados e justificados perante a outra parte.

§ 4º A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição da microgeração distribuída.

§ 5º Os custos de adequação do sistema de medição para conexão da minigeração distribuída são de responsabilidade do interessado.

§ 6º Os custos de eventuais melhorias ou de reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída serão integralmente arcados pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, não havendo participação financeira do consumidor.

§ 7º O consumidor-gerador interessado na conexão de central de microgeração ou minigeração distribuída pode optar por tensão diferente da informada pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, conforme as tensões definidas em regulamento específico, desde que haja viabilidade técnica do subsistema elétrico, e são de sua responsabilidade os investimentos adicionais necessários a esse atendimento.

O art. 8º é um dos dispositivos de maior relevância econômico-financeira da Lei nº 14.300/2022, pois *disciplina uma questão capaz de alterar materialmente a viabilidade de um projeto* de Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD): quem deve suportar os investimentos necessários para conectar a central geradora à rede de distribuição. A resposta não é simplesmente a distribuidora ou o consumidor-gerador. A Lei estabelece um regime de repartição de responsabilidades, sujeito aos critérios definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e cria regras específicas para dimensionamento das obras, sobredimensionamento, sistemas de medição e escolha da tensão de conexão.

Na regulamentação, essa repartição é materializada, entre outros mecanismos, pelo Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD), correspondente à parcela do investimento atribuída à

concessionária ou permissionária, e pela Participação Financeira do Consumidor (PFC), relativa à parcela que cabe ao interessado segundo os critérios regulatórios. A determinação desses valores, entretanto, não pode resultar de simples divisão do custo total da obra. Antes de calcular quem paga, é necessário identificar quais intervenções são efetivamente necessárias, qual o dimensionamento tecnicamente adequado e qual solução representa o menor custo global para a conexão.

A responsabilidade analisada pelo art. 8º alcança não apenas as instalações imediatamente próximas à central geradora. O § 1º inclui expressamente os custos relacionados à ampliação de capacidade ou à reforma de subestações, alimentadores e linhas existentes. Uma usina fotovoltaica (UFV), portanto, pode exigir intervenções em diferentes pontos da rede, e todas elas precisam ser consideradas na definição das responsabilidades financeiras. O fato de determinada obra estar fisicamente distante do ponto de conexão não elimina, por si só, sua relação com o empreendimento.

Dimensionamento técnico, menor custo global e responsabilidade pelo investimento

O § 2º estabelece dois critérios fundamentais para a definição da solução de conexão: o mínimo dimensionamento técnico possível e o menor custo global, sempre observados os padrões de qualidade da prestação do serviço e o conceito regulatório de investimento prudente. Esses critérios impedem que a solução seja definida exclusivamente pela conveniência operacional de uma das partes. A infraestrutura precisa ser suficiente para proporcionar conexão segura e adequada, mas não deve impor ao empreendimento investimentos superiores aos necessários.

O menor custo global não se confunde com o menor preço imediato. Uma alternativa de CAPEX inicialmente inferior pode apresentar maiores perdas, custos de manutenção, menor confiabilidade ou vida útil inadequada e, por isso, não representar a solução economicamente mais eficiente ao longo do tempo. O critério possui natureza técnico-econômica: deve combinar investimento inicial, segurança, qualidade, confiabilidade, operação, manutenção, perdas e vida útil, dentro dos padrões regulatórios aplicáveis.

Essa lógica é reforçada pelo § 3º. Se a distribuidora ou o próprio consumidor optar por obra com dimensões superiores às estabelecidas como necessárias para a conexão, quem fizer essa escolha deve suportar integralmente o custo adicional e discriminar e justificar a opção perante a outra parte. A regra é especialmente relevante quando a distribuidora pretende aproveitar uma intervenção motivada pela conexão para ampliar a capacidade da rede em benefício de necessidades futuras do sistema.

Suponha-se que a solução tecnicamente necessária custe R$ 800 mil, mas a distribuidora decida executar uma obra de R$ 1,1 milhão para incorporar capacidade adicional destinada ao crescimento futuro da rede. Os R$ 300 mil incrementais não devem ser automaticamente transferidos ao consumidor-gerador. É necessário identificar a causa e o beneficiário do sobredimensionamento. O raciocínio inverso também se aplica: se o consumidor pretende instalar infraestrutura superior àquela necessária porque planeja ampliar futuramente sua central, o custo adicional decorrente dessa decisão deverá ser suportado por ele.

O art. 8º introduz, portanto, um princípio de causalidade econômica na alocação dos investimentos. Não basta perguntar quanto custa a obra; é necessário compreender *por que ela é necessária, qual parcela decorre efetivamente da conexão e quem decidiu por eventual capacidade adicional*. Essa decomposição é fundamental para a análise do orçamento de conexão.

O mesmo princípio aparece no § 7º, que permite ao consumidor-gerador optar por tensão diferente daquela

indicada pela distribuidora, desde que a alternativa esteja prevista na regulamentação e exista viabilidade técnica no subsistema elétrico. A liberdade de escolha vem acompanhada de responsabilidade econômica: os investimentos adicionais necessários em razão da opção do consumidor são suportados por ele. A Lei admite a alternativa técnica, mas impede que o custo incremental de uma escolha particular seja socializado com a distribuidora ou com os demais consumidores.

Microgeração, minigeração e análise econômico-financeira da conexão

A Lei estabelece tratamento diferenciado para o sistema de medição. Na microgeração distribuída, a responsabilidade técnica e financeira pelo sistema de medição pertence à distribuidora. Na minigeração, os custos de adequação do sistema de medição necessários à conexão são suportados pelo interessado. A diferença precisa ser incorporada ao orçamento do empreendimento, especialmente porque projetos de minigeração podem demandar soluções de medição mais complexas e economicamente relevantes.

O § 6º estabelece proteção adicional à microgeração: quando melhorias ou reforços no sistema de distribuição forem necessários exclusivamente em razão de sua conexão, os custos serão integralmente suportados pela distribuidora, sem participação financeira do consumidor. A palavra “exclusivamente” é determinante. A regra não significa que toda obra relacionada a uma microgeração seja necessariamente gratuita para o interessado; exige identificar a causa técnica da intervenção e verificar se ela decorre exclusivamente daquela conexão ou se integra necessidade mais ampla da rede.

Essa análise de causalidade também é importante quando ocorre alteração posterior do ponto ou da solução de conexão. Se a distribuidora inicialmente apresenta determinada alternativa e posteriormente a modifica, não se deve presumir que todo custo adicional da nova solução pertença automaticamente ao consumidor-gerador. É necessário reconstruir a sequência técnica: qual era a solução original, porque foi alterada, quais novas obras surgiram, qual a diferença de custos e qual parte deu causa à mudança. Os princípios de mínimo dimensionamento, menor custo global e responsabilidade pelo investimento continuam aplicáveis.

É justamente nesse ponto que o orçamento de conexão deixa de ser um documento meramente técnico e assume natureza econômico-financeira. Para uma UFV de minigeração, a diferença entre duas soluções de acesso pode representar centenas de milhares ou mesmo milhões de reais. Alterações dessa magnitude repercutem diretamente no CAPEX, no *payback*, na Taxa Interna de Retorno (TIR), no Valor Presente Líquido (VPL), na necessidade de financiamento e, consequentemente, no valor econômico do empreendimento.

Imagine-se uma UFV de 1,5 MW para cuja conexão tenham sido estimados R$ 400 mil em adequações de alimentador, R$ 600 mil em intervenções na subestação e R$ 80 mil no sistema de medição. Não seria correto simplesmente concluir que o empreendedor deve incorporar R$ 1,08 milhão ao seu CAPEX. Antes disso, é necessário determinar se todas as obras são efetivamente indispensáveis, se correspondem ao mínimo dimensionamento técnico, se a solução escolhida representa o menor custo global, qual parcela integra o ERD, qual corresponde à PFC, se existe sobredimensionamento de interesse da distribuidora e quais custos de medição são efetivamente atribuíveis ao interessado.

Em uma microgeração de 60 kW, por outro lado, se determinada melhoria ou reforço for exigido exclusivamente para viabilizar a conexão, a regra legal atribui integralmente esse custo à distribuidora. O sistema de medição também permanece sob sua responsabilidade técnica e financeira. A comparação demonstra que a classificação da central como micro ou minigeração não possui apenas consequência

conceitual: pode alterar significativamente a composição econômica dos investimentos necessários ao acesso.

O art. 8º também fornece fundamento para uma análise crítica da solução técnica apresentada pela distribuidora. Isso não significa que o consumidor possa escolher livremente qualquer forma de conexão, mas permite questionar se a alternativa proposta corresponde ao mínimo dimensionamento tecnicamente possível, se representa efetivamente o menor custo global, se existem soluções tecnicamente viáveis menos onerosas, se determinada parcela da obra atende ao planejamento futuro da concessionária e se eventual sobredimensionamento foi adequadamente segregado.

Em uma *Due Diligence* ou revisão econômico-regulatória, o valor total apresentado no orçamento de conexão constitui apenas o ponto de partida. A análise deve alcançar o ponto e a tensão de conexão, as obras exigidas, os custos individualizados, as alternativas técnicas estudadas, o ERD, a PFC, o sistema de medição, eventuais sobredimensionamentos, mudanças posteriores da solução e a fundamentação regulatória utilizada para distribuir cada parcela do investimento. É essa decomposição que permite avaliar se o CAPEX atribuído ao projeto corresponde efetivamente à responsabilidade econômica do empreendedor.

Os arts. 7º e 8º são, nesse sentido, complementares. O primeiro trata essencialmente da coordenação temporal das melhorias e reforços com o avanço do empreendimento; o segundo define a lógica de responsabilidade financeira por essas intervenções. A eventual prorrogação do cronograma não altera, por si só, a distribuição dos custos, assim como a definição de quem paga determinada obra não determina automaticamente quando ela deverá ser executada.

O art. 8º consagra, em essência, um princípio de eficiência e causalidade econômica: o consumidor-gerador deve suportar os investimentos que regulatoriamente lhe cabem para viabilizar a conexão, mas não deve financiar obras superiores às tecnicamente necessárias nem expansões realizadas por interesse próprio da distribuidora. Por isso, especialmente na minigeração de maior porte, revisar adequadamente o orçamento de conexão pode ser tão importante para a viabilidade econômico-financeira do projeto quanto revisar o orçamento da própria usina.

CAPÍTULO IV

DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 9º Podem aderir ao SCEE os consumidores de energia, pessoas físicas ou jurídicas, e suas respectivas unidades consumidoras:

I – com microgeração ou minigeração distribuída com geração local ou remota;

II – integrantes de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras;

III – com geração compartilhada ou integrantes de geração compartilhada;

IV – caracterizados como autoconsumo remoto.

Parágrafo único. Não poderão aderir ao SCEE os consumidores livres que tenham exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, ou consumidores especiais que tenham adquirido energia na forma estabelecida no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

O art. 9º inaugura uma nova etapa na arquitetura da Lei nº 14.300/2022. Depois de os dispositivos anteriores tratarem predominantemente do acesso, da conexão e das responsabilidades relacionadas à implantação da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), o foco passa para *a utilização econômica da energia produzida*. O artigo define quem pode aderir ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e, consequentemente, quais estruturas podem utilizar a energia excedente injetada na rede para compensar consumo nas condições estabelecidas pela legislação e pela regulamentação.

Essa distinção é fundamental: conexão da central geradora e participação no SCEE são institutos relacionados, mas não equivalentes. A conexão trata da possibilidade técnica e regulatória de integrar a geração ao sistema de distribuição; o SCEE disciplina a forma pela qual a energia injetada pode ser compensada e gerar benefícios para as unidades consumidoras participantes. Uma central pode estar fisicamente conectada à rede, mas a forma de aproveitamento econômico de sua geração dependerá do enquadramento jurídico das unidades consumidoras e da modalidade adotada.

O caput permite a participação de consumidores pessoas físicas ou jurídicas, demonstrando a amplitude do sistema. Residências, empresas, produtores rurais, condomínios, cooperativas, consórcios e outras estruturas admitidas pela legislação podem participar, desde que atendidos os requisitos próprios de cada modalidade. Essa flexibilidade foi essencial para o desenvolvimento de diferentes modelos de geração distribuída, pois permitiu que a geração deixasse de estar necessariamente vinculada ao mesmo local físico em que ocorre o consumo.

Na geração local, a situação é mais simples: a central está instalada na própria unidade consumidora. Parte da energia pode ser consumida instantaneamente, reduzindo a quantidade demandada da rede, enquanto o excedente pode ser injetado no sistema e posteriormente compensado de acordo com as regras aplicáveis. Na geração remota, a central está instalada em unidade diferente daquela em que ocorrerá parte da compensação, o que exige identificar a modalidade jurídica que conecta a geração às unidades beneficiárias.

As modalidades de participação no SCEE

O empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, previsto no inciso II, atende especialmente situações como condomínios residenciais, edifícios comerciais e outros empreendimentos nos quais existem unidades consumidoras individualizadas associadas a uma estrutura comum. A energia excedente da geração pode ser destinada às unidades participantes segundo os critérios definidos no âmbito do empreendimento e informados à distribuidora. A proximidade física e a vinculação das unidades ao mesmo empreendimento constituem elementos que diferenciam essa modalidade de outras formas de utilização coletiva da geração distribuída.

A geração compartilhada, prevista no inciso III, amplia consideravelmente as possibilidades de organização econômica da MMGD. Diferentes consumidores podem participar conjuntamente de uma estrutura de geração, utilizando formas jurídicas admitidas pela legislação, como consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edilício e outras formas de associação civil constituídas para essa finalidade. A central geradora passa, assim, a atender um conjunto de unidades consumidoras vinculadas à estrutura coletiva, e o excedente é destinado entre os participantes de acordo com os critérios regularmente estabelecidos.

A geração compartilhada não deve, entretanto, ser confundida com venda convencional de energia. O SCEE permanece sendo um mecanismo de compensação, e a existência de relações econômicas entre participantes de uma estrutura coletiva não transforma automaticamente o empreendimento em atividade de comercialização de energia elétrica. Essa distinção será importante nos dispositivos seguintes, nos quais a Lei estabelece limites justamente para evitar que estruturas formalmente apresentadas como geração distribuída sejam utilizadas para reproduzir negócios incompatíveis com a natureza do SCEE.

O autoconsumo remoto, previsto no inciso IV, possui lógica diferente. Nele, a geração e as unidades beneficiárias pertencem ao mesmo titular, embora estejam localizadas em unidades consumidoras distintas. Uma empresa pode, por exemplo, instalar uma UFV em determinada unidade e utilizar os excedentes para compensar consumo de sua matriz e de filiais situadas em outros locais, desde que observados os requisitos regulatórios, inclusive o atendimento pela mesma distribuidora.

A diferença entre autoconsumo remoto e geração compartilhada está, portanto, menos na distância física entre geração e consumo e mais na estrutura jurídica dos participantes. No autoconsumo remoto existe essencialmente um mesmo consumidor com diversas unidades consumidoras; na geração compartilhada podem existir diferentes consumidores organizados em torno de uma estrutura comum de geração. Identificar corretamente essa diferença é indispensável porque titularidade, governança, contratos, alocação dos excedentes e riscos jurídicos são distintos em cada modelo.

Há ainda uma limitação territorial importante. O SCEE não constitui um mecanismo nacional de transferência virtual de energia entre quaisquer unidades consumidoras. Nas modalidades de compensação remota, devem ser observados os limites da área de atuação da distribuidora competente. A localização da central e das unidades beneficiárias passa, portanto, a integrar a própria estruturação econômica do projeto. Uma unidade com consumo relevante, mas atendida por outra distribuidora, não pode ser simplesmente incluída no modelo como se a compensação pudesse atravessar livremente diferentes áreas de concessão.

Essa característica demonstra porque o dimensionamento de uma central não deve começar apenas pela disponibilidade de área ou pelo potencial de geração. Antes de definir a potência ótima de uma UFV destinada ao SCEE, é necessário conhecer as unidades que poderão receber os excedentes, seus perfis de consumo, sua titularidade, a distribuidora responsável pelo atendimento e a modalidade jurídica utilizada. Uma usina

tecnicamente eficiente pode tornar-se economicamente superdimensionada se a estrutura de consumo apta a absorver sua geração não tiver sido adequadamente identificada.

SCEE, Ambiente de Contratação Livre e estratégia energética

O parágrafo único estabelece uma fronteira relevante entre o SCEE e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A Lei exclui da adesão ao sistema os consumidores livres que tenham exercido a opção de compra de energia no mercado livre e os consumidores especiais enquadrados nas condições legais mencionadas pelo dispositivo. A lógica está na existência de regimes distintos de suprimento e de tratamento econômico da energia.

No SCEE, a energia excedente da MMGD é injetada na rede e utilizada para compensação de consumo ou formação de créditos segundo regras próprias. No ACL, o suprimento está estruturado por relações contratuais de compra e venda de energia, contabilização, liquidação e demais mecanismos característicos do mercado livre. Embora ambos possam fazer parte de uma estratégia empresarial de redução do custo de energia, não devem ser tratados como mecanismos juridicamente equivalentes.

Uma distinção importante está entre possuir condições para migrar e ter efetivamente migrado. A mera elegibilidade ao mercado livre não deve ser confundida com o exercício da opção. A redação legal refere-se ao consumidor que tenha efetivamente exercido essa escolha. Para fins de estruturação de um projeto, portanto, é necessário verificar a situação jurídica concreta de cada unidade consumidora e não apenas seu potencial para capacidade de participação no ACL.

Essa questão adquiriu crescente importância com a ampliação do mercado livre de energia. Para consumidores empresariais, a decisão de investir em geração distribuída passou a exigir análise conjunta da estratégia de suprimento. Permanecer em estrutura compatível com o SCEE, investir em autoconsumo local ou remoto, participar de geração compartilhada ou migrar para o ACL são alternativas que precisam ser comparadas antes da realização de investimentos de longo prazo.

A comparação não pode se limitar ao preço da energia no mercado livre em relação à tarifa da distribuidora. É necessário considerar CAPEX da geração, custos de financiamento, demanda contratada, encargos, perfil horário de consumo, simultaneidade entre geração e carga, quantidade esperada de excedentes, regime tarifário da MMGD, créditos acumulados, horizonte contratual e custos associados à migração. A decisão é regulatória, mas também essencialmente econômico-financeira.

Os créditos existentes também precisam ser considerados antes de qualquer mudança de regime. Uma unidade que participa do SCEE e acumula créditos possui um ativo econômico cujo aproveitamento depende das regras de compensação. Se houver intenção de migrar para outro ambiente de contratação, devem ser examinados previamente o saldo disponível, seu prazo de utilização, as unidades beneficiárias e as consequências da alteração do enquadramento. Não é prudente pressupor que créditos constituídos em determinado regime continuarão produzindo exatamente os mesmos efeitos depois que a unidade deixar de preencher as condições que sustentavam sua participação.

Em uma análise de viabilidade ou *Due Diligence*, o art. 9º exige, portanto, que se vá além das características físicas da central. É necessário identificar quem é o consumidor-gerador, onde está localizada a geração, quais unidades receberão os excedentes, quem são seus titulares, qual modalidade do SCEE está sendo utilizada, se todas se encontram na área da mesma distribuidora, se alguma unidade participa do ACL e como

os créditos existentes estão sendo administrados. Essas informações permitem verificar não apenas a regularidade do modelo, mas também sua capacidade efetiva de transformar geração em benefício econômico.

O art. 9º funciona, assim, como a porta de entrada jurídica do SCEE e estabelece uma regra metodológica importante para qualquer projeto de geração distribuída. *Antes de perguntar quanto uma usina poderá gerar, é necessário saber quem utilizará essa energia, em quais unidades consumidoras, sob qual modalidade de compensação e dentro de qual estratégia de contratação*. A definição da estrutura de consumo não é uma etapa posterior ao projeto da geração; ela é uma das premissas fundamentais para determinar seu dimensionamento e seu valor econômico.

Art. 10. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica não pode incluir consumidores no SCEE quando for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada ou será instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em real por unidade de energia elétrica.

O art. 10 estabelece uma *regra de proteção da natureza econômica* do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). O dispositivo não exige que a Microgeração ou Minigeração Distribuída (MMGD) seja instalada em imóvel pertencente ao consumidor-gerador, nem proíbe a utilização de terrenos, lotes ou propriedades de terceiros. A restrição é mais específica: a distribuidora não pode incluir o consumidor no SCEE quando o documento que comprova a posse ou a propriedade do imóvel revelar contrato de aluguel ou arrendamento cujo valor seja estabelecido em reais por unidade de energia elétrica.

A distinção é importante. Um terreno pode ser regularmente alugado ou arrendado para implantação de uma usina fotovoltaica (UFV), com remuneração mensal, anual, por área ocupada ou segundo outra base de natureza patrimonial compatível com o negócio. O problema surge quando o preço devido pelo uso do imóvel passa a acompanhar diretamente a quantidade de energia produzida, como ocorre em uma cláusula que estabeleça pagamento de R$ 0,05 por kWh gerado ou determinado valor por MWh produzido.

Nesse caso, a remuneração deixa de estar essencialmente relacionada ao uso econômico do imóvel e passa a variar diretamente com a produção energética da central. A estrutura contratual aproxima-se, em sua lógica econômica, de uma operação em que quantidade de energia é multiplicada por um preço unitário. É justamente essa aproximação entre uma relação formalmente imobiliária e uma remuneração típica de comercialização de energia que o art. 10 procura impedir dentro do SCEE.

A regra complementa a arquitetura iniciada pelos dispositivos anteriores. O art. 6º impede a comercialização do acesso à rede; o art. 9º define quem pode participar do SCEE e sob quais modalidades; e o art. 10 impede que determinada estrutura contratual imobiliária seja utilizada para introduzir, dentro do sistema de compensação, uma remuneração diretamente vinculada à quantidade de energia produzida. A preocupação comum está em preservar a distinção entre compensação e comercialização de energia elétrica.

Forma contratual e substância econômica

O primeiro cuidado interpretativo consiste em não ampliar a proibição para situações que a Lei não alcança expressamente. A utilização de imóvel de terceiro é perfeitamente compatível com a MMGD. O empreendedor pode possuir escritura, contrato de locação, arrendamento, cessão de uso ou outro instrumento juridicamente adequado para demonstrar sua relação com o local onde a central está ou será instalada. O que precisa ser examinado é a forma pela qual o proprietário ou possuidor é remunerado.

Um contrato que estabeleça R$ 18 mil mensais pelo uso de determinada área durante vinte anos, com reajuste periódico por índice econômico, não apresenta, apenas por essa característica, a hipótese proibida pelo art. 10. Da mesma forma, uma remuneração definida por hectare ocupado possui natureza diferente de um pagamento calculado sobre cada kWh ou MWh produzido. A energia gerada pode evidentemente influenciar a decisão empresarial de contratar determinada área, mas isso não significa que deva constituir a unidade de medida utilizada para determinar o aluguel ou arrendamento.

A situação torna-se mais delicada quando aparecem fórmulas híbridas. Imagine-se um contrato com aluguel fixo acrescido de parcela variável correspondente a determinado percentual da receita econômica da geração. A literalidade do art. 10 refere-se ao valor do aluguel ou arrendamento estabelecido “em real por unidade de energia elétrica”, razão pela qual não seria tecnicamente adequado afirmar que qualquer remuneração variável está automaticamente proibida pelo dispositivo. Por outro lado, uma estrutura concebida apenas para substituir formalmente R$/kWh por fórmula que produza resultado econômico equivalente merece análise jurídica e regulatória cuidadosa.

É nesse ponto que a substância econômica da operação se torna relevante. Não basta examinar o título atribuído ao contrato. Um instrumento denominado “arrendamento”, “locação”, “cessão de uso” ou expressão semelhante precisa ser compreendido a partir de seu objeto, da base de cálculo da remuneração, da distribuição dos riscos e da relação econômica existente entre as partes. A forma contratual não deve ser utilizada para ocultar uma operação cuja lógica real seja incompatível com o regime escolhido.

Também é necessário distinguir o aluguel ou arrendamento do terreno de outros negócios que podem existir ao redor de uma central geradora. Locação de equipamentos, cessão da própria usina, prestação de serviços, participação em geração compartilhada e contratos relativos ao imóvel são relações juridicamente distintas. O art. 10 concentra-se especificamente no documento que demonstra a posse ou propriedade do imóvel onde está ou será instalada a MMGD. Isso não significa que os demais contratos estejam livres de outras limitações regulatórias; significa apenas que cada relação deve ser examinada segundo sua própria natureza.

A verificação documental realizada para ingresso no SCEE assume, portanto, importância que vai além da comprovação de disponibilidade física do terreno. O documento apresentado à distribuidora pode revelar a própria incompatibilidade prevista pelo artigo. Um contrato imobiliário inadequadamente estruturado pode impedir a adesão ao sistema mesmo que a central seja tecnicamente regular e atenda aos demais requisitos de conexão.

Essa questão também aparece nos modelos comercialmente denominados “energia por assinatura”, “assinatura solar” ou “fazenda solar por assinatura”. Essas expressões descrevem produtos e estratégias comerciais, mas não constituem, por si mesmas, categorias jurídicas autônomas da Lei nº 14.300/2022. Por trás da denominação utilizada no mercado deve existir uma estrutura jurídica compatível com alguma das

modalidades legalmente admitidas, frequentemente envolvendo geração compartilhada e determinada organização entre os participantes. A análise regulatória precisa identificar quem é o consumidor-gerador, quem participa da estrutura, qual é o papel do imóvel, como se dá a remuneração e qual relação econômica efetivamente existe entre as partes.

Due Diligence, contratos e valor econômico do empreendimento

O art. 10 possui consequência especialmente importante para a estruturação, financiamento, *Due Diligence* e aquisição de projetos de MMGD instalados em imóveis de terceiros. O contrato imobiliário não deve ser analisado apenas sob a perspectiva civil. Prazo, renovação, reajuste, garantias, rescisão, direito de permanência da usina e condições de desmobilização continuam sendo relevantes, mas é igualmente necessário verificar se a própria fórmula de remuneração é compatível com o regime regulatório do empreendimento.

O prazo contratual merece atenção particular. Uma UFV possui vida econômica longa e realiza investimentos relevantes sobre imóvel que pode pertencer a terceiro. A segurança jurídica sobre o uso da área precisa acompanhar horizonte compatível com a recuperação do investimento e com as obrigações assumidas perante financiadores, investidores e participantes da estrutura de geração. Um contrato regulatoriamente adequado, mas com prazo insuficiente ou condições frágeis de permanência, também pode comprometer o valor do ativo.

A forma de remuneração, entretanto, representa um risco adicional porque pode atingir diretamente o modelo econômico baseado no SCEE. Se determinada cláusula se enquadrar na vedação do art. 10, a consequência não se limita à necessidade de discutir o preço do arrendamento. O problema pode impedir a inclusão do consumidor no sistema de compensação e, dessa maneira, comprometer a destinação econômica projetada para os excedentes de geração.

A cadeia de efeitos pode ser material: uma cláusula inadequada no contrato do terreno pode provocar impedimento regulatório à participação no SCEE, que por sua vez altera a capacidade de compensação da energia, modifica o fluxo de benefícios esperado e repercute no Valor Presente Líquido (VPL), na Taxa Interna de Retorno (TIR), na capacidade de pagamento da dívida e no próprio *valuation* da usina. Uma disposição contratual aparentemente acessória pode, portanto, transformar-se em um *red flag* relevante numa operação de aquisição ou financiamento.

Por essa razão, em projetos instalados em áreas de terceiros, a análise deve identificar quem é o proprietário do imóvel, qual instrumento assegura sua utilização, por quanto tempo, como a remuneração é calculada, quais índices são utilizados para reajuste, se existem componentes variáveis, se alguma parcela está direta ou indiretamente vinculada à energia ou à receita energética e quais consequências contratuais surgem em caso de rescisão. Essa revisão deve ser realizada antes da implantação e, idealmente, antes mesmo da formalização do pedido de acesso quando o modelo econômico depender do SCEE.

O art. 10 consagra, assim, uma distinção simples em sua formulação, mas relevante em seus efeitos: *a Lei admite que a MMGD utilize imóvel de terceiro, mas não admite que o preço pelo uso desse imóvel seja convertido em preço por unidade de energia elétrica para uma estrutura que pretende participar do SCEE*. Em projetos de geração distribuída, portanto, o contrato imobiliário não é apenas um documento patrimonial; ele também pode ser um documento regulatório e uma variável determinante do valor econômico do

empreendimento.

Art. 11. É vedado novo enquadramento como microgeração ou minigeração distribuída das centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, de concessão, de permissão ou de autorização no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou tenham entrado em operação comercial para geração de energia elétrica no ACL ou no ACR ou tenham tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, no ACR, e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica deve identificar esses casos perante a Aneel.

§ 1º Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da Aneel.

§ 2º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída.

§ 3º (VETADO). (Promulgação partes vetadas)

§ 3º A vedação de que trata o § 2º deste artigo não se aplica às unidades flutuantes de geração fotovoltaica instaladas sobre a superfície de lâmina d'água de reservatórios hídricos, represas e lagos, naturais e artificiais, desde que cada unidade observe o limite máximo de potência instalada de microgeração ou minigeração distribuída, disponha de equipamentos inversores, transformadores e medidores autônomos com identificação georreferenciada específica, e tenha requerido o acesso perante a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica da mesma área de concessão ou permissão que atenderá a unidade consumidora beneficiária da energia.

O art. 11 reúne matérias distintas, *mas vinculadas por um princípio comum*: o enquadramento como Microgeração ou Minigeração Distribuída (MMGD) deve corresponder à realidade histórica, técnica e econômica da central geradora. O dispositivo impede que empreendimentos anteriormente inseridos nos ambientes convencionais de contratação sejam posteriormente reenquadrados como MMGD, cria uma possibilidade específica de faturamento para determinadas unidades com geração local e proíbe a divisão artificial de centrais geradoras destinada exclusivamente a enquadrá-las nos limites de potência da geração distribuída. Ao mesmo tempo, estabelece exceção expressa para determinadas unidades fotovoltaicas flutuantes que apresentem efetiva autonomia técnica.

O caput impede que uma central que já tenha pertencido ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) seja posteriormente apresentada como uma nova MMGD. A vedação é abrangente e alcança centrais que tenham sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização, entrado em operação comercial nesses ambientes, tido sua energia contabilizada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição no ACR.

A amplitude da redação é relevante porque não exige que todas essas situações tenham ocorrido simultaneamente. A existência de uma das hipóteses previstas pode ser suficiente para impedir o novo enquadramento. A análise não deve, portanto, limitar-se à condição atual da usina. Uma central que hoje não possua contrato de comercialização vigente pode carregar em seu histórico regulatório fatos incompatíveis com seu posterior enquadramento como MMGD.

A finalidade é evitar uma migração oportunista entre regimes. Uma usina originalmente estruturada para participar do mercado convencional de geração não pode simplesmente abandonar esse histórico e reaparecer como geração distribuída para obter tratamento econômico ou regulatório próprio do SCEE. A Lei estabelece, nesse sentido, uma espécie de identidade regulatória da central: determinados fatos ocorridos ao longo de sua trajetória continuam relevantes mesmo depois de modificações societárias, contratuais ou comerciais.

Essa lógica reforça a distinção já observada nos artigos anteriores entre compensação e comercialização de energia. O ACL e o ACR integram estruturas de contratação e comercialização do setor elétrico, enquanto o SCEE possui lógica própria de compensação da energia produzida pela MMGD. O art. 9º delimita quem pode aderir ao sistema, o art. 10 impede determinada forma de remuneração imobiliária diretamente vinculada à energia e o art. 11 evita que centrais oriundas de outros ambientes sejam artificialmente reenquadradas para ingressar nesse regime.

A referência à contabilização da energia na CCEE é especialmente importante em *Due Diligence*. Não basta perguntar se a usina possui atualmente autorização ou contrato de comercialização. Pode ser necessário reconstruir sua trajetória desde a origem: registros e autorizações, início da operação, contratos celebrados, eventual contabilização na CCEE, compromissos de energia anteriormente assumidos e alterações posteriores do modelo de negócio. A segunda parte do caput reforça esse controle ao atribuir à própria distribuidora o dever de identificar perante a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) as situações incompatíveis com o novo enquadramento.

Faturamento especial e vedação ao fracionamento artificial

O § 1º trata de questão diferente, relacionada ao faturamento de unidades consumidoras com geração local. Quando a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, a unidade poderá optar por faturamento idêntico ao aplicável às unidades conectadas em baixa tensão, observadas as condições estabelecidas pela ANEEL.

A distinção entre conexão física e faturamento é importante. O dispositivo não deve ser interpretado simplesmente como mudança da tensão em que a unidade está conectada, mas como possibilidade de tratamento de faturamento nas condições legal e regulatoriamente estabelecidas. A opção pode produzir efeitos econômicos relevantes porque as estruturas tarifárias dos Grupos A e B são diferentes, especialmente quanto à forma pela qual consumo e demanda são considerados.

Não se trata, entretanto, de faculdade aberta a qualquer consumidor com geração distribuída. A hipótese exige geração local, atendimento ao limite relativo à potência nominal total dos transformadores e observância da regulamentação. Por isso, antes de incorporar eventual benefício ao fluxo de caixa, é necessário verificar se a unidade efetivamente preenche os requisitos e qual será o tratamento tarifário resultante.

O § 2º retorna ao núcleo de integridade regulatória do artigo ao proibir a divisão de uma central geradora em unidades de menor porte com a finalidade de enquadrá-las nos limites de potência da microgeração ou minigeração distribuída. Sem essa regra, um empreendimento que ultrapassasse os limites legais poderia ser formalmente repartido em várias unidades menores para permanecer artificialmente dentro do regime da MMGD.

O aspecto central não é a quantidade de pessoas jurídicas, contratos ou nomes atribuídos aos projetos, mas a realidade técnica e econômica existente. Criar diferentes Sociedades de Propósito Específico (SPE), diferentes Cadastros Nacionais da Pessoa Jurídica (CNPJ) ou diferentes instrumentos contratuais não transforma necessariamente uma única central em diversos empreendimentos independentes. Se a divisão existir essencialmente para contornar os limites regulatórios, o fracionamento permanece incompatível com a Lei.

A análise deve, portanto, privilegiar a substância sobre a forma. Localização, projeto elétrico, infraestrutura compartilhada, pontos de conexão, transformadores, inversores, medição, cronologia de desenvolvimento, titularidade, controle societário, autonomia operacional e finalidade econômica são elementos que, considerados em conjunto, podem revelar se existem efetivamente centrais independentes ou apenas uma fragmentação formal de um único empreendimento.

A mesma cautela impede a conclusão oposta. Duas usinas próximas não constituem necessariamente uma única central fracionada, assim como duas usinas pertencentes ao mesmo grupo econômico não são automaticamente irregulares. Empreendimentos podem compartilhar região geográfica, investidores ou determinadas características sem perder sua autonomia. A proximidade física e a identidade de controle podem funcionar como elementos de análise, mas não substituem a avaliação técnica e econômica do conjunto.

Essa distinção é particularmente importante em projetos compostos por várias UFVs contíguas ou desenvolvidas simultaneamente. Antes de avaliar individualmente o fluxo de caixa de cada SPE, é necessário verificar se a premissa regulatória que permite tratá-las como empreendimentos distintos é sustentável. Se a independência das centrais não puder ser demonstrada, o problema precede o próprio *valuation*: pode estar comprometido o enquadramento regulatório sobre o qual foram construídas as projeções econômicas.

A exceção das unidades fotovoltaicas flutuantes

O § 3º estabelece uma exceção expressa à vedação de fracionamento para unidades flutuantes de geração fotovoltaica instaladas sobre a superfície de reservatórios hídricos, represas e lagos naturais ou artificiais. A exceção, contudo, não autoriza uma fragmentação meramente documental. A própria Lei exige elementos objetivos destinados a demonstrar a autonomia de cada unidade.

Cada central deve respeitar individualmente o limite máximo de potência aplicável à microgeração ou minigeração distribuída, possuir inversores, transformadores e medidores autônomos, contar com identificação georreferenciada específica e requerer acesso perante a distribuidora da mesma área de concessão ou permissão responsável pela unidade consumidora beneficiária da energia.

A estrutura da exceção é reveladora. O legislador reconheceu que uma mesma lâmina d'água pode comportar diversas unidades fotovoltaicas efetivamente independentes e que a proximidade física, nesse caso, não deveria conduzir automaticamente à caracterização de fracionamento. Em contrapartida, exigiu elementos

concretos de autonomia. A exceção não elimina a necessidade de independência técnica; ao contrário, torna sua demonstração expressamente necessária.

Esse raciocínio também oferece uma referência útil para a análise das demais situações, ainda que os requisitos específicos do § 3º não devam ser automaticamente transportados para todos os projetos terrestres. Quanto maior a autonomia técnica, operacional, documental e econômica entre as centrais, mais consistente tende a ser a caracterização de empreendimentos distintos. Quanto maior a integração e quanto mais artificial for a separação formal, maior será o risco regulatório.

Em operações de aquisição ou financiamento, o art. 11 exige uma investigação que combine histórico regulatório e realidade técnica. De um lado, deve-se verificar se a central já teve registro, autorização, operação, comercialização ou contabilização incompatível com novo enquadramento como MMGD. De outro, quando existirem várias centrais relacionadas, deve-se compreender se são empreendimentos genuinamente independentes ou partes de um único projeto dividido para atender formalmente aos limites de potência.

Essa análise pode ser organizada como um verdadeiro *mapa de independência das centrais*, confrontando localização georreferenciada, projetos elétricos, pontos de conexão, inversores, transformadores, sistemas de medição, infraestrutura compartilhada, datas dos pedidos de acesso, cronogramas de implantação, titulares, controladores e finalidade econômica de cada projeto. O CNPJ constitui apenas uma das informações desse mapa e jamais deve ser utilizado isoladamente como prova de independência.

O art. 11 consolida, assim, um princípio que aparece repetidamente na Lei nº 14.300/2022: *o enquadramento regulatório deve acompanhar a realidade do empreendimento, e não uma forma artificialmente construída para alcançar determinado benefício*. Uma central pertencente ao ACL ou ao ACR não pode simplesmente renascer como MMGD; uma usina superior aos limites legais não pode ser repartida apenas para caber nesses limites; e centrais genuinamente independentes devem ser reconhecidas de acordo com sua realidade técnica e econômica. Em geração distribuída, a forma jurídica importa, mas não substitui a substância do ativo.

Art. 12. A cada ciclo de faturamento, para cada posto tarifário, a concessionária de distribuição de energia elétrica, conforme o caso, deve apurar o montante de energia elétrica ativa consumido e o montante de energia elétrica ativa injetado na rede pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em sua respectiva área de concessão.

§ 1º O excedente de energia elétrica de um posto tarifário deve ser inicialmente alocado no mesmo posto tarifário e sequencialmente para outros postos tarifários da mesma unidade consumidora que gerou a energia elétrica e, posteriormente, para uma ou mais das opções a seguir:

I – mesma unidade consumidora que injetou a energia elétrica, para ser utilizado em ciclos de faturamento subsequentes, transformando-se em créditos de energia elétrica;

II – outras unidades consumidoras do mesmo consumidor-gerador, inclusive matriz e filiais, atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica;

III – outras unidades consumidoras localizadas no empreendimento com múltiplas unidades consumidoras

que injetou a energia elétrica; ou

IV – unidades consumidoras de titular integrante de geração compartilhada atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

§ 2º No caso de excedente de energia a que se refere o § 1º deste artigo, quando a unidade consumidora estiver em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso.

§ 3º Sempre que o excedente ou o crédito de energia elétrica forem utilizados em unidade consumidora do Grupo A, em postos tarifários distintos do que foi gerado, deve-se observar a relação entre as componentes tarifárias que recuperem os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor e respectivos encargos do posto em que a energia elétrica foi gerada e a do posto em que foi alocada, aplicável à unidade consumidora que os recebeu.

§ 4º O consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída pode solicitar alteração dos percentuais ou da ordem de utilização dos excedentes de energia elétrica ou realocar os excedentes para outra unidade consumidora do mesmo titular, de que trata o § 1º deste artigo, perante a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, e esta terá até 30 (trinta) dias para operacionalizar o procedimento.

O art. 12 constitui um dos núcleos operacionais do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Se o art. 9º definiu quem pode participar do sistema, o art. 12 estabelece *como a energia produzida* pela Microgeração ou Minigeração Distribuída (MMGD), injetada na rede e não consumida instantaneamente *será apurada, compensada, alocada entre as unidades consumidoras* e, quando não utilizada, *transformada em crédito de energia para aproveitamento posterior*.

A cada ciclo de faturamento, a distribuidora deve apurar a energia elétrica ativa consumida e a energia elétrica ativa injetada pela unidade consumidora, considerando cada posto tarifário quando essa diferenciação for aplicável. Essa regra é particularmente importante para consumidores do Grupo A, pois não basta comparar a quantidade total de energia produzida com a quantidade total consumida no mês. O momento em que a energia é injetada e o posto tarifário no qual será compensada podem modificar seu aproveitamento econômico.

O excedente surge justamente dessa relação entre injeção e consumo. Depois de atendida a compensação no próprio ciclo de faturamento, a parcela não utilizada pode ser destinada às unidades consumidoras admitidas pela modalidade do SCEE ou permanecer registrada para utilização futura. O art. 12 organiza, portanto, a passagem entre três grandezas que não devem ser confundidas: geração física, excedente de energia e crédito de energia. A central gera eletricidade; parte pode ser consumida instantaneamente; outra parcela é injetada na rede; dessa injeção pode resultar excedente; e o saldo não aproveitado pode transformar-se em crédito para ciclos posteriores.

A lógica de alocação dos excedentes

O § 1º estabelece uma sequência para utilização da energia excedente. A primeira alocação ocorre no mesmo

posto tarifário da unidade consumidora que gerou e injetou a energia. Havendo saldo, ele pode ser utilizado sequencialmente em outros postos tarifários da própria unidade geradora. Somente depois dessa etapa o excedente segue para as demais destinações permitidas pela Lei.

Uma dessas possibilidades é permanecer associado à própria unidade consumidora para utilização em ciclos posteriores, quando se transforma em crédito de energia elétrica. A distinção é conceitualmente importante: o excedente corresponde à energia disponível no processo de compensação do ciclo em que foi produzida; o crédito representa o saldo não utilizado que permanece registrado para aproveitamento futuro, observadas as regras e o prazo legal aplicáveis.

Outra possibilidade é a destinação a unidades consumidoras do mesmo consumidor-gerador, inclusive matriz e filiais, desde que atendidas pela mesma distribuidora. É a aplicação operacional do autoconsumo remoto. Uma empresa pode concentrar sua geração em determinada UFV e utilizar os excedentes para compensar consumo de outras unidades sob a mesma titularidade, desde que atendidos os requisitos legais e regulatórios.

Nos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, o excedente pode ser distribuído entre as unidades integrantes da estrutura. Em um condomínio, por exemplo, a geração instalada na área comum pode beneficiar apartamentos, salas comerciais e a própria área comum segundo os critérios regularmente estabelecidos. Na geração compartilhada, a mesma lógica permite a destinação dos excedentes às unidades dos participantes da estrutura coletiva.

A distribuição pode produzir resultados econômicos diferentes conforme seja organizada por percentuais ou por ordem de prioridade. Na alocação percentual, cada unidade recebe determinada parcela do excedente disponível. Se houver 10.000 kWh e os critérios forem 50%, 30% e 20%, a distribuição inicial seguirá essas proporções. Na ordem de prioridade, a lógica é diferente: atende-se primeiramente determinada unidade e, somente depois de satisfeita sua necessidade de compensação, o saldo segue para a unidade seguinte.

A escolha entre essas formas não deve ser tratada como decisão meramente cadastral. Unidades consumidoras apresentam perfis diferentes de carga, sazonalidade, tarifas e capacidade de absorção dos excedentes. Uma distribuição inadequada pode fazer com que determinada unidade acumule créditos continuamente enquanto outra continue pagando por energia que poderia estar sendo compensada. A central geradora pode estar funcionando perfeitamente e, ainda assim, produzir resultado financeiro inferior ao potencial porque os excedentes estão mal distribuídos.

O § 4º torna essa gestão dinâmica ao permitir que o consumidor-gerador solicite alteração dos percentuais, da ordem de utilização ou a realocação dos excedentes para outra unidade consumidora admitida, cabendo à distribuidora operacionalizar o procedimento no prazo de até trinta dias. Isso permite que a estrutura acompanhe mudanças reais do consumo. Uma filial que representava parcela relevante da carga pode reduzir sua atividade, enquanto outra passa a consumir mais; uma unidade pode ser encerrada, ampliada ou ter sua sazonalidade modificada. O rateio não precisa permanecer congelado durante toda a vida econômica da central.

Essa flexibilidade transforma a gestão dos excedentes em uma atividade econômica relevante. Em projetos com diversas unidades beneficiárias, a análise periódica dos históricos de consumo, geração, compensação e créditos acumulados pode indicar oportunidades de realocação capazes de aumentar o benefício financeiro

sem qualquer alteração física na usina.

A possibilidade de realocação, contudo, não deve ser confundida com livre circulação de créditos entre quaisquer consumidores. O SCEE não cria um mercado autônomo de créditos de energia. A destinação precisa permanecer dentro das modalidades e relações admitidas pela legislação. O fato de determinado consumidor possuir saldo acumulado não significa que possa vendê-lo ou transferi-lo livremente a terceiros estranhos à estrutura jurídica que sustenta a compensação.

Postos tarifários e eficiência econômica da compensação

O § 2º disciplina a situação em que geração e consumo ocorrem em locais diferentes. No faturamento da unidade beneficiária, considera-se a energia consumida, deduzindo-se o excedente que lhe foi regularmente alocado e os créditos eventualmente acumulados em ciclos anteriores, sempre por posto tarifário quando aplicável. A quantidade física de energia destinada à unidade precisa, portanto, ser integrada às características tarifárias do consumo que será compensado.

Essa questão torna-se especialmente relevante no § 3º. Quando excedentes ou créditos são utilizados por unidade do Grupo A em posto tarifário diferente daquele em que foram gerados, a Lei determina a observância da relação entre as componentes tarifárias que recuperam os custos de aquisição de energia para revenda e os respectivos encargos nos postos envolvidos. Em termos econômicos, isso significa que um kWh injetado fora de ponta não deve ser automaticamente tratado como economicamente equivalente a um kWh compensado na ponta.

Imagine-se, apenas para compreender a lógica, que as componentes consideradas para determinado cálculo representassem R$ 0,40/kWh fora de ponta e R$ 0,60/kWh na ponta. A relação entre elas seria de aproximadamente 0,667. Nesse exemplo puramente didático, 1.000 kWh originados fora de ponta representariam aproximadamente 667 kWh quando destinados à compensação no posto de ponta. O cálculo efetivo, naturalmente, depende das componentes tarifárias e dos critérios regulatórios aplicáveis à unidade consumidora.

Essa diferença evidencia um dos cuidados mais importantes na modelagem econômico-financeira da geração distribuída: *equivalência física de energia não significa necessariamente equivalência econômica de compensação*. Uma UFV produzir 1 milhão de kWh enquanto determinado conjunto de unidades consome também 1 milhão de kWh não permite concluir, isoladamente, que toda essa energia produzirá compensação financeira integral. Postos tarifários, componentes tarifárias, demanda, custos de disponibilidade, regras de transição e demais parcelas do faturamento precisam ser incorporados à análise.

Por isso, o dimensionamento econômico de uma UFV não deveria utilizar apenas a relação anual entre geração estimada e consumo agregado. É necessário compreender quando a energia é produzida, quando é consumida, onde será compensada, em quais postos tarifários e como os excedentes serão distribuídos entre as unidades beneficiárias. Quanto maior a complexidade da estrutura, maior a diferença potencial entre geração física e economia efetivamente capturada.

Em uma análise econômico-financeira, torna-se útil acompanhar uma verdadeira matriz de alocação, contendo para cada unidade beneficiária seu consumo histórico, perfil tarifário, excedente recebido, energia efetivamente compensada e créditos acumulados. Séries de doze ou vinte e quatro meses podem revelar unidades que recebem energia em excesso, unidades com consumo ainda não compensado e oportunidades

para alterar percentuais ou prioridades.

Essa análise permite inclusive construir um indicador de eficiência do SCEE, comparando a energia disponibilizada para compensação, a parcela efetivamente aproveitada e o saldo que permanece acumulado como crédito. O crescimento recorrente dos créditos não é necessariamente sinal de sucesso do empreendimento. Dependendo do caso, pode indicar que a geração foi superdimensionada, que as unidades beneficiárias foram inadequadamente escolhidas ou que a política de alocação precisa ser revista.

O art. 12 transforma, assim, a energia física produzida pela MMGD em fluxo econômico dentro do SCEE. Medir corretamente é apenas o primeiro passo; é necessário compensar, alocar, acompanhar os saldos e adaptar continuamente a distribuição às características reais do consumo. *O valor econômico de uma UFV não depende apenas de quanto ela gera, mas de quanto dessa geração consegue ser efetivamente aproveitado pelas unidades consumidoras.* Uma usina pode cumprir integralmente sua curva de produção e, ainda assim, entregar retorno inferior ao projetado se a gestão dos excedentes e dos créditos não for igualmente eficiente.

Art. 13. Os créditos de energia elétrica expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento em que foram gerados e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor participante do SCEE faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

§ 1º Os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações em razão da variação nos valores das tarifas de energia elétrica.

§ 2º Para abatimento do consumo, devem ser utilizados sempre os créditos mais antigos da unidade consumidora participante do SCEE.

§ 3º Os créditos de energia elétrica existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor participante do SCEE perante a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica serão mantidos em nome do titular pelo prazo estabelecido no caput deste artigo, exceto se houver outra unidade consumidora sob mesma titularidade de pessoa física ou jurídica, inclusive matriz e filiais, consórcio, cooperativa ou condomínio voluntário ou edilício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, atendida pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, e poderão ser, nesse caso, realocados para a respectiva unidade consumidora remanescente.

§ 4º A não solicitação de alocação dos créditos do consumidor-gerador para determinada unidade em até 30 (trinta) dias após o encerramento da relação contratual implicará a realocação automática pela concessionária para a unidade de maior consumo e assim sucessivamente, até a compensação integral dos créditos remanescentes.

§ 5º Para os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou de geração compartilhada, caso exista saldo de créditos acumulado na unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, o consumidor-gerador titular da unidade consumidora pode solicitar, com antecedência de 30 (trinta) dias prévios ao fim da relação contratual, a distribuição do saldo existente para outras unidades consumidoras de consumidores que façam parte dos referidos empreendimentos.

O art. 13 completa a mecânica iniciada pelo art. 12. Depois de disciplinar como a energia injetada é apurada, compensada e alocada entre as unidades consumidoras, a Lei passa a tratar da parcela que não foi utilizada no ciclo de faturamento e se transformou em crédito de energia elétrica. O dispositivo define sua natureza, prazo de validade, ordem de utilização e tratamento em situações de encerramento da relação contratual da unidade consumidora.

A primeira característica fundamental é que o crédito possui prazo determinado. Ele expira sessenta meses após a data do faturamento em que foi gerado. Encerrado esse período sem utilização, o saldo é revertido em benefício da modicidade tarifária, sem que o consumidor participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) tenha direito a pagamento, indenização ou outra forma de compensação.

Essa regra impede que o crédito seja tratado como um direito econômico perpétuo. A existência de determinado saldo não significa que o consumidor possua uma quantidade de energia indefinidamente disponível. Cada crédito possui uma data de origem e, consequentemente, uma data de expiração. O estoque precisa ser compreendido não apenas por sua quantidade total, mas também por sua idade.

O § 1º acrescenta outra característica essencial: os créditos são registrados em termos de energia elétrica ativa, e não em moeda. Sua unidade econômica-regulatória é o kWh, e sua quantidade não se altera em razão da variação das tarifas. Se determinado consumidor possui 10.000 kWh de créditos, uma elevação ou redução tarifária não modifica essa quantidade. O que pode mudar é o benefício econômico obtido quando esses créditos forem efetivamente utilizados.

Existe, portanto, uma diferença importante entre quantidade regulatória e valor econômico. Um saldo de 10.000 kWh permanece fisicamente registrado nessa quantidade, mas o benefício financeiro potencial de sua utilização pode variar ao longo do tempo conforme tarifas, componentes compensáveis, enquadramento da unidade e demais regras aplicáveis ao SCEE. Por essa razão, não é tecnicamente adequado converter automaticamente um estoque de créditos em determinado valor monetário simplesmente multiplicando a quantidade de kWh pela tarifa vigente.

Utilização, envelhecimento e realocação dos créditos

O § 2º determina que os créditos mais antigos sejam utilizados primeiro. A regra possui lógica semelhante ao método *First In, First Out* (FIFO), ou primeiro a entrar, primeiro a sair. Se uma unidade possui créditos originados em diferentes períodos, a compensação deve consumir inicialmente os saldos mais antigos, reduzindo o risco de que expirem enquanto créditos mais recentes são utilizados.

O mecanismo, contudo, não elimina a possibilidade de perda. Uma central que produza continuamente mais excedentes do que suas unidades beneficiárias conseguem absorver pode formar estoque crescente de créditos. Mesmo com a utilização dos mais antigos em primeiro lugar, chegará o momento em que determinadas parcelas completarão sessenta meses. A partir daí, a expiração passa a representar perda econômica efetiva para o consumidor.

Por isso, um estoque elevado de créditos não deve ser interpretado automaticamente como indicador positivo. Pode decorrer de circunstâncias normais, como sazonalidade do consumo, redução temporária de atividade, férias industriais, condições climáticas ou expansão futura prevista. Mas o crescimento persistente do saldo também pode indicar sobredimensionamento da UFV, alocação inadequada dos excedentes, quantidade insuficiente de unidades consumidoras aptas à compensação ou mudança estrutural no perfil de

consumo originalmente utilizado para dimensionar o empreendimento.

Os §§ 3º e 4º tratam do destino dos créditos quando ocorre o encerramento da relação contratual da unidade consumidora. O encerramento não provoca necessariamente a perda imediata do saldo. Os créditos permanecem vinculados ao titular pelo período legal remanescente e, havendo outra unidade elegível sob a mesma titularidade ou pertencente às estruturas admitidas pela Lei, atendida pela mesma distribuidora, podem ser realocados.

A regra possui relevância especial para empresas com matriz e filiais e para estruturas com diversas unidades consumidoras. O encerramento de uma filial que possua saldo de créditos não significa necessariamente sua perda, desde que existam unidades remanescentes que atendam às condições legais para recebê-los. O planejamento do encerramento de uma unidade deve, portanto, incluir a situação de seus créditos energéticos.

A Lei estabelece ainda uma solução para a inércia do consumidor. Se a alocação não for solicitada em até trinta dias após o encerramento da relação contratual, a distribuidora deverá realizar a realocação automática para a unidade de maior consumo e, sucessivamente, para as demais, até a compensação integral dos créditos remanescentes. O critério procura direcionar o saldo para unidades com maior capacidade de absorção e reduzir o risco de perda decorrente exclusivamente da ausência de manifestação do titular.

No caso dos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e da geração compartilhada, o § 5º contém disciplina específica. Havendo créditos acumulados na unidade em que está instalada a MMGD, o consumidor-gerador pode solicitar sua distribuição às demais unidades participantes, desde que o faça com antecedência de trinta dias em relação ao encerramento da relação contratual. Há, portanto, uma diferença temporal que merece atenção operacional: determinadas providências do § 4º relacionam-se aos trinta dias posteriores ao encerramento, enquanto a distribuição prevista no § 5º exige atuação prévia.

Os arts. 12 e 13 formam, nesse sentido, um sistema contínuo. A geração é confrontada com o consumo; a parcela não consumida instantaneamente pode ser injetada na rede; dessa relação resulta o excedente; o excedente é alocado e compensado; e o saldo não utilizado transforma-se em crédito. A partir daí, o art. 13 passa a disciplinar sua utilização por ordem de antiguidade, sua eventual realocação e, finalmente, sua expiração após sessenta meses.

Aging dos créditos e valor econômico

A existência de prazo de validade torna particularmente útil a aplicação de uma técnica conhecida da controladoria: o *aging*. Assim como uma carteira de contas a receber não deve ser analisada apenas pelo saldo total, os créditos de energia podem ser separados por faixas de idade, permitindo identificar quais parcelas ainda possuem longo horizonte de utilização e quais estão próximas da expiração.

Um empreendimento com 500.000 kWh de créditos, por exemplo, apresenta situação econômica muito diferente se a maior parte do saldo tiver sido constituída nos últimos doze meses ou se parcela relevante estiver entre 49 e 60 meses de idade. A quantidade total pode ser exatamente a mesma, mas a probabilidade de aproveitamento econômico antes da expiração é distinta.

Essa diferença assume importância ainda maior em operações de aquisição de UFVs ou de Sociedades de Propósito Específico (SPE). A informação de que determinada sociedade possui dois milhões de kWh em créditos é insuficiente para uma *Due Diligence*. É necessário conhecer a data de formação de cada parcela,

as unidades às quais os créditos estão vinculados, seu consumo projetado, a capacidade de realocação e o prazo restante até a expiração. Dois estoques fisicamente idênticos podem apresentar valores econômicos significativamente diferentes.

O valor dos créditos deve, portanto, considerar não apenas sua quantidade, mas o benefício tarifário esperado, o tempo disponível e a probabilidade efetiva de utilização. Conceitualmente, quanto mais próximo o crédito estiver da expiração e menor for a capacidade das unidades elegíveis de absorvê-lo, maior deverá ser o desconto aplicado ao seu valor econômico. A simples multiplicação do saldo em kWh pela tarifa atual tende a superestimar créditos cuja utilização futura é incerta.

Essa análise também exige cuidado contábil. A possibilidade de estimar economicamente o benefício decorrente de determinado saldo não significa, por si só, que ele constitua um ativo financeiro mensurável pela tarifa evitada. Direito regulatório de compensação, benefício econômico esperado e reconhecimento contábil são questões distintas e precisam ser avaliadas segundo suas respectivas normas e características.

Para fins de gestão, pode ser útil construir um *Aging de Créditos de Energia*, separando mensalmente os saldos por período de formação — até 12 meses, de 13 a 24, de 25 a 36, de 37 a 48 e de 49 a 60 meses — e relacionando cada faixa às unidades beneficiárias e ao consumo esperado. O acompanhamento permite antecipar risco de expiração e adotar, enquanto ainda houver tempo, medidas como revisão dos percentuais de alocação, alteração da ordem de prioridade, utilização de outras unidades elegíveis e planejamento de eventuais encerramentos de unidades consumidoras.

Essa abordagem complementa a análise proposta no art. 12. Não basta acompanhar quanto da energia produzida se transforma em excedente e quanto é efetivamente compensado; é necessário observar também o estoque resultante, sua idade e sua velocidade de utilização. Produção física, excedente, compensação, formação de créditos e envelhecimento do saldo passam a compor uma única cadeia de análise econômico-regulatória.

Crédito de energia possui quantidade, idade e prazo de validade. Seu valor econômico depende não apenas de quanto existe, mas da capacidade de utilizá-lo antes da expiração. O art. 13 demonstra, assim, que a gestão eficiente de uma UFV não termina na geração da energia: alcança também a administração do tempo durante o qual o benefício regulatório dessa energia permanece disponível.

Art. 14. O consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia elétrica na forma deste artigo e estabelecer o percentual que será alocado a cada uma delas ou a ordem de prioridade para o recebimento, a seu critério.

Parágrafo único. Nos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, os excedentes de energia somente podem ser alocados para as unidades consumidoras que fazem parte do referido empreendimento atendidos pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

O art. 14 complementa diretamente a disciplina estabelecida pelos arts. 12 e 13 e atribui ao consumidor-

gerador a responsabilidade pela definição das unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia elétrica produzidos pela Microgeração ou Minigeração Distribuída (MMGD). Cabe ao titular da unidade onde está instalada a geração indicar as unidades beneficiárias e estabelecer, a seu critério, o percentual destinado a cada uma delas ou a ordem de prioridade para o recebimento.

A regra estabelece uma divisão clara de responsabilidades. A distribuidora verifica se as unidades indicadas atendem aos requisitos legais e regulatórios e operacionaliza a alocação, mas não lhe cabe definir a estratégia econômica de distribuição dos excedentes. Dentro das possibilidades admitidas pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), essa decisão pertence ao consumidor-gerador.

Essa competência não significa liberdade irrestrita para escolher qualquer unidade consumidora. As beneficiárias precisam estar vinculadas à modalidade utilizada. No autoconsumo remoto, por exemplo, serão unidades do mesmo titular; nos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, deverão integrar o próprio empreendimento; na geração compartilhada, precisam pertencer à estrutura coletiva correspondente. O parágrafo único reforça ainda que, nestas duas últimas modalidades, as unidades devem ser atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição.

O SCEE, portanto, não cria uma portabilidade nacional dos excedentes ou dos créditos de energia. Uma central localizada na área de determinada distribuidora não pode destinar livremente seus excedentes a unidade atendida por outra distribuidora apenas porque ambas pertencem ao mesmo grupo empresarial ou à mesma estrutura econômica. O critério também não é necessariamente municipal ou estadual: o elemento relevante é a área de atendimento da concessionária ou permissionária, juntamente com os demais requisitos da modalidade.

Percentual, prioridade e eficiência da alocação

Depois de identificar as unidades aptas a receber os excedentes, o consumidor-gerador precisa definir a forma de distribuição. Uma possibilidade é estabelecer percentuais. Se 100.000 kWh estiverem disponíveis e forem definidos 40% para a unidade A, 35% para a unidade B e 25% para a unidade C, a alocação seguirá inicialmente essas proporções.

A outra possibilidade é definir uma ordem de prioridade. Nesse modelo, determinada unidade é atendida primeiramente e, havendo excedente remanescente, passa-se à seguinte, sucessivamente. A diferença parece apenas operacional, mas pode produzir resultados econômicos significativamente distintos.

Considere-se um conjunto de três unidades com consumos mensais de 60.000, 30.000 e 10.000 kWh e excedente disponível de 100.000 kWh. Uma distribuição igualitária de aproximadamente um terço para cada unidade seria formalmente simples, mas poderia ser economicamente ineficiente: a unidade que consome apenas 10.000 kWh receberia parcela muito superior à sua capacidade imediata de aproveitamento, enquanto outra poderia permanecer com consumo não compensado. Formar-se-iam créditos em uma unidade ao mesmo tempo em que outra continuaria demandando energia da rede.

Esse exemplo demonstra que uma alocação juridicamente válida não é necessariamente uma alocação economicamente eficiente. A definição dos percentuais ou da ordem de prioridade deveria considerar consumo histórico, sazonalidade, crescimento ou redução esperada das cargas, postos tarifários, créditos já acumulados, geração projetada, alterações operacionais e eventual abertura ou encerramento de unidades consumidoras.

O § 4º do art. 12 torna essa gestão particularmente relevante ao permitir posterior alteração dos percentuais, da ordem de utilização ou a realocação para outras unidades elegíveis. O art. 14 não cria, portanto, uma estrutura imutável. A distribuição definida quando a UFV inicia sua operação pode deixar de ser eficiente alguns meses ou anos depois.

Uma empresa pode ampliar determinada filial, reduzir a operação de outra ou abrir nova unidade. Um condomínio pode experimentar mudanças relevantes em seu consumo. Uma estrutura de geração compartilhada pode receber novos participantes ou registrar a saída de outros. Há ainda atividades fortemente sazonais: hotéis, centros comerciais, propriedades rurais e unidades industriais podem apresentar perfis de consumo bastante diferentes ao longo do ano. O percentual adequado em janeiro pode não ser o mais eficiente em julho.

A consequência é importante para a gestão do empreendimento: *a operação eficiente de uma UFV não termina quando a central começa a gerar energia*. A estratégia de alocação precisa acompanhar a evolução do consumo. Uma usina tecnicamente eficiente pode produzir resultado econômico abaixo do esperado simplesmente porque sua energia está sendo distribuída de maneira inadequada.

Essa questão torna-se ainda mais relevante na geração compartilhada. No autoconsumo remoto, normalmente existe um único agente econômico administrando diversas unidades de sua própria titularidade. Na geração compartilhada, podem existir consumidores com interesses, perfis de consumo e necessidades diferentes. A estrutura de governança deve estabelecer critérios claros para definição e alteração dos percentuais, ingresso e saída de participantes, tratamento dos créditos acumulados, comunicação das mudanças e responsabilidades pela atualização das informações perante a distribuidora.

Gestão econômica do SCEE

Os arts. 12, 13 e 14, quando analisados conjuntamente, formam um verdadeiro ciclo de gestão econômica da energia compensada. O art. 12 disciplina a apuração e a alocação dos excedentes; o art. 13 trata do estoque de créditos, de sua antiguidade e do risco de expiração; e o art. 14 atribui ao consumidor-gerador a gestão das unidades beneficiárias e dos critérios utilizados para distribuir os excedentes.

Essa integração permite ultrapassar uma análise puramente técnica da geração. Não basta verificar se a UFV está produzindo de acordo com sua curva esperada. É necessário saber quanto do excedente está sendo efetivamente aproveitado, onde os créditos estão se acumulando, qual é a idade desses créditos e se a distribuição entre as unidades consumidoras permanece coerente com seus perfis atuais de consumo.

Imagine-se uma unidade A que acumule continuamente créditos enquanto a unidade B, pertencente à mesma estrutura e apta a receber excedentes, continue apresentando consumo não compensado. O problema não está nos módulos, inversores ou conexão da usina. Está na gestão econômica do SCEE. Uma simples revisão dos percentuais ou da ordem de prioridade pode gerar benefício financeiro sem qualquer investimento adicional na central.

Para fins de controladoria, essa leitura permite acompanhar conjuntamente três dimensões. A primeira é o aproveitamento dos excedentes: quanto da energia disponibilizada ao SCEE efetivamente produz compensação. A segunda é o envelhecimento dos créditos: qual parcela do estoque se aproxima dos sessenta meses e apresenta maior risco de expiração. A terceira é a eficiência da alocação: se a energia está sendo destinada às unidades com capacidade efetiva de utilizá-la.

A eficiência da alocação pode ser observada pela relação entre a energia destinada às unidades beneficiárias e a parcela efetivamente aproveitada sem formação desnecessária de créditos. Se 1.000 MWh forem alocados e apenas 850 MWh produzirem utilização eficiente, enquanto os demais 150 MWh alimentam saldos crescentes em unidades que já não possuem consumo suficiente, existe uma oportunidade concreta de revisão da estratégia.

Essa análise deve ser dinâmica. Uma matriz contendo consumo médio, alocação atual, créditos acumulados, idade dos saldos e consumo ainda não compensado permite identificar rapidamente quais unidades deveriam receber parcela maior ou menor dos excedentes. Com séries históricas adequadas, a gestão pode inclusive incorporar sazonalidade e alterações previstas da atividade econômica.

Em uma *Due Diligence*, essa dimensão também merece atenção. Um empreendimento pode apresentar geração física compatível com o projeto e, simultaneamente, possuir elevado estoque de créditos envelhecidos. Nesse caso, a causa do desempenho econômico inferior ao esperado pode não estar na capacidade produtiva da usina, mas na composição das unidades beneficiárias ou na política de distribuição adotada. A análise do ativo deve, portanto, alcançar também a qualidade da gestão dos excedentes.

O consumidor-gerador não é apenas titular da geração; é também gestor da destinação econômica de seus excedentes. O art. 14 transforma a escolha das unidades beneficiárias e dos critérios de alocação em uma variável de gestão do empreendimento. Em geração distribuída, produzir corretamente é condição necessária, mas não suficiente: é preciso assegurar que a energia produzida seja destinada a quem efetivamente possa aproveitá-la.

Art. 15. Os excedentes de energia provenientes de geração distribuída em unidades geradoras atendidas por permissionárias de energia elétrica podem ser alocados nas concessionárias de distribuição de energia elétrica onde a permissionária de distribuição de energia elétrica se encontra localizada, atendidas as normas estabelecidas pela Aneel.

O art. 15 estabelece uma *exceção específica à regra de territorialidade que orienta o Sistema de Compensação de Energia Elétrica* (SCEE). Nos artigos anteriores, a Lei vinculou reiteradamente a alocação dos excedentes às unidades consumidoras atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição. O art. 15 flexibiliza essa lógica quando a unidade geradora é atendida por uma permissionária, permitindo que seus excedentes sejam alocados a unidades consumidoras atendidas pela concessionária de distribuição em cuja área essa permissionária esteja localizada, observadas as normas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A compreensão do dispositivo exige distinguir concessionária e permissionária. Ambas prestam serviço público de distribuição de energia elétrica e estão submetidas à regulação setorial, mas possuem instrumentos de delegação e áreas de atuação próprias. As concessionárias operam mediante contrato de concessão e, em geral, atendem áreas territoriais mais extensas. As permissionárias prestam o serviço mediante permissão e podem atuar em áreas menores e específicas. Historicamente, algumas delas têm origem em cooperativas de eletrificação rural posteriormente regularizadas como prestadoras do serviço público de distribuição.

Essa origem não permite, entretanto, confundir permissionária com qualquer cooperativa. Uma cooperativa constituída para organizar geração compartilhada não se torna, por essa razão, permissionária de distribuição. O art. 15 refere-se especificamente ao agente que possui essa condição regulatória para prestação do serviço público de distribuição.

A ponte regulatória entre permissionária e concessionária

A situação contemplada pela Lei pode ser compreendida a partir de uma unidade com Microgeração ou Minigeração Distribuída (MMGD) conectada à rede de uma permissionária cuja área esteja inserida territorialmente na área de determinada concessionária. Se fosse aplicada de maneira absoluta a regra ordinária da mesma distribuidora, os excedentes ficariam confinados às unidades consumidoras atendidas pela própria permissionária. Em áreas pequenas, com número reduzido de consumidores ou capacidade limitada de absorção, essa restrição poderia comprometer o aproveitamento econômico da geração.

O art. 15 cria uma ponte regulatória entre esses dois espaços. Os excedentes provenientes da geração atendida pela permissionária podem alcançar unidades consumidoras elegíveis atendidas pela concessionária em cuja área aquela permissionária está localizada. A ampliação, contudo, não é automática: a própria Lei condiciona sua utilização às normas estabelecidas pela ANEEL.

O dispositivo também não institui livre circulação de créditos entre distribuidoras. A exceção possui delimitação territorial e regulatória precisa. Uma unidade geradora conectada a determinada permissionária não pode, com fundamento no art. 15, escolher livremente qualquer concessionária do País para destinar seus excedentes. A relação admitida é específica: permissionária e concessionária territorialmente relacionadas nas condições previstas pela legislação e regulamentação.

Da mesma forma, o artigo não permite concluir que uma unidade geradora atendida diretamente pela concessionária A possa alocar seus excedentes para consumidor atendido pela concessionária B. A excepcionalidade decorre justamente da posição particular da permissionária em relação à concessionária em cuja área está localizada. Não se trata, portanto, de uma autorização geral para compensação entre áreas de concessão distintas.

Também permanece válida a distinção entre compensação e comercialização. O art. 15 trata da alocação de excedentes no âmbito do SCEE, e não da venda de energia. A possibilidade de destinar excedentes às unidades consumidoras atendidas pela concessionária territorialmente relacionada não autoriza o consumidor-gerador a vender livremente sua energia à distribuidora, negociar créditos com quaisquer consumidores ou transformar o SCEE em ambiente de comercialização.

Essa estrutura apresenta naturalmente maior complexidade operacional do que a compensação realizada integralmente dentro de uma única distribuidora. Passam a coexistir dois agentes de distribuição, tornando necessária a compatibilização das informações relativas à energia injetada, apuração dos excedentes, identificação das unidades beneficiárias, processamento da compensação, faturamento e controle dos créditos. Por isso, a viabilidade econômica dessa possibilidade não deve ser presumida apenas a partir da leitura do artigo; sua efetiva operacionalização precisa considerar os procedimentos regulatórios aplicáveis.

Capacidade de absorção dos excedentes e valor econômico

A importância econômica do art. 15 aparece quando a geração supera a capacidade de absorção das unidades consumidoras elegíveis existentes na área da permissionária. Imagine-se uma UFV que produza

regularmente excedentes de 300 MWh mensais, enquanto as unidades disponíveis dentro daquela área consigam absorver apenas 180 MWh. Sem outras possibilidades de destinação, os 120 MWh remanescentes tenderiam a alimentar o estoque de créditos e, persistindo o desequilíbrio, aumentariam progressivamente o risco de expiração previsto no art. 13.

Se os requisitos legais e regulatórios permitirem a alocação desses excedentes para unidades elegíveis atendidas pela concessionária territorialmente relacionada, amplia-se a capacidade econômica de absorção da geração. O efeito potencial é reduzir a formação desnecessária de créditos, melhorar o aproveitamento da energia produzida e diminuir o risco de perda decorrente do envelhecimento dos saldos.

Essa possibilidade pode inclusive alterar a análise de dimensionamento da central. Uma UFV que pareça superdimensionada quando comparada exclusivamente ao mercado consumidor existente dentro da permissionária pode apresentar situação diferente quando considerado o universo adicional de unidades elegíveis da concessionária. O território regulatório disponível para a compensação torna-se, portanto, uma variável do dimensionamento econômico do empreendimento.

Os arts. 12 a 15 formam uma sequência coerente. O art. 12 estabelece como os excedentes são apurados e alocados; o art. 13 disciplina os créditos acumulados e seu prazo de utilização; o art. 14 atribui ao consumidor-gerador a definição das unidades beneficiárias e dos critérios de distribuição; e o art. 15 introduz uma hipótese especial de ampliação territorial dessa alocação quando a geração estiver conectada a uma permissionária.

Em projetos localizados nessas áreas, a análise deve começar pela identificação precisa do agente que atende a unidade geradora. É necessário confirmar se se trata efetivamente de permissionária do serviço público de distribuição, identificar a concessionária em cuja área ela está localizada, avaliar a quantidade de excedentes, mapear a capacidade de absorção das unidades existentes dentro da permissionária e verificar quais unidades adicionais podem ser elegíveis na concessionária, além de confirmar previamente os procedimentos necessários para operacionalizar a compensação entre os agentes envolvidos.

Esses elementos também são relevantes em *Due Diligence* e *valuation*. Projeções financeiras não deveriam incorporar como premissa a utilização de unidades atendidas pela concessionária sem que a estrutura regulatória e operacional tenha sido confirmada. Uma diferença aparentemente pequena na interpretação do universo de consumidores elegíveis pode alterar a quantidade de energia efetivamente compensável, a formação futura de créditos e, consequentemente, o fluxo de benefícios econômicos esperado para a central.

O art. 15 funciona, assim, como uma regra especial de territorialidade do SCEE. A geração atendida por uma permissionária não fica necessariamente limitada ao universo de consumidores existentes dentro de sua própria área, mas a ampliação permitida pela Lei é específica, regulada e vinculada à concessionária territorialmente relacionada. Em projetos sujeitos a essa configuração, identificar corretamente o universo de unidades capazes de absorver os excedentes pode ser tão importante quanto estimar a própria capacidade de geração da UFV.

Art. 16. Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente.

§ 1º Para as unidades consumidoras participantes do SCEE não enquadradas no caput do art. 26 desta Lei, o valor mínimo faturável da energia deve ser aplicado se o consumo medido na unidade consumidora, desconsideradas as compensações oriundas do SCEE, for inferior ao consumo mínimo faturável estabelecido na regulamentação vigente.

§ 2º O valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada de até 1.200 W (mil e duzentos watts) deve ter uma redução de até 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel. (RETIRADO)

§ 2º O valor mínimo faturável aplicável aos participantes do SCEE inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), instituído pela Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993 (Lei Orgânica da Assistência Social), deve ter redução de no mínimo 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel. (Redação dada pela Lei nº 14.620, de 2023)

O art. 16 *estabelece um limite econômico à utilização da energia injetada*, dos excedentes e dos créditos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). A compensação pode reduzir significativamente a parcela de energia faturada pela distribuidora, mas não pode ultrapassar o ponto em que o valor correspondente fique abaixo do valor mínimo faturável definido pela regulamentação. Em outras palavras, a existência de geração suficiente para compensar fisicamente o consumo não significa, necessariamente, que a fatura possa ser reduzida a zero.

A lógica decorre da própria natureza da geração distribuída conectada à rede. Mesmo quando produz parcela expressiva da energia que consome, o consumidor continua utilizando a infraestrutura de distribuição. Em uma residência com geração fotovoltaica, por exemplo, pode haver produção excedente durante o dia e consumo da rede durante a noite ou em períodos de baixa geração. A rede também recebe a energia injetada, mantém disponíveis os serviços de medição, operação, manutenção e atendimento e permanece necessária para assegurar a continuidade do fornecimento quando geração e consumo não coincidem.

O caput estabelece, por isso, um piso para a compensação. Energia injetada, excedentes e créditos podem ser utilizados para reduzir o faturamento somente até o limite em que o valor monetário relativo à energia faturada permaneça igual ou superior ao mínimo regulamentar. A compensação física encontra, portanto, uma fronteira econômica.

Essa distinção é especialmente importante para consumidores do Grupo B, para os quais a regulamentação relaciona o faturamento mínimo ao custo de disponibilidade, tradicionalmente associado a referências de consumo que variam conforme o tipo de ligação. Mais importante do que memorizar essas referências, entretanto, é compreender o princípio: a existência de créditos no SCEE não elimina necessariamente todas as parcelas associadas à disponibilidade do serviço de distribuição.

Também é necessário distinguir *valor mínimo faturável da energia* de *valor mínimo total da fatura*. Mesmo depois da aplicação das regras de compensação, a conta pode conter tributos, contribuição para iluminação pública, demanda, encargos, serviços e outras parcelas aplicáveis à unidade. Por isso, afirmações comerciais como “com energia solar você pagará apenas a taxa mínima” podem simplificar excessivamente uma

estrutura de faturamento que depende das características concretas do consumidor e de seu enquadramento regulatório.

O § 1º introduz tratamento específico para unidades participantes do SCEE que não estejam abrangidas pelo regime previsto no caput do art. 26. Para essas unidades, o valor mínimo faturável deve ser aplicado quando o consumo medido, antes das compensações decorrentes do SCEE, for inferior ao consumo mínimo estabelecido pela regulamentação. A regra precisa ser compreendida em conjunto com os diferentes regimes de faturamento e transição criados pela Lei nº 14.300/2022.

Essa relação não deve levar à confusão entre o mecanismo do art. 16 e a incidência gradual das componentes tarifárias tratada pelos arts. 17, 26 e 27. São dimensões diferentes do faturamento. O art. 16 responde até onde a compensação pode reduzir a parcela faturável; os dispositivos seguintes tratam do regime tarifário aplicável à energia compensada e das regras de transição. Misturar esses mecanismos pode produzir erros materiais em estudos de viabilidade e projeções de economia.

O benefício social do § 2º e a evolução da regra

O § 2º merece atenção porque sua redação foi substancialmente alterada depois da edição original da Lei. Inicialmente, o dispositivo previa tratamento diferenciado para microgeradores com compensação no mesmo local da geração e potência instalada de até 1.200 W, permitindo redução de até 50% do valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes.

Esse critério foi substituído pela Lei nº 14.620/2023. A redação vigente deslocou o benefício da característica técnica do sistema de geração para a condição socioeconômica do participante do SCEE. Passaram a ser beneficiários os consumidores inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), para os quais o valor mínimo faturável deve ser reduzido em, no mínimo, 50% em relação ao aplicado aos demais consumidores equivalentes.

A mudança é conceitualmente relevante. A redação original vinculava o tratamento favorecido à pequena potência instalada e à compensação no próprio local; a atual o vincula à condição social do participante. Além disso, houve mudança importante na intensidade do comando legal: a expressão “até 50%” foi substituída por “no mínimo 50%”. O antigo limite de 1.200 W, portanto, não deve continuar sendo utilizado como critério para aplicação do benefício previsto atualmente no § 2º.

A alteração aproxima a geração distribuída das políticas públicas de redução da vulnerabilidade energética. A MMGD deixa de aparecer apenas como investimento privado destinado à redução da despesa de consumidores que dispõem de capital próprio ou acesso a financiamento e passa também a integrar mecanismos voltados à política social e habitacional. Essa lógica reaparecerá posteriormente na própria Lei, especialmente nas disposições relacionadas ao Programa de Energia Renovável Social (PERS).

O benefício, contudo, incide sobre o valor mínimo faturável e não significa necessariamente redução equivalente da fatura total. Se, em hipótese meramente didática, o valor mínimo considerado fosse R$ 60 e incidisse redução de 50%, o valor correspondente passaria a R$ 30. Isso não autoriza concluir que a conta final será necessariamente de R$ 30, pois outras parcelas podem continuar compondo o faturamento.

Compensação física, economia financeira e modelagem do projeto

A limitação estabelecida pelo art. 16 possui consequência direta para os créditos disciplinados pelo art. 13.

Um consumidor pode possuir saldo suficiente para compensar determinada quantidade de energia e, ainda assim, não conseguir utilizá-lo para reduzir o faturamento abaixo do piso regulatório. A existência do crédito, portanto, não equivale a uma capacidade ilimitada de redução da conta.

Essa característica reforça a necessidade de acompanhar não apenas a quantidade e a idade dos créditos, mas também sua efetiva capacidade de utilização. Um estoque crescente pode resultar da produção superior ao consumo, de alocação inadequada entre unidades beneficiárias ou, em determinadas situações, dos próprios limites econômicos e tarifários aplicáveis à compensação.

Os arts. 12 a 16 passam, assim, a formar uma sequência operacional bastante completa. O art. 12 disciplina a apuração e a alocação dos excedentes; o art. 13 estabelece a formação, utilização e expiração dos créditos; o art. 14 atribui ao consumidor-gerador a gestão de sua distribuição; o art. 15 introduz uma hipótese especial de territorialidade envolvendo permissionária e concessionária; e o art. 16 estabelece até onde esses mecanismos podem reduzir economicamente o faturamento.

Essa sequência precisa ser reproduzida na modelagem econômico-financeira de uma UFV. Uma aproximação baseada simplesmente em *energia compensada* × *tarifa cheia* pode superestimar o benefício esperado. Uma projeção mais consistente deve considerar perfil de consumo, simultaneidade entre geração e carga, quantidade efetivamente injetada, alocação dos excedentes, créditos acumulados, postos tarifários, regime de compensação, regras de transição, componentes tarifárias incidentes, valor mínimo faturável e demais cobranças aplicáveis.

A distinção central pode ser expressa de forma simples: *kWh gerado não é necessariamente R$ economizado na mesma proporção*. Entre a produção física da central e a economia financeira do consumidor existe uma cadeia de regras de medição, compensação, alocação e faturamento que precisa ser reproduzida no fluxo de caixa.

Por essa razão, *"zerar o consumo" não significa "zerar a conta"*. Uma central pode produzir energia suficiente para compensar integralmente determinada quantidade física consumida e ainda assim permanecer faturamento pela distribuidora. Ignorar essa diferença pode superestimar a economia projetada, elevar artificialmente o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) e reduzir indevidamente o *payback* estimado.

O art. 16 estabelece, portanto, uma ponte entre a mecânica física do SCEE e sua tradução monetária. Depois de compreender quanto se gera, quanto se injeta, como os excedentes são distribuídos e por quanto tempo os créditos permanecem disponíveis, torna-se necessário compreender quanto dessa energia efetivamente se converte em economia. É justamente essa passagem, *da compensação energética para o faturamento econômico*, que prepara a análise do regime tarifário tratado nos dispositivos seguintes.

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

§ 1º As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e deverão ser

abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

§ 2º Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:

I - até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e

II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.

§ 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.

§ 4º Após o transcurso dos prazos de transição de que trata o caput deste artigo, a unidade consumidora participante ou que venha a participar do SCEE será faturada pela mesma modalidade tarifária vigente estipulada em regulação da Aneel para a sua classe de consumo, observados os princípios desta Lei.

O art. 17 é um dos dispositivos economicamente mais relevantes da Lei nº 14.300/2022. Depois de disciplinar como a energia é medida, compensada, alocada e transformada em créditos, a Lei passa a enfrentar uma questão mais ampla: *como os custos associados à utilização do sistema elétrico* pelos participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) *devem ser refletidos no faturamento* e, simultaneamente, *como os benefícios proporcionados* pela Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) *devem ser reconhecidos*.

A controvérsia que antecedeu o Marco Legal não dizia respeito à cobrança pela energia solar produzida nem ao autoconsumo instantâneo. A questão econômica era outra. Quando o consumidor-gerador injeta energia na rede em determinado momento e posteriormente utiliza o sistema para compensar energia consumida, participa de uma infraestrutura que possui custos de distribuição, transmissão, operação, manutenção, medição, perdas e encargos. Ao mesmo tempo, a geração próxima à carga pode produzir benefícios para o próprio sistema, reduzindo perdas, modificando fluxos de potência e, em determinadas condições, evitando ou postergando investimentos.

A expressão popular “taxação do sol” simplifica excessivamente essa discussão. O objeto econômico do art. 17 não é a luz solar, mas a forma pela qual custos e benefícios relacionados à utilização do sistema elétrico pela geração distribuída devem ser refletidos no regime tarifário.

A solução adotada pela Lei foi estruturar a evolução do SCEE em diferentes momentos regulatórios. Há unidades abrangidas pelo regime preservado do art. 26, unidades submetidas às regras de transição do art. 27 e, após os períodos correspondentes, o regime previsto pelo art. 17. Por isso, esse dispositivo não deve ser lido isoladamente. O art. 27 funciona como transição; o art. 17 estabelece a lógica econômica do regime posterior.

Custos do sistema e benefícios proporcionados pela MMGD

O § 1º determina que, depois do período de transição, incidam sobre a energia elétrica ativa consumida da

rede e sobre o uso ou a demanda as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A regra reconhece que a tarifa de eletricidade não representa apenas a energia propriamente dita. Parte dela remunera a infraestrutura e os serviços necessários para que essa energia seja disponibilizada ao consumidor.

Entretanto, a segunda parte do mesmo parágrafo é tão importante quanto a primeira: deverão ser abatidos os benefícios proporcionados pelas centrais de MMGD ao sistema elétrico. A Lei não adotou, portanto, a premissa simplista de que a geração distribuída apenas utiliza a rede e deve pagar por ela. Também não adotou a premissa oposta de que toda geração distribuída produz exclusivamente benefícios. O comando legal exige uma análise dos dois lados da equação.

Conceitualmente, o regime procura confrontar *custos provocados ou associados à MMGD e benefícios que a MMGD proporciona ao sistema*, para que o resultado econômico líquido seja considerado na estrutura tarifária. Essa é uma das ideias centrais do art. 17.

A geração distribuída pode produzir benefícios porque a energia é gerada próxima ao local em que será consumida. Dependendo da localização, do horário, da tecnologia e das características da rede, isso pode reduzir perdas elétricas, aliviar determinados trechos, modificar a necessidade de utilização da transmissão e da distribuição ou postergar investimentos. Esses efeitos, entretanto, não são uniformes.

Da mesma maneira, a expansão da MMGD pode impor custos adicionais em determinadas regiões. Concentração elevada de geração pode provocar fluxo reverso, problemas de tensão, necessidade de reforços, alterações nos sistemas de proteção, investimentos em automação, supervisão e controle ou utilização menos eficiente de ativos dimensionados para outras condições de fluxo. A análise correta, portanto, não deve partir da afirmação de que “a geração distribuída é sempre custo” nem de que “a geração distribuída é sempre benefício”. A questão é essencialmente de mensuração.

Essa lógica dialoga com o art. 8º, mas os dispositivos tratam de dimensões diferentes. O art. 8º procura identificar quem deve suportar os investimentos diretamente relacionados à conexão de determinado empreendimento. O art. 17 desloca a análise para o plano sistêmico e tarifário, buscando avaliar os custos e benefícios produzidos pela MMGD no funcionamento do sistema elétrico.

Valoração, benefícios locacionais e regime tarifário

Os §§ 2º e 3º atribuem papéis distintos ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e à ANEEL. Ao CNPE cabe estabelecer as diretrizes para a valoração dos custos e benefícios da MMGD, mediante o processo participativo previsto pela Lei; à ANEEL compete transformar essas diretrizes em cálculos e regras regulatórias aplicáveis.

A Lei originalmente estabeleceu seis meses, contados de sua publicação, para a definição das diretrizes pelo CNPE e dezoito meses para que a ANEEL estabelecesse os cálculos da valoração. O cronograma concebido pelo legislador não se concretizou nos prazos inicialmente previstos. As diretrizes específicas do CNPE somente foram aprovadas posteriormente, pela Resolução CNPE nº 2/2024. Esse histórico é relevante porque evidencia uma dimensão do risco regulatório que nem sempre decorre da alteração de uma regra existente: pode resultar também da postergação da definição de uma regra futura necessária à modelagem econômica de investimentos de longo prazo.

Entre os elementos que devem integrar a valoração, o § 3º destaca expressamente os benefícios locacionais

e menciona geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição. A inclusão da dimensão locacional introduz uma consequência econômica importante: duas centrais tecnicamente idênticas podem produzir valores sistêmicos diferentes conforme o ponto da rede em que estejam instaladas.

Considere-se duas UFVs de mesma potência, mesma tecnologia e mesma produção anual. A primeira está conectada em região com carga elevada, perdas relevantes, restrições de rede e necessidade prevista de expansão. A segunda está instalada em área com baixa demanda e infraestrutura com capacidade disponível. Embora ambas produzam a mesma quantidade anual de energia, seus efeitos sobre o sistema podem ser distintos. A primeira poderá, dependendo das condições concretas, aliviar determinados fluxos, reduzir perdas ou postergar investimentos; a segunda poderá produzir benefícios menores nesses mesmos aspectos ou até exigir adaptações específicas da rede.

Surge daí um princípio relevante para a economia da geração distribuída: *1 MWh de MMGD não possui necessariamente o mesmo valor sistêmico em qualquer local da rede*. Potência instalada e geração anual continuam fundamentais, mas não são suficientes para medir integralmente a contribuição econômica de uma central ao sistema elétrico.

O § 4º completa essa estrutura ao determinar que, depois da transição, a unidade participante do SCEE continue submetida à modalidade tarifária vigente para sua classe de consumo, conforme a regulamentação da ANEEL. A existência de geração distribuída não cria, por si só, uma classe tarifária autônoma nem elimina o enquadramento ordinário da unidade consumidora. Características como Grupo A ou Grupo B, classe de consumo, modalidade tarifária, demanda e demais elementos continuam relevantes.

Essa regra reforça a conclusão já apresentada no art. 16: gerar ou compensar energia não significa eliminar todas as parcelas do faturamento. O SCEE atua dentro de uma estrutura tarifária mais ampla, e sua modelagem econômica precisa reproduzir essa realidade.

Regime regulatório como componente do valor do ativo

O art. 17 produz uma consequência particularmente importante para *valuation* e *Due Diligence*. Uma UFV possui vida econômica que pode alcançar vinte, vinte e cinco ou trinta anos, enquanto as regras tarifárias aplicáveis ao empreendimento podem mudar ao longo desse período em razão dos próprios regimes de transição estabelecidos pela Lei.

Não é tecnicamente adequado projetar a economia observada em determinado ano por toda a vida útil da central. É necessário identificar qual regime se aplica atualmente, até quando permanece, quais regras de transição incidirão e qual tratamento deverá ser considerado depois desse período. O fluxo de caixa precisa acompanhar a cronologia regulatória do ativo.

Uma central adquirida com horizonte econômico até 2051, por exemplo, pode permanecer durante parcela relevante de sua vida útil em regime preservado e posteriormente ingressar no regime aplicável após a transição. Aplicar as condições econômicas observadas no momento da aquisição a todos os anos da projeção produziria uma simplificação capaz de distorcer significativamente o valor do empreendimento.

Essa análise torna-se ainda mais relevante em operações de aquisição. Antes de atribuir valor a uma UFV, é necessário reconstruir sua história regulatória: data da solicitação de acesso, orçamento de conexão, início da injeção, cumprimento dos marcos legais, enquadramento no regime aplicável, eventuais alterações de titularidade ou controle e condições para preservação do tratamento correspondente. O regime tarifário não

é informação acessória ao ativo; influencia diretamente o fluxo de benefícios econômicos que ele poderá produzir.

Por isso, duas UFVs com mesma potência, mesmos módulos e inversores, geração anual semelhante e vida útil técnica equivalente podem apresentar valores econômicos distintos se estiverem submetidas a regimes diferentes de compensação e faturamento. Isso não transforma o acesso à rede em direito autônomo negociável — vedação já examinada no art. 6º —, mas demonstra que a situação regulatória legitimamente associada ao empreendimento integra sua realidade econômica.

Em uma *Due Diligence*, o exame do regime regulatório e tarifário deve, portanto, ocupar posição central. A documentação precisa permitir identificar o enquadramento aplicável, seu fundamento legal, os marcos temporais cumpridos, o período de preservação das condições existentes, a transição subsequente e os cenários razoáveis para o regime pós-transição. Pequenas diferenças nessas premissas podem produzir impactos relevantes sobre Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *payback*, capacidade de endividamento e preço de aquisição.

O art. 17 estabelece, em essência, que a sustentabilidade econômica do regime tarifário da MMGD deve considerar os dois lados da rede: os custos associados à sua utilização e os benefícios que a geração distribuída proporciona ao sistema elétrico. A partir desse princípio, localização, cronologia e enquadramento regulatório passam a integrar a própria formação do valor do empreendimento.

A conclusão é particularmente importante para projetos de longo prazo: *o regime regulatório integra o valor do ativo*. Duas usinas tecnicamente idênticas podem possuir valores econômicos diferentes porque o valor de uma UFV não está apenas nos equipamentos, na irradiação e nos MWh que produzirá, mas também nas regras sob as quais esses MWh poderão ser economicamente aproveitados ao longo do tempo.

Art. 18. Fica assegurado o livre acesso ao sistema de distribuição para as unidades com microgeração ou minigeração distribuída, mediante o ressarcimento, pelas unidades consumidoras com minigeração distribuída, do custo de transporte envolvido.

Parágrafo único. No estabelecimento do custo de transporte, deve-se aplicar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia.

O art. 18 consagra um princípio fundamental para a Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD): *o acesso ao sistema de distribuição é assegurado, mas esse direito não significa utilização irrestrita ou necessariamente gratuita da rede*. O dispositivo separa duas dimensões que precisam ser analisadas de forma distinta: o direito regulado de conexão e o custo associado ao uso da infraestrutura elétrica para transportar a energia.

A expressão “livre acesso” não significa que qualquer empreendimento possa conectar-se imediatamente, em qualquer ponto da rede, na potência pretendida e independentemente das condições técnicas existentes. O acesso permanece sujeito aos requisitos de segurança, qualidade, capacidade, proteção, tensão, fluxo de potência e demais critérios técnicos e regulatórios aplicáveis. O que a Lei assegura é que a rede de

distribuição não pode ser arbitrariamente fechada à MMGD quando esses requisitos forem atendidos.

Há, portanto, uma diferença importante entre *livre acesso e acesso incondicionado*. Uma minigeração de 2 MW não adquire, apenas pela existência do art. 18, direito absoluto à conexão exatamente no ponto inicialmente escolhido. A distribuidora pode identificar restrições de capacidade ou necessidade de obras e indicar solução tecnicamente adequada. Essa conclusão, entretanto, precisa resultar de análise demonstrável e coerente com as condições reais da rede.

O dispositivo também não elimina as regras de responsabilidade pelas obras necessárias à conexão. O art. 8º e o art. 18 atuam em planos diferentes e complementares. O *primeiro* disciplina essencialmente a atribuição dos custos dos reforços, melhorias e demais investimentos necessários para conectar o empreendimento; o *segundo* trata do direito de acesso e do custo associado à utilização da rede depois da conexão. Em termos econômico-financeiros, uma dimensão está predominantemente relacionada ao *CAPEX da conexão*, enquanto a outra pode produzir *custos recorrentes de utilização do sistema*.

Essa distinção é particularmente importante para a minigeração, porque o caput prevê expressamente o ressarcimento, pelas unidades consumidoras com minigeração distribuída, do custo de transporte envolvido. Empreendimentos de maior potência podem utilizar a infraestrutura de distribuição de maneira substancialmente diferente de pequenos sistemas de microgeração, razão pela qual o custo associado à rede precisa integrar a análise econômica do projeto.

Injeção, consumo e forma de utilização da rede

A expressão “transporte” empregada pelo art. 18 não deve ser compreendida como deslocamento individualizado de uma mercadoria. A energia injetada por determinada UFV não percorre o sistema como se fosse possível identificar fisicamente quais elétrons pertencem à central e quais serão posteriormente consumidos por determinada unidade beneficiária. O conceito é econômico e regulatório: refere-se à utilização da infraestrutura necessária para receber, conduzir e disponibilizar energia por meio do sistema de distribuição.

Nesse contexto, torna-se relevante a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que remunera componentes relacionados à disponibilização e à utilização da infraestrutura de distribuição e deve ser distinguida da Tarifa de Energia (TE), associada à energia propriamente dita. Essa separação ajuda a compreender não apenas o art. 18, mas também a lógica tarifária desenvolvida nos arts. 17, 26 e 27.

O parágrafo único acrescenta um elemento particularmente importante ao determinar que a tarifa correspondente ao custo de transporte considere a forma pela qual a unidade utiliza o sistema: para consumir ou para injetar energia. Os dois fluxos possuem sentidos distintos. No consumo, a unidade retira energia da rede; na injeção, a unidade com MMGD entrega energia ao sistema.

A distinção possui fundamento técnico e econômico. Uma minigeração que injeta potência elevada durante determinadas horas e apresenta consumo relativamente pequeno em outros períodos não utiliza necessariamente a rede da mesma forma nas duas situações. A regulamentação tarifária pode, por isso, diferenciar o uso do sistema associado ao consumo daquele relacionado à geração e à injeção.

A própria direção dos fluxos tornou-se elemento relevante com a expansão da geração distribuída. O sistema de distribuição foi historicamente desenvolvido predominantemente para transportar energia das subestações e alimentadores em direção aos consumidores. A crescente presença de geração conectada às

redes de distribuição introduz fluxos em sentido inverso, que podem produzir efeitos diferentes conforme o local e o horário.

Em determinadas regiões, elevada injeção pode provocar fluxo reverso, alteração dos perfis de tensão, necessidade de novos esquemas de proteção, supervisão, automação ou reforços. Em outras, a geração próxima à carga pode reduzir fluxos, diminuir perdas, aliviar equipamentos e postergar investimentos. Essa realidade conecta diretamente o art. 18 ao princípio estabelecido pelo art. 17: a utilização da rede pela MMGD deve ser analisada considerando tanto os custos quanto os benefícios que produz para o sistema.

Por essa razão, o direito ao acesso não pode ser confundido com a ideia de uma rede de capacidade ilimitada. Alimentadores, transformadores, subestações e demais componentes possuem limites térmicos, elétricos e operacionais. A existência desses limites é compatível com o princípio do livre acesso; o que se exige é que as restrições sejam tecnicamente demonstradas e regulatoriamente justificadas.

Uma alegação de ausência de capacidade, por exemplo, deveria permitir identificar qual elemento da rede constitui a restrição, qual sua capacidade existente e disponível, quais condições de fluxo foram consideradas, quais estudos sustentam a conclusão e quais alternativas de conexão foram examinadas. Da mesma forma, quando a solução indicada implicar obras relevantes, deve ser possível compreender se esses investimentos decorrem exclusivamente da nova conexão ou se também atendem necessidades preexistentes ou interesses próprios da distribuidora.

Conexão, custos da rede e valor econômico do empreendimento

O direito de acesso também não equivale a um direito absoluto ao ponto de conexão inicialmente pretendido. Determinado ponto pode revelar-se tecnicamente inadequado, enquanto outro apresente melhores condições. Contudo, a alteração precisa possuir fundamentação técnica, rastreabilidade e coerência com os estudos realizados, especialmente quando provoca aumento substancial do investimento exigido do consumidor-gerador.

Se um projeto originalmente concebido para determinado ponto de conexão passa sucessivamente para outros pontos e o custo necessário aumenta de forma significativa, não é suficiente concluir que todo o acréscimo pertence automaticamente ao empreendedor porque a usina é sua. É necessário reconstruir a sequência técnica e documental: solução original, razão de cada alteração, responsável pela mudança, obras adicionais decorrentes, custo incremental e fundamento regulatório utilizado para sua atribuição. Nesse tipo de situação, a leitura conjunta dos arts. 7º, 8º e 18 torna-se particularmente relevante.

O princípio do livre acesso também deve ser interpretado em conjunto com os mecanismos destinados a impedir a utilização especulativa da capacidade da rede. A Garantia de Fiel Cumprimento do art. 4º, as restrições à transferência previstas no art. 5º e a vedação à comercialização do acesso estabelecida pelo art. 6º demonstram que a Lei procura proteger o acesso de empreendimentos efetivamente destinados à implantação, e não transformar posições de conexão em ativos autônomos para negociação.

Do ponto de vista econômico-financeiro, o art. 18 evidencia que o investimento necessário para construir e conectar uma UFV não representa necessariamente todo o custo regulatório do empreendimento. Depois da conexão, podem existir despesas recorrentes relacionadas à utilização da infraestrutura de distribuição. Uma projeção que considere a receita ou economia proporcionada pela central sem incorporar corretamente os custos de uso da rede poderá superestimar EBITDA, fluxo de caixa, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa

Interna de Retorno (TIR) e, consequentemente, o valor do ativo.

Para fins de análise, é útil separar pelo menos três dimensões: *CAPEX da usina, CAPEX da conexão e custo recorrente de utilização da rede*. Os módulos, inversores, estruturas, subestação interna e demais componentes formam uma parte do investimento; as obras necessárias à conexão constituem outra; e tarifas ou obrigações relacionadas ao uso do sistema podem permanecer durante a operação. Misturar essas dimensões dificulta a identificação do verdadeiro custo econômico da geração.

A mesma lógica deve orientar uma *Due Diligence*. Não basta examinar projeto elétrico, equipamentos e histórico de geração. A análise deve alcançar o ponto de conexão, potência instalada e de injeção, orçamento de conexão, obras executadas, responsabilidades pelos investimentos, contratos de conexão e uso do sistema, demanda ou montantes contratados, tarifas aplicadas, histórico de faturamento, limitações de injeção e eventuais alterações da solução técnica originalmente prevista. Uma UFV pode apresentar excelente desempenho físico e, simultaneamente, possuir estrutura de conexão ou de utilização da rede economicamente desfavorável.

O livre acesso protege o direito regulado de conectar e utilizar a rede; não transforma a infraestrutura de distribuição em recurso gratuito nem elimina suas limitações físicas. Para a minigeração, o custo do transporte integra a economia do empreendimento e deve refletir a forma como o sistema é efetivamente utilizado, distinguindo consumo e injeção.

O art. 18 acrescenta, assim, uma dimensão importante à análise de qualquer projeto de minigeração: *conectar-se à rede e utilizar a rede são eventos economicamente relacionados, mas não idênticos*. A primeira decisão influencia o investimento necessário para colocar a central em operação; a segunda pode acompanhar o ativo durante toda a sua vida econômica.

Art. 19. As bandeiras tarifárias incidem somente sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado e não se aplicam sobre a energia excedente que foi compensada conforme estabelecido no art. 12 desta Lei.

O art. 19 estabelece uma regra objetiva para o faturamento das unidades participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): *as bandeiras tarifárias incidem somente sobre a parcela de energia elétrica ativa que permaneça efetivamente sujeita a faturamento depois da compensação*. A energia excedente que tenha sido compensada nos termos do art. 12 não integra a base de incidência da bandeira.

A regra precisa ser compreendida a partir da finalidade das bandeiras tarifárias. Diferentemente da estrutura tarifária ordinária, elas funcionam como um sinal econômico relacionado às condições conjunturais de geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Quando essas condições são mais favoráveis, a bandeira verde não produz cobrança adicional; à medida que o custo de geração aumenta, podem ser acionadas bandeiras amarela ou vermelha, com os respectivos adicionais.

O custo de geração do sistema varia ao longo do tempo em razão de fatores como disponibilidade hídrica, níveis dos reservatórios, necessidade de despacho de fontes mais caras e demais condições de operação. As bandeiras procuram transmitir parte dessa variação conjuntural ao consumidor. Por isso, possuem natureza distinta das componentes estruturais da tarifa examinadas nos artigos anteriores.

No SCEE, entretanto, a incidência ocorre somente depois de considerada a compensação. Se determinada unidade consumir 1.000 kWh da rede e compensar 700 kWh com excedentes ou créditos disponíveis, a base energética remanescente para incidência da bandeira será de 300 kWh. Os 700 kWh efetivamente compensados ficam fora dessa cobrança, observadas as demais regras de faturamento.

A expressão utilizada pela própria Lei "*consumo de energia elétrica ativa a ser faturado*" é decisiva. Primeiro se determina a energia consumida, depois se processa a compensação admitida pelo SCEE e, somente sobre a parcela remanescente sujeita a faturamento, aplica-se a bandeira correspondente. A ordem das operações possui, portanto, consequência econômica concreta.

Isso não significa que o participante do SCEE adquira uma isenção pessoal de bandeiras tarifárias. Se houver consumo remanescente depois da compensação, a bandeira poderá incidir sobre essa parcela. A proteção legal está vinculada à energia efetivamente compensada, e não à condição subjetiva de consumidor-gerador.

Créditos de energia e valor econômico das bandeiras

A relação entre os arts. 13 e 19 ajuda a compreender a natureza econômica dos créditos do SCEE. Como visto anteriormente, o crédito é registrado em quantidade de energia elétrica ativa, e não em moeda. Um crédito de 1 kWh continua representando 1 kWh independentemente da tarifa ou da bandeira vigente no momento em que foi constituído.

Por isso, não existe propriamente um "crédito de bandeira verde" ou um "crédito de bandeira vermelha". Se determinado excedente foi convertido em crédito durante período de bandeira verde e utilizado meses depois durante vigência de bandeira vermelha, sua quantidade física não se altera. Quando aquele kWh é efetivamente utilizado na compensação, contudo, a parcela compensada deixa de integrar a base de incidência da bandeira vigente naquele momento.

Surge daí uma distinção importante entre *quantidade regulatória e valor econômico*. O crédito permanece expresso em kWh, mas o benefício monetário proporcionado por sua utilização pode variar conforme as condições tarifárias existentes quando ocorre a compensação. Um kWh compensado durante período de bandeira mais onerosa pode proporcionar economia monetária maior do que o mesmo kWh utilizado sob bandeira verde.

Essa característica não deve ser interpretada como incentivo à retenção especulativa de créditos. O SCEE possui regras próprias de utilização, os créditos mais antigos são utilizados prioritariamente e permanece o prazo de sessenta meses previsto no art. 13. Além disso, a estratégia de gestão deve priorizar o aproveitamento eficiente da energia e a redução do risco de expiração, e não depender da tentativa de antecipar condições futuras do sistema elétrico.

O art. 19 também precisa ser distinguido do art. 16. O primeiro define a base energética sobre a qual a bandeira pode incidir; o segundo estabelece limites relacionados ao valor mínimo faturável. Da mesma forma, o art. 17 trata da estrutura tarifária da MMGD após os regimes de transição, enquanto o art. 19 disciplina um sinal econômico conjuntural. Tarifa e bandeira pertencem, portanto, a dimensões diferentes do faturamento e devem ser modeladas separadamente.

Essa separação é importante porque uma unidade pode estar submetida ao regime tarifário correspondente ao seu enquadramento regulatório e, simultaneamente, sofrer incidência da bandeira vigente sobre a parcela de energia que permaneça faturável. Em uma unidade que consuma 10.000 kWh e compense 7.500 kWh,

por exemplo, os 7.500 kWh compensados não sofrerão incidência da bandeira, enquanto os 2.500 kWh remanescentes poderão compor sua base de aplicação, sem prejuízo das demais parcelas e regras de faturamento.

Auditoria das faturas e modelagem econômico-financeira

O art. 19 possui aplicação prática relevante na conferência de contas de energia. Em uma unidade participante do SCEE, a análise pode reconciliar consumo medido, energia injetada, excedentes ou créditos utilizados, quantidade efetivamente compensada, consumo remanescente faturável e base utilizada pela distribuidora para cálculo da bandeira. Se a cobrança tiver sido calculada sobre energia que aparece na própria memória de faturamento como efetivamente compensada, haverá indício de inconsistência a ser investigado.

Essa reconciliação é particularmente útil porque a fatura pode reunir diversos elementos regulatórios simultaneamente. Uma diferença entre consumo medido e consumo faturável não constitui, por si só, erro; é necessário reconstruir a sequência do cálculo e identificar precisamente a base sobre a qual cada componente foi aplicado.

Do ponto de vista econômico-financeiro, as bandeiras também ajudam a explicar por que o benefício observado de uma UFV pode variar ao longo dos anos mesmo quando sua geração física permanece relativamente estável. Em períodos de bandeiras mais onerosas, a energia compensada pode proporcionar benefício marginal maior porque, além das parcelas ordinariamente evitadas conforme o regime aplicável, afasta a incidência do adicional da bandeira sobre aquela quantidade de energia.

Essa possibilidade, contudo, não deveria ser convertida em premissa estrutural de *valuation*. Projetar bandeira vermelha durante vinte ou vinte e cinco anos para aumentar artificialmente a economia futura da central incorporaria ao fluxo de caixa uma condição essencialmente conjuntural como se fosse permanente. Uma modelagem mais prudente deve separar a economia estrutural, decorrente da tarifa e do regime regulatório, da economia conjuntural relacionada às bandeiras.

As bandeiras podem ser tratadas por cenários ou análises de sensibilidade, permitindo observar como diferentes condições do sistema alterariam a economia do consumidor sem transformar um adicional temporário em receita recorrente do empreendimento. Essa abordagem melhora a consistência das projeções de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback* e, ao mesmo tempo, ajuda a explicar diferenças entre a economia projetada e a efetivamente observada em determinados períodos.

A energia compensada não apenas reduz o consumo sujeito ao faturamento: ela também afasta a incidência da bandeira tarifária sobre aquela parcela de energia. O art. 19 deixa claro, contudo, que esse benefício pertence ao momento da compensação e não transforma o crédito de energia em ativo monetário.

A conclusão econômica é semelhante àquela construída nos artigos anteriores: *1 kWh continua sendo 1 kWh para o SCEE, mas seu benefício financeiro pode variar ao longo do tempo*. Por isso, a análise de uma UFV deve separar quantidade física de energia, regime tarifário estrutural e condições conjunturais de faturamento. Essa distinção permite compreender com maior precisão quanto da geração efetivamente se transforma em economia para o consumidor.

Art. 20. As instalações de iluminação pública poderão participar do SCEE, caso em que a rede pública de iluminação do Município será considerada uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, desde que atendidos os requisitos regulamentares da Aneel.

O art. 20 inclui expressamente as instalações de iluminação pública entre as estruturas que podem participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e resolve uma questão conceitual importante ao permitir que, para essa finalidade, *a rede pública de iluminação do Município seja considerada uma unidade consumidora* com Microgeração ou Minigeração Distribuída (MMGD), desde que atendidos os requisitos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A previsão é necessária porque a iluminação pública possui configuração muito diferente daquela encontrada em uma unidade consumidora convencional. Em uma residência, estabelecimento comercial ou instalação industrial, normalmente existe uma estrutura física concentrada, com ponto de conexão e instalações elétricas claramente delimitadas. A iluminação pública, ao contrário, distribui-se por ruas, avenidas, praças, parques, túneis, viadutos e outros espaços públicos, podendo compreender milhares de pontos de iluminação espalhados territorialmente.

Ao admitir que essa rede seja considerada uma unidade consumidora para fins do SCEE, a Lei cria uma solução regulatória que viabiliza a utilização da geração distribuída na gestão energética municipal. Não significa que toda a infraestrutura de iluminação se transforme fisicamente em um único ponto elétrico, mas que possa receber tratamento compatível com sua participação no sistema de compensação.

Trata-se de uma faculdade, e não de uma obrigação. O Município pode avaliar se a utilização de MMGD apresenta viabilidade técnica, regulatória e econômico-financeira, considerando consumo, áreas disponíveis, modalidade de geração, condições de conexão, financiamento e estrutura contratual. Se a alternativa se mostrar adequada, a geração distribuída pode tornar-se instrumento de redução do custo energético de um serviço público permanente e de grande relevância orçamentária.

Eficiência energética, geração e dimensionamento da carga futura

A combinação entre geração fotovoltaica e iluminação pública apresenta uma característica interessante: seus perfis temporais são quase opostos. A geração solar concentra-se durante o dia, enquanto o consumo da iluminação ocorre predominantemente à noite. Essa diferença não inviabiliza o projeto justamente porque o SCEE permite a compensação regulatória da energia injetada e posteriormente consumida.

Durante o período diurno, a UFV pode produzir energia e injetar excedentes na rede; à noite, a iluminação pública utiliza energia do sistema. Isso não significa que a rede tenha armazenado fisicamente a energia produzida durante o dia. O SCEE não funciona como uma bateria: a compensação é energética e regulatória, e não armazenamento físico dos mesmos elétrons para utilização posterior.

A geração também não precisa estar necessariamente distribuída pelos próprios pontos de iluminação. Dependendo da estrutura adotada e das condições regulatórias, pode ser instalada em terrenos públicos, coberturas de prédios municipais ou outras áreas adequadas. A viabilidade dependerá, entre outros fatores, da titularidade, da modalidade de participação no SCEE, da distribuidora envolvida, das condições de acesso e da forma pela qual os benefícios da geração serão apropriados.

Do ponto de vista econômico, a iluminação pública apresenta uma característica favorável à modelagem: sua carga tende a ser relativamente previsível. Uma instalação industrial pode reduzir produção, alterar turnos, encerrar uma unidade ou transferir operações. A iluminação de ruas e espaços públicos, por sua natureza, constitui serviço contínuo e sua demanda pode ser projetada com razoável estabilidade, embora precise incorporar expansão urbana, alterações tecnológicas e novos equipamentos.

Essa previsibilidade, contudo, não significa que o consumo histórico possa ser utilizado mecanicamente para dimensionar uma UFV. Em projetos municipais, eficiência energética e geração distribuída precisam ser planejadas conjuntamente. A substituição de luminárias convencionais por tecnologia LED pode reduzir substancialmente o consumo. Se uma central for dimensionada com base na carga anterior à modernização, poderá tornar-se estruturalmente superdimensionada depois da implantação das medidas de eficiência.

Considere-se uma rede que consuma 2.000 MWh por mês e cuja modernização reduza esse consumo em 45%, levando a carga para aproximadamente 1.100 MWh mensais. Uma UFV previamente dimensionada para produzir 1.800 MWh por mês passaria a gerar excedentes estruturais da ordem de 700 MWh mensais. Persistindo essa situação, haveria formação crescente de créditos, envelhecimento dos saldos e risco de expiração nos termos do art. 13.

A sequência econômica mais consistente é, portanto, realizar primeiro o inventário da iluminação pública e projetar sua modernização, eficiência e expansão; em seguida, estimar a carga futura resultante e somente então dimensionar a geração distribuída e estruturar sua participação no SCEE. *Em iluminação pública, a geração deve ser dimensionada sobre a carga eficiente futura, e não simplesmente sobre o consumo histórico*.

Essa análise precisa olhar também para a evolução tecnológica da própria infraestrutura urbana. Redes modernas de iluminação podem incorporar telegestão, câmeras, sensores ambientais, telecomunicações, conectividade e outros equipamentos associados às chamadas cidades inteligentes. Parte da redução de consumo obtida com luminárias mais eficientes pode, ao longo do tempo, conviver com novas cargas incorporadas aos ativos urbanos. Em contratos de vinte ou trinta anos, projetar apenas o número atual de luminárias pode ser tão inadequado quanto ignorar os ganhos futuros de eficiência.

PPP, governança contratual e valor econômico da geração

O art. 20 assume importância particular nas Parcerias Público-Privadas (PPPs) de iluminação pública. Esses projetos frequentemente combinam modernização para LED, expansão da rede, telegestão, operação, manutenção e mecanismos de desempenho. A geração distribuída pode ser incorporada como componente adicional dessa estrutura, desde que seja compatível com o contrato, a matriz de riscos, a titularidade das unidades consumidoras, as regras do SCEE e a disciplina aplicável aos ativos.

A iluminação pública possui ainda uma dimensão financeira própria decorrente da Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública, usualmente denominada CIP ou COSIP. Isso amplia a análise para além da simples redução da fatura de energia. Em um projeto municipal, podem coexistir receita vinculada ao serviço, despesa energética, investimentos em eficiência, expansão da infraestrutura, geração distribuída e obrigações decorrentes de eventual PPP. A MMGD passa, assim, a integrar uma estrutura econômico-financeira mais ampla.

Uma questão central é determinar quem captura a economia produzida. Se determinada estrutura de

iluminação apresentar custo energético anual de R$ 50 milhões e, depois da modernização e da geração distribuída, esse custo cair para R$ 30 milhões, a economia de R$ 20 milhões não pertence automaticamente ao parceiro privado nem necessariamente permanecerá integralmente com o Município. Sua destinação dependerá da modelagem contratual, podendo refletir-se na contraprestação, em mecanismos de compartilhamento de ganhos, indicadores de desempenho ou outras disposições do contrato. O art. 20 viabiliza a participação no SCEE, mas não define como o benefício econômico será distribuído entre as partes.

Por isso, a governança contratual precisa identificar com clareza quem é titular da unidade consumidora, quem detém a central geradora, quem solicita a conexão, quem realiza o investimento, quem recebe os créditos, quem paga a fatura e quem se beneficia da economia produzida. Essas questões tornam-se ainda mais relevantes quando geração e iluminação pública estão inseridas em contratos de longo prazo.

O encerramento da concessão ou PPP também merece tratamento específico. Ao final do contrato podem existir uma UFV ainda operacional, créditos de energia acumulados, equipamentos, contratos relacionados à conexão e uma estrutura de compensação em funcionamento. A disciplina contratual deve prever a reversibilidade ou transferência dos ativos, continuidade operacional, titularidade, tratamento dos créditos remanescentes e responsabilidades perante a distribuidora. Nesse ponto, o art. 20 conecta-se diretamente às regras do art. 13 sobre créditos de energia.

A análise de um projeto dessa natureza deve, portanto, integrar pelo menos cinco dimensões: energética, considerando consumo histórico, eficiência, expansão e carga futura; técnica, envolvendo localização, potência, geração e conexão; regulatória, abrangendo SCEE, titularidade e enquadramento; econômico-financeira, incorporando CAPEX, OPEX, economia, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback*; e jurídico-institucional, contemplando Município, CIP ou COSIP, PPP, contratos e matriz de riscos. Essas dimensões não funcionam adequadamente quando examinadas de forma isolada.

Os demais dispositivos do SCEE permanecem aplicáveis à iluminação pública conforme o enquadramento concreto. A inclusão promovida pelo art. 20 não cria um sistema de compensação paralelo. Continuam relevantes as regras sobre apuração dos excedentes, formação e validade dos créditos, alocação, faturamento, regime tarifário, utilização da rede e bandeiras tarifárias.

O art. 20 transforma a geração distribuída em potencial instrumento de gestão energética municipal, e não apenas em mecanismo de redução de uma conta de eletricidade. Sua aplicação pode integrar eficiência energética, geração renovável, modernização da iluminação, planejamento urbano e estruturação econômico-financeira de contratos de longo prazo.

Em projetos de iluminação pública, essa visão integrada é decisiva: *primeiro deve ser projetada a cidade eficiente que consumirá energia no futuro; depois, a geração necessária para atendê-la*. Inverter essa ordem pode produzir uma central tecnicamente eficiente, mas economicamente superdimensionada para uma carga que deixou de existir.

CAPÍTULO V

DAS CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Art. 21. Para todos os efeitos regulatórios, será considerada exposição contratual involuntária, entre outras hipóteses previstas em regulamento ou disciplinadas pela Aneel, a sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de microgeração e minigeração distribuídas.

O art. 21 desloca a análise da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) para o outro lado da relação econômica. Até aqui, grande parte das regras examinadas tratou da conexão, da compensação e dos efeitos da geração distribuída para o consumidor-gerador. Neste dispositivo, a Lei passa a considerar uma consequência sistêmica: *a redução do mercado das distribuidoras provocada pela decisão descentralizada de seus consumidores de produzir parte da própria energia*.

As concessionárias e permissionárias de distribuição precisam contratar energia antecipadamente para atender o mercado que projetam para os períodos futuros. Essa contratação depende de estimativas sobre quantidade de consumidores, atividade econômica, crescimento da carga, eficiência energética e diversas outras variáveis. Existe, portanto, uma inevitável defasagem temporal entre a previsão, a contratação e o consumo que efetivamente ocorrerá.

A expansão da MMGD introduz uma variável adicional nesse processo. Quando consumidores instalam geração própria, continuam conectados à rede, mas passam a demandar da distribuidora quantidade líquida menor de energia. Se a concessionária havia contratado energia com base em uma expectativa de mercado superior, pode surgir uma diferença entre o montante contratado e a necessidade efetivamente observada.

É essa situação que o art. 21 disciplina. Quando a sobrecontratação decorrer da opção dos consumidores pela MMGD, a Lei determina que seja considerada, para efeitos regulatórios, exposição contratual involuntária. O dispositivo reconhece que a distribuidora pode ter contratado energia de forma compatível com as informações e projeções existentes e, posteriormente, enfrentar redução de mercado decorrente de decisões tomadas por seus próprios consumidores.

A classificação como involuntária é importante porque separa o risco decorrente de uma mudança do mercado daquele originado por decisões inadequadas da própria distribuidora. Entretanto, essa proteção não alcança automaticamente toda e qualquer energia contratada em excesso. O texto exige relação causal entre a sobrecontratação e a opção dos consumidores pela MMGD.

Causalidade, planejamento e controladoria regulatória

A distinção entre sobrecontratação voluntária e involuntária é central para a interpretação do dispositivo. Uma distribuidora pode apresentar energia excedente por diversas razões: redução da atividade econômica, erro de previsão, ganho de eficiência energética, perda de grandes consumidores, migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), condições climáticas, alteração demográfica ou expansão da geração distribuída. Esses fenômenos podem ocorrer simultaneamente, mas não possuem necessariamente o mesmo tratamento regulatório.

Considere-se uma distribuidora com mercado projetado de 20.000 GWh e contratação de 20.500 GWh.

Posteriormente, o mercado realizado cai para 18.800 GWh, produzindo sobrecontratação de 1.700 GWh. Se a análise demonstrar que 1.200 GWh da diferença decorreram da expansão da MMGD, 300 GWh de erro de previsão e 200 GWh de outros fatores, não seria adequado classificar automaticamente os 1.700 GWh como exposição involuntária causada pela geração distribuída. O art. 21 alcança a parcela cuja causalidade possa ser atribuída ao fenômeno que expressamente disciplina.

A expressão “entre outras hipóteses previstas em regulamento ou disciplinadas pela ANEEL” confirma que a MMGD não é a única causa possível de exposição contratual involuntária. A Lei assegura esse enquadramento para a sobrecontratação decorrente da geração distribuída, enquanto a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) permanece responsável pela disciplina das demais situações e pelos mecanismos regulatórios correspondentes.

Essa proteção também não elimina a responsabilidade das distribuidoras pelo planejamento. À medida que a MMGD cresce e se transforma em fenômeno material, mensurável e estatisticamente previsível, sua expansão precisa ser incorporada às projeções de mercado. A classificação legal de determinada parcela como involuntária não deve ser interpretada como autorização para ignorar uma tendência estrutural conhecida.

Surge daí uma aplicação particularmente interessante de *controladoria regulatória*. A distribuidora pode decompor periodicamente a diferença entre mercado projetado e mercado realizado, identificando quanto do desvio decorre da MMGD, da migração para o ACL, da atividade econômica, do clima, da eficiência energética, da entrada ou saída de consumidores, de novas cargas e de erros de previsão. Depois de identificadas as causas, torna-se possível classificá-las quanto à sua natureza e aplicar o tratamento regulatório correspondente.

A lógica é semelhante à análise de variações utilizada tradicionalmente pela controladoria empresarial, mas aplicada ao ambiente regulado. O orçamento ou planejamento de mercado funciona como referência; o mercado realizado revela o resultado; e a decomposição das diferenças permite identificar os fatores que explicam o desvio. *A qualificação regulatória deveria ocorrer depois da identificação da causa, e não substituir a análise causal*.

Essa abordagem torna-se ainda mais importante com a abertura progressiva do mercado de energia. A MMGD e a migração para o ACL podem reduzir o mercado da distribuidora por caminhos juridicamente diferentes. Na geração distribuída, o consumidor permanece no SCEE e reduz sua necessidade líquida de energia fornecida pela distribuidora. No mercado livre, deixa de adquirir a energia da distribuidora e passa a contratá-la de outro fornecedor, embora continue utilizando a infraestrutura de distribuição quando aplicável. Para o planejamento do mercado regulado, ambos os movimentos precisam ser acompanhados, mas suas causas e consequências não devem ser confundidas.

Da decisão individual ao efeito sistêmico

O art. 21 evidencia uma característica importante da geração distribuída: uma decisão economicamente pequena no plano individual pode produzir efeitos relevantes quando multiplicada por milhares de consumidores. A instalação de uma UFV residencial isolada dificilmente altera o planejamento de uma distribuidora. A soma de centenas de milhares de sistemas residenciais, comerciais e industriais, contudo, pode modificar materialmente a carga líquida que precisa ser atendida.

A MMGD deixa, assim, de ser apenas uma decisão de investimento do consumidor e passa a constituir variável do planejamento energético. Quanto maior sua participação, mais importante se torna incorporá-la às previsões de mercado, aos processos de contratação e às projeções de utilização da rede.

Existe também uma razão econômica para o tratamento estabelecido pela Lei. Se toda redução do mercado provocada pela MMGD fosse automaticamente convertida em perda da distribuidora, poderia surgir incentivo econômico contrário à expansão da geração distribuída. O art. 21 procura reduzir esse conflito ao reconhecer que a concessionária não controla diretamente a decisão dos consumidores de instalar geração própria e que os efeitos contratuais dessa escolha precisam receber tratamento regulatório adequado.

Isso não elimina uma discussão mais ampla sobre a distribuição dos custos da transformação do setor elétrico. Quando o mercado líquido da distribuidora diminui, permanecem contratos de energia, infraestrutura de rede e custos que precisam ser recuperados. A forma pela qual esses efeitos são distribuídos entre consumidores-geradores, consumidores sem geração e demais agentes constitui uma das questões econômicas centrais da evolução regulatória da MMGD.

Nesse contexto, o art. 21 dialoga diretamente com o art. 17. O art. 17 procura estabelecer como custos e benefícios sistêmicos da geração distribuída devem ser reconhecidos no regime tarifário; o art. 21 trata de uma consequência da MMGD sobre a contratação de energia das distribuidoras. Um aborda predominantemente a dimensão tarifária e sistêmica; o outro, a dimensão contratual e comercial. Ambos procuram responder ao mesmo desafio: integrar a geração distribuída ao sistema sem atribuir custos ou benefícios a agentes que não lhes deram causa.

Essa discussão também se relaciona ao fenômeno conhecido como possível “espiral tarifária”. Em uma representação simplificada, tarifas mais elevadas podem estimular consumidores a investir em geração própria; a expansão da geração reduz o mercado líquido faturado pela distribuidora; determinados custos passam a ser recuperados sobre volume menor de energia; e isso pode aumentar novamente a pressão tarifária. Não se trata de consequência inevitável, mas de um risco econômico que demonstra a necessidade de coordenar estrutura tarifária, MMGD, planejamento da rede e contratação de energia.

Para o consumidor-gerador, o art. 21 transmite uma mensagem igualmente relevante*: a decisão individual de produzir energia possui efeitos coletivos quando ganha escala*. A geração distribuída modifica a fatura de quem investe na central, mas sua expansão também altera as projeções de mercado, os contratos de energia, a utilização da infraestrutura e a alocação de riscos dentro do setor elétrico.

O dispositivo revela, portanto, uma dimensão frequentemente menos visível da Lei nº 14.300/2022. Ela não disciplina apenas painéis solares, conexão e créditos de energia; também organiza a redistribuição de fluxos econômicos produzida pela descentralização da geração.

Exposição involuntária não significa licença para planejamento inadequado. A proteção do art. 21 exige que se identifique a parcela de sobrecontratação efetivamente decorrente da opção dos consumidores pela MMGD, distinguindo-a dos demais fatores que explicam a diferença entre o mercado projetado e o realizado.

A geração distribuída, quando ganha escala, modifica não apenas quem produz energia, mas também *quanto as distribuidoras precisam contratar, como devem projetar seu mercado e como os riscos dessa transformação precisam ser distribuídos*. É nesse ponto que uma decisão tomada no telhado de milhares de consumidores passa a integrar o planejamento econômico do sistema elétrico.

Art. 22. A partir de 12 (doze) meses após a publicação desta Lei, a CDE custeará as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo consumidor-gerador sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE nas distribuidoras de energia elétrica com mercado inferior a 700 GWh (setecentos gigawatts-hora) por ano.

Parágrafo único. Os custos de que trata o caput deste artigo serão suportados somente pelas unidades consumidoras que compram energia em condições reguladas. (Revogado pela Lei nº 15.269, de 2025) (Produção de efeitos) (RETIRADO)

O art. 22 *trata da forma de custeio de determinadas componentes tarifárias que incidem sobre a energia compensada* no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), mas que não são remuneradas diretamente pelo consumidor-gerador. Para as distribuidoras com mercado inferior a 700 GWh por ano, a Lei atribuiu à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a responsabilidade por esse custeio, a partir de doze meses de sua publicação.

O dispositivo enfrenta uma questão econômica que acompanha qualquer benefício tarifário: quando determinada parcela deixa de ser paga por quem recebe o benefício, o custo correspondente não necessariamente desaparece. A infraestrutura de distribuição continua exigindo operação, manutenção, investimentos, sistemas, pessoal e demais recursos necessários à prestação do serviço. Se a regra do SCEE impede que determinada componente seja integralmente recuperada diretamente do consumidor-gerador, é necessário definir como essa diferença será tratada.

Nas distribuidoras abrangidas pelo art. 22, a solução escolhida foi a CDE. O mecanismo não representa pagamento ao proprietário da UFV nem aquisição da energia por esse fundo setorial. O consumidor-gerador recebe o tratamento tarifário correspondente ao seu enquadramento no SCEE, enquanto a distribuidora obtém, conforme a regulamentação aplicável, a recomposição da parcela de receita abrangida pelo dispositivo.

A expressão “componentes tarifárias não associadas ao custo da energia” é particularmente importante e se relaciona diretamente com a estrutura examinada no art. 17. A tarifa de eletricidade não remunera apenas a energia propriamente dita; contém parcelas relacionadas à infraestrutura e a outros custos do sistema elétrico. O art. 22 não determina que a CDE “pague a energia solar”, mas que custeie, nas condições previstas pela Lei, componentes incidentes sobre a energia compensada que não sejam remuneradas pelo consumidor-gerador.

Pequenas distribuidoras, CDE e alocação do custo do benefício

O limite de 700 GWh por ano revela uma preocupação específica com distribuidoras de menor mercado. Um mesmo volume de MMGD pode produzir impactos proporcionalmente muito diferentes conforme o tamanho da área atendida. Uma expansão de 50 GWh anuais representa parcela pouco significativa em uma distribuidora com mercado de dezenas de milhares de GWh, mas pode corresponder a parcela expressiva da receita e da energia distribuída por uma empresa cujo mercado total seja de apenas algumas centenas de GWh.

Essa característica é especialmente relevante para permissionárias e outras distribuidoras de menor porte, que tendem a possuir base reduzida de consumidores e menor capacidade de diluição de determinados efeitos tarifários. Poucos projetos de minigeração podem representar percentual material do mercado local. O art. 22 cria, portanto, um mecanismo destinado a impedir que a parcela tarifária abrangida pelo benefício concedido ao consumidor-gerador seja simplesmente absorvida pela pequena distribuidora.

A CDE funciona, nesse caso, como instrumento de recomposição regulatória. Se determinada componente tarifária incidente sobre a energia compensada deixa de ser remunerada diretamente pelo consumidor-gerador, o mecanismo transfere seu custeio para a Conta, observadas as regras setoriais aplicáveis. A consequência econômica é importante: *o benefício tarifário não elimina necessariamente o custo; pode alterar quem o financia e a forma pela qual esse custo é distribuído*.

Esse princípio ajuda a compreender a CDE de maneira mais ampla. Quando se afirma que determinado custo "é pago pela CDE", isso não significa que tenha deixado de existir economicamente. A Conta de Desenvolvimento Energético é financiada pelos mecanismos definidos na legislação do setor elétrico e possui repercussões sobre a estrutura de encargos e tarifas. Transferir determinado custo para a CDE significa alterar sua forma de financiamento, e não o tornar gratuito.

Surge daí uma questão distributiva relevante. Um consumidor com condições econômicas e físicas para instalar geração própria pode reduzir substancialmente sua despesa com energia, enquanto outro consumidor, sem capital ou espaço para fazê-lo, permanece integralmente dependente da rede. Se parte do benefício do primeiro for financiada por mecanismos suportados também pelo segundo, torna-se necessário discutir a adequada alocação desses custos. Por outro lado, a MMGD pode produzir benefícios sistêmicos, como redução de perdas, efeitos locacionais ou postergação de determinados investimentos. A análise econômica completa não deve, portanto, limitar-se à identificação do subsídio, mas comparar o custo do benefício concedido com os benefícios efetivamente proporcionados ao sistema.

É justamente por isso que o art. 22 se conecta ao art. 17. Enquanto este estabelece o princípio de valoração dos custos e benefícios da MMGD, aquele disciplina um mecanismo específico de financiamento de componentes não remuneradas diretamente pelo consumidor-gerador em distribuidoras de menor mercado. Um dispositivo trata da mensuração econômica; o outro, da alocação do custeio.

Há também relação direta com o art. 21. A expansão da MMGD pode afetar uma distribuidora por mais de um caminho: reduz o mercado líquido e pode produzir sobrecontratação de energia, questão tratada pelo art. 21; e pode reduzir a recuperação direta de determinadas componentes tarifárias sobre a energia compensada, situação contemplada pelo art. 22 para as distribuidoras abrangidas pelo limite legal. Em ambos os casos, a Lei procura evitar que efeitos decorrentes da expansão da geração distribuída sejam automaticamente convertidos em perdas econômicas da distribuidora sem o correspondente tratamento regulatório.

Evolução legislativa e análise econômico-regulatória

O mecanismo do art. 22 foi previsto para produzir efeitos a partir de doze meses da publicação da Lei nº 14.300/2022. A norma, portanto, incorporou um intervalo entre a instituição do Marco Legal e o início desse custeio, permitindo sua operacionalização por meio da regulamentação e dos processos tarifários correspondentes.

A redação original possuía ainda um parágrafo único determinando que os custos tratados no caput fossem suportados somente pelas unidades consumidoras que comprassem energia em condições reguladas. Essa disposição restringia expressamente a base de financiamento do mecanismo aos consumidores submetidos às condições reguladas de aquisição de energia.

O parágrafo único foi posteriormente revogado pela Lei nº 15.269/2025, permanecendo o caput do art. 22. A alteração é materialmente relevante porque atinge justamente a regra que definia quem suportaria os custos correspondentes. Em uma análise histórica ou econômico-regulatória, portanto, é necessário distinguir a redação original da configuração legal posterior à revogação e observar as respectivas regras de produção de efeitos.

A mudança também demonstra como a alocação dos custos da MMGD permanece sujeita à evolução da política energética. O benefício concedido ao consumidor-gerador, a recomposição da distribuidora e a definição dos agentes responsáveis por financiar essa diferença são dimensões distintas de uma mesma decisão regulatória.

Para uma concessionária ou permissionária, essa estrutura pode ser incorporada à controladoria regulatória por meio do acompanhamento conjunto do mercado anual, crescimento da MMGD, energia compensada, receita tarifária não remunerada diretamente pelos consumidores-geradores, valores reconhecidos ou custeados pela CDE e evolução do mercado líquido. Associada à análise da sobrecontratação prevista no art. 21, essa abordagem permite observar simultaneamente os efeitos da geração distribuída sobre a receita e sobre a contratação de energia.

Considere-se uma permissionária com mercado anual de 300 GWh e energia compensada pela MMGD equivalente a 60 GWh. A geração distribuída corresponderia, nesse exemplo, a 20% de seu mercado. Uma redução relevante da remuneração de determinadas componentes tarifárias poderia assumir dimensão econômica significativa para uma empresa desse porte. A mesma quantidade absoluta de energia compensada produziria impacto proporcional muito menor em uma grande concessionária. O limite estabelecido pelo art. 22 procura justamente reconhecer essa assimetria.

Essa análise deve ser articulada também com o art. 25, que integra a arquitetura mais ampla de custeio das componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador. A leitura conjunta dos arts. 17, 21, 22, 25, 26 e 27 revela que o Marco Legal não trata apenas da quantidade de energia que pode ser compensada; procura também definir como os efeitos econômicos dessa compensação são distribuídos entre consumidores, distribuidoras e mecanismos setoriais.

O principal ensinamento econômico do art. 22 é que um benefício tarifário não faz desaparecer o custo subjacente: ele modifica sua alocação. Nas distribuidoras com mercado inferior a 700 GWh por ano, a Lei atribuiu à CDE o custeio das componentes abrangidas pelo dispositivo, evitando que a parcela não remunerada diretamente pelo consumidor-gerador seja simplesmente absorvida pela distribuidora.

O art. 22 conduz, assim, novamente à questão central que atravessa o regime econômico da geração distribuída: não basta saber quanto determinado consumidor deixa de pagar. É necessário compreender *qual custo permanece no sistema, quais benefícios a MMGD produz, quem financia a diferença e como essa alocação repercute sobre os demais agentes do setor elétrico*.

Art. 23. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica poderá contratar serviços ancilares de microgeradores e minigeradores distribuídos, por meio de fontes despacháveis ou não, para beneficiar suas redes ou microrredes de distribuição, mediante remuneração desses serviços conforme regulação da Aneel.

Parágrafo único. A Aneel regulamentará o disposto no caput deste artigo quanto à contratação de serviços ancilares a ser realizada por meio de chamada pública, com vistas à melhoria da eficiência e da capacidade, à postergação de investimentos por parte da concessionária em suas redes de distribuição, bem como a ações que propiciem a redução do acionamento termelétrico nos sistemas isolados com o objetivo de reduzir o uso de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

O art. 23 é, provavelmente, um dos dispositivos mais importantes da Lei nº 14.300/2022 quando olhamos para o futuro da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD). Até aqui, grande parte da lógica econômica da geração distribuída esteve associada à produção de energia para consumo próprio, à injeção de excedentes e à utilização dos créditos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Ele acrescenta uma dimensão diferente: *a possibilidade de o microgerador ou minigerador prestar serviços à própria rede de distribuição e ser remunerado por isso*.

A Lei autoriza a concessionária ou permissionária de distribuição a contratar serviços ancilares prestados por microgeradores e minigeradores, utilizando fontes despacháveis ou não despacháveis, desde que esses serviços beneficiem suas redes ou microrredes. Essa contratação deverá observar a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e ser realizada mediante chamada pública. O próprio parágrafo único indica as finalidades que justificam essa contratação: melhoria da eficiência e da capacidade da rede, postergação de investimentos na infraestrutura de distribuição e, nos sistemas isolados, redução do acionamento termelétrico e, consequentemente, do uso de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

É justamente aí que aparece uma mudança conceitual importante. *O art. 23 permite que a MMGD deixe de ser considerada apenas uma fonte de energia e passe a ser compreendida também como um potencial recurso de infraestrutura do sistema de distribuição.* A utilidade econômica de uma instalação deixa, portanto, de estar necessariamente limitada à quantidade de quilowatt-hora ou megawatt-hora que produz. Dependendo de suas características técnicas e de sua localização, ela poderá contribuir para solucionar problemas ou melhorar o funcionamento da própria rede.

Essa perspectiva se torna particularmente relevante quando pensamos em tecnologias como sistemas de armazenamento de energia por baterias, *Battery Energy Storage Systems* (BESS), sistemas de gerenciamento de energia, *Energy Management Systems* (EMS), inversores inteligentes, microrredes e outras soluções capazes de oferecer algum grau de controle, flexibilidade ou resposta às necessidades do sistema. Uma bateria, por exemplo, não precisa ser analisada economicamente apenas pela quantidade de energia que consegue armazenar e posteriormente entregar. Seu valor pode estar também na possibilidade de entregar potência em determinado horário, reduzir uma sobrecarga localizada, auxiliar a operação de uma microrrede ou postergar a necessidade de reforço da infraestrutura elétrica.

Essa última possibilidade merece especial atenção. Tradicionalmente, diante do crescimento da carga ou de uma restrição da rede, a solução poderia envolver novos alimentadores, transformadores, subestações ou outras obras de expansão. O art. 23 abre espaço para outra racionalidade econômica: em determinadas

circunstâncias, pode ser mais eficiente contratar recursos distribuídos capazes de reduzir ou postergar a necessidade desses investimentos. A própria Lei inclui expressamente a *postergação de investimentos da concessionária em suas redes de distribuição* entre os objetivos que poderão orientar a contratação dos serviços ancilares.

Essa lógica se aproxima do conceito internacional de *Non-Wires Alternatives* (NWA), ou *alternativas à expansão convencional da rede*. Em vez de considerar a construção de infraestrutura física como resposta automática a toda restrição, compara-se o investimento tradicional com soluções descentralizadas, que podem envolver geração distribuída, armazenamento, gerenciamento de cargas, controle e outros recursos energéticos. O critério relevante passa a ser econômico e sistêmico: qual alternativa consegue atender à necessidade da rede com maior eficiência, segurança e racionalidade de custos?

Há também uma consequência particularmente interessante para a análise econômico-financeira e para o valuation desses ativos. *O valor de um recurso energético distribuído pode ser superior ao valor da energia que ele produz*. Dois sistemas tecnicamente semelhantes, com a mesma potência instalada e capacidade de geração ou armazenamento, podem possuir valores econômicos distintos se estiverem instalados em pontos diferentes da rede. Um recurso localizado onde existe uma restrição de capacidade, capaz de responder justamente no horário crítico e com as características técnicas necessárias, pode proporcionar à distribuidora um benefício econômico muito superior ao de outro recurso equivalente instalado onde a rede não apresenta a mesma necessidade.

Surge, assim, uma variável que normalmente recebe pouca atenção quando se avalia uma usina de geração distribuída: *o valor locacional*. Não basta perguntar quanto o ativo gera ou armazena; passa a ser pertinente perguntar onde ele está, quando consegue entregar energia ou potência, com que velocidade pode responder e qual problema da rede é capaz de ajudar a resolver. Para determinadas tecnologias, especialmente armazenamento e recursos controláveis, essas características podem representar parcela relevante de seu valor econômico futuro.

Isso não significa que todo empreendimento de MMGD passará automaticamente a receber remuneração adicional. O art. 23 cria a *possibilidade jurídica*, mas *sua materialização depende da regulamentação da ANEEL*, das chamadas públicas e da existência concreta de serviços demandados pelas distribuidoras. Tampouco se deve confundir essa remuneração com a compensação de energia pelo SCEE ou com eventual aquisição de excedentes. São relações econômicas distintas: uma decorre da compensação da energia, outra poderá decorrer da aquisição de excedentes e, no art. 23, o objeto econômico é *um serviço prestado em benefício da rede*.

Por isso, talvez a principal contribuição do art. 23 esteja menos no mercado existente no presente e mais na arquitetura que ele permite construir para o futuro. À medida que a geração distribuída, o armazenamento, as microrredes e os sistemas inteligentes avancem, a rede de distribuição tende a deixar de funcionar apenas como infraestrutura que transporta energia de forma passiva entre geração e consumo. Ela poderá incorporar recursos distribuídos capazes de participar ativamente de sua operação.

Sob essa perspectiva, o art. 23 introduz uma das mudanças conceituais mais profundas da Lei nº 14.300/2022: *a MMGD pode gerar valor não apenas pela energia produzida, mas também pela flexibilidade que oferece ao sistema, pelo investimento que ajuda a evitar ou postergar e pela relevância do ponto da rede em que está instalada*. Para investidores, financiadores, distribuidoras e avaliadores de ativos, essa mudança

amplia consideravelmente a maneira de pensar o valor econômico da geração distribuída.

Art. 24. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica deverá promover chamadas públicas para credenciamento de interessados em comercializar os excedentes de geração de energia oriundos de projetos de microgeradores e minigeradores distribuídos, nas suas áreas de concessão, para posterior compra desses excedentes de energia, na forma de regulamentação da Aneel.

Parágrafo único. (VETADO). *(Incluído pela Lei nº 14.620, de 2023)*

O art. 24 introduz uma possibilidade econômica relevante para a Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD): o excedente de energia *não precisa ter como única destinação o* Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*SCEE*). A Lei prevê que concessionárias e permissionárias de distribuição promovam chamadas públicas para credenciamento de interessados e posterior aquisição dos excedentes produzidos por microgeradores e minigeradores, segundo regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A primeira distinção necessária é entre *compensar energia* e *vender energia*. No SCEE, o excedente pode ser utilizado para compensação ou convertido em crédito para utilização posterior. O crédito é registrado em quantidade de energia e não representa, por si só, um valor financeiro a receber da distribuidora. No mecanismo do art. 24, a lógica é diferente: atendidas as condições da chamada pública e da regulamentação aplicável, o excedente pode ser adquirido pela distribuidora, transformando-se efetivamente em receita para o gerador.

Isso não significa, entretanto, que a Lei tenha autorizado o consumidor-gerador a comercializar livremente seus excedentes com qualquer comprador. O art. 24 institui um mecanismo específico, cujo comprador é a concessionária ou permissionária de distribuição e cuja operacionalização depende de chamada pública, credenciamento e regulamentação da ANEEL. Também não se deve confundir essa operação com a comercialização convencional de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). São estruturas jurídicas e regulatórias distintas.

Há uma diferença de redação interessante em relação ao artigo anterior. Enquanto o art. 23 estabelece que a distribuidora *"poderá contratar"* serviços ancilares, o art. 24 determina que ela *"deverá promover"* chamadas públicas para credenciamento de interessados na comercialização dos excedentes. O comando legal relativo à promoção da chamada pública é, portanto, imperativo. Isso não significa, contudo, que todo excedente apresentado deva necessariamente ser adquirido, em qualquer quantidade ou preço. A efetiva aquisição permanece condicionada às regras regulatórias e às condições estabelecidas no procedimento.

O credenciamento também não deve ser confundido com garantia de contratação. Ele funciona como uma etapa do processo mediante a qual os interessados demonstram o atendimento às condições necessárias para participar do mecanismo. A existência de um gerador credenciado, isoladamente, não permite presumir que determinada quantidade de energia será comprada ou que haverá uma receita permanente associada à venda dos excedentes.

Compensação ou comercialização: uma decisão econômica

Sob a perspectiva econômico-financeira, o art. 24 cria uma alternativa particularmente interessante para

empreendimentos estruturalmente superavitários. Uma usina que produz sistematicamente mais energia do que seus consumidores conseguem absorver pode acumular créditos que talvez não sejam integralmente utilizados durante seu prazo de validade. Nesse caso, a possibilidade de comercializar parte dos excedentes introduz uma nova variável na gestão econômica do empreendimento.

A decisão não pode ser tomada simplesmente comparando o preço oferecido pela distribuidora com a tarifa de energia vigente. É necessário comparar o *valor econômico esperado da compensação futura* com o *valor presente da comercialização*. Para isso, devem ser considerados o saldo e a idade dos créditos existentes, o consumo futuro projetado, a probabilidade de utilização dos créditos antes de sua expiração, as tarifas esperadas, o preço oferecido para aquisição, os custos associados à operação e o custo de oportunidade do capital.

Imagine, por exemplo, que determinado excedente possua benefício tarifário potencial equivalente a R$ 600/MWh quando utilizado para compensação, enquanto uma chamada pública permita sua comercialização por R$ 350/MWh. Uma comparação superficial indicaria que compensar é claramente melhor. Entretanto, se o empreendimento já possuir grande volume de créditos acumulados e baixa expectativa de consumo capaz de absorvê-los, os R$ 600/MWh representam apenas um benefício potencial. Se parte significativa desses créditos estiver *sujeita à expiração sem utilização*, *receber R$ 350/MWh no presente poderá ser economicamente mais vantajoso*.

Essa análise introduz uma ideia importante para a gestão da MMGD: *não basta administrar geração, é necessário administrar a destinação econômica da energia produzida*. Um empreendimento mais sofisticado deverá acompanhar quanto da geração é consumido instantaneamente, quanto é compensado, quanto se transforma em crédito, qual a idade desses créditos, qual a expectativa de utilização futura e quanto eventualmente pode ser comercializado. Em outras palavras, surge uma verdadeira gestão de portfólio da energia distribuída.

Também é importante evitar a ideia de dupla monetização. A mesma parcela de energia não deve produzir simultaneamente o benefício integral da compensação no SCEE e a receita integral decorrente de sua venda. Medição, contabilização, destinação e liquidação precisam identificar adequadamente qual tratamento foi dado a cada parcela da energia produzida.

Art. 23 e art. 24: valores econômicos diferentes

Os arts. 23 e 24 devem ser lidos em conjunto, mas tratam de objetos econômicos diferentes. No *art. 23*, a remuneração decorre de um *serviço prestado à rede*; no art. 24, decorre da *energia excedente adquirida pela distribuidora*. Essa distinção pode ser sintetizada da seguinte forma:

Aspecto	*Art. 23*	*Art. 24*
Objeto	*Serviço ancilar*	*Excedente de energia*
Natureza econômica	*Remuneração por serviço*	*Receita pela venda de energia*

Aspecto	Art. 23	Art. 24
Principal atributo	*Flexibilidade, capacidade, desempenho e benefício à rede*	*Quantidade de energia adquirida*
Contratação	*Possibilidade prevista em lei*	*Chamada pública determinada pela Lei*
Valor locacional	*Pode ser muito relevante*	*Não necessariamente é o elemento central*

Essa separação ganha importância com o desenvolvimento de instalações que combinem geração fotovoltaica, *Battery Energy Storage System* (BESS), ou Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria, e *Energy Management System* (EMS), ou Sistema de Gerenciamento de Energia. Um mesmo ativo poderá, observadas as regras aplicáveis, reunir diferentes fontes de valor econômico: economia pelo autoconsumo, compensação no SCEE, comercialização de excedentes e prestação de serviços à rede. É o que se denomina internacionalmente *revenue stacking* (acumulação de receitas), isto é, a combinação de diferentes fluxos de valor provenientes do mesmo conjunto de ativos, desde que não exista dupla remuneração pelo mesmo atributo ou pela mesma energia.

Impactos sobre valuation e Due Diligence

O art. 24 também modifica a forma como devemos pensar o *valuation* de uma Unidade de Geração Fotovoltaica (UFV). Duas usinas capazes de produzir exatamente 1.000 MWh por ano *não possuem necessariamente o mesmo valor econômico*. Se uma delas consegue aproveitar 98% de sua geração por autoconsumo ou compensação, enquanto a outra aproveita apenas 65% e acumula continuamente créditos de difícil utilização, existe uma diferença econômica relevante entre os ativos. A possibilidade efetiva e contratada de comercialização de excedentes pode reduzir essa diferença.

A palavra *efetiva* é fundamental. A mera existência do art. 24 não autoriza incluir no fluxo de caixa de uma UFV uma receita futura de venda de excedentes durante vinte ou trinta anos. Para reconhecer essa receita como fluxo contratualmente assegurado seria necessário examinar, entre outros elementos, a chamada pública, o credenciamento, as condições de elegibilidade, o preço, o volume, o prazo de aquisição, as regras de atualização e o instrumento contratual correspondente. Sem essas evidências, a possibilidade de comercialização deve ser tratada com prudência, eventualmente como um *upside* (potencial positivo) regulatório ou comercial, e *não como receita firme*.

O mesmo cuidado deve ser adotado em processos de *Due Diligence*. Se determinado empreendimento informar que possui receitas decorrentes da venda de excedentes, será necessário verificar documentalmente a origem e a sustentabilidade desse fluxo. A existência da autorização legal para determinado modelo de receita é muito diferente da existência de um direito contratual efetivamente capaz de produzir caixa.

Há ainda consequências *contábeis* e *tributárias* que merecem atenção. A compensação de energia normalmente produz um benefício econômico associado à redução do gasto energético, enquanto a comercialização pode produzir receita. Dependendo da natureza do titular, da estrutura societária, do regime

tributário e das condições contratuais, os efeitos contábeis, fiscais e financeiros podem ser diferentes e precisam ser analisados especificamente.

Síntese interpretativa

O art. 24 permite chegar a uma conclusão econômico-financeira mais ampla: *o valor de 1 MWh produzido por uma MMGD depende de sua destinação*. São elas: *a energia consumida instantaneamente possui determinado valor econômico*; *aquela destinada à compensação possui outro*; *o crédito acumulado deve ser avaliado considerando inclusive sua probabilidade de utilização*; e *o excedente comercializado passa a possuir o valor definido pelas condições de aquisição*. Somando-se o art. 23, o próprio ativo ainda poderá apresentar valor adicional decorrente dos serviços que seja capaz de prestar à rede.

Por isso, uma avaliação econômico-financeira mais refinada não deveria simplesmente multiplicar a geração anual projetada pela tarifa de energia. É preferível decompor a geração segundo suas diferentes destinações e atribuir a cada parcela seu benefício econômico, seus riscos e sua probabilidade de realização. *Duas usinas com a mesma geração física podem possuir valores econômicos bastante diferentes conforme sua capacidade efetiva de consumir, compensar ou monetizar a energia produzida.*

Por fim, o parágrafo único indicado no texto legal encontra-se vetado. Por essa razão, deve ser preservado apenas como registro legislativo, sem que dele seja extraída obrigação jurídica material vigente.

CAPÍTULO VI

DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

Art. 25. A CDE, de acordo com o disposto nos incisos VI e VII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE, na forma do art. 27 desta Lei, e o efeito decorrente do referido custeio pela CDE será aplicável somente às unidades consumidoras do ambiente regulado. (Vide pela Lei nº 15.269, de 2025) (Produção de efeitos) (RETIRADO)

Art. 25. A CDE, de acordo com o disposto no art. 13, caput, incisos VI e VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE, na forma prevista no art. 27 desta Lei. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025) (Produção de efeitos)

Parágrafo único. As componentes tarifárias serão custeadas na forma do caput deste artigo, a partir de 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei, e serão parcialmente custeadas na forma das disposições transitórias desta Lei.

O art. 25 inaugura as disposições transitórias da Lei nº 14.300/2022 e é essencial para compreender como o legislador procurou fazer a passagem entre o modelo anterior de compensação e o novo tratamento econômico atribuído à energia compensada no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Em vez de promover uma alteração tarifária abrupta, a Lei estabeleceu uma transição gradual, durante a qual o consumidor-gerador passa progressivamente a suportar determinadas componentes tarifárias, enquanto a parcela ainda não remunerada é temporariamente custeada pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Essa é a ideia central do dispositivo: *o art. 25 funciona como uma ponte financeira durante a transição*. Ele não define, isoladamente, quanto será pago pelo consumidor-gerador. Essa função pertence principalmente ao art. 27. O art. 25 identifica quem custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia que, durante essa transição, ainda não estiverem sendo remuneradas pelo consumidor-gerador.

Há uma alteração legislativa que precisa ser considerada na leitura atual do dispositivo. A Lei nº 15.269/2025 modificou o caput do art. 25 e retirou a previsão expressa de que o efeito decorrente do custeio pela CDE seria aplicável somente às unidades consumidoras do ambiente regulado. A essência do mecanismo, entretanto, permaneceu: a CDE custeia temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia compensada no SCEE, segundo a transição prevista no art. 27.

A relação entre os arts. 25 e 27

Os dois dispositivos são complementares. Enquanto o art. 27 estabelece a participação progressiva do consumidor-gerador na remuneração das componentes tarifárias nele especificadas, o art. 25 disciplina o custeio temporário da parcela que ainda não está sendo suportada pelo consumidor.

A transição geral prevista pela Lei pode ser apresentada de maneira simples:

Ano	*Percentual das componentes previstas no art. 27*
2023	*15%*
2024	*30%*
2025	*45%*
2026	*60%*
2027	*75%*
2028	*90%*
2029 em diante	*Regime aplicável nos termos do art. 17*

Esses percentuais não significam que o consumidor-gerador pague, por exemplo, "60% da conta de energia" em 2026. A incidência ocorre sobre as componentes tarifárias especificamente definidas pelo art. 27, relacionadas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória, associada à depreciação, e aos custos de operação e manutenção do serviço de distribuição.

É nesse contexto que aparece a expressão bastante difundida no mercado de *"cobrança do Fio B"* e, de forma ainda mais popular, a chamada *"taxação do sol"*. Esta última expressão é *tecnicamente inadequada*. Não existe um imposto sobre a energia solar, o que a Lei estabelece é uma transição para a remuneração progressiva de determinadas componentes relacionadas à *utilização da infraestrutura de distribuição pela energia compensada*.

Em 2026, por exemplo, a regra geral da transição corresponde a 60% das componentes indicadas pelo art. 27. Isso significa que a interpretação correta não é afirmar que o consumidor passou a pagar 60% da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), mas que passou a suportar 60% das componentes especificamente abrangidas pelo dispositivo. Essa distinção é importante tanto para compreender a fatura quanto para construir corretamente modelos econômico-financeiros de empreendimentos de MMGD.

À medida que cresce a parcela suportada pelo consumidor-gerador, diminui a parcela correspondente ao mecanismo transitório de custeio. Por isso, a palavra *"temporariamente"* empregada pelo art. 25 é fundamental. A Lei estruturou uma redução progressiva do tratamento econômico anterior, evitando que projetos submetidos ao novo regime fossem imediatamente expostos à integralidade das novas condições.

O parágrafo único reforça essa lógica ao estabelecer que o custeio se inicia doze meses após a publicação da Lei. Como a Lei nº 14.300 foi publicada em janeiro de 2022, o marco coincide com o início da transição tarifária em 2023. Há, portanto, uma sincronização entre o crescimento progressivo da participação econômica do consumidor-gerador e a redução da parcela submetida ao mecanismo transitório.

Uma transição para preservar previsibilidade

A opção por uma transição gradual possui importância econômica. Empreendimentos de geração distribuída são estruturados a partir de premissas de investimento, geração, tarifas, economia esperada e prazo de retorno. Uma alteração imediata do regime econômico poderia modificar substancialmente fluxos de caixa construídos sob as condições anteriormente existentes.

A progressividade procura reduzir esse choque e permitir adaptação de consumidores, investidores e distribuidoras. Ao mesmo tempo, diminui gradualmente o tratamento econômico diferenciado da energia compensada e prepara a passagem para o regime posterior disciplinado pela Lei.

Essa característica é particularmente relevante em operações de *project finance*. Uma Unidade de Geração Fotovoltaica (UFV) financiada por dez ou quinze anos não pode ter seu fluxo de caixa projetado supondo que a economia tarifária observada em determinado ano permanecerá constante durante todo o financiamento. Para uma unidade submetida à transição do art. 27, a modelagem deve refletir a evolução dos percentuais e, posteriormente, o regime que vier a ser aplicável nos termos do art. 17.

As consequências podem alcançar diretamente indicadores como geração de caixa, *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR), *payback*, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e capacidade de endividamento. Uma premissa regulatória equivocada pode, portanto, produzir uma avaliação substancialmente incorreta do empreendimento.

A cronologia regulatória como componente do valor

Essa discussão conduz a uma questão ainda mais importante: *duas UFV tecnicamente idênticas podem possuir valores econômicos diferentes em razão de seu enquadramento regulatório*. Uma usina abrangida pelas condições protegidas pelo art. 26 pode possuir tratamento econômico distinto de outra submetida à transição do art. 27, mesmo que ambas tenham a mesma potência, utilizem a mesma tecnologia, produzam a mesma quantidade de energia e estejam conectadas à mesma distribuidora.

Por isso, a análise econômico-financeira não pode começar apenas pela potência instalada, geração projetada, CAPEX e OPEX. É necessário reconstruir a história regulatória do empreendimento. A data da solicitação de acesso, a emissão e o aceite do orçamento de conexão, o cumprimento dos prazos para implantação, eventuais atrasos atribuíveis à distribuidora, suspensões de prazo, alterações de titularidade ou controle e a efetiva entrada em operação podem determinar o regime aplicável durante muitos anos.

Essa constatação é particularmente importante em processos de *Due Diligence* e operações de *M&A*. Se o vendedor afirma que determinada usina possui o tratamento normalmente identificado pelo mercado como “GD I”, essa afirmação não deve ser aceita apenas como característica declarada do ativo. O enquadramento precisa ser comprovado documentalmente, mediante a reconstrução da cronologia do processo de conexão e a verificação do cumprimento dos requisitos legais e regulatórios.

Isso também significa que o benefício regulatório não deve ser tratado como um ativo abstrato e livremente negociável. Os arts. 5º e 6º já demonstraram que existem limitações relacionadas à transferência e à comercialização do direito de acesso. Em uma operação societária ou de aquisição de uma UFV, a questão relevante é verificar se determinado enquadramento acompanha legitimamente o empreendimento e se foram preservadas as condições necessárias à sua manutenção.

Impactos sobre valuation

A partir das disposições transitórias, surge uma conclusão especialmente importante para a avaliação de ativos de geração distribuída: *a cronologia regulatória deixa de ser apenas informação jurídica e passa a ser uma variável de valuation*. Uma diferença aparentemente pequena de datas pode produzir efeitos econômicos durante muitos anos. Dois projetos fisicamente equivalentes podem apresentar fluxos de caixa diferentes porque um deles preservou determinado regime e o outro não. Consequentemente, também poderão apresentar diferentes VPL, TIR, *payback*, capacidade de endividamento e valor de mercado.

Por essa razão, *não seria adequado avaliar uma UFV projetando simplesmente a economia observada no presente por vinte anos*. É necessário decompor o benefício econômico considerando a energia produzida e compensada, a estrutura tarifária, o enquadramento regulatório da unidade, os percentuais aplicáveis durante a transição e o tratamento posterior previsto na legislação.

O art. 25, portanto, não deve ser visto apenas como uma regra de custeio da CDE. *Ele integra uma arquitetura maior construída pelos arts. 17, 25, 26 e 27*. O *art. 25* disciplina o financiamento temporário da parcela não remunerada durante a transição; o *art. 27* estabelece a progressividade da participação do consumidor-gerador; o *art. 26* preserva determinadas situações submetidas ao regime de transição específico; e o *art. 17* estabelece as bases do tratamento econômico posterior.

Essa articulação revela um dos princípios mais importantes para a análise econômica da MMGD: *o valor de uma usina não depende apenas de quanto ela gera, mas também das regras sob as quais essa geração será compensada ao longo de sua vida útil.* A partir daqui, portanto, compreender corretamente o art. 26 torna-se fundamental, porque será necessário identificar quem efetivamente preservou o regime diferenciado, quais requisitos precisaram ser cumpridos e em quais circunstâncias esse enquadramento pode ser mantido ou perdido.

Art. 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:

I – existentes na data de publicação desta Lei; ou

II – que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei.

§ 1º O faturamento das unidades referidas neste artigo deve observar as seguintes regras:

I – todas as componentes tarifárias definidas nas disposições regulamentares incidem apenas sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia elétrica injetada no referido mês com o eventual crédito de energia elétrica acumulado em ciclos de faturamento anteriores, observado o art. 16 desta Lei;

II - o faturamento da demanda, para as unidades consumidoras com minigeração distribuída pertencentes e faturadas no Grupo A, deve:

a) ser realizado conforme as regras aplicáveis às unidades consumidoras do mesmo nível de tensão até a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei; e

b) considerar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia, na forma do art. 18 desta Lei, após a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei.

§ 2º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis quando, 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei, ocorrer:

I - encerramento da relação contratual entre consumidor participante do SCEE e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, exceto no caso de troca de titularidade, hipótese na qual o direito previsto no caput deste artigo continuará a ser aplicado em relação ao novo titular da unidade consumidora participante do SCEE;

II - comprovação de ocorrência de irregularidade no sistema de medição atribuível ao consumidor; ou

III – na parcela de aumento da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída cujo protocolo da solicitação de aumento ocorra após 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei.

§ 3º Os empreendimentos referidos no inciso II do caput deste artigo, além das disposições dos arts. 4º, 5º e 6º desta Lei, devem observar os seguintes prazos para dar início à injeção de energia pela central geradora, contados da data de emissão do parecer de acesso:

I – 120 (cento e vinte) dias para microgeradores distribuídos, independentemente da fonte;

II – 12 (doze) meses para minigeradores de fonte solar; ou

III – 30 (trinta) meses para minigeradores das demais fontes.

§ 4º A contagem dos prazos estabelecidos no § 3º deste artigo fica suspensa enquanto houver pendências de responsabilidade da distribuidora ou caso fortuito ou de força maior.

§ 5º Compete à distribuidora acessada implementar e verificar o cumprimento das disposições deste artigo.

§ 6º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis em caso de não cumprimento dos prazos previstos no § 3º deste artigo pelo consumidor-gerador.

O art. 26 é um dos dispositivos de maior relevância econômica da Lei nº 14.300/2022. É nele que se encontra *a proteção*, até *31 de dezembro de 2045*, do *regime de compensação* aplicável a determinadas unidades beneficiárias da energia proveniente de microgeração e minigeração distribuída. No mercado, essas unidades passaram a ser usualmente identificadas como *GD I*. A expressão é útil e será utilizada ao longo deste trabalho, mas é importante compreender exatamente o que está protegido. O art. 26 *não cria simplesmente uma "isenção de Fio B"*, *nem garante que todas as condições tarifárias existentes em janeiro de 2022 permaneçam congeladas até 2045*. O que a Lei preserva é um regime de faturamento no qual, em essência, as componentes tarifárias abrangidas incidem sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a soma da energia injetada no mês com os créditos utilizados de períodos anteriores, observadas as demais disposições legais, inclusive o faturamento mínimo tratado no art. 16.

A proteção alcança dois grandes grupos. O *primeiro* é formado pelas unidades beneficiárias da energia proveniente de microgeradores e minigeradores já existentes na data da publicação da Lei. O *segundo* abrange aqueles que protocolaram tempestivamente a solicitação de acesso dentro da janela de doze meses

estabelecida pelo legislador. Para esse segundo grupo, entretanto, o protocolo realizado dentro do prazo não deve ser interpretado isoladamente como garantia definitiva da condição de GD I. É necessário verificar o cumprimento das demais condições legais e regulatórias e, especialmente, dos prazos relacionados à implantação e ao início da injeção.

Essa distinção é fundamental porque separa duas situações que, em uma análise superficial, podem parecer iguais: *ter ingressado tempestivamente no processo de conexão* e *ter efetivamente consolidado o enquadramento protegido*. Em uma análise de risco, financiamento, aquisição ou *Due Diligence*, a existência de um protocolo antigo constitui evidência importante, mas não encerra a investigação.

A proteção econômica e seu limite temporal

O regime protegido possui prazo definido: 31 de dezembro de 2045. Isso significa que a condição de GD I tem enorme relevância econômica, mas *não representa perpetuidade regulatória*. Se a vida útil projetada de uma Unidade de Geração Fotovoltaica (UFV) ultrapassar esse marco, o modelo econômico deverá distinguir o período protegido daquele posterior a 2045, aplicando neste último as regras então cabíveis.

Essa separação é especialmente importante em *valuation*. Uma usina com horizonte econômico de vinte ou trinta anos não pode ter todo o seu fluxo de caixa projetado como se o tratamento do art. 26 fosse permanente. O valor associado à GD I corresponde aos benefícios econômicos que podem ser legitimamente atribuídos ao período protegido, consideradas as condições necessárias à sua preservação.

Também não se deve confundir proteção tarifária com gratuidade integral da utilização do sistema. Permanecem aplicáveis, conforme o caso, faturamento mínimo, demanda, tributos, contribuição para iluminação pública, serviços e outras parcelas não abrangidas pela compensação. Para unidades consumidoras do Grupo A com minigeração distribuída, o próprio § 1º estabelece disciplina específica para o faturamento da demanda e sua relação com a forma de utilização do sistema, seja para consumo, seja para injeção, em articulação com o art. 18. Portanto, *GD I não significa congelamento absoluto de todas as regras tarifárias existentes quando da publicação da Lei*.

A proteção pode ser perdida ou parcialmente alterada

O § 2º estabelece situações nas quais as disposições do art. 26 deixam de ser aplicáveis. Uma delas é o encerramento da relação contratual entre o consumidor participante do SCEE e a distribuidora. A própria Lei, entretanto, faz uma ressalva expressa para a troca de titularidade: nessa hipótese, o direito continua a ser aplicado ao novo titular da unidade consumidora participante do SCEE.

Essa previsão tem grande importância em operações envolvendo imóveis, reorganizações societárias, sucessões e transações de M&A. A troca regular de titularidade de uma unidade já protegida não implica, por si só, perda automática da GD I. Isso deve ser distinguido das restrições previstas no art. 5º para determinadas transferências durante o desenvolvimento do empreendimento. São momentos e situações jurídicas diferentes.

Outra hipótese de perda ocorre quando for comprovada irregularidade no sistema de medição atribuível ao consumidor. A redação merece atenção: a Lei exige *comprovação* e que a irregularidade seja *atribuível ao consumidor*. Não parece adequado, portanto, equiparar automaticamente qualquer defeito ou problema de medição a uma causa de perda do regime. É necessário identificar o evento, sua causa e a responsabilidade correspondente.

Há ainda uma situação particularmente importante para empreendimentos que pretendam ampliar sua capacidade. Se o aumento de potência instalada for solicitado depois da janela protegida, a Lei afasta o regime do art. 26 em relação *à parcela correspondente ao aumento*. Isso significa que uma usina originalmente protegida não perde necessariamente todo o seu enquadramento porque realizou uma expansão posterior. Pode surgir uma segregação regulatória entre a potência originalmente protegida e a potência adicional submetida ao regime aplicável no momento da expansão.

Uma UFV de 1 MW enquadrada como GD I que, posteriormente, amplie sua capacidade para 1,5 MW ilustra bem a situação. Em princípio, o 1 MW original poderá permanecer protegido, enquanto os 0,5 MW adicionais estarão sujeitos às regras correspondentes ao novo enquadramento. Essa divisão pode exigir adequada medição, contabilização e tratamento tarifário e demonstra como uma decisão de expansão aparentemente simples sob a ótica da engenharia pode produzir consequências econômicas e regulatórias relevantes.

Os prazos para implantação e início da injeção

Para os empreendimentos abrangidos pelo inciso II do caput, a Lei estabeleceu prazos para início da injeção de energia, originalmente contados da emissão do parecer de acesso:

Tipo de empreendimento	*Prazo previsto no art. 26*
Microgeração distribuída — qualquer fonte	*120 dias*
Minigeração distribuída — fonte solar	*12 meses*
Minigeração distribuída — demais fontes	*30 meses*

Esses prazos revelam uma preocupação importante do legislador: impedir que a janela criada pela Lei fosse utilizada apenas para reservar um tratamento tarifário favorável, sem a efetiva implantação do empreendimento. Existe aqui uma conexão direta com a Garantia de Fiel Cumprimento, as limitações às transferências durante determinadas fases e a proibição de comercialização do direito de acesso tratadas nos arts. 4º, 5º e 6º. A lógica conjunta é direcionar o benefício ao empreendimento efetivamente desenvolvido, e não transformar o acesso à rede em ativo meramente especulativo.

A aplicação prática desses prazos, entretanto, exige mais cuidado do que a simples leitura dos números. A regulamentação da ANEEL refinou os critérios para sua contagem e para o tratamento de situações em que o próprio cronograma da distribuidora impede que a conexão ocorra dentro do prazo originalmente previsto. Por isso, os 120 dias, 12 meses ou 30 meses não devem ser aplicados mecanicamente a todo empreendimento classificado ou pretendido como GD I. É necessário identificar a situação temporal do projeto, os marcos regulatórios correspondentes e as circunstâncias concretas de sua conexão.

Pendências da distribuidora e suspensão do prazo

O § 4º é particularmente importante ao determinar *que a contagem dos prazos fica suspensa enquanto houver pendências de responsabilidade da distribuidora* ou *ocorrência de caso fortuito ou força maior*. A palavra correta aqui é *suspensão*, e não reinício. Em princípio, o tempo transcorrido antes da ocorrência permanece computado, durante a causa de suspensão o relógio regulatório deixa de correr e, uma vez

encerrado o impedimento, volta-se a contar o prazo remanescente.

Imagine uma minigeração solar sujeita a determinado prazo regulatório. Se sete meses transcorreram normalmente e, posteriormente, surgiu uma pendência de responsabilidade da distribuidora que efetivamente impediu a continuidade da conexão durante quatro meses, esses quatro meses podem ser desconsiderados na contagem, permanecendo, em representação simplificada, o período remanescente que existia quando ocorreu a suspensão.

O ponto decisivo é a *causalidade*. Não basta demonstrar que a distribuidora atrasou alguma providência. É necessário identificar qual era a pendência, quando surgiu, quando foi solucionada e, principalmente, se efetivamente impediu a conexão, a vistoria, a instalação da medição ou outro marco relevante para o início da injeção. Da mesma maneira, prorrogações relacionadas ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) não devem ser automaticamente confundidas com prorrogação dos prazos necessários à preservação da GD I.

Também não se deve presumir que dificuldades ordinárias do próprio desenvolvimento do empreendimento constituam automaticamente caso fortuito ou força maior. Licenciamento ambiental, regularização fundiária, contratação de fornecedores e execução das obras integram, em princípio, o universo normal de riscos que precisam ser administrados pelo empreendedor. Uma causa capaz de suspender o prazo deve ser demonstrada concretamente, e não simplesmente alegada a partir do atraso geral do projeto.

A existência de uma pendência da distribuidora também não constitui autorização para que o consumidor interrompa aquilo que continua sob sua responsabilidade. Se determinadas atividades do empreendimento poderiam continuar sendo executadas apesar da pendência, a paralisação voluntária pode comprometer posteriormente a defesa do enquadramento. A análise deve separar com precisão aquilo que efetivamente ficou impedido pela distribuidora daquilo que permaneceu sob controle do consumidor-gerador.

O § 6º completa essa lógica ao estabelecer que o descumprimento dos prazos aplicáveis pelo consumidor-gerador afasta as disposições do art. 26. Assim, *protocolo tempestivo sem implantação tempestiva não é, por si só, suficiente para preservar o regime protegido*.

A importância da primeira injeção e do enquadramento pela distribuidora

O início da injeção constitui, portanto, um marco decisivo. Não deve ser compreendido apenas como uma formalidade ou uma injeção simbólica realizada para preservar artificialmente determinada condição regulatória. A comprovação precisa ser compatível com a efetiva implantação e operação da central geradora segundo os critérios regulatórios aplicáveis.

A Lei atribui à distribuidora acessada a competência para implementar e verificar o cumprimento das disposições do art. 26. Isso tem consequência direta para a análise documental: um projeto ainda em desenvolvimento não deve ser tratado como possuidor de uma espécie de “certidão definitiva de GD I” apenas porque dispõe de protocolo realizado dentro da janela legal. O enquadramento precisa ser confirmado a partir do conjunto dos atos praticados e das condições efetivamente cumpridas.

Eventual decisão da distribuidora também não impede sua contestação pelos meios administrativos cabíveis. Por essa razão, a preservação da documentação do processo é fundamental. Em situações controvertidas, a capacidade de reconstruir os acontecimentos pode ser mais importante do que a simples existência de uma comunicação final classificando o empreendimento.

A linha do tempo regulatória como instrumento de Due Diligence

Em uma *Due Diligence* de empreendimento apresentado como GD I, eu trataria a *linha do tempo regulatória* como documento central da análise. Ela deveria permitir reconstruir, de forma cronológica e documental, a solicitação original, o orçamento de conexão, o aceite, os contratos pertinentes, a Garantia de Fiel Cumprimento quando exigível, a execução das obras do consumidor e da distribuidora, eventuais pendências, períodos de suspensão, vistoria, instalação da medição, início efetivo da injeção e reconhecimento do enquadramento pela distribuidora.

Aqui uma tabela é particularmente útil, porque a cronologia não é apenas descritiva: cada evento pode produzir consequência sobre o prazo regulatório.

Evento	Data	Documento comprobatório	Responsável	Efeito regulatório
Solicitação de conexão	__/__/____	Protocolo	Consumidor	Marco inicial a verificar
Orçamento de conexão	__/__/____	Documento da distribuidora	Distribuidora	Marco regulatório
Aceite	__/__/____	Aceite/protocolo	Consumidor	Cumprimento de requisito
Contratos e GFC	__/__/____	Instrumentos correspondentes	Partes	Verificação de regularidade
Obras do consumidor	__/__/____	Relatórios/evidências	Consumidor	Evolução do projeto
Obras da distribuidora	__/__/____	Relatórios / comunicações	Distribuidora	Pode afetar a contagem
Pendência	__/__/____	Comunicação formal	Identificar	Avaliar eventual suspensão
Vistoria e medição	__/__/____	Relatórios/registros	Distribuidora	Marco de conexão
Início da injeção	__/__/____	Medição/faturamento	Consumidor / distribuidora	Marco decisivo
Enquadramento	__/__/____	Comunicação/faturas	Distribuidora	Evidência da GD I

Essa reconstrução torna-se ainda mais importante quando houve sucessivas exigências técnicas ou alterações relacionadas a coordenadas, alimentador, tensão, ponto de conexão, proteção, seletividade ou projetos. Nesses casos, é necessário determinar se ocorreu simples saneamento da solicitação original ou se surgiu uma nova solicitação materialmente autônoma. A diferença pode alterar o marco temporal e, consequentemente, o enquadramento econômico do empreendimento.

Da mesma forma, afirmar genericamente que "*a distribuidora atrasou a conexão*" é insuficiente. Uma defesa tecnicamente consistente da GD I precisa identificar *quais períodos são atribuíveis ao consumidor, quais são atribuíveis à distribuidora* e *quais efetivamente suspenderam o relógio regulatório*. Essa cronologia causal deve ser demonstrada por documentos, e não reconstruída apenas a partir de narrativas posteriores.

GD I como atributo econômico do ativo

Sob a ótica de *valuation*, o art. 26 demonstra de maneira particularmente clara que o valor de uma UFV não

está contido apenas em seus módulos, inversores, terrenos, estruturas e capacidade física de geração. O ativo possui também uma posição contratual e regulatória capaz de alterar materialmente sua geração futura de caixa.

Duas usinas de 2 MW, com a mesma tecnologia, geração esperada e degradação física, podem apresentar valores substancialmente diferentes se uma estiver validamente enquadrada no art. 26 e a outra estiver submetida aos regimes posteriores. A diferença regulatória pode afetar a economia proporcionada pela energia compensada durante muitos anos e, consequentemente, alterar VPL, TIR, capacidade de endividamento e preço de uma transação.

Mas é necessário cuidado com a maneira de expressar esse valor. *Não existe um "título GD I" autônomo e livremente negociável.* Não se compra isoladamente uma GD I. Adquire-se um empreendimento cuja posição regulatória, se legitimamente constituída e preservada, pode proporcionar determinado tratamento econômico até 2045.

Por essa razão, em uma aquisição, financiamento ou *Due Diligence* de UFV, a confirmação da condição de GD I deve ser tratada praticamente como uma condição precedente à validação do fluxo de caixa quando parcela relevante do valor do ativo depender desse enquadramento. A idade da usina, a existência de um protocolo antigo ou a declaração do vendedor não são suficientes.

A condição de GD I deve ser comprovada por uma cadeia documental capaz de demonstrar o ingresso tempestivo no regime, o cumprimento das obrigações atribuíveis ao consumidor-gerador, as eventuais suspensões decorrentes de fatos imputáveis à distribuidora ou de outras hipóteses legalmente admitidas e o início regular da injeção.

O art. 26 transforma, assim, cronologia em valor econômico. Uma diferença de datas, a responsabilidade por determinado atraso ou a natureza de uma alteração ocorrida durante o processo de conexão podem representar diferenças de milhões de reais no fluxo de caixa de uma minigeração ao longo do período protegido. É por isso que, para fins de *valuation*, financiamento ou M&A, *GD I não deve ser presumida: deve ser demonstrada*.

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;

II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;

III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;

IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;

V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;

VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;

VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

§ 1º Para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW (quinhentos quilowatts) em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a incidência:

I - de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;

II - de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;

III - de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e

IV - da regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

§ 2º Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação desta Lei, a aplicação do art. 17 desta Lei dar-se-á a partir de 2031.

O art. 27 completa a arquitetura de transição construída pelos arts. 17, 25 e 26. Se o art. 26 preserva, até 31 de dezembro de 2045, o tratamento aplicável às unidades enquadradas no regime usualmente denominado *GD I*, o art. 27 disciplina o faturamento das unidades que não estão abrangidas por essa proteção. É nesse dispositivo que encontramos as bases dos regimes que o mercado e a regulamentação passaram a identificar como *GD II* e *GD III*, além de uma janela transitória específica prevista no § 2º.

A lógica econômica do artigo é relativamente simples, embora sua aplicação tarifária seja mais complexa. O legislador entendeu que os novos participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) deveriam passar a remunerar progressivamente determinadas componentes associadas à infraestrutura utilizada para transportar e compensar a energia. Em vez de impor imediatamente o novo tratamento em sua integralidade, estabeleceu uma transição gradual para a regra geral e um tratamento mais oneroso para determinadas configurações de minigeração. O art. 27 deve, portanto, ser entendido como uma *regra de transição entre o modelo anterior de compensação e o regime econômico previsto no art. 17*.

GD II — a transição progressiva

Na regra geral, a incidência ocorre sobre toda a energia elétrica ativa compensada e alcança componentes tarifárias relacionadas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória, correspondente à depreciação desses ativos, e aos custos de operação e manutenção do serviço de distribuição. Em linguagem corrente do setor, esse conjunto é normalmente associado à chamada *TUSD Fio B*.

Daí surgiu a simplificação de que a Lei nº 14.300/2022 criou uma cobrança progressiva do "Fio B". A expressão é operacionalmente útil, desde que não esconda a definição legal. Da mesma maneira, deve-se evitar interpretar os percentuais como incidência sobre toda a tarifa ou sobre toda a conta de energia. Quando a Lei estabelece, por exemplo, 60% em 2026, isso não significa que o consumidor enquadrado na regra geral esteja pagando "60% da conta de luz". Significa que há incidência de 60% das componentes especificamente indicadas pelo caput sobre a energia ativa compensada.

A progressão estabelecida pela Lei é:

Ano	*Incidência das componentes previstas no caput*	*Parcela correspondente ainda não incidente*
2023	*15%*	*85%*
2024	*30%*	*70%*
2025	*45%*	*55%*
2026	*60%*	*40%*
2027	*75%*	*25%*
2028	*90%*	*10%*
2029	*Regra do art. 17*	—

Em 2026, portanto, uma unidade submetida à regra geral do art. 27 está sujeita à incidência de 60% dessas componentes sobre a energia compensada. Essa progressividade também permite compreender melhor o art. 25: à medida que aumenta a participação suportada diretamente pelo consumidor-gerador, reduz-se a parcela correspondente ao mecanismo transitório de custeio tratado naquele artigo.

Essa regra geral é usualmente denominada *GD II*. Sua característica econômica mais importante é a redução progressiva do benefício associado à compensação da energia por meio da rede. A transição não elimina o SCEE, mas modifica gradualmente o valor econômico da energia injetada e posteriormente compensada.

GD III — uma transição mais onerosa

O § 1º estabelece tratamento distinto para determinadas minigerações. É o regime usualmente denominado *GD III*, cuja caracterização exige atenção porque não depende apenas da potência instalada. Para que se configure a hipótese do § 1º, estamos diante de minigeração acima de 500 kW, proveniente de fonte não despachável e enquadrada em autoconsumo remoto ou em geração compartilhada na qual um único titular detenha 25% ou mais da participação no excedente de energia elétrica. Os requisitos precisam ser analisados conjuntamente. Por isso, é incorreto afirmar simplesmente que toda minigeração acima de 500 kW é GD III.

Uma instalação solar de 700 kW em autoconsumo local, por exemplo, não se enquadra na hipótese do § 1º apenas porque ultrapassou 500 kW. Já uma instalação solar de 700 kW destinada ao autoconsumo remoto poderá preencher as condições do dispositivo. Na geração compartilhada, é necessário verificar

adicionalmente a participação dos beneficiários: a existência de um único titular com 25% ou mais do excedente integra expressamente o critério legal.

Essa característica introduz uma consequência interessante: *a própria estrutura de participação em um empreendimento de geração compartilhada pode produzir efeito tarifário*. Uma estrutura em que quatro participantes detenham 25% cada é diferente, para esse critério específico, de outra em que cinco participantes detenham 20% cada. Isso não significa, naturalmente, que participações devam ser artificialmente pulverizadas para evitar determinado enquadramento. A estrutura jurídica e econômica precisa possuir substância real e deve ser analisada em conjunto com as demais regras da Lei, inclusive aquelas destinadas a impedir fragmentações ou arranjos artificiais.

O tratamento da GD III é significativamente mais oneroso do que a transição da GD II. Até 2028, o § 1º estabelece incidência de 100% das componentes relacionadas à remuneração dos ativos de distribuição, depreciação e custos de operação e manutenção; 40% das componentes especificadas relacionadas à Rede Básica, transformadores da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV, Demais Instalações de Transmissão (DIT), sistemas de distribuição de outras distribuidoras e conexão às instalações de transmissão ou distribuição; e 100% dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

A diferença entre os dois regimes pode ser sintetizada da seguinte forma:

Aspecto	GD II — regra geral	GD III — § 1º
Componentes associadas ao Fio B em 2026	60%	100%
Componentes de transmissão especificadas no § 1º	Sem a incidência adicional específica de 40% do § 1º	40%
P&D, EE e TFSEE	Regime geral	100%
Art. 17	A partir de 2029	A partir de 2029

Essa diferença pode produzir efeitos materiais no fluxo de caixa. Duas UFV com a mesma potência, tecnologia, irradiação e geração anual podem apresentar benefícios econômicos bastante distintos simplesmente porque a modalidade de utilização da energia, a natureza da fonte ou a estrutura de

participação conduzem a enquadramentos regulatórios diferentes.

A janela especial do § 2º

O § 2º introduz uma terceira situação que não deve ser confundida nem com a GD I nem com a transição geral. Ele alcança as unidades que protocolaram solicitação de acesso entre o 13º e o 18º mês contados da publicação da Lei e determina que, para elas, a aplicação do art. 17 ocorra somente a partir de 2031.

Trata-se de uma janela intermediária. Esses projetos não se transformam em GD I e, portanto, não recebem a proteção até 2045. Por outro lado, também não ingressam no regime do art. 17 no mesmo momento previsto pela regra geral do caput. A Lei concedeu a eles uma transição mais longa.

Essa diferença temporal é suficientemente relevante para ser considerada separadamente em qualquer modelagem econômico-financeira. Também não seria correto simplesmente prolongar mecanicamente os percentuais de 15%, 30%, 45% e assim sucessivamente até 2030. O § 2º estabelece o marco de aplicação do art. 17 a partir de 2031; a forma de faturamento durante essa janela deve ser examinada conforme a disciplina regulatória correspondente.

O quadro geral dos regimes pode, assim, ser sintetizado:

Regime	*Fundamento*	*Característica principal*
GD I	*Art. 26*	*Proteção até 31/12/2045*
GD II	*Art. 27, caput*	*Transição tarifária progressiva*
GD III	*Art. 27, § 1º*	*Regime transitório mais oneroso para determinadas minigerações*
Janela especial	*Art. 27, § 2º*	*Aplicação do art. 17 somente a partir de 2031*
Regime posterior	*Art. 17*	*Tratamento econômico segundo custos e benefícios sistêmicos*

O art. 27 muda a economia do autoconsumo

A consequência econômica do art. 27 ultrapassa a simples cobrança de uma nova parcela tarifária. À medida que aumenta o custo associado à energia injetada na rede e posteriormente compensada, *cresce o valor relativo da energia consumida no mesmo instante em que é produzida*.

Esse ponto modifica a lógica tradicional de dimensionamento de projetos. Durante muito tempo, a rede pôde ser percebida economicamente quase como uma “bateria virtual”: a energia excedente era injetada durante

o período de geração e compensada posteriormente, com amplo aproveitamento tarifário. A transição do art. 27 reduz progressivamente essa equivalência econômica.

Considere uma empresa cuja geração fotovoltaica se concentre ao meio-dia, enquanto parcela relevante de seu consumo ocorra às 19 horas. Sem qualquer gerenciamento, a energia produzida durante o dia será injetada e posteriormente compensada, submetendo-se ao regime tarifário correspondente. Se parte das cargas puder ser deslocada para o horário solar, aumenta-se o autoconsumo instantâneo. Alternativamente, um *Battery Energy Storage System* (BESS), ou Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria, poderá armazenar parte da produção para utilização posterior. Um *Energy Management System* (EMS), ou Sistema de Gerenciamento de Energia, pode contribuir para coordenar essas decisões.

Surge, assim, um sinal econômico favorável à maior simultaneidade entre geração e consumo. O perfil horário da carga, que poderia parecer secundário em uma análise baseada apenas na geração anual, passa a ser variável central de projeto.

A transição do art. 27 reduz progressivamente o valor econômico de utilizar a rede como mecanismo de deslocamento temporal da energia e, em contrapartida, aumenta o valor relativo do autoconsumo instantâneo, da gestão de cargas e do armazenamento.

A distinção entre fonte despachável e não despachável também ganha relevância adicional. Como o § 1º utiliza expressamente a natureza não despachável da fonte como um dos requisitos para o enquadramento ali previsto, tecnologias de armazenamento podem adquirir dimensão não apenas operacional, mas potencialmente regulatória e tarifária, desde que a configuração efetivamente satisfaça as definições legais e regulatórias aplicáveis. A simples instalação de uma bateria, evidentemente, não permite declarar automaticamente uma fonte como despachável.

Engenharia tarifária como variável de projeto

O art. 27 demonstra que o dimensionamento ótimo de uma UFV não pode mais ser realizado apenas a partir da área disponível, potência possível e geração anual estimada. É necessário conhecer o perfil horário de consumo, a simultaneidade entre geração e carga, a parcela que será injetada, a modalidade de participação no SCEE, o regime GD aplicável e as componentes tarifárias incidentes.

Um quilowatt-hora produzido e consumido instantaneamente pode possuir valor econômico diferente de um quilowatt-hora produzido, injetado na rede e compensado posteriormente. Consequentemente, duas empresas com o mesmo consumo anual e duas UFVs com a mesma geração anual podem obter resultados econômicos diferentes em razão da distribuição horária desses fluxos.

O art. 27, nesse sentido, transforma a *engenharia tarifária em variável de projeto*. Dimensionar corretamente passa a significar não apenas maximizar geração, mas procurar a melhor combinação entre geração, autoconsumo, injeção, compensação, armazenamento e gestão da carga.

Due Diligence e valuation

Essa mudança deve aparecer diretamente no *valuation*. Não é mais suficiente receber uma projeção de geração e multiplicá-la pela tarifa vigente. Para avaliar adequadamente uma UFV, é necessário identificar sua potência, fonte, modalidade de participação no SCEE, data de protocolo e conexão, enquadramento como GD I, GD II ou GD III, estrutura de participação dos beneficiários quando aplicável, perfil horário de

geração e consumo, percentual tarifário vigente e horizonte de mudança do regime.

A própria fatura de energia passa a ser um importante documento de auditoria regulatória. Se determinada unidade deveria estar enquadrada como GD II, é necessário verificar se o faturamento efetivamente corresponde ao regime aplicável. Se estiver enquadrada como GD III, deve-se examinar a incidência das componentes adicionais previstas no § 1º. A classificação contratual ou a declaração do proprietário não substituem a verificação do faturamento efetivamente praticado.

Uma ferramenta útil para comparação entre projetos pode ser o *Custo Regulatório da Compensação (CRC)*, entendido como a relação entre o custo tarifário incidente sobre a energia compensada e a quantidade de energia compensada, expresso, por exemplo, em R$/MWh. Esse indicador permitiria traduzir diferentes enquadramentos regulatórios em uma medida econômica comparável e incorporá-los com maior clareza aos modelos de *valuation*.

A conclusão é semelhante à alcançada no art. 26, mas agora ganha uma nova dimensão: três usinas com a mesma potência, mesma geração, mesmo CAPEX e mesma tecnologia podem possuir valores econômicos distintos se uma for GD I, outra GD II e a terceira GD III. *MW instalado e MWh gerado não são suficientes para determinar o valor econômico de uma MMGD*.

Em qualquer diagnóstico econômico-financeiro, portanto, potência, geração e tarifa precisam ser complementadas pelo regime GD, modalidade do SCEE, cronologia regulatória, estrutura dos beneficiários, perfil horário de geração e consumo e componentes tarifárias efetivamente incidentes. Sem essas informações, VPL e TIR podem estar matematicamente corretos e, ainda assim, economicamente errados.

CAPÍTULO VII

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 28. A microgeração e a minigeração distribuídas caracterizam-se como produção de energia elétrica para consumo próprio.

Parágrafo único. (VETADO). (Promulgação partes vetadas) (RETIRADO)

Parágrafo único. Para fins desta Lei, os projetos de minigeração distribuída serão considerados projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica, para o enquadramento no § 1º do art. 1º da Lei nº 11.478, de 29 de maio de 2007, e no art. 2º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e no art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, observado que, nesse último caso, serão considerados projetos prioritários e que proporcionam benefícios ambientais e sociais relevantes.

O art. 28 é breve, mas reúne duas ideias de grande importância para a compreensão econômica da Lei nº 14.300/2022. O caput define a natureza da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) ao caracterizá-la como produção de energia elétrica para consumo próprio. O parágrafo único, por sua vez, desloca a análise para outra dimensão ao reconhecer os projetos de minigeração distribuída como projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica para os fins das legislações nele indicadas. De um lado, portanto, o dispositivo ajuda a responder *para que existe a MMGD*; de outro, abre uma perspectiva sobre *como determinados projetos de minigeração podem ser estruturados e financiados*.

A afirmação de que a MMGD se caracteriza como produção de energia para consumo próprio deve ser interpretada dentro da própria arquitetura do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). “Consumo próprio” não significa necessariamente que geração e consumo devam ocorrer no mesmo endereço ou simultaneamente. Se assim fosse, haveria incompatibilidade com modalidades expressamente admitidas pela Lei, como o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras.

Uma empresa pode, por exemplo, possuir uma usina fotovoltaica em determinado município e utilizar sua geração para compensar o consumo de outras unidades de sua titularidade, desde que atendidas as condições legais e regulatórias aplicáveis. A energia física produzida pela usina não precisa ser o mesmo conjunto de elétrons consumido posteriormente por determinada filial. O que existe é uma relação regulatória de geração, injeção e compensação que permanece inserida no conceito de autoconsumo.

Na geração compartilhada, essa ideia adquire uma dimensão coletiva. Cooperativas, consórcios, condomínios, associações e outras estruturas admitidas pela legislação podem reunir diversos consumidores beneficiários. Ainda assim, o núcleo do modelo permanece relacionado à produção destinada ao consumo dos participantes por meio do SCEE, e não à geração comercial convencional estruturada primordialmente para a venda de energia ao mercado.

Essa distinção ajuda a compreender vários dispositivos anteriores da Lei. O art. 11, por exemplo, estabelece restrições destinadas a impedir que empreendimentos originalmente concebidos como geração convencional sejam artificialmente reenquadrados como MMGD para capturar tratamento regulatório mais favorável. Se a essência da MMGD é a produção destinada ao consumo próprio nas modalidades admitidas pelo SCEE,

existe coerência em impedir que uma central estruturada para comercialização convencional de energia seja simplesmente convertida formalmente em geração distribuída.

Os arts. 23 e 24 também não contradizem essa natureza. Uma unidade de MMGD pode prestar serviços ancilares remunerados e pode, nas condições regulatórias aplicáveis, comercializar excedentes de geração. Essas possibilidades acrescentam novas dimensões econômicas ao ativo, mas não alteram a característica estrutural estabelecida pelo art. 28. A comercialização de um excedente eventual ou a prestação de determinado serviço à rede não transforma, por si só, uma unidade de MMGD em uma geradora comercial convencional.

A minigeração como projeto de infraestrutura

O parágrafo único muda significativamente o enfoque do artigo. Seu objeto não é toda a MMGD, mas, especificamente, os *projetos de minigeração distribuída*, que passam a ser considerados projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica para os enquadramentos legais expressamente indicados.

Essa qualificação possui lógica econômica. Projetos de minigeração podem exigir CAPEX relevante, apresentar vida útil de várias décadas, possuir retorno distribuído por longo período e demandar estruturas de financiamento compatíveis com a maturação do investimento. Sob essa perspectiva, uma usina deixa de ser vista apenas como um conjunto de equipamentos destinado a produzir eletricidade e passa a ser compreendida também como um *ativo de infraestrutura capaz de gerar benefícios econômicos de longo prazo*.

O parágrafo único remete às Leis nº 11.478/2007, nº 11.488/2007 e nº 12.431/2011, diplomas historicamente relacionados a instrumentos de investimento, incentivos e financiamento de infraestrutura. No caso da Lei nº 12.431/2011, o próprio art. 28 determina que os projetos abrangidos sejam considerados prioritários e proporcionem benefícios ambientais e sociais relevantes para os fins ali previstos.

Há, entretanto, uma cautela necessária. O reconhecimento da minigeração como infraestrutura *não significa concessão automática de qualquer benefício tributário ou financeiro*. Ser potencialmente enquadrável em determinado instrumento é diferente de estar efetivamente habilitado a utilizá-lo. Cada mecanismo possui seus próprios requisitos, procedimentos, aprovações e condicionantes. Além disso, a legislação brasileira de financiamento de infraestrutura sofreu alterações posteriores à edição da Lei nº 14.300/2022, razão pela qual a utilização prática desses instrumentos deve sempre considerar a legislação vigente no momento da estruturação financeira. O art. 28, portanto, abre uma porta jurídica, mas não substitui o procedimento necessário para atravessá-la.

A referência à Lei nº 11.488/2007 aproxima a análise, entre outros aspectos, do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). Quando efetivamente aplicável e regularmente habilitado, um tratamento dessa natureza pode repercutir diretamente sobre o custo de implantação do projeto. A consequência deixa de ser apenas tributária: redução efetiva de determinados custos pode significar menor CAPEX, menor necessidade de financiamento e melhora dos indicadores de retorno.

A mesma lógica se aplica aos instrumentos de mercado de capitais relacionados ao financiamento de infraestrutura. O ponto econômico central é que a viabilidade de uma minigeração não depende somente da quantidade de energia que produzirá ou da economia tarifária proporcionada. Depende também de quanto custa o capital necessário para implantá-la.

O custo de capital também cria ou destrói valor

Essa perspectiva acrescenta uma dimensão importante ao *valuation*. Nos artigos anteriores, grande parte da análise concentrou-se na formação dos fluxos de caixa: geração, autoconsumo, compensação, créditos, tarifas, regime GD, comercialização de excedentes e, eventualmente, serviços ancilares. O art. 28 chama atenção também para a estrutura de capital utilizada para financiar esses fluxos.

Considere dois projetos tecnicamente idênticos, com o mesmo CAPEX, a mesma geração e a mesma economia operacional. Se um deles consegue estruturar financiamento de longo prazo a custo inferior, seu valor econômico pode ser substancialmente maior. A energia produzida não mudou; o que mudou foi o custo do dinheiro necessário para construir e financiar o empreendimento.

Essa relação pode ser observada por meio do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* — WACC). Quanto maior o risco percebido e o custo das fontes de financiamento, maior tende a ser a taxa de desconto exigida e, tudo o mais constante, menor o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto. Em sentido contrário, uma estrutura financeira eficiente pode aumentar o valor econômico sem alterar um único módulo fotovoltaico ou acrescentar um quilowatt-hora à geração.

Na minigeração distribuída, a criação de valor não ocorre apenas na geração e na tarifa: também pode ocorrer na estrutura de capital. É nesse ponto que o art. 28 aproxima a minigeração da lógica de *project finance*. A análise passa a incorporar previsibilidade dos fluxos de caixa, prazo e custo da dívida, carência, indexadores, garantias, *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR), riscos regulatórios e operacionais, qualidade das contrapartes e capacidade do próprio projeto de sustentar sua estrutura de financiamento.

A qualificação como infraestrutura, entretanto, não elimina os riscos que examinamos nos arts. 26 e 27. Duas UFVs podem ser igualmente consideradas projetos de infraestrutura e, ainda assim, possuir capacidades de endividamento muito diferentes porque uma está validamente enquadrada como GD I e outra está submetida a um regime tarifário mais oneroso. O financiador não deve observar apenas a tecnologia e o ativo físico: precisa compreender a qualidade e a estabilidade do fluxo econômico que servirá à dívida.

Infraestrutura, Due Diligence e bankability

Essa relação torna a *Due Diligence* regulatória parte da própria análise de *bankability* do projeto. Antes de considerar determinado fluxo suficientemente previsível para suportar financiamento de longo prazo, é necessário verificar o regime GD, a regularidade do processo de conexão, o enquadramento no SCEE, a modalidade utilizada, os contratos de uso da rede, o licenciamento, os direitos sobre o imóvel, os contratos de engenharia, suprimento e construção (*Engineering, Procurement and Construction* — EPC), operação e manutenção (O&M), seguros, garantias, beneficiários e demais elementos que possam afetar a capacidade futura de geração de caixa.

Da mesma forma, eventual benefício tributário ou financeiro utilizado no modelo precisa ser efetivamente comprovado. Uma premissa de redução de CAPEX decorrente de determinado incentivo não deveria ser incorporada ao fluxo de caixa simplesmente porque o art. 28 classifica a minigeração como infraestrutura. É necessário verificar elegibilidade, habilitação, alcance do benefício, despesas efetivamente abrangidas e condições para sua manutenção.

O parágrafo único possui ainda uma particularidade histórica. Ele foi originalmente vetado quando da sanção da Lei nº 14.300/2022, mas o veto foi posteriormente rejeitado pelo Congresso Nacional e o dispositivo foi

promulgado. Portanto, integra o texto legal vigente e deve ser tratado como tal, podendo a ocorrência do veto e sua posterior rejeição ser registrada apenas como informação histórica.

Uma nova dimensão para o valor da MMGD

O art. 28 permite reunir vários elementos analisados até aqui. A MMGD nasce estruturalmente vinculada ao consumo próprio e ao SCEE, mas o ativo pode apresentar outras dimensões econômicas admitidas pela própria Lei. Pode prestar serviços ancilares nas condições do art. 23, pode ter seus excedentes comercializados segundo o art. 24 e, no caso da minigeração, pode ser tratado como projeto de infraestrutura para os fins previstos no parágrafo único do art. 28.

Isso demonstra que a Lei nº 14.300/2022 não deve ser compreendida simplesmente como uma lei sobre compensação de energia solar. Ela organiza ativos que possuem dimensões energéticas, tarifárias, regulatórias, financeiras e, progressivamente, de infraestrutura.

Para *valuation*, a consequência é especialmente relevante. Os arts. 12, 13, 17, 23, 24, 26 e 27 ajudam a compreender como se formam e se modificam os fluxos econômicos do empreendimento. O art. 28 acrescenta a possibilidade de olhar também para a forma pela qual esses ativos são financiados e para o custo de capital associado ao investimento.

Assim, duas minigerações capazes de produzir exatamente a mesma quantidade de energia podem apresentar valores diferentes não apenas porque possuem regimes tarifários distintos, mas também porque foram estruturadas com diferentes custos de capital, prazos de financiamento, benefícios efetivamente capturados e níveis de risco.

O art. 28 completa, nesse sentido, uma dimensão importante da análise econômico-financeira da MMGD: *um projeto tecnicamente viável somente se transforma em um ativo de infraestrutura economicamente financiável quando geração, regulação, fluxo de caixa e estrutura de capital conseguem funcionar de maneira coerente entre si*.

Art. 29. Para a outorga de autorização de usinas fotovoltaicas pela Aneel destinadas ao ACL ou à autoprodução de energia elétrica, deverá ser apresentado estudo simplificado que contenha os dados de pelo menos 1 (um) ano de medição realizada por meio de medição satelital ou estação solarimétrica instalada no local do empreendimento, juntamente com o sumário de certificação de medições solarimétricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base na série de dados apresentada.

O art. 29 desloca momentaneamente a análise para fora do núcleo da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Seu objeto são as usinas fotovoltaicas destinadas ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou à autoprodução de energia elétrica e submetidas à outorga de autorização pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para esses empreendimentos, a Lei estabelece uma premissa importante: a capacidade de produção de energia não deve ser sustentada apenas pelas estimativas do próprio empreendedor. É necessário apresentar uma base mínima de dados solarimétricos e uma avaliação independente da produção anual esperada.

Essa distinção inicial é importante porque *autoconsumo remoto e autoprodução de energia elétrica não são institutos equivalentes*. O autoconsumo remoto é uma modalidade do SCEE, na qual a energia gerada em determinada unidade pode ser utilizada para compensar o consumo de outras unidades de titularidade admitida pela regulamentação, observadas as condições aplicáveis. A autoprodução, por sua vez, constitui categoria própria do setor elétrico, submetida a regime jurídico e regulatório distinto. A semelhança entre as expressões “autoconsumo” e “autoprodução” não deve, portanto, conduzir à sua utilização como sinônimos.

O Ambiente de Contratação Livre também pertence a outra lógica. Nele, agentes habilitados podem negociar energia mediante contratos livremente pactuados, dentro das regras do setor elétrico. Assim, enquanto os artigos anteriores estiveram predominantemente concentrados na relação entre consumidor-gerador, SCEE e distribuidora, o art. 29 trata de empreendimentos fotovoltaicos destinados à comercialização no ACL ou à autoprodução e estabelece uma exigência técnica para sua outorga.

A medição solarimétrica como fundamento da produção esperada

A Lei exige a apresentação de estudo simplificado contendo dados de pelo menos um ano de medição, obtidos por meio de medição satelital ou de estação solarimétrica instalada no local do empreendimento. Esses dados devem ser acompanhados de sumário de certificação das medições solarimétricas e da estimativa da produção anual de energia elétrica, emitido por certificador independente.

A exigência de pelo menos um ano possui fundamento técnico. O recurso solar varia ao longo do tempo em função da sazonalidade, nebulosidade, regime de chuvas, temperatura, posição solar e demais características climáticas do local. Uma série muito curta poderia representar adequadamente determinado período e, ainda assim, produzir uma visão distorcida da disponibilidade anual do recurso. O período mínimo de doze meses permite capturar ao menos um ciclo completo de sazonalidade.

A Lei admite tanto dados obtidos por satélite quanto aqueles provenientes de estação solarimétrica instalada no empreendimento. Não existe, portanto, pela literalidade do dispositivo, obrigação de que todo projeto possua necessariamente uma estação física operando no terreno durante doze meses. A possibilidade de utilização de dados satelitais amplia as alternativas técnicas, sem eliminar a necessidade de qualidade, consistência e certificação das informações utilizadas.

Uma estação solarimétrica pode medir grandezas como Irradiação Global Horizontal (*Global Horizontal Irradiance* - GHI), Irradiação Direta Normal (*Direct Normal Irradiance* - DNI), Irradiação Difusa Horizontal (*Diffuse Horizontal Irradiance* - DHI), temperatura, velocidade do vento e outras variáveis relevantes. A escolha e a importância de cada informação dependerão das características do empreendimento e da tecnologia empregada.

Entretanto, *recurso solar não é sinônimo de geração de energia*. A quantidade de radiação disponível precisa ser convertida em eletricidade por uma instalação real, sujeita a perdas ópticas, térmicas e elétricas, diferenças de desempenho entre módulos, eficiência dos inversores, transformadores, indisponibilidades, sujidade, degradação e demais fatores operacionais. É por essa razão que o art. 29 não exige apenas a apresentação dos dados solarimétricos: exige também uma estimativa da produção anual associada ao empreendimento.

O estudo precisa, em outras palavras, transformar o recurso natural disponível em uma estimativa tecnicamente fundamentada dos MWh que a usina será capaz de produzir.

A importância da certificação independente

A exigência de certificador independente é um dos aspectos mais relevantes do dispositivo. Existe um incentivo econômico natural para que o desenvolvedor de um empreendimento trabalhe com projeções favoráveis de geração. Quanto maior a produção esperada, maior poderá ser a receita projetada, o EBITDA, o Valor Presente Líquido (VPL), a capacidade de endividamento e, em uma eventual transação, o valor atribuído ao ativo.

A certificação independente introduz uma camada de controle sobre essa premissa. Um terceiro tecnicamente qualificado deverá examinar os dados, a qualidade das medições e a estimativa de produção apresentada. Isso reduz a assimetria de informação e ajuda a evitar que uma variável essencial para o valor econômico do empreendimento dependa exclusivamente das projeções de quem possui interesse direto em sua implantação ou comercialização.

Esse cuidado regulatório coincide com uma preocupação típica de *Due Diligence*. Em uma aquisição ou financiamento de uma usina fotovoltaica, não deveria ser suficiente receber uma planilha afirmando que o empreendimento produzirá determinado número de MWh por ano. É necessário compreender de onde veio essa estimativa, quais dados solarimétricos foram utilizados, qual o período da série histórica, qual metodologia foi aplicada, quais perdas foram consideradas e quem realizou a certificação.

O período mínimo de um ano exigido pelo art. 29 deve ser compreendido como *piso regulatório*, e não necessariamente como padrão suficiente para todas as decisões de investimento ou financiamento. Um investidor ou financiador poderá exigir séries históricas mais extensas e análises que permitam avaliar a variabilidade interanual do recurso solar e construir cenários probabilísticos de geração.

É nesse contexto que aparecem medidas como P50, P75 e P90. De maneira simplificada, um cenário P50 representa uma estimativa central de produção, com aproximadamente 50% de probabilidade de ser superada, enquanto um P90 trabalha com nível mais conservador, buscando uma produção com aproximadamente 90% de probabilidade de ser superada. Essa diferença é especialmente importante para financiadores, que precisam avaliar a capacidade do projeto de continuar honrando o serviço da dívida mesmo diante de condições menos favoráveis de geração.

Um projeto pode, por exemplo, apresentar produção P50 de 100 GWh por ano e P90 de 91 GWh. O empreendedor poderá utilizar o primeiro cenário como referência econômica central, enquanto o financiador poderá testar a dívida também contra o segundo. A diferença repercute diretamente sobre receita, fluxo de caixa, *Cash Flow Available for Debt Service* (CFADS), *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) e capacidade máxima de endividamento.

Solarimetria também é uma variável financeira

A relevância econômica do art. 29 aparece quando percebemos que praticamente todo o fluxo financeiro de uma usina começa pela quantidade de energia que ela efetivamente consegue produzir. Se a premissa de geração estiver superestimada, as projeções subsequentes poderão estar matematicamente corretas e ainda assim conduzir a uma conclusão econômica equivocada.

Considere uma usina cuja geração tenha sido estimada em 100 GWh por ano e cuja energia possua valor médio de R$ 300/MWh. A projeção inicial corresponderia a R$ 30 milhões anuais. Se a produção efetivamente sustentável for de 92 GWh, o valor correspondente cairia para R$ 27,6 milhões. A diferença de R$ 2,4 milhões

por ano, repetida ao longo da vida econômica do ativo, pode produzir impacto de dezenas de milhões de reais antes mesmo de considerados desconto a valor presente, degradação e demais variáveis.

Por isso, *o estudo solarimétrico é simultaneamente um documento técnico e econômico-financeiro*. Ele alimenta a engenharia ao estimar a produção; os contratos ao indicar a energia potencialmente disponível; o financiamento ao sustentar a capacidade de pagamento; o *valuation* ao formar a primeira grande premissa do fluxo de caixa; e uma operação de M&A ao influenciar diretamente o preço do ativo.

Essa constatação cria uma ligação interessante com o art. 28. Se determinados projetos de geração podem ser tratados como infraestrutura e financiados como ativos de longo prazo, sua produção precisa estar tecnicamente fundamentada. Infraestrutura financiável exige previsibilidade razoável dos fluxos econômicos, e esses fluxos começam pela capacidade física de produzir energia.

Do recurso solar à receita

Em uma *Due Diligence* de usina fotovoltaica, a análise pode ser organizada em quatro perguntas sucessivas: *recurso, conversão, escoamento* e *monetização*.

Primeiro, é necessário determinar quanto recurso solar existe efetivamente no local. Em seguida, deve-se verificar quanto desse recurso a configuração técnica da planta consegue converter em eletricidade, considerando potência instalada, relação entre capacidades em corrente contínua e alternada, inversores, perdas, disponibilidade, degradação e demais características do projeto. Depois, é preciso avaliar quanto da energia produzível poderá efetivamente ser escoada pelo sistema elétrico. Finalmente, deve-se compreender como essa energia será monetizada, seja mediante contratos no ACL, autoprodução ou outra estrutura admitida pelo regime aplicável.

Essa sequência impede um erro comum: começar a avaliação diretamente pela receita sem testar adequadamente a premissa física que a sustenta.

Em uma planta já operacional, a análise torna-se ainda mais rica, porque é possível confrontar o estudo energético original com a geração efetivamente observada. Se um projeto foi concebido com P50 de 100 GWh anuais e, depois de normalizadas as condições relevantes, entrega consistentemente 93 GWh, o desvio merece investigação. A causa pode estar no recurso solar, na disponibilidade, em falhas de inversores, sujidade, perdas superiores às projetadas, *clipping*, degradação, erro de modelagem ou restrições de escoamento.

Um indicador útil nesse diagnóstico é o *Performance Ratio* (PR), que permite avaliar, de forma normalizada, o desempenho da instalação em relação ao recurso solar disponível e às características da planta. Um PR persistentemente inferior ao esperado pode sinalizar perdas, indisponibilidades ou problemas de projeto e operação que precisam ser identificados antes de aceitar a geração histórica como representativa da capacidade econômica do ativo.

Produção potencial não é necessariamente energia comercializada

O art. 29 também exige uma distinção importante entre capacidade de produção e capacidade de monetização. Uma boa solarimetria e uma estimativa tecnicamente consistente não garantem, isoladamente, a viabilidade econômica do empreendimento. Uma usina pode estar instalada em região de excelente recurso solar e, ainda assim, enfrentar CAPEX elevado, custo de conexão excessivo, condições comerciais

desfavoráveis, financiamento caro, riscos fundiários ou ambientais e restrições de escoamento.

Da mesma maneira, *outorga não significa garantia de conexão ou de capacidade de escoamento*. São dimensões diferentes do projeto. Uma central pode possuir autorização e recurso suficiente para produzir determinada quantidade de energia, mas encontrar limitações físicas ou operativas na transmissão ou distribuição.

Esse risco torna-se particularmente importante diante de restrições de geração ou *curtailment*. Para fins econômico-financeiros, é necessário distinguir a energia que o recurso natural permitiria produzir, aquela que a planta tecnicamente consegue gerar, aquela que efetivamente consegue escoar para o sistema e, finalmente, aquela que poderá ser comercializada e convertida em receita.

Por isso, em uma aquisição ou financiamento, o estudo solarimétrico deve ser examinado juntamente com a documentação de conexão, os estudos elétricos, a capacidade de escoamento, os contratos comerciais e o histórico operacional, quando disponível. Uma premissa isoladamente correta não assegura a integridade do fluxo de caixa.

O primeiro número do valuation

O art. 29 contém, assim, uma lição econômico-financeira que ultrapassa seu objetivo regulatório imediato. Antes de discutir preço da energia, PPA, estrutura de financiamento, WACC, VPL ou TIR, é necessário determinar quanto o ativo efetivamente consegue produzir e quanto dessa produção poderá ser transformada em receita.

A sequência econômica de uma usina fotovoltaica começa no recurso solar, passa pela capacidade de conversão da planta, encontra as limitações de escoamento e somente então chega à monetização. Depois disso, os fluxos podem ser projetados e descontados para determinação do valor econômico do empreendimento. *Em uma UFV, antes de auditar o Excel, é preciso auditar o MWh que entra no Excel*.

Essa talvez seja a principal contribuição do art. 29 para uma leitura econômico-financeira da Lei: a primeira premissa do *valuation* de uma usina fotovoltaica não é a receita projetada, mas a capacidade tecnicamente fundamentada de produzir, escoar e monetizar energia.

Art. 30. A Aneel e as concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, a fim de cumprir as disposições desta Lei, deverão adequar seus regulamentos, suas normas, seus procedimentos e seus processos em até 180 (cento e oitenta) dias da data de publicação desta Lei.

O art. 30 é uma norma de implementação. Depois de estabelecer conceitos, direitos, obrigações, regras de conexão, modalidades de participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e diferentes regimes tarifários, a Lei nº 14.300/2022 determinou que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as concessionárias e as permissionárias de distribuição adequassem seus regulamentos, normas, procedimentos e processos ao novo marco legal. Para essa adaptação, foi estabelecido o prazo de 180 dias contado da publicação da Lei.

Mais do que uma disposição administrativa, o artigo evidencia uma relação hierárquica fundamental. A Lei estabelece os direitos, obrigações e princípios estruturantes; a regulamentação da ANEEL disciplina sua

aplicação; os procedimentos técnicos detalham os requisitos necessários à operação do sistema; e as normas e rotinas das distribuidoras executam essas determinações no caso concreto. Os procedimentos internos existem para operacionalizar o ordenamento regulatório, e não para substituí-lo.

Essa leitura possui especial importância nos conflitos envolvendo conexão de Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD). Uma exigência não se torna juridicamente suficiente apenas porque está prevista em manual, formulário, plataforma eletrônica ou procedimento interno da distribuidora. É necessário que possa ser relacionada à legislação, à regulamentação da ANEEL ou a uma necessidade técnica legitimamente fundamentada.

Da Lei à execução pela distribuidora

A implementação da Lei nº 14.300/2022 envolve diferentes níveis normativos. A ANEEL exerce a função regulatória nacional, enquanto concessionárias e permissionárias aplicam concretamente essas regras em atividades como acesso, conexão, medição, faturamento e operacionalização do SCEE. Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), por sua vez, ocupam papel relevante na disciplina dos aspectos técnicos da distribuição.

A leitura prática pode ser organizada em uma sequência: *Lei nº 14.300/2022* → *regulamentação da ANEEL* → *procedimentos técnicos aplicáveis* → *normas da distribuidora* → *sistemas, formulários e rotinas operacionais*. A direção dessa relação é importante. Uma rotina administrativa situada no final dessa cadeia não pode modificar, por si mesma, o direito estabelecido pelos níveis normativos superiores.

Isso não diminui a importância das normas técnicas das distribuidoras. Cada rede possui características próprias de tensão, proteção, equipamentos, capacidade e operação, tornando necessários padrões técnicos para garantir segurança, qualidade e confiabilidade. Essas exigências, contudo, devem ser compatíveis com a regulamentação, tecnicamente justificadas, transparentes, proporcionais e não discriminatórias.

O art. 30 também se relaciona diretamente com a preocupação de padronização encontrada em dispositivos anteriores da Lei. Em um país com numerosas áreas de concessão e permissão, algum grau de diferenciação técnica é inevitável. O que não seria compatível com a lógica do Marco Legal é transformar essa diversidade em dezenas de regimes administrativos independentes, nos quais uma mesma situação regulatória recebesse tratamento materialmente distinto apenas em razão da distribuidora responsável pela área de concessão.

O prazo de 180 dias e a regulamentação posterior

O prazo de 180 dias possuía função claramente implementadora. A intenção do legislador era impedir que o novo marco legal coexistisse indefinidamente com normas e procedimentos concebidos para o regime anterior e eventualmente incompatíveis com as novas disposições.

A regulamentação estrutural da ANEEL veio posteriormente, com destaque para a Resolução Normativa nº 1.059/2023, que promoveu alterações relevantes na Resolução Normativa nº 1.000/2021 e em outras normas para incorporar o Marco Legal da MMGD. A REN nº 1.000/2021, com suas alterações posteriores, tornou-se assim uma referência central para a aplicação operacional de diversos dispositivos da Lei nº 14.300/2022.

O intervalo entre a publicação da Lei e a consolidação dessa regulamentação possui importância histórica e pode ser relevante para processos iniciados naquele período. Em situações concretas, deve-se observar

qual era o conjunto normativo aplicável no momento de cada ato, especialmente quando a controvérsia envolve protocolo, enquadramento, prazo ou procedimento ocorrido durante a fase de transição regulatória.

Atualmente, portanto, a principal importância do art. 30 não está no prazo de 180 dias considerado isoladamente, mas no princípio que ele revela: *o arcabouço infralegal e os procedimentos das distribuidoras devem estar adaptados à Lei, e não a Lei subordinada aos procedimentos administrativos existentes anteriormente*.

Procedimento não se confunde com direito material

Essa distinção é especialmente importante nos processos de conexão. Formulários, plataformas eletrônicas, protocolos e fluxos internos são instrumentos administrativos necessários, mas não devem ser confundidos com o direito material que procuram implementar.

Considere uma solicitação de conexão tempestivamente protocolada na qual, posteriormente, seja identificada uma informação que precisa ser corrigida. A questão jurídica relevante não é simplesmente saber se o sistema eletrônico da distribuidora possui um botão que permita alterar aquele campo. É necessário verificar se a legislação e a regulamentação tratam a situação como saneamento da solicitação existente ou se efetivamente exigem uma nova solicitação.

Uma limitação do sistema informático não deveria, por si só, transformar um saneamento em novo processo e produzir consequências materiais como perda da data original, mudança de enquadramento regulatório, novo orçamento de conexão ou eventual perda de uma condição tarifária. *O sistema deve servir à norma; a norma não pode ser redefinida pelas limitações do sistema*.

Naturalmente, isso não significa que todo erro possa ser corrigido sem consequências ou que o consumidor esteja dispensado do cumprimento de requisitos legítimos. Uma alteração substancial das características do empreendimento pode produzir efeitos regulatórios distintos de uma simples correção documental. O ponto central é que essa distinção deve decorrer da natureza material da alteração e das normas aplicáveis, e não exclusivamente da arquitetura administrativa da plataforma utilizada pela distribuidora.

A importância para a preservação da GD I

A relação entre os arts. 26 e 30 é particularmente relevante. Em empreendimentos cuja condição de GD I depende da cronologia do processo de conexão, alterações posteriores de formulários, sistemas ou procedimentos administrativos não deveriam apagar a rastreabilidade dos atos anteriormente praticados.

Se uma solicitação foi protocolada dentro da janela legal e posteriormente sofreu exigências, correções ou adaptações, será necessário reconstruir documentalmente a sequência dos acontecimentos para determinar se houve continuidade da solicitação original ou surgimento de uma nova solicitação materialmente autônoma. A mera criação de um novo número pelo sistema da distribuidora, por exemplo, não deveria encerrar automaticamente a análise jurídica sobre a continuidade do processo.

Esse cuidado reforça aquilo que já foi observado no art. 26: a condição regulatória de um empreendimento deve ser demonstrada por sua cadeia documental. Solicitação original, pendências, saneamentos, orçamento de conexão, aceite, contratos, obras, vistoria, medição e início da injeção precisam ser compreendidos em sua sequência e segundo as regras vigentes em cada momento.

O mesmo raciocínio vale para mudanças de normas técnicas durante o desenvolvimento do projeto. Uma

nova exigência não se aplica necessariamente, de maneira automática e retroativa, a todos os processos em andamento. É preciso verificar a natureza da alteração, eventual regra de transição, a fase em que se encontrava o empreendimento, os atos já praticados, questões de segurança e a disciplina específica da ANEEL. Segurança técnica pode justificar adaptações necessárias, mas a existência de uma norma posterior, isoladamente considerada, não resolve toda situação intertemporal.

A rastreabilidade da exigência regulatória

O art. 30 oferece também uma metodologia particularmente útil para auditorias regulatórias e conflitos com distribuidoras. Diante de uma exigência controvertida, a análise não deve começar pela conclusão de que a distribuidora ou o consumidor está correto. O primeiro passo é identificar exatamente *o que foi exigido e qual foi o fundamento apresentado*.

A partir daí, a exigência pode ser rastreada pelos diferentes níveis aplicáveis: Lei nº 14.300/2022, regulamentação da ANEEL, PRODIST, norma técnica da distribuidora e evidência técnica que justifique sua aplicação ao caso concreto. Essa reconstrução permite separar uma exigência tecnicamente necessária de uma dificuldade meramente procedimental ou de uma interpretação administrativa sem fundamento suficiente.

Em trabalhos de *Due Diligence*, essa abordagem é particularmente útil quando o empreendimento apresenta histórico de atrasos, custos adicionais, alteração do ponto de conexão, exigência de reforços, mudança de tensão, novo protocolo ou controvérsia sobre enquadramento regulatório. Não basta perguntar se o empreendedor cumpriu aquilo que a distribuidora solicitou. Também é necessário verificar se *aquilo que foi solicitado possuía fundamento regulatório e técnico adequado quando a exigência foi formulada*.

Uma matriz de rastreabilidade pode auxiliar nos casos mais complexos:

Exigência	Fundamento apresentado	Lei nº 14.300	Regulação ANEEL / PRODIST	Base técnica	Consequência
Novo documento	Norma interna	Verificar	Verificar	Quando aplicável	Prazo/custo
Novo protocolo	Limitação do sistema	Verificar	Verificar	—	Marco regulatório
Mudança do ponto de conexão	Estudo técnico	Verificar	Verificar	Examinar estudo	CAPEX/prazo
Proteção adicional	Norma técnica	-	Verificar	Examinar necessidade	CAPEX
Reforço de rede	Capacidade da rede	Verificar	Verificar	Examinar estudos	Custo/conexão

O objetivo não é transformar qualquer divergência operacional em controvérsia jurídica. Ao contrário, a metodologia permite identificar com maior precisão quando a exigência possui fundamento legítimo e quando

há inconsistência entre procedimento, regulação e consequência econômica.

Segurança jurídica e uniformidade regulatória

Em última análise, o art. 30 trata também de segurança jurídica. A implantação de um marco nacional para MMGD seria incompleta se cada distribuidora pudesse reinterpretar autonomamente seus elementos essenciais por meio de procedimentos internos. A diversidade das redes justifica soluções técnicas específicas; não justifica a criação de regimes jurídicos paralelos.

Por isso, uma exigência da distribuidora não se legitima simplesmente porque consta de seu procedimento interno. *Sua validade deve poder ser rastreada até a legislação, a regulamentação da ANEEL ou uma necessidade técnica legitimamente fundamentada*.

Essa conclusão possui consequência econômica direta. Uma exigência indevida pode significar meses de atraso, alteração de CAPEX, mudança de ponto de conexão, perda de geração, comprometimento de financiamento ou até discussão sobre enquadramento como GD I. O que aparentemente começa como questão administrativa pode terminar afetando materialmente o valor do empreendimento.

O art. 30 fornece, assim, uma importante chave de leitura para os processos de conexão: diante de qualquer controvérsia, é preciso reconstruir *qual foi a exigência, qual era sua base normativa e técnica vigente naquele momento e qual consequência ela efetivamente produziu sobre o empreendimento*. Essa abordagem transforma uma reclamação genérica contra a distribuidora em uma análise regulatória documentada e permite separar, com maior segurança, obrigação legítima, problema técnico e falha procedimental.

Art. 32. A Aneel promoverá a divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos das centrais de microgeração e minigeração distribuída de forma a manter a transparência das informações à sociedade.

O art. 32 é curto, mas encerra um princípio econômico-regulatório de grande importância: a avaliação da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) não deve considerar isoladamente aquilo que o consumidor-gerador paga ou deixa de pagar. A Lei determina que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) dê transparência aos *custos e benefícios sistêmicos* associados à geração distribuída, permitindo que a sociedade conheça os diferentes efeitos que esses recursos produzem sobre o sistema elétrico.

O dispositivo complementa diretamente o art. 17. Enquanto aquele artigo estabelece a necessidade de considerar e valorar custos e benefícios proporcionados pela MMGD, inclusive aspectos relacionados à geração, perdas elétricas, transmissão, distribuição e localização, o art. 32 acrescenta uma obrigação de transparência. Não basta calcular; é necessário divulgar.

Essa relação revela uma preocupação importante do legislador. O debate econômico sobre geração distribuída não deveria ser reduzido à pergunta sobre quanto determinado consumidor deixou de pagar em sua fatura. A questão relevante é mais ampla: *quanto a MMGD custa ao sistema, quanto ela beneficia o sistema e qual é o resultado líquido dessa relação*.

Benefício privado e benefício sistêmico são grandezas diferentes

A primeira distinção necessária é entre o benefício obtido pelo proprietário da geração distribuída e o efeito

produzido sobre o sistema elétrico. Uma usina fotovoltaica pode proporcionar ao consumidor economia de R$ 100 mil por ano, mas isso não significa que o sistema elétrico tenha economizado exatamente os mesmos R$ 100 mil. Parte do benefício privado pode corresponder a custos efetivamente evitados, enquanto outra parcela pode decorrer de componentes tarifárias que deixaram de ser suportadas por aquele consumidor e precisam ser recuperadas de outra forma.

O raciocínio inverso também é necessário. Se determinada componente tarifária deixa de ser arrecadada em razão da compensação de energia, não se pode concluir automaticamente que todo esse valor representa prejuízo econômico para o sistema. A MMGD pode, dependendo das circunstâncias, reduzir perdas elétricas, diminuir a necessidade de geração centralizada, aliviar determinados elementos da rede ou postergar investimentos em transmissão e distribuição.

É justamente por isso que o art. 32 utiliza conjuntamente as expressões *custos e benefícios sistêmicos*. Uma análise tecnicamente equilibrada precisa mensurar os dois lados. Uma visão que atribua apenas benefícios à MMGD será incompleta; outra que considere exclusivamente seus custos também será. *O custo da geração distribuída não pode ser analisado sem seus benefícios; seus benefícios, por sua vez, não podem ser afirmados sem a mensuração de seus custos*.

Entre os benefícios potenciais encontram-se a redução de perdas quando geração e consumo estão eletricamente próximos, a diminuição da necessidade de atendimento por geração centralizada em determinados horários, a postergação de reforços de rede e os benefícios decorrentes da localização do recurso. Entre os custos podem estar reforços de rede, alterações de sistemas de proteção, medição e automação, controle de tensão, gerenciamento de fluxo reverso, digitalização e outras adaptações operacionais necessárias à integração de grandes quantidades de geração distribuída.

Um mesmo empreendimento pode, inclusive, reduzir alguns custos e criar outros simultaneamente. Esse é um dos motivos pelos quais avaliações genéricas sobre a MMGD tendem a ser insuficientes.

Localização, horário e tecnologia determinam valor

Os arts. 17 e 32 introduzem uma percepção particularmente importante: *1 MW de geração distribuída não possui necessariamente o mesmo valor sistêmico em qualquer ponto da rede*.

Considere duas UFVs tecnicamente idênticas, com a mesma potência e a mesma produção anual. A primeira está conectada a um alimentador com crescimento de carga e necessidade futura de reforço. Se sua produção coincidir adequadamente com a demanda local, poderá contribuir para reduzir perdas, aliviar equipamentos ou postergar determinado investimento. A segunda está conectada a uma região com pequena carga durante o período solar e grande concentração de geração fotovoltaica. Nesse caso, a mesma potência adicional poderá aumentar fluxos reversos, elevar tensões e exigir investimentos na rede. Fisicamente, são duas usinas semelhantes. Sistemicamente, podem representar valores muito diferentes.

A dimensão temporal é igualmente relevante. Uma UFV produz principalmente durante o período diurno. Se o pico de determinada rede ocorre próximo ao horário de maior geração solar, a contribuição do empreendimento pode ser significativa. Se o pico ocorre à noite, a geração fotovoltaica sem armazenamento terá capacidade muito menor de contribuir para a redução daquela demanda máxima.

O valor sistêmico de um recurso distribuído passa, portanto, a depender da combinação entre *localização, horário, tecnologia e capacidade de resposta*. É nesse ponto que o armazenamento adquire importância.

Uma UFV que produza energia ao meio-dia, quando determinada rede apresenta baixa necessidade adicional de geração, poderá armazenar parte dessa produção em um *Battery Energy Storage System* (BESS) e disponibilizá-la posteriormente, durante um horário de maior carregamento. A quantidade total de energia pode até permanecer semelhante, mas o momento em que ela é entregue altera seu valor para o sistema.

Essa percepção conecta diretamente o art. 32 ao art. 23. Se a análise sistêmica identifica que determinado recurso distribuído pode evitar ou postergar investimentos, reduzir picos ou prestar outro serviço útil à rede, a legislação admite, nas condições regulatórias aplicáveis, que alguns desses serviços sejam contratados e remunerados. O benefício sistêmico deixa então de ser apenas uma externalidade positiva e pode, em determinadas situações, transformar-se em uma nova fonte de valor econômico para o ativo.

Transparência significa possibilidade de análise

A determinação de divulgação pela ANEEL também deve ser compreendida qualitativamente. Transparência regulatória não deveria significar apenas publicar um número final afirmando que a MMGD produz determinado custo ou benefício. Para que a informação possa ser efetivamente compreendida e discutida, é importante que as premissas, metodologias, bases de dados, períodos analisados, componentes considerados e demais elementos relevantes para a formação dos resultados sejam conhecidos.

Essa transparência é especialmente importante porque existe forte assimetria informacional no setor elétrico. As distribuidoras possuem dados detalhados sobre carregamento da rede, níveis de tensão, perdas, demanda, capacidade dos equipamentos e investimentos planejados. Consumidores, investidores e desenvolvedores normalmente dispõem de uma parcela muito menor dessas informações.

A divulgação de dados e metodologias pela ANEEL pode reduzir essa assimetria e qualificar tanto o debate regulatório quanto as próprias decisões de investimento.

Considere, por exemplo, a afirmação de que a expansão da MMGD em determinado alimentador exigirá R$ 10 milhões em reforços. A informação é relevante, mas ainda insuficiente para determinar o custo sistêmico líquido. É necessário saber qual investimento já seria realizado independentemente da MMGD, qual parcela decorre efetivamente da geração distribuída, qual crescimento de carga estava previsto, se existem perdas evitadas e se alternativas como armazenamento, controle ou gestão da geração poderiam produzir solução de menor custo global.

O mesmo rigor deve ser aplicado aos benefícios. A afirmação de que a MMGD evitou R$ 10 milhões em investimentos também precisa ser examinada: qual investimento foi efetivamente evitado ou postergado, durante quanto tempo, qual o valor presente dessa postergação, qual sua probabilidade e qual elemento da rede foi beneficiado?

Custos e benefícios precisam ser submetidos ao mesmo padrão de evidência.

Valor sistêmico não é valuation do ativo

Outra distinção é essencial. O valor sistêmico de uma UFV não se confunde com seu *valuation*. Ele procura determinar quanto o ativo vale economicamente para seu proprietário ou investidor, considerando geração, receitas ou economias, CAPEX, OPEX, tributos, financiamento e riscos. O valor sistêmico procura responder a outra pergunta: quanto aquele recurso acrescenta ou custa ao sistema elétrico como um todo.

Uma usina pode apresentar excelente retorno privado e benefício sistêmico relativamente pequeno. Outra pode produzir grande benefício em determinado ponto da rede, mas não possuir retorno privado suficiente para justificar sua implantação sem algum mecanismo de remuneração. É justamente nessa segunda situação que instrumentos como os serviços ancilares previstos no art. 23 podem adquirir relevância econômica.

Essa distinção também ajuda a qualificar a discussão sobre subsídios. A constatação de que determinado consumidor-gerador não remunera integralmente uma componente tarifária é uma informação relevante, mas não encerra a análise econômica. É preciso confrontá-la com os custos evitados ou benefícios produzidos pelo recurso distribuído. Da mesma maneira, demonstrar benefícios da geração distribuída não elimina automaticamente os custos que ela possa impor à rede.

O resultado economicamente relevante é o *efeito sistêmico líquido*. Essa lógica também dialoga com o art. 27. Se aquele dispositivo determina uma transição progressiva para a remuneração de determinadas componentes associadas à utilização da rede, o art. 32 lembra que a análise econômica não pode terminar no custo de utilizar essa infraestrutura. Também é necessário investigar os benefícios que a geração distribuída proporciona à própria rede.

Do kWh ao valor do recurso distribuído

A transparência determinada pelo art. 32 pode produzir consequências que ultrapassam o debate tarifário. Informações mais detalhadas sobre custos e benefícios sistêmicos podem orientar investidores, financiadores, desenvolvedores, distribuidoras e o próprio Poder Público na localização e configuração de novos projetos.

A pergunta deixa de ser apenas onde existe boa irradiação, terreno disponível ou capacidade física para instalar uma UFV. Passa também a importar *onde aquela geração é mais útil ao sistema*.

Em uma evolução regulatória mais sofisticada, informações dessa natureza podem contribuir para a construção de mapas de valor locacional, identificando áreas congestionadas, alimentadores com capacidade disponível, subestações críticas, regiões nas quais armazenamento ou geração adicional podem postergar investimentos e outras em que nova geração agravaria fluxos reversos ou problemas de tensão.

Essa abordagem representa uma mudança importante. A política energética deixa de observar exclusivamente a quantidade de energia produzida e passa a considerar também *onde, quando e com que flexibilidade essa energia pode ser disponibilizada*.

Para uma análise econômico-financeira, convém então distinguir pelo menos três dimensões. A primeira é o *valor energético*, relacionado ao MWh produzido. A segunda é o *valor econômico privado*, representado pela receita ou economia proporcionada ao proprietário. A terceira é o *valor sistêmico*, correspondente ao benefício líquido que o recurso proporciona ao sistema elétrico. Quando existe armazenamento ou capacidade de gerenciamento, acrescenta-se ainda o *valor da flexibilidade*, associado à possibilidade de deslocar, modular ou controlar a energia no tempo. Esses valores podem coexistir no mesmo ativo, mas não são equivalentes.

Os arts. 17, 23, 27 e 32 formam, nesse sentido, uma sequência conceitual importante. O art. 17 estabelece a necessidade de valorar custos e benefícios; o art. 23 admite a contratação de determinados serviços prestados pela MMGD; o art. 27 disciplina a transição da remuneração de componentes da rede; e o art. 32

exige transparência sobre os custos e benefícios sistêmicos envolvidos.

A consequência é uma leitura economicamente mais madura da geração distribuída. Tarifa, custo, preço e valor não são sinônimos. A tarifa é uma construção regulatória; o custo representa recursos econômicos consumidos; o preço resulta de uma relação de troca; e o valor depende dos benefícios, riscos e alternativas disponíveis.

Por isso, a pergunta mais relevante sobre uma MMGD deixa de ser apenas quanto o consumidor-gerador paga ou quanto economiza. Passa a ser também: *qual valor líquido esse recurso energético distribuído entrega ao sistema, naquele lugar, naquele horário e com aquela capacidade de resposta*? Essa passagem do simples kWh para o valor sistêmico do recurso distribuído é uma das transformações conceituais mais importantes que a leitura conjunta dos arts. 17, 23 e 32 permite identificar.

Art. 33. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 2º .....

.....

§ 5º .....

.....

IV – geração distribuída.

....." (NR)

"Art. 2º-D Os montantes de energia elétrica de excedentes das concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, em função da variação de mercado provocada pela geração distribuída, serão considerados exposição contratual involuntária."

O art. 33 possui natureza diferente da maior parte dos dispositivos anteriores. Em vez de estabelecer uma regra autônoma dentro do próprio *Marco Legal* da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), ele altera a *Lei nº 10.848/2004*, uma das normas centrais da organização da comercialização de energia elétrica no Brasil. A alteração cumpre duas funções complementares: incorpora expressamente a geração distribuída à arquitetura de contratação das distribuidoras e reconhece que a redução de mercado provocada por sua expansão pode gerar excedentes contratuais caracterizados como exposição contratual involuntária. Com isso, a Lei nº 14.300/2022 reconhece que a geração distribuída não modifica apenas a forma pela qual consumidores produzem energia; em escala suficiente, ela modifica também o mercado que as distribuidoras precisam atender e, consequentemente, seu planejamento de contratação.

Para compreender essa consequência, é preciso considerar que a distribuidora contrata energia antecipadamente para atender à demanda esperada de seu mercado. Essa contratação parte de projeções de consumo, crescimento econômico, comportamento das cargas e outras variáveis que permitem estimar quanta energia será necessária no futuro. Se uma distribuidora projeta mercado de 20.000 GWh por ano e estrutura seu portfólio de contratos para atender a essa necessidade, mas posteriormente a expansão da geração distribuída reduz a demanda líquida para 18.500 GWh, surge um excedente de 1.500 GWh em

relação à necessidade efetiva. A energia já contratada não desaparece simplesmente porque o mercado diminuiu; permanecem os contratos e seus efeitos econômicos.

É nesse contexto que o novo art. 2º-D da Lei nº 10.848/2004 determina que os montantes excedentes de energia das concessionárias ou permissionárias, quando decorrentes da variação de mercado provocada pela geração distribuída, sejam considerados exposição contratual involuntária. A regra complementa diretamente o art. 21 da Lei nº 14.300/2022, que já havia reconhecido a sobrecontratação decorrente da opção dos consumidores pela MMGD como exposição involuntária. Ao inserir o mesmo princípio na legislação geral da comercialização de energia elétrica, o art. 33 harmoniza o Marco Legal da MMGD com a estrutura mais ampla do setor.

A geração distribuída passa a integrar o planejamento do mercado

A inclusão da geração distribuída no inciso IV do § 5º do art. 2º da Lei nº 10.848/2004 possui também significado conceitual. A GD deixa de ser observada apenas como fenômeno situado do lado do consumidor e passa a integrar expressamente a arquitetura jurídica relacionada ao atendimento do mercado das distribuidoras. Parte da energia antes integralmente fornecida pela rede passa a ser produzida pelos próprios consumidores ou próxima às cargas, alterando o volume líquido que precisa ser adquirido e entregue pela distribuidora.

O efeito individual pode parecer pequeno. Uma residência com uma instalação fotovoltaica de poucos quilowatts dificilmente produz impacto perceptível sobre o planejamento de uma grande concessionária. Entretanto, centenas de milhares de decisões semelhantes modificam significativamente a curva de carga, o mercado líquido, a necessidade de contratação, a utilização da rede e a receita tarifária. O fenômeno é um exemplo claro de como decisões microeconômicas descentralizadas podem produzir efeitos setoriais de grande magnitude.

A expansão fotovoltaica pode alterar não apenas o volume anual de energia demandado da distribuidora, mas também seu perfil horário. Durante os períodos de maior produção solar, a demanda líquida da rede pode diminuir significativamente e voltar a crescer rapidamente no final da tarde, quando a geração fotovoltaica recua e o consumo permanece elevado. Esse comportamento está associado ao fenômeno internacionalmente conhecido como *duck curve*, ou curva do pato, e cria desafios relacionados à flexibilidade, rampas de geração, armazenamento e operação do sistema. O art. 33 não disciplina diretamente essa dimensão operacional, mas trata de uma de suas consequências econômicas: a mudança do mercado líquido que precisa ser atendido por contratos de energia.

O planejamento das distribuidoras, portanto, precisa evoluir da simples estimativa do consumo de seus clientes para a previsão de quanto desse consumo continuará sendo suprido pela rede depois de considerada a produção própria. Em termos econômicos, torna-se necessário distinguir a demanda bruta das cargas do mercado líquido efetivamente atendido pela distribuidora. O crescimento da MMGD passa, assim, a integrar os modelos de *forecast* juntamente com variáveis como atividade econômica, temperatura, eficiência energética, migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), novas cargas, eletrificação e mudanças tecnológicas.

Exposição involuntária não significa ausência de planejamento

A classificação prevista no art. 33 exige uma consideração importante: nem toda sobrecontratação de uma

distribuidora pode ser automaticamente atribuída à geração distribuída. É necessário estabelecer nexo causal entre a expansão da GD e a parcela do excedente contratual que se pretende caracterizar como involuntária.

Considere uma distribuidora que tenha contratado 10.000 GWh para determinado período e realizado mercado de apenas 8.500 GWh. A diferença de 1.500 GWh pode resultar simultaneamente de expansão da MMGD, migração de consumidores para o ACL, retração econômica, eficiência energética, condições climáticas ou erro na própria previsão de mercado. Se apenas 500 GWh puderem ser atribuídos à expansão da geração distribuída, não seria adequado classificar automaticamente todo o excedente como exposição involuntária causada pela GD.

Essa decomposição torna-se ainda mais importante à medida que o mercado de geração distribuída amadurece. Em suas fases iniciais, a velocidade de adoção de determinada tecnologia pode apresentar elevada incerteza. Com o passar do tempo, entretanto, acumulam-se informações sobre solicitações de conexão, potência instalada, projetos em desenvolvimento, taxas históricas de crescimento, localização das novas unidades e comportamento dos consumidores. Quanto maior a disponibilidade de informações, maior também a possibilidade de incorporar a expansão da MMGD aos modelos de previsão.

Por isso, *exposição involuntária não significa licença para planejamento inadequado*. A distribuidora continua responsável por acompanhar seu mercado, atualizar projeções, administrar o portfólio de contratos e utilizar os mecanismos regulatórios disponíveis. A proteção legal procura reconhecer variações de mercado que não estejam sob seu controle direto, mas não elimina a necessidade de planejamento diligente diante de tendências razoavelmente previsíveis.

Essa distinção é relevante também do ponto de vista dos incentivos regulatórios. Se toda redução de mercado fosse automaticamente transferida aos consumidores como evento inteiramente alheio à gestão da distribuidora, poderia haver menor estímulo à melhoria dos modelos de previsão. Por outro lado, imputar integralmente ao acionista da concessionária os efeitos de decisões descentralizadas tomadas por milhares ou milhões de consumidores também produziria uma alocação inadequada de riscos. A regulação precisa equilibrar risco empresarial, risco regulatório e comportamento do mercado.

A decomposição da variação de mercado

A aplicação econômico-regulatória do art. 33 sugere uma análise periódica da diferença entre mercado projetado e mercado realizado. Essa diferença pode ser decomposta segundo suas principais causas: expansão da MMGD, migração ao ACL, atividade econômica, condições climáticas, eficiência energética, perda ou entrada de grandes consumidores, novas cargas, eletrificação, erro de previsão e outros fatores relevantes.

Essa decomposição funciona como verdadeiro exercício de *controladoria regulatória*. Em vez de tratar toda divergência entre mercado projetado e realizado como um único número, procura-se identificar sua origem, sua previsibilidade e sua natureza. Somente depois dessa análise é possível determinar qual parcela da sobrecontratação possui relação causal demonstrável com a expansão da geração distribuída.

Os próprios processos de conexão passam a ter, nesse contexto, utilidade que ultrapassa a engenharia da rede. Informações sobre quantidade de solicitações, potência, localização, fonte, estágio dos projetos e cronograma provável de conexão podem alimentar os modelos de previsão de mercado. Uma carteira

crescente de projetos de MMGD em processo avançado de conexão constitui informação relevante para estimar a futura redução da demanda líquida.

A maturidade do setor tende, portanto, a reduzir a parcela de surpresa estatística associada à geração distribuída. A questão regulatória torna-se progressivamente menos centrada em saber se a GD surgiu inesperadamente e mais voltada a determinar *qual parcela de seu crescimento era razoavelmente previsível quando a distribuidora tomou suas decisões de contratação*.

Da geração individual ao risco contratual da distribuidora

O problema econômico tratado pelo art. 33 pode ser compreendido como uma cadeia de efeitos. O consumidor instala MMGD e passa a produzir parte da energia necessária às suas cargas. A quantidade líquida adquirida da distribuidora diminui. Em escala agregada, o mercado atendido pela concessionária se reduz. Como parte da energia destinada a esse mercado já havia sido contratada anteriormente, pode surgir sobrecontratação. Demonstrado que determinada parcela desse excedente decorreu da variação de mercado provocada pela geração distribuída, essa parcela recebe o tratamento de exposição contratual involuntária.

A relevância dessa cadeia está justamente em mostrar que *a expansão da geração distribuída modifica simultaneamente a rede física e o mercado contratual da distribuidora*.

Essa dimensão contratual não deve ser confundida com outros efeitos econômicos da MMGD tratados pela Lei. Os arts. 22 e 25, por exemplo, abordam situações relacionadas a componentes tarifárias e mecanismos de custeio vinculados à compensação de energia. O art. 33 trata de problema diferente: a adequação entre o volume de energia contratado pela distribuidora e o mercado líquido que efetivamente precisa ser atendido. São impactos distintos e, por isso, devem ser analisados separadamente.

A relação com o art. 32 também é importante. A sobrecontratação constitui um possível custo sistêmico decorrente da expansão da geração distribuída, mas não representa, isoladamente, seu saldo econômico. A mesma MMGD pode contribuir para redução de perdas, postergação de investimentos ou outros benefícios e, simultaneamente, provocar redução do mercado líquido e excedentes contratuais. A avaliação econômica completa exige considerar conjuntamente esses efeitos, sem presumir antecipadamente que o resultado líquido seja positivo ou negativo.

Planejamento, regulação e análise econômico-financeira

Para a análise de uma distribuidora, a MMGD pode ser examinada em diferentes dimensões interligadas. Existe um efeito energético, correspondente à quantidade produzida pelos recursos distribuídos; um efeito comercial, representado pela redução do mercado líquido; um efeito contratual, decorrente da eventual sobrecontratação; um efeito tarifário, relacionado à recuperação dos custos do serviço; um efeito patrimonial, associado aos investimentos exigidos ou evitados na rede; e, finalmente, um efeito sistêmico, correspondente ao saldo econômico do conjunto dessas consequências.

Essa leitura conecta os arts. 17, 21, 32 e 33. O art. 17 introduz a valoração dos custos e benefícios da MMGD; o art. 21 reconhece a sobrecontratação decorrente da opção dos consumidores pela geração distribuída como exposição involuntária; o art. 32 exige transparência sobre os efeitos sistêmicos; e o art. 33 incorpora a geração distribuída e seu impacto contratual à legislação geral de comercialização de energia elétrica.

A consequência é importante para compreender a verdadeira dimensão da Lei nº 14.300/2022. A MMGD não é apenas uma disciplina sobre painéis solares, unidades consumidoras ou créditos de energia. Quando alcança escala relevante, modifica o planejamento do mercado, a contratação de energia, a utilização da rede, a necessidade de investimentos e a própria formação tarifária.

Por isso, o art. 33 acrescenta uma dimensão essencial ao Marco Legal: *a geração distribuída não muda apenas quem produz energia; muda também quanto a distribuidora precisa comprar para atender o mercado que permanece sob sua responsabilidade*. É essa transformação do consumo bruto em mercado líquido — e a necessidade de incorporá-la adequadamente ao planejamento — que explica o tratamento regulatório conferido à exposição contratual involuntária.

Art. 34. O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar acrescido do seguinte § 1º-J:

"Art. 26. .....

.....

§ 1º-J As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo também são aplicáveis aos microgeradores e minigeradores distribuídos.

....." (NR)

O art. 34 é mais um dispositivo de integração legislativa. Assim como o artigo anterior incorporou os efeitos da geração distribuída à *Lei nº 10.848/2004*, relacionada à comercialização e à contratação de energia elétrica, o art. 34 altera a *Lei nº 9.427/1996*, diploma estruturante do setor elétrico que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e disciplina, entre outros temas, competências regulatórias, concessões, autorizações e determinados tratamentos tarifários aplicáveis à geração. A alteração consiste no acréscimo do § 1º-J ao art. 26, estabelecendo que as diretrizes previstas no § 1º-G desse mesmo artigo também são aplicáveis aos microgeradores e minigeradores distribuídos.

Embora sua redação seja muito curta, o dispositivo não pode ser interpretado isoladamente. A expressão determinante é justamente "as diretrizes de que trata o § 1º-G", porque o § 1º-J não reproduz essas diretrizes: apenas estende sua aplicação à Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD). Trata-se de técnica legislativa destinada a inserir a geração distribuída em disciplina já existente, evitando a criação de um regime paralelo ou a repetição de regras que já integram a legislação setorial.

O contexto do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 envolve, entre outros aspectos, o tratamento das tarifas de uso dos sistemas elétricos e a disciplina construída historicamente em torno da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Alterações legislativas anteriores estabeleceram regras, condições e períodos de transição relacionados a benefícios tarifários concedidos a determinadas fontes e empreendimentos. Ao acrescentar o § 1º-J, a Lei nº 14.300/2022 determina que as diretrizes pertinentes também alcancem expressamente microgeradores e minigeradores distribuídos.

O ponto central é compreender o que o art. 34 *não* faz. Ele não cria, por si só, um novo desconto uniforme para toda MMGD, tampouco estabelece que qualquer microgerador ou minigerador terá automaticamente determinada redução percentual de TUSD ou TUST. A consequência econômica concreta dependerá do

enquadramento do empreendimento, da fonte, potência, datas relevantes, regime regulatório e regulamentação aplicável. O dispositivo promove uma integração normativa; não institui um benefício tarifário genérico e incondicional.

Integração com a arquitetura tarifária da MMGD

A importância do art. 34 aparece com maior clareza quando ele é lido em conjunto com os dispositivos anteriores. O art. 17 trata da consideração econômica dos custos e benefícios proporcionados pela MMGD; o art. 18 disciplina aspectos relacionados ao uso do sistema de distribuição e ao custo correspondente; os arts. 25, 26 e 27 organizam diferentes dimensões da transição tarifária; e o art. 34 conecta a MMGD às diretrizes existentes na legislação setorial mais ampla. Esse conjunto demonstra que não existe simplesmente uma única "tarifa da geração distribuída". Existem componentes tarifárias, regimes jurídicos, marcos temporais e situações distintas que precisam ser identificados antes de qualquer conclusão sobre o custo ou o benefício econômico de determinado empreendimento.

Essa percepção é particularmente importante quando se fala em TUSD e TUST. A TUSD corresponde à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e está relacionada à utilização da infraestrutura de distribuição e aos componentes regulatoriamente associados. A TUST, por sua vez, corresponde à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e se relaciona ao uso da infraestrutura de transmissão. Nenhuma delas deve ser confundida com o preço da energia propriamente dita.

Da mesma forma, eventual redução incidente sobre uma dessas tarifas não significa redução de igual percentual sobre a conta total de energia. Uma fatura pode reunir componentes de energia, distribuição, transmissão, encargos, demanda, tributos e outros itens. Se determinado benefício alcança apenas uma parcela específica, é sobre essa base que seu impacto econômico precisa ser calculado.

Considere, de maneira meramente ilustrativa, uma estrutura de custos equivalente a R$ 100 mil mensais na qual apenas R$ 20 mil correspondam à componente efetivamente alcançada por determinado benefício tarifário. Uma redução hipotética de 50% sobre essa componente produziria economia de R$ 10 mil, e não de R$ 50 mil. A distinção parece elementar, mas é decisiva na construção de modelos econômico-financeiros, especialmente quando percentuais regulatórios são transportados diretamente para planilhas sem a decomposição adequada da tarifa.

Por isso, uma regra de análise deve acompanhar toda a leitura desses dispositivos: *nenhum percentual tarifário deve ser aplicado diretamente ao fluxo de caixa sem que se identifique previamente sobre qual componente ele incide, durante qual período e sob quais condições regulatórias, pode ser mantido*.

Enquadramento tarifário como atributo econômico do ativo

A dimensão temporal volta a ser particularmente importante no art. 34. O tratamento tarifário de um empreendimento pode depender de diferentes marcos, como data da solicitação, enquadramento regulatório, potência, fonte, entrada em operação e demais condições previstas na legislação e na regulamentação. Não é tecnicamente suficiente afirmar, de maneira genérica, que determinado empreendimento "possui desconto". É necessário identificar qual tratamento tarifário efetivamente lhe é aplicável, sobre quais componentes, por quanto tempo e mediante quais condições de preservação.

Essa precisão possui efeito direto sobre o *valuation*. Duas usinas tecnicamente semelhantes, com a mesma potência instalada, produção e CAPEX, podem apresentar valores econômicos diferentes se estiverem

submetidas a tratamentos tarifários distintos. Encargos menores aumentam o fluxo de caixa disponível e, mantidas as demais premissas, podem elevar o Valor Presente Líquido (VPL) do empreendimento. O enquadramento regulatório e tarifário constitui, portanto, um atributo econômico do ativo e não apenas uma informação jurídica acessória.

O cuidado inverso também é necessário. Um benefício observado atualmente não deve ser automaticamente projetado durante toda a vida útil da usina. É preciso verificar sua vigência, eventuais regras de transição, condições para manutenção e momento de encerramento. Projetar por vinte ou vinte e cinco anos um tratamento tarifário que possui duração legal inferior pode superestimar significativamente o fluxo de caixa e, consequentemente, o valor do empreendimento.

Em uma *Due Diligence*, a análise deve partir da documentação regulatória e chegar àquilo que efetivamente aparece no faturamento. A identificação da fonte, potência, datas relevantes, regime de TUSD ou TUST, componentes alcançados, percentual aplicável, prazo e condições de manutenção deve ser confrontada com as faturas e tarifas homologadas. Se o vendedor afirma que determinada UFV possui benefício tarifário, essa afirmação precisa ser comprovada não apenas por uma apresentação comercial ou por uma referência genérica à legislação, mas pelo enquadramento jurídico correto e por evidências de sua efetiva aplicação.

Esse procedimento revela uma cadeia particularmente importante para a análise econômico-financeira: *norma → enquadramento regulatório → componente tarifária → faturamento → fluxo de caixa → valor do ativo*. Um erro em qualquer ponto dessa sequência pode contaminar as etapas seguintes e produzir uma avaliação econômica incorreta.

A Lei nº 14.300 como parte de um sistema regulatório maior

Os arts. 33 e 34 revelam uma característica importante da parte final da Lei nº 14.300/2022. Depois de disciplinar detalhadamente a MMGD e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), o legislador passa a harmonizar o novo marco com diplomas que já estruturavam o setor elétrico brasileiro. O art. 33 modifica a Lei nº 10.848/2004 para incorporar a geração distribuída à dimensão comercial e contratual das distribuidoras; o art. 34 altera a Lei nº 9.427/1996 para integrar microgeradores e minigeradores às diretrizes regulatórias correspondentes.

Isso evidencia que a Lei nº 14.300/2022 não criou um sistema autônomo e isolado. A MMGD está inserida em uma arquitetura regulatória formada por diferentes leis e pela regulamentação da ANEEL. Seus efeitos econômicos dependem da interação entre regras de conexão, compensação, uso da rede, contratação de energia, componentes tarifárias, transições regulatórias e demais elementos do setor elétrico.

A inclusão expressa dos microgeradores e minigeradores no § 1º-J também contribui para a segurança jurídica ao reduzir a dúvida sobre a aplicação das diretrizes do § 1º-G à MMGD. A Lei estabelece expressamente essa conexão, deixando para a regulamentação correspondente a concretização dos efeitos aplicáveis a cada situação.

O art. 34 reforça, portanto, uma conclusão que percorre diversos dispositivos do Marco Legal: *o valor econômico de um empreendimento de geração distribuída não depende apenas de quanto ele produz, mas também do regime regulatório sob o qual essa energia utiliza a infraestrutura elétrica*. Produção, tarifa, enquadramento e tempo são variáveis interdependentes. Para fins de investimento, financiamento, *Due Diligence* ou *valuation*, não basta saber que existe determinado tratamento tarifário; é indispensável

compreender sua base jurídica, a componente sobre a qual incide, sua duração e as condições necessárias para preservá-lo.

Art. 35. Para fins desta Lei, os projetos de microgeração e minigeração distribuídas serão considerados sistemas de geração de energia renovável elegíveis para enquadramento no inciso VI do caput e no § 3º do art. 1º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Parágrafo único. A Aneel deve garantir que as contratações de que trata o inciso IV do § 5º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, sejam feitas por processos de concorrência por meio de chamadas públicas.

O art. 35 reúne duas matérias juridicamente distintas, mas coerentes com o movimento de integração da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) ao restante da política energética brasileira. No caput, os projetos de MMGD são reconhecidos como sistemas de geração de energia renovável elegíveis ao enquadramento previsto na *Lei nº 9.991/2000*, aproximando a geração distribuída dos programas de eficiência energética. No parágrafo único, a Lei estabelece uma regra de governança para a contratação de geração distribuída pelas concessionárias e permissionárias: quando realizadas as contratações previstas na *Lei nº 10.848/2004*, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deverá garantir que ocorram mediante processos concorrenciais por chamadas públicas.

As duas disposições não devem ser confundidas. O caput trata da elegibilidade da MMGD no contexto específico da Lei nº 9.991/2000; o parágrafo único trata da forma pela qual determinadas contratações de geração distribuída devem ser realizadas. Não existe relação automática segundo a qual um projeto elegível no primeiro mecanismo adquira, por essa razão, direito de participar ou ser contratado no segundo. São instrumentos diferentes reunidos pelo legislador em um mesmo artigo.

MMGD, eficiência energética e finalidade social

A Lei nº 9.991/2000 disciplina investimentos realizados por empresas do setor elétrico em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e em Programas de Eficiência Energética (PEE), sob regulamentação da ANEEL. Ao estabelecer que os projetos de microgeração e minigeração distribuídas são considerados sistemas de geração de energia renovável elegíveis para o enquadramento indicado no inciso VI do caput e no § 3º de seu art. 1º, a Lei nº 14.300/2022 aproxima dois conceitos que nem sempre são percebidos conjuntamente: eficiência energética e geração renovável próxima ao consumo.

Eficiência energética não precisa ser compreendida apenas como redução do consumo mediante substituição de equipamentos por outros mais eficientes. A política energética pode envolver uma combinação de redução do desperdício, modernização tecnológica, gestão das cargas e produção renovável próxima ao local de consumo. É dentro dessa perspectiva mais ampla que o art. 35 reconhece expressamente a possibilidade de participação da MMGD nessa arquitetura.

O enquadramento referido pelo artigo possui também uma dimensão social relevante. A disciplina da Lei nº 9.991/2000 alcançada pelo art. 35 contempla a instalação de sistemas de geração renovável em edificações utilizadas pela Administração Pública, observadas as condições legais e regulatórias aplicáveis. A energia

produzida destina-se inicialmente ao atendimento das necessidades da própria edificação e, havendo excedente nas condições previstas em lei, surge a possibilidade de destinação vinculada ao atendimento de unidades consumidoras alcançadas pela política da Tarifa Social de Energia Elétrica.

Uma escola, hospital ou outra edificação pública pode, portanto, receber um sistema fotovoltaico estruturado dentro dessa política e utilizar sua produção para reduzir a necessidade de energia adquirida da rede. Eventual excedente pode cumprir a finalidade social estabelecida pela legislação. A lógica econômica é interessante porque combina patrimônio público, geração renovável, eficiência energética e redução estrutural de despesas com energia, acrescentando ainda uma dimensão distributiva ao aproveitamento dos excedentes.

Essa concepção começa a deslocar a MMGD de uma perspectiva exclusivamente privada. A geração distribuída é normalmente associada à decisão de uma família, empresa ou investidor que dispõe de recursos para instalar uma usina e reduzir seu custo de energia. O art. 35 mostra que a mesma tecnologia também pode integrar políticas públicas destinadas a ampliar o acesso aos benefícios econômicos das fontes renováveis.

Há uma diferença econômica importante entre subsidiar permanentemente o consumo e investir em um ativo que produz energia durante muitos anos. No primeiro caso, o benefício depende de transferências recorrentes destinadas ao pagamento da fatura. No segundo, o investimento inicial cria infraestrutura energética capaz de produzir benefícios ao longo de sua vida útil. Essa perspectiva será aprofundada no art. 36, com o Programa de Energia Renovável Social (PERS), e permite compreender a geração distribuída também como instrumento de infraestrutura energética de finalidade social.

O reconhecimento de elegibilidade, entretanto, exige cautela. *Projeto elegível não significa projeto automaticamente aprovado ou financiado***.** O art. 35 cria a possibilidade jurídica de enquadramento, mas não assegura, por si só, acesso aos recursos do Programa de Eficiência Energética, não dispensa análise técnica e regulatória, não elimina critérios de seleção e tampouco garante disponibilidade de recursos. Essa distinção é importante inclusive para estudos econômico-financeiros: uma fonte potencial de financiamento ou benefício somente deve ser incorporada ao fluxo de caixa quando houver fundamento suficiente para considerar sua efetiva obtenção.

Contratação de geração distribuída e chamada pública

O parágrafo único do art. 35 trata de matéria economicamente diferente. Ele se conecta diretamente à alteração promovida pelo art. 33 na Lei nº 10.848/2004 e determina que a ANEEL garanta que as contratações ali referidas sejam realizadas mediante processos de concorrência por chamadas públicas. A geração distribuída passa, portanto, a poder integrar a estrutura de contratação das distribuidoras, mas essa aquisição não deve decorrer de negociação privada discricionária com um fornecedor escolhido diretamente.

A chamada pública introduz princípios de publicidade, isonomia, competição e comparabilidade das propostas em uma contratação cujos custos podem produzir consequências tarifárias. Como a distribuidora atua em ambiente regulado e custos reconhecidos podem repercutir sobre os consumidores, a escolha da alternativa de suprimento não interessa apenas às partes contratantes. Existe também uma preocupação com eficiência econômica e modicidade tarifária.

Concorrência, nesse contexto, não deve necessariamente ser reduzida à escolha mecânica do menor preço

por MWh. Dependendo do desenho regulatório e das condições da chamada pública, outros atributos podem ser relevantes, como fonte, localização, capacidade, perfil de produção, prazo, confiabilidade e requisitos técnicos. Essa percepção se conecta ao art. 32: duas propostas com preços diferentes podem produzir efeitos sistêmicos também diferentes, especialmente quando os projetos estão localizados em pontos distintos da rede.

Uma geração distribuída instalada onde existe necessidade de atendimento local, possibilidade de redução de perdas ou postergação de determinados investimentos pode apresentar valor sistêmico diferente de outra situada em região com elevada concentração de geração e baixa carga nos horários de maior produção. Isso não significa que a distribuidora possa livremente atribuir qualquer valor a esses atributos; os critérios precisam estar previstos e disciplinados no processo de contratação. Significa apenas que eficiência econômica não é necessariamente sinônimo de menor preço nominal quando os produtos e benefícios oferecidos não são economicamente equivalentes.

A exigência de chamada pública também ajuda a compreender a diferença entre contratação de energia e participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). No SCEE, a energia injetada é submetida às regras de compensação e pode gerar créditos nos termos legais e regulatórios. Na contratação, existe uma relação econômica distinta, com objeto, preço, obrigações e pagamento. *Compensação não é venda*, e o consumidor-gerador não precisa participar de chamada pública simplesmente para utilizar o SCEE.

A distinção também deve ser preservada em relação aos arts. 23 e 24. O art. 23 permite, sob as condições previstas, a contratação de serviços ancilares prestados pela MMGD; o art. 24 trata da aquisição de excedentes de energia mediante os mecanismos ali estabelecidos; e o parágrafo único do art. 35 determina a utilização de processos concorrenciais nas contratações de geração distribuída a que se refere a Lei nº 10.848/2004. Embora esses mecanismos revelem uma preocupação comum com transparência e eficiência nas relações entre distribuidoras e recursos distribuídos, possuem objetos e fundamentos jurídicos próprios.

Essa separação é especialmente importante quando uma mesma central reúne diferentes possibilidades econômicas. Dependendo de seu enquadramento, pode existir autoconsumo instantâneo, compensação de energia no SCEE, formação e utilização de créditos, comercialização de excedentes nos casos admitidos e prestação de serviços à rede. Cada fluxo precisa possuir fundamento regulatório, medição e tratamento econômico próprios, evitando que a mesma energia ou o mesmo serviço seja remunerado duas vezes.

Competição, investimento e análise econômico-financeira

Para o desenvolvedor interessado em uma chamada pública, o edital deixa de ser apenas um documento jurídico e passa a constituir uma das principais bases do modelo econômico-financeiro do projeto. Objeto, quantidade de energia ou potência pretendida, localização, requisitos técnicos, ponto de conexão, prazo de suprimento, preço máximo admitido, índice de reajuste, garantias, penalidades, regras de medição, condições de pagamento, risco de geração, eventual restrição de escoamento e hipóteses de rescisão podem alterar significativamente a rentabilidade e a financiabilidade do empreendimento.

A competição também introduz uma questão típica de *valuation*: o *bid price*, ou preço de oferta. O empreendedor precisa determinar o menor preço capaz de remunerar adequadamente o investimento, considerando CAPEX, OPEX, tributos, estrutura de financiamento, riscos e retorno esperado sobre o capital.

Uma proposta agressiva pode aumentar a probabilidade de contratação, mas também comprometer a capacidade de o projeto gerar caixa suficiente para remunerar investidores e cumprir suas obrigações financeiras. O preço ofertado precisa, portanto, refletir a economia real do empreendimento, e não apenas a intenção de vencer a concorrência.

Do ponto de vista da distribuidora e dos consumidores, a competição contribui para revelar informações sobre custos e preços de mercado. Quando vários projetos disputam uma mesma oportunidade sob regras previamente conhecidas, reduz-se a assimetria de informação existente em uma negociação bilateral exclusiva e aumenta-se a possibilidade de selecionar alternativas economicamente mais eficientes. Essa disciplina competitiva é especialmente importante porque uma contratação inadequada pode produzir custos que, se regulatoriamente reconhecidos, repercutirão sobre as tarifas.

O art. 35 acrescenta, assim, duas dimensões relevantes ao Marco Legal. A primeira reconhece a MMGD como possível instrumento de política de eficiência energética e de utilização social da geração renovável; a segunda submete determinadas contratações de geração distribuída a uma lógica de concorrência e transparência. Em ambas aparece uma evolução importante da função econômica da geração distribuída: ela deixa de ser considerada apenas como mecanismo privado de redução da conta de energia e passa também a integrar instrumentos de política energética, contratação regulada e finalidade social.

Essa evolução prepara diretamente a leitura do Programa de Energia Renovável Social (PERS), instituído no artigo seguinte. Ao aproximar geração renovável, eficiência energética, edificações públicas, consumidores socialmente protegidos e mecanismos competitivos de contratação, o art. 35 amplia a perspectiva econômica da MMGD e demonstra que seus benefícios podem ser estruturados não apenas para quem possui capital para instalar sua própria geração, mas também como instrumento de política pública capaz de produzir benefícios energéticos recorrentes ao longo da vida útil dos ativos.

Art. 36. Fica instituído o Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda de que trata a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010.

§ 1º Os recursos financeiros do PERS serão oriundos do Programa de Eficiência Energética (PEE), de fontes de recursos complementares, ou ainda de parcela de Outras Receitas das atividades exercidas pelas distribuidoras convertida para a modicidade tarifária nos processos de revisão tarifária.

§ 2º A distribuidora de energia elétrica deverá apresentar plano de trabalho ao Ministério de Minas e Energia que contenha, no mínimo, o investimento plurianual, as metas de instalações dos sistemas, as justificativas para classificação do rol de beneficiados, bem como a redução do volume anual do subsídio da Tarifa Social de Energia Elétrica dos consumidores participantes do PERS.

§ 3º A distribuidora de energia elétrica promoverá chamadas públicas para credenciamento de empresas especializadas e, posteriormente, chamadas concorrenciais para contratação de serviços com o objetivo de implementar as instalações dos sistemas fotovoltaicos, locais ou remotos, ou de outras fontes renováveis.

§ 4º O consumidor participante do PERS será faturado pela distribuidora de energia elétrica com base na regra do art. 17 desta Lei, e os volumes de energia excedentes oriundos da geração nas unidades atendidas

pelo PERS poderão ser adquiridos pela distribuidora, conforme regulação da Aneel.

§ 5º Caberá à Aneel adaptar as normas pertinentes, no que couber, para viabilizar a formação dos recursos estabelecidos no § 1º deste artigo e demais medidas para a operacionalização dos procedimentos estabelecidos, e realizar o acompanhamento físico e contábil do PERS.

§ 6º As contratações a que se refere o § 3º deste artigo deverão ser feitas por processos de concorrência por meio de chamadas públicas, na forma da regulamentação da Aneel.

O art. 36 introduz uma das dimensões sociais mais relevantes da Lei nº 14.300/2022 ao instituir o *Programa de Energia Renovável Social (PERS)*. Se, ao longo dos dispositivos anteriores, a Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) apareceu principalmente como instrumento de produção para consumo próprio, compensação de energia, investimento, eficiência econômica e integração ao sistema elétrico, o PERS amplia essa perspectiva ao direcionar investimentos em geração renovável para consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda. A proposta procura permitir que os benefícios econômicos da geração distribuída alcancem também consumidores que, em grande parte, não dispõem de capital, imóvel adequado ou capacidade financeira para realizar diretamente o investimento em geração própria.

A lógica econômica do programa merece atenção. A Tarifa Social de Energia Elétrica atua essencialmente reduzindo o valor suportado pelo consumidor elegível, exigindo recursos para financiar essa redução ao longo do tempo. O PERS acrescenta outra possibilidade: utilizar recursos para construir ativos de geração renovável capazes de produzir energia durante muitos anos e, com isso, reduzir estruturalmente parte da necessidade de energia faturada e do correspondente subsídio. Não se trata de substituir necessariamente uma política pela outra, mas de combinar mecanismos de natureza diferente. A Tarifa Social atua sobre o custo suportado pelo consumidor; o PERS procura atuar também sobre sua necessidade líquida de energia proveniente da rede.

O PERS procura transformar parte de um fluxo recorrente de subsídio em um estoque de ativos produtivos capazes de gerar benefício energético durante muitos anos. O programa não está restrito à energia solar fotovoltaica. Embora o caput mencione expressamente sistemas fotovoltaicos, inclui também outras fontes renováveis compatíveis com as condições legais e regulatórias aplicáveis. A energia solar, naturalmente, apresenta características particularmente favoráveis à geração distribuída, como modularidade, ampla disponibilidade do recurso e possibilidade de instalação em diferentes escalas, mas a opção legislativa foi mais abrangente.

Geração local e geração remota compartilhada

Outro aspecto importante é a possibilidade de utilização das modalidades local ou remota compartilhada. Na primeira, o sistema pode ser instalado próximo à própria unidade consumidora beneficiária. Na segunda, uma central de geração pode atender coletivamente diversas unidades consumidoras dentro da estrutura regulatória aplicável. Essa alternativa é particularmente relevante para uma política destinada à população de baixa renda, pois a disponibilidade de um telhado tecnicamente adequado não pode se transformar em condição econômica de acesso ao programa.

Muitos consumidores residem em imóveis alugados, edificações com cobertura inadequada, áreas sujeitas a sombreamento ou construções sem condições estruturais apropriadas para receber sistemas fotovoltaicos.

A geração remota compartilhada permite separar fisicamente o local onde a energia é produzida dos imóveis beneficiados, tornando possível instalar uma central em local tecnicamente mais adequado e distribuir seus benefícios entre um conjunto de consumidores elegíveis.

Essa arquitetura pode produzir ganhos de escala, padronização e gestão. Em vez de milhares de pequenos sistemas dispersos, cada qual com equipamentos, manutenção e condições físicas próprias, uma ou algumas centrais compartilhadas podem permitir operação e monitoramento centralizados, maior escala de aquisição de equipamentos e manutenção mais organizada. Por outro lado, a solução remota aumenta a dependência da rede, exige adequada gestão da alocação dos benefícios e demanda mecanismos eficientes para entrada e saída de consumidores do programa. A escolha entre sistemas locais e remotos deve, portanto, decorrer de análise de custo-benefício e não de preferência tecnológica apriorística.

O § 1º estabelece a estrutura de financiamento do PERS, admitindo recursos provenientes do Programa de Eficiência Energética (PEE), fontes complementares e parcela de Outras Receitas das atividades exercidas pelas distribuidoras convertida para a modicidade tarifária nos processos de revisão tarifária. A diversidade de fontes permite estruturar o programa sem vinculá-lo exclusivamente a uma única origem financeira e reforça sua relação com a política de eficiência energética introduzida no artigo anterior.

Sob a perspectiva econômico-financeira, essa estrutura pode ser interpretada como uma forma de converter recursos destinados a uma política energética e social em CAPEX capaz de produzir benefícios por vários anos. Em vez de observar apenas quanto foi desembolsado para reduzir determinada fatura em determinado mês, torna-se possível perguntar quanto investimento foi necessário para criar determinada capacidade de geração, quanta energia essa capacidade produzirá ao longo de sua vida útil e quanto da necessidade futura de subsídio poderá ser evitado.

Planejamento, contratação e avaliação de resultados

O § 2º introduz uma característica particularmente importante de governança ao determinar que a distribuidora apresente ao Ministério de Minas e Energia (MME) plano de trabalho contendo, no mínimo, investimento plurianual, metas de instalação, justificativas para a classificação dos beneficiários e redução esperada do volume anual do subsídio da Tarifa Social de Energia Elétrica dos consumidores participantes. A exigência demonstra que o PERS não foi concebido apenas como programa de instalação de equipamentos, mas como política pública cujo resultado econômico deve ser planejado e mensurado.

A previsão plurianual é coerente com a natureza do investimento. Uma central de geração renovável é um ativo de longa duração, e sua análise não pode se limitar ao desembolso inicial. CAPEX, produção esperada, degradação, operação e manutenção, substituição de equipamentos, vida útil e economia produzida precisam ser observados em conjunto. A própria exigência legal de estimar a redução anual do subsídio da Tarifa Social permite avaliar a relação entre o investimento realizado e o benefício econômico gerado ao longo do tempo.

Essa abordagem permite utilizar instrumentos tradicionais da análise de investimentos em uma política pública. Se determinado programa exige R$ 10 milhões de investimento e produz redução anual de R$ 1,5 milhão na necessidade de subsídio, uma conta simplificada indicaria recuperação econômica em aproximadamente 6,7 anos. Essa medida, isoladamente, ainda seria insuficiente, porque o ativo poderá continuar produzindo energia por muitos anos e haverá custos de operação, manutenção e reposição. A

análise mais completa poderia trabalhar com um *Valor Presente Líquido Social (VPL Social),* confrontando o valor presente dos subsídios evitados e de outros benefícios com o investimento inicial e os custos necessários à manutenção do programa.

O conceito não constitui fórmula estabelecida pela Lei, mas representa ferramenta útil para avaliação econômico-financeira da política pública. Dependendo da metodologia adotada, poderiam ainda ser considerados benefícios sistêmicos, ambientais, locacionais ou decorrentes de perdas e investimentos evitados, desde que mensurados com o mesmo rigor empregado para os custos. A lógica é semelhante àquela examinada no art. 32: não basta contabilizar benefícios sem custos, nem custos sem benefícios.

A seleção dos consumidores também precisa ser tratada como elemento de governança. A exigência de justificativa para a classificação do rol de beneficiários reduz o espaço para escolhas arbitrárias e permite avaliar se os recursos estão sendo direcionados de acordo com critérios coerentes com a finalidade do programa. Quando a quantidade de consumidores elegíveis é superior à capacidade financeira disponível, torna-se necessário estabelecer prioridades segundo critérios objetivos e compatíveis com a regulamentação aplicável.

Os §§ 3º e 6º reforçam essa preocupação com governança na contratação. A Lei prevê inicialmente chamadas públicas para credenciamento de empresas especializadas e, posteriormente, processos concorrenciais para contratação dos serviços necessários à implantação dos sistemas. A primeira etapa permite verificar capacidade técnica e operacional; a segunda introduz competição entre os fornecedores habilitados. O desenho procura evitar que a busca pelo menor preço leve à contratação de empresa sem condições de entregar, com qualidade e segurança, ativos que deverão permanecer operacionais durante muitos anos.

A eficiência da contratação, por isso, não deveria ser medida apenas pelo menor CAPEX inicial. Equipamentos de baixa qualidade, baixa produção, manutenção elevada ou vida útil reduzida podem transformar uma proposta aparentemente barata em alternativa economicamente mais onerosa. O critério relevante é o custo global do benefício entregue ao longo da vida útil, observados naturalmente os parâmetros definidos pela regulamentação e pelas chamadas públicas.

Uma métrica analítica possível seria relacionar o custo total do programa à energia efetivamente produzida durante sua vida útil, obtendo um custo em R$/MWh social produzido. Outros indicadores podem complementar a análise, como CAPEX por kWp instalado, custo por unidade consumidora beneficiada, disponibilidade das instalações, geração efetiva em relação à projetada, economia anual, redução do subsídio e custo de operação e manutenção. Mais importante do que multiplicar indicadores, entretanto, é estabelecer uma cadeia clara entre *investimento realizado, ativo instalado, energia produzida e benefício social efetivamente obtido*.

Faturamento, excedentes e governança dos ativos

O § 4º determina que o consumidor participante do PERS seja faturado com base na regra do art. 17. Isso demonstra que o programa não foi concebido como simples fornecimento de energia gratuita desvinculado da estrutura econômica do sistema elétrico. O beneficiário permanece submetido ao tratamento tarifário aplicável e podem continuar existindo componentes de faturamento, tributos e demais valores pertinentes. O PERS deve ser compreendido como instrumento de redução estrutural do custo energético do consumidor

vulnerável, e não como promessa de eliminação integral da conta de energia.

O mesmo parágrafo admite que os volumes excedentes provenientes da geração das unidades atendidas pelo PERS sejam adquiridos pela distribuidora, conforme regulamentação da ANEEL. Essa possibilidade aproxima o dispositivo da lógica examinada no art. 24, mas em contexto específico de política social. Se a geração superar a quantidade economicamente aproveitada pelos beneficiários, a aquisição do excedente pode evitar perda de valor e melhorar a eficiência do programa. Isso não significa, entretanto, que os projetos devam ser deliberadamente superdimensionados com base na expectativa de venda futura. A finalidade central continua sendo atender adequadamente os consumidores participantes, e qualquer receita adicional precisa estar amparada pelo mecanismo regulatório correspondente.

O § 5º atribui à ANEEL a adaptação das normas necessárias à formação dos recursos e à operacionalização do programa, além do acompanhamento físico e contábil do PERS. Essa combinação é particularmente importante. O acompanhamento contábil permite saber quanto foi investido, qual a origem dos recursos e como foram realizados os pagamentos; o acompanhamento físico permite verificar quantos sistemas foram efetivamente instalados, qual potência entrou em operação, quantos consumidores foram beneficiados e quanta energia está sendo produzida. A conjugação das duas dimensões possibilita avaliar se os recursos financeiros efetivamente se converteram em ativos e resultados.

Há ainda uma questão de governança patrimonial que merece atenção. A criação de infraestrutura energética social exige regras claras sobre propriedade dos ativos, responsabilidade pela operação e manutenção, substituição de inversores e outros equipamentos, seguros, administração dos benefícios, tratamento aplicável quando um consumidor deixa de preencher os requisitos de elegibilidade e destinação dos ativos ao final de sua vida útil. Na geração remota compartilhada, também é necessário disciplinar a entrada e a saída de beneficiários e a administração das parcelas de energia correspondentes. Essas questões não são detalhes acessórios: influenciam diretamente a sustentabilidade econômica e operacional do programa.

O PERS pode, nesse sentido, ser compreendido como uma forma de *infraestrutura energética social distribuída*. O subsídio tradicional produz benefício no período em que é concedido; o investimento em geração cria um ativo que permanece produzindo energia e benefícios durante sua vida útil. Essa característica patrimonial permite avaliar o programa não apenas pelo volume de recursos desembolsados ou pelo número de sistemas instalados, mas pelo valor econômico e social produzido ao longo do tempo.

A eficiência do PERS dependerá justamente dessa visão de longo prazo. Não basta afirmar que determinada quantidade de sistemas foi instalada ou que certo valor de subsídio foi reduzido. É necessário confrontar investimento, operação, manutenção e reposição dos ativos com a energia efetivamente produzida, a redução da necessidade de subsídio e os demais benefícios comprováveis. Uma política que instala muitos equipamentos, mas apresenta baixa disponibilidade ou custos elevados de manutenção, pode produzir resultado inferior ao de outra com investimento inicial maior e desempenho significativamente melhor.

Os arts. 35 e 36 formam, assim, uma sequência coerente. O primeiro reconhece a MMGD como sistema de geração renovável elegível no contexto da política de eficiência energética; o segundo estrutura um programa específico destinado aos consumidores residenciais de baixa renda e admite que recursos do próprio PEE contribuam para financiá-lo. O que no art. 35 aparece como possibilidade de integração entre geração renovável e política de eficiência energética transforma-se, no art. 36, em instrumento explícito de política social.

A inovação conceitual do PERS está justamente nessa passagem. Em vez de limitar a política pública à redução recorrente do preço pago pelo consumidor vulnerável, o programa permite utilizar parte dos recursos para criar capacidade produtiva de longa duração. A análise deixa, então, de observar apenas o subsídio concedido e passa a acompanhar uma cadeia mais ampla: *investimento* → *capacidade instalada* → *geração* → *economia* → *subsídio evitado* → *custos de manutenção* → *vida útil* → *benefício social líquido*.

Essa perspectiva coloca a MMGD em uma dimensão mais ampla do que o investimento privado destinado à redução de uma fatura. No PERS, a geração renovável torna-se instrumento de política energética e social, capaz de combinar infraestrutura, eficiência, redução da vulnerabilidade energética e gestão de recursos de longo prazo. O sucesso do programa, por isso, não deve ser medido simplesmente pela quantidade de painéis instalados, mas pela capacidade dos ativos criados de produzir, de maneira eficiente e sustentável, benefícios energéticos e sociais durante toda a sua vida útil.

Art. 36-A. A unidade consumidora participante do SCEE poderá comercializar excedente de energia elétrica com órgãos públicos desde que seja beneficiária de programa social ou habitacional das esferas federal, estadual, distrital ou municipal. *(Incluído pela Lei nº 14.620, de 2023)*

O art. 36-A, incluído pela Lei nº 14.620/2023, acrescentou uma dimensão econômica relevante à política social de geração distribuída. O dispositivo permite que a unidade consumidora participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) comercialize excedentes de energia elétrica com órgãos públicos, desde que seja beneficiária de programa social ou habitacional das esferas federal, estadual, distrital ou municipal. A autorização é específica e não deve ser interpretada como abertura geral para que qualquer participante do SCEE passe a comercializar livremente sua energia. A norma delimita quem pode vender, o que pode ser comercializado e quem pode adquirir: o vendedor deve ser beneficiário de programa social ou habitacional e participante do SCEE; o objeto é o excedente de energia; e o comprador deve ser órgão público.

A origem legislativa ajuda a compreender essa finalidade. O dispositivo foi acrescentado pela Lei nº 14.620/2023, que retomou e reformulou o Programa Minha Casa, Minha Vida, aproximando habitação social, geração renovável e redução da vulnerabilidade energética. O art. 36-A, entretanto, não está limitado aos beneficiários desse programa nem aos participantes do Programa de Energia Renovável Social (PERS). A própria redação alcança programas sociais ou habitacionais de qualquer das quatro esferas de governo, permitindo que políticas estaduais, distritais e municipais também possam se integrar ao mecanismo, desde que atendidas as demais condições legais e regulatórias.

Essa abrangência diferencia o art. 36-A do art. 36. O PERS possui como foco a estruturação e o financiamento da infraestrutura renovável destinada aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda. O art. 36-A concentra-se em outra etapa: a destinação econômica do excedente produzido por unidade consumidora socialmente elegível. Os dispositivos são complementares, mas não dependem necessariamente um do outro. Um beneficiário abrangido pelo art. 36-A não precisa ser presumido como beneficiário do PERS apenas porque participa de programa social ou habitacional.

Do excedente de energia à possibilidade de geração de renda

A palavra *excedente* é fundamental para a interpretação do dispositivo. O art. 36-A não transforma o consumidor beneficiário em gerador comercial convencional nem altera a natureza estrutural da MMGD definida no art. 28 como produção de energia elétrica para consumo próprio. A comercialização surge como possibilidade adicional para a energia excedente, preservando-se a finalidade principal da geração distribuída.

Essa distinção também exige separar três conceitos que aparecem ao longo da Lei: energia consumida ou compensada, crédito de energia e excedente comercializável. No SCEE, a energia injetada pode ser utilizada para compensação e, observadas as regras aplicáveis, originar créditos destinados a utilização posterior. O crédito de energia não se transforma, por essa razão, em dinheiro ou em recebível financeiro. O art. 36-A cria uma hipótese específica de comercialização do excedente, mas não estabelece que todo saldo histórico de créditos acumulados no SCEE possa ser convertido em receita.

A diferença econômica é significativa. A compensação produz benefício pela redução da quantidade de energia faturada; a comercialização pressupõe uma relação econômica com comprador, preço e pagamento. Para uma família beneficiária de programa social ou habitacional, portanto, a geração renovável pode produzir dois efeitos distintos: reduzir a despesa com energia e, havendo excedente elegível e mecanismo de comercialização efetivamente disponível, criar uma receita adicional.

Considere uma unidade que produza 300 kWh em determinado período e utilize economicamente 180 kWh para atendimento de suas necessidades. A parcela excedente poderá, observadas as condições legais e regulatórias, ter destinação econômica diferente da simples formação de créditos. O ponto relevante não é o valor específico que poderia ser recebido — o art. 36-A não estabelece preço —, mas a possibilidade de transformar parte da produção excedente em fluxo financeiro.

Essa característica introduz uma perspectiva interessante para as políticas habitacionais. Uma residência dotada de geração renovável deixa de ser exclusivamente uma unidade consumidora e passa a possuir também uma pequena capacidade produtiva. Primeiro, essa capacidade pode reduzir uma despesa recorrente da família; adicionalmente, o excedente pode adquirir valor econômico mediante a comercialização admitida em lei. A energia passa, assim, a integrar o patrimônio econômico da política habitacional não apenas como mecanismo de economia, mas também como fonte potencial de receita.

É nesse sentido que o art. 36-A complementa a lógica iniciada nos arts. 35 e 36. O primeiro aproximou a MMGD das políticas de eficiência energética e geração renovável; o segundo instituiu uma infraestrutura energética destinada à população de baixa renda; e o art. 36-A admite que, em determinadas situações sociais ou habitacionais, o excedente produzido possa ser monetizado. A política pública passa a combinar redução da despesa energética com criação de capacidade produtiva.

Uma autorização específica, e não uma abertura geral do mercado

A possibilidade criada pelo art. 36-A possui limites claros. O primeiro está no próprio comprador: a Lei utiliza a expressão “órgãos públicos”. Não autoriza a comercialização irrestrita com empresas privadas nem transforma o beneficiário em agente do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Também não é prudente ampliar automaticamente a expressão legal para qualquer empresa estatal, sociedade de economia mista, concessionária ou entidade privada vinculada ao Poder Público. Em cada estrutura concreta será necessário verificar a natureza jurídica do comprador e a regulamentação aplicável.

O segundo limite decorre do verbo utilizado pelo legislador: a unidade consumidora "*poderá comercializar*". Existe uma faculdade jurídica, não uma garantia de venda. O dispositivo tampouco determina que União, Estados, Distrito Federal ou Municípios sejam obrigados a adquirir os excedentes disponíveis. Entre a autorização legal e a realização da receita existe uma estrutura que precisa ser construída, envolvendo regras de contratação pública, disponibilidade orçamentária, medição, faturamento, preço, liquidação, prazo e demais condições necessárias à operação.

Essa distinção é importante para qualquer avaliação econômico-financeira. A simples existência do art. 36-A não permite projetar automaticamente uma receita de comercialização durante toda a vida útil do sistema. Antes de incorporá-la ao fluxo de caixa, é necessário identificar o comprador, o mecanismo jurídico de contratação, o preço ou metodologia para sua formação, o volume elegível, o prazo, as condições de pagamento e a regulamentação aplicável. Sem esses elementos, existe uma possibilidade jurídica de monetização, e não uma receita contratada.

O mesmo cuidado vale para o dimensionamento da geração. O dispositivo não deve ser interpretado como incentivo ao superdimensionamento artificial de sistemas vinculados a políticas sociais ou habitacionais com a finalidade predominante de venda de energia. O art. 28 continua fornecendo a referência conceitual: a MMGD caracteriza-se como produção para consumo próprio. A comercialização prevista no art. 36-A é complementar e recai sobre o excedente.

Essa leitura harmoniza o dispositivo também com o art. 24. Naquele artigo, a Lei permite que concessionárias ou permissionárias de distribuição adquiram excedentes de MMGD mediante o mecanismo regulado correspondente. No art. 36-A, a hipótese é diferente: determinado participante do SCEE, qualificado por sua condição de beneficiário social ou habitacional, pode comercializar excedente com órgão público. Mudam o comprador, o fundamento jurídico e a estrutura da operação, embora ambos os dispositivos demonstrem que excedentes de geração distribuída podem, nas hipóteses legalmente admitidas, assumir valor econômico além da compensação.

Governança, mensuração e valor social

A operacionalização do art. 36-A exige adequada rastreabilidade da energia. É necessário determinar quanto a unidade efetivamente produziu, quanto foi consumido ou compensado, quanto foi injetado, qual parcela constitui excedente elegível e quanto foi efetivamente comercializado. Em projetos coletivos ou de geração remota compartilhada, essa governança torna-se ainda mais importante, pois a produção pode estar concentrada em uma central enquanto os benefícios econômicos são distribuídos entre grande número de unidades consumidoras.

Conjuntos habitacionais e outros empreendimentos sociais podem constituir campo particularmente interessante para esse modelo. Em determinadas situações, uma solução compartilhada pode apresentar vantagens em relação à instalação pulverizada de centenas de pequenos sistemas individuais, permitindo ganho de escala na aquisição dos equipamentos, operação e manutenção centralizadas, monitoramento profissional e melhor gestão patrimonial. A alternativa coletiva, contudo, também traz desafios relacionados à utilização da rede, localização da central, administração das parcelas de energia e entrada ou saída de beneficiários. A escolha entre sistemas individuais e compartilhados deve decorrer da análise técnica, regulatória e econômico-financeira de cada programa.

A eventual receita dos excedentes pode ainda contribuir para a sustentabilidade econômica dos próprios ativos. Dependendo do desenho jurídico adotado, poderia haver mecanismos destinados a utilizar parte desses recursos para operação, manutenção, seguros ou reposição de equipamentos. Essa possibilidade não é determinada pelo art. 36-A e dependeria da estrutura específica do programa, mas evidencia uma questão importante: projetos sociais de geração distribuída precisam ser concebidos para permanecer operacionais durante toda a vida útil, e não apenas para financiar sua instalação inicial.

A avaliação econômica dessas políticas também deve evitar dupla contagem de benefícios. Economia na conta da família, redução de subsídios públicos e receita decorrente da comercialização de excedentes podem estar relacionadas à mesma produção energética e não devem ser simplesmente somadas sem examinar sua natureza. Em uma análise de Valor Presente Líquido Social, transferências financeiras precisam ser distinguidas de ganhos econômicos líquidos, sob pena de superestimar o benefício efetivamente produzido.

O art. 36-A representa, portanto, uma evolução importante da dimensão social do Marco Legal. A geração renovável deixa de atuar apenas sobre a despesa energética da família e pode, em circunstâncias específicas, criar também um pequeno fluxo econômico decorrente da energia excedente. A habitação social equipada com geração distribuída passa a reunir características de moradia e de infraestrutura produtiva, capaz de reduzir despesas e potencialmente produzir receita.

Essa possibilidade, contudo, somente adquire valor econômico concreto quando existe estrutura para sua realização. *Autorização para comercializar não equivale a garantia de receita*. A diferença entre as duas situações é decisiva tanto para a formulação da política pública quanto para qualquer análise econômico-financeira do projeto.

A sequência formada pelos arts. 13, 24, 36 e 36-A ajuda a consolidar uma distinção fundamental da Lei nº 14.300/2022. Crédito de energia não é dinheiro; excedente pode adquirir valor econômico nas hipóteses legalmente previstas; a geração renovável pode integrar uma política energética social; e determinados beneficiários sociais ou habitacionais podem comercializar excedentes com órgãos públicos. Compensar, acumular créditos e comercializar energia são fenômenos juridicamente e economicamente distintos.

Com o art. 36-A, essa distinção ganha uma dimensão social particularmente relevante: *a energia elétrica deixa de representar exclusivamente uma despesa a ser reduzida e pode, dentro dos limites estabelecidos pela Lei, transformar-se também em um ativo produtivo capaz de gerar benefício econômico para famílias atendidas por políticas sociais e habitacionais.*

Art. 37. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

O art. 37 encerra a Lei nº 14.300/2022 com uma fórmula legislativa aparentemente simples: “Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.” A Lei foi publicada em 7 de janeiro de 2022 e, portanto, passou a vigorar nessa mesma data, sem período geral de *vacatio legis*. No contexto da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), contudo, essa disposição possui importância muito maior do que normalmente se atribui ao último artigo de uma lei, porque a data de publicação funciona como marco inicial para diversos prazos, direitos, obrigações e regimes de transição estabelecidos ao longo do próprio Marco Legal.

É fundamental distinguir vigência da Lei de produção simultânea de todos os seus efeitos. A Lei nº 14.300/2022 passou a integrar o ordenamento jurídico em 7 de janeiro de 2022, mas vários de seus dispositivos estabeleceram prazos próprios, períodos de transição, janelas de enquadramento, obrigações futuras de regulamentação e datas específicas para alteração do tratamento tarifário. Em outras palavras, a vigência foi imediata, enquanto determinados efeitos jurídicos e econômicos foram deliberadamente distribuídos no tempo.

Essa distinção também afasta a ideia de que a Lei somente teria produzido efeitos depois de sua regulamentação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A regulamentação é indispensável para detalhar e operacionalizar matérias que dependem da atuação da Agência, mas não cria a vigência da Lei. Para situações ocorridas no período imediatamente posterior à publicação, a análise deve considerar o texto legal já vigente, a regulamentação então existente e compatível, as regras de transição, os atos praticados pelas partes e, quando pertinente, a regulamentação posteriormente editada. Trata-se, portanto, de uma questão de direito intertemporal regulatório.

A publicação como marco dos regimes de transição

A importância econômica do art. 37 aparece de maneira especialmente clara no art. 26. A data de 7 de janeiro de 2022 constitui referência para identificar as unidades já existentes na publicação da Lei e para contar o período de doze meses previsto para determinadas solicitações de acesso, observadas todas as demais condições legais e regulatórias. Dessa arquitetura surgiu a classificação usualmente conhecida no mercado como GD I, cujo tratamento tarifário pode permanecer protegido até 31 de dezembro de 2045 quando preenchidos os requisitos correspondentes.

Isso significa que diferenças cronológicas aparentemente pequenas podem produzir consequências econômicas expressivas. Duas usinas fotovoltaicas (UFVs) tecnicamente idênticas, utilizando os mesmos equipamentos, apresentando a mesma potência, geração esperada e estrutura de custos, podem estar submetidas a regimes distintos em razão das datas e dos acontecimentos que compõem sua trajetória regulatória. Essa diferença pode alterar economia anual, fluxo de caixa, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *payback*, capacidade de endividamento e, finalmente, o valor econômico do ativo.

A data do protocolo, entretanto, não deve ser analisada isoladamente. Como observado no comentário ao art. 26, o enquadramento depende de uma cadeia de acontecimentos e do cumprimento das condições correspondentes. A validade da solicitação, o atendimento das obrigações atribuídas ao consumidor, os prazos de implantação, eventuais pendências imputáveis à distribuidora, períodos de suspensão legalmente reconhecidos, vistoria, instalação da medição e início regular da injeção podem ser relevantes para determinar a posição regulatória efetiva do empreendimento. O art. 37 fornece o marco temporal inicial; os demais dispositivos determinam como os direitos e obrigações se desenvolvem a partir dele.

O mesmo raciocínio alcança outros pontos da Lei. O art. 27 estabeleceu uma transição tarifária progressiva para as unidades não protegidas pelo art. 26, com percentuais sucessivos entre 2023 e 2028 e posterior aplicação da disciplina vinculada ao art. 17 nos marcos legalmente estabelecidos. O art. 30, por sua vez, determinou prazo de 180 dias contado da publicação para que ANEEL, concessionárias e permissionárias adaptassem regulamentos, normas, procedimentos e processos às disposições do novo Marco Legal. Em todos esses casos, a data de vigência funciona como referência a partir da qual se desenvolve uma cronologia regulatória própria.

Essa estrutura demonstra que a Lei nº 14.300/2022 não pode ser interpretada apenas pela leitura estática de seus dispositivos. O elemento temporal faz parte de sua própria arquitetura. Para diversos temas, a pergunta correta não é apenas "qual regra se aplica?", mas também *"qual regra se aplicava naquele momento, qual era a situação do empreendimento e quais fatos ocorreram antes e depois do marco relevante?"*

A cronologia regulatória como elemento do valor do ativo

Essa característica assume especial importância em processos de *Due Diligence*, financiamento e *valuation*. A análise de uma UFV não deveria começar apenas pela potência instalada, geração histórica, equipamentos ou receita. É necessário reconstruir sua trajetória regulatória, identificando as datas e os documentos que sustentam o enquadramento econômico utilizado no modelo financeiro.

A solicitação de acesso, eventuais complementações documentais, orçamento de conexão, Garantia de Fiel Cumprimento (GFC), contratos, execução das obras atribuídas ao consumidor e à distribuidora, vistoria, instalação dos sistemas de medição, início da injeção, alterações de titularidade e posteriores aumentos de potência compõem uma cadeia documental que pode determinar o regime tarifário do empreendimento. Não basta, portanto, que o vendedor afirme que determinada usina é GD I ou possui determinado direito regulatório. Essa posição precisa ser demonstrada pela sequência documental correspondente.

A reconstrução cronológica também permite enfrentar situações nas quais uma pendência é apresentada depois do protocolo inicial. Nesses casos, pode ser necessário verificar se houve simples saneamento ou complementação do processo original ou se ocorreu alteração suficientemente relevante para caracterizar nova solicitação. Da mesma forma, quando existem atrasos, é necessário identificar a quem eram atribuíveis, durante quais períodos efetivamente impediram o avanço do processo e quais consequências regulatórias produziram. A cronologia alegada pelas partes não substitui a cronologia comprovada pelos documentos.

Por essa razão, uma análise regulatória consistente deve associar cada evento à norma vigente naquele momento, às obrigações do consumidor e da distribuidora e às consequências produzidas. Essa metodologia é particularmente importante nos processos iniciados durante os períodos de transição da Lei, nos quais podem coexistir a legislação nova, regras regulatórias anteriores ainda aplicáveis, adaptações posteriores da ANEEL e mudanças nos procedimentos das distribuidoras.

A consequência para o *valuation* é direta. O regime regulatório determina componentes do fluxo de caixa e, por isso, sua comprovação antecede a própria avaliação econômica. Projetar a receita ou a economia de uma usina supondo determinado enquadramento tarifário sem antes confirmar documentalmente que o ativo possui esse enquadramento significa construir o valor sobre uma premissa que pode não existir juridicamente.

Na MMGD, a cronologia regulatória faz parte do valor econômico do empreendimento.

Essa afirmação sintetiza uma característica que percorre diversos artigos da Lei nº 14.300/2022. Dois ativos fisicamente semelhantes podem apresentar valores distintos não porque um deles gere mais energia, mas porque suas histórias regulatórias lhes conferem direitos, obrigações e custos diferentes. A dimensão temporal deixa, assim, de ser mera informação cadastral e passa a integrar a própria análise econômica do ativo.

O encerramento da Lei e uma síntese de sua lógica econômica

Embora o art. 37 contenha apenas uma regra de vigência, ele oferece um ponto adequado para consolidar uma das principais conclusões extraídas da leitura do Marco Legal. A análise econômica da geração distribuída não pode ser construída exclusivamente a partir de potência, irradiação, geração esperada e tarifa. É necessário incorporar também localização, modalidade de participação no SCEE, perfil de consumo, estrutura de compensação, condições de acesso à rede, regime tarifário e cronologia regulatória.

Essa conclusão altera a própria maneira de realizar uma *Due Diligence*. Uma UFV não é apenas o conjunto físico formado por módulos, inversores, estruturas, cabos, transformadores e sistemas de proteção. Do ponto de vista econômico-regulatório, ela é também uma cadeia de direitos, obrigações, contratos, protocolos, prazos, autorizações, procedimentos e atos praticados perante a distribuidora. O ativo físico e sua história regulatória formam conjuntamente a realidade econômica que será adquirida, financiada ou avaliada.

O art. 37 também ajuda a compreender por que a análise da Lei nº 14.300/2022 exigiu, ao longo de seus dispositivos, a integração entre Direito, engenharia, regulação e finanças. Uma alteração aparentemente procedimental pode modificar o enquadramento tarifário; uma data pode determinar a preservação ou perda de determinado tratamento; uma característica técnica pode alterar o regime regulatório; e todas essas variáveis acabam refletidas no fluxo de caixa.

Assim, ao término da leitura artigo por artigo, emerge uma conclusão que ultrapassa a simples regra de vigência: *na geração distribuída, potência, geração e tarifa não bastam para determinar o valor de um empreendimento. É preciso acrescentar o tempo regulatório*.

A data de 7 de janeiro de 2022 representa, nesse sentido, mais do que o início formal de vigência da Lei nº 14.300. Ela constitui o ponto de partida de uma arquitetura temporal que passou a organizar direitos, transições e obrigações da MMGD. Para o investidor, financiador, comprador ou assessor, compreender essa arquitetura significa reconhecer que o valor de um ativo de geração distribuída está associado não apenas ao que ele é capaz de produzir no futuro, mas também à trajetória regulatória que construiu no passado.

Brasília, 6 de janeiro de 2022; 201º da Independência e 134º da República.

JAIR MESSIAS BOLSONARO

Marcelo Pacheco dos Guaranys

Bento Albuquerque

Este texto não substitui o publicado no DOU de 7.1.2022

CONCLUSÃO

A Lei nº 14.300/2022 como marco jurídico, regulatório e econômico da geração distribuída.

Ao concluir este estudo da Lei nº 14.300/2022, parece insuficiente compreendê-la apenas como a legislação que estabeleceu o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) ou organizou as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Sua dimensão é maior. A Lei institucionalizou uma transformação que já estava em curso no setor elétrico brasileiro: a passagem de um sistema estruturado predominantemente em torno de grandes centros de geração e consumidores passivos para um ambiente no qual milhões de unidades podem também produzir, injetar, compensar, armazenar e, em determinadas circunstâncias, comercializar energia ou prestar serviços ao sistema.

Essa transformação altera relações jurídicas, fluxos físicos e, principalmente, fluxos econômicos. O consumidor permanece conectado à rede, mas deixa de ser apenas o ponto final da cadeia elétrica. Pode produzir parte da energia que utiliza, injetar excedentes, acumular créditos, destiná-los a outras unidades nas modalidades permitidas e administrar sua própria relação entre geração e consumo. Surge, de forma mais clara, a figura do consumidor-gerador.

A rede de distribuição também muda de função. Continua levando energia aos consumidores, mas passa a receber energia de milhares de pontos espalhados pelo sistema. Fluxos anteriormente predominantemente unidirecionais tornam-se progressivamente bidirecionais, exigindo novas soluções de planejamento, proteção, medição, automação, operação e remuneração da infraestrutura elétrica.

A Lei nº 14.300/2022 é, em grande medida, uma resposta jurídica e econômica a essa transformação. Ao longo de seus dispositivos, procura compatibilizar o direito do consumidor de produzir sua própria energia com a necessidade de preservar a segurança da rede, a sustentabilidade econômica da distribuição, a adequada alocação de custos e benefícios e a previsibilidade necessária aos investimentos. Não se trata, portanto, simplesmente de incentivar ou restringir a geração distribuída, mas de organizar juridicamente as consequências de sua expansão.

Da energia física ao valor econômico

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica constitui um dos núcleos econômicos da Lei. A energia excedente injetada na rede não representa, em sua concepção ordinária, uma venda convencional à distribuidora. Ela ingressa em um sistema próprio de compensação, no qual geração, excedente, crédito e comercialização representam fenômenos distintos.

Essa distinção percorre praticamente todo o Marco Legal. A energia é produzida; parte pode ser consumida instantaneamente; outra parcela pode ser injetada na rede; o excedente pode ser utilizado para compensar consumo; eventual saldo pode transformar-se em crédito; e, nas hipóteses expressamente admitidas, determinados excedentes podem assumir outra destinação econômica. Confundir essas etapas significa compreender incorretamente não apenas o funcionamento do SCEE, mas também o valor econômico da própria geração distribuída.

Daí emerge uma das conclusões mais importantes deste estudo: *geração não é sinônimo de economia*. Uma UFV pode produzir exatamente a quantidade de energia projetada e, ainda assim, entregar resultado econômico inferior ao esperado. Isso pode ocorrer quando existe baixa simultaneidade entre geração e consumo, inadequada alocação dos excedentes, formação excessiva de créditos, risco de expiração,

incidência relevante de componentes tarifárias, custos de conexão superiores aos previstos ou utilização da rede em condições diferentes daquelas consideradas originalmente na modelagem.

O valor econômico do MWh depende, portanto, de sua trajetória. Importa saber onde ele é produzido, quando é produzido, quanto é consumido instantaneamente, quanto é injetado, de que forma será compensado, quais unidades poderão utilizá-lo, qual regime tarifário incidirá e quais custos serão necessários para que esse benefício seja efetivamente realizado.

Essa constatação também modifica a forma de olhar os créditos de energia. Eles não constituem simplesmente um saldo abstrato de kWh nem podem ser automaticamente tratados como dinheiro. Possuem origem, idade, regras de utilização, prazo de validade e capacidade futura de compensação. Um crédito com elevada probabilidade de utilização nos próximos ciclos não possui o mesmo risco econômico de outro próximo da expiração e sem carga suficiente para absorvê-lo.

Administrar créditos é, portanto, administrar valor. Em empreendimentos relevantes, geração, consumo, excedentes, alocação, idade dos créditos e risco de expiração precisam integrar o controle econômico-financeiro do ativo. O desempenho de uma central não deveria ser acompanhado apenas pela energia produzida, mas também pela proporção dessa energia que consegue efetivamente transformar-se em benefício econômico.

Essa mesma lógica explica por que a rede não pode ser tratada como infraestrutura economicamente inexistente. O consumidor-gerador conectado continua utilizando o sistema de distribuição: injeta energia quando produz excedentes e retira energia quando sua geração é insuficiente ou ocorre em horários diferentes de seu consumo. A Lei reconhece esse uso e, ao mesmo tempo, determina que a avaliação econômica da MMGD considere também os benefícios que ela pode proporcionar ao sistema.

Redução de perdas, efeitos sobre geração, transmissão e distribuição, benefícios locacionais e eventual postergação de investimentos podem possuir valor econômico. Por outro lado, fluxos reversos, necessidades adicionais de proteção, automação, reforços ou expansão da rede também podem produzir custos.

A questão regulatória adequada não é, portanto, presumir que a geração distribuída seja necessariamente um custo para o sistema nem assumir que represente exclusivamente um benefício. O problema econômico consiste em identificar, mensurar e comparar ambos.

O que importa é o impacto líquido produzido pela MMGD depois de considerados seus custos e seus benefícios sistêmicos. Essa avaliação também possui dimensão distributiva. Quando determinado benefício tarifário reduz o valor pago pelo consumidor-gerador, o custo correspondente não necessariamente desaparece. Pode ser absorvido por outro mecanismo tarifário ou setorial, financiado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) ou redistribuído entre agentes. Da mesma forma, quando milhares de consumidores passam a produzir parte da própria energia, reduzem o mercado líquido das distribuidoras e podem alterar contratações realizadas anteriormente para atender uma demanda que deixou de existir na magnitude projetada.

A geração distribuída modifica, portanto, muito mais do que a conta de quem instala uma usina. Quando alcança escala relevante, altera contratação de energia, utilização da infraestrutura, recuperação de receitas, planejamento das distribuidoras e distribuição de custos dentro do sistema elétrico.

Regulação, tempo e valor do ativo

Outro eixo fundamental da Lei nº 14.300/2022 é o acesso à rede. A geração distribuída possui direito regulado de acesso ao sistema de distribuição, mas esse direito não significa conexão incondicionada, gratuidade da infraestrutura ou direito absoluto ao ponto inicialmente pretendido. Capacidade de rede, tensão, proteção, segurança, qualidade, obras e demais requisitos técnicos permanecem relevantes e precisam ser adequadamente demonstrados.

Ao mesmo tempo, a Lei procura impedir que a capacidade de conexão se transforme em ativo especulativo. Garantia de Fiel Cumprimento, limitações à transferência em determinados estágios, vedação à comercialização do acesso e proibição de fracionamentos artificiais integram uma mesma arquitetura: a rede deve estar disponível para projetos efetivamente destinados à implantação, e não para a formação de um mercado autônomo de posições regulatórias.

A conexão pode agregar valor ao empreendimento, mas não deve tornar-se empreendimento em si mesma.

Essa estrutura faz da rastreabilidade documental um elemento econômico do projeto. Uma alteração aparentemente simples de coordenadas, alimentador, ponto de conexão, titularidade, proteção ou cronograma pode modificar obras, custos, responsabilidades, prazos e até o regime regulatório aplicável. Por isso, compreender um empreendimento de MMGD exige reconstruir sua história.

Solicitação de acesso, protocolos, pendências, saneamentos, orçamento de conexão, aceite, contratos, obras, vistoria, medição e início da injeção não constituem apenas um arquivo administrativo. Formam a trajetória regulatória do ativo.

Essa cronologia permite distinguir responsabilidades do consumidor, da distribuidora e de terceiros; verificar a regularidade da conexão; identificar alterações de custos; analisar o cumprimento de marcos legais; e, principalmente, comprovar o regime tarifário efetivamente aplicável ao empreendimento.

As disposições transitórias da Lei tornam essa questão ainda mais evidente. Duas usinas podem possuir a mesma potência, utilizar equipamentos equivalentes, estar instaladas em regiões semelhantes, apresentar geração anual praticamente idêntica e exigir o mesmo CAPEX. Ainda assim, podem possuir fluxos de caixa e valores de mercado diferentes porque suas histórias regulatórias não são iguais.

Uma pode ter preservado determinado regime de transição; outra pode estar sujeita a tratamento tarifário distinto. Uma pode possuir documentação capaz de comprovar integralmente seu enquadramento; outra pode depender de interpretações ou documentos incompletos. Uma pode ter cumprido tempestivamente seus marcos; outra pode ter sofrido alterações de titularidade, atrasos ou mudanças de projeto capazes de comprometer a condição originalmente considerada na modelagem.

Por isso, *na MMGD, o tempo regulatório possui valor econômico*. Essa talvez seja uma das conclusões mais importantes para quem trabalha com *valuation*, fusões e aquisições (M&A), financiamento ou *Due Diligence*. O regime regulatório não constitui uma nota de rodapé do fluxo de caixa. Ele integra o próprio ativo.

A afirmação de que determinada usina pertence a um regime mais favorável não deveria ser aceita apenas pela idade da central, pelo protocolo inicial ou pela declaração do vendedor. Precisa ser demonstrada documentalmente mediante reconstrução da solicitação, cumprimento dos prazos, contratos, eventuais suspensões, obras, conexão, início da injeção e demais acontecimentos capazes de preservar ou alterar seu

enquadramento.

Em uma *Due Diligence*, essa verificação deveria preceder a aceitação do fluxo de caixa projetado. Não faz sentido calcular Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *payback* ou preço de aquisição utilizando determinado benefício regulatório antes de demonstrar que o empreendimento efetivamente possui direito a ele.

A análise econômico-financeira de uma UFV começa, assim, antes da planilha.

Ela começa na qualidade do recurso energético, passa pela engenharia e pela conexão, alcança os contratos, a modalidade do SCEE, o perfil de consumo, a alocação dos excedentes, os créditos, as tarifas e a cronologia regulatória, para somente então chegar ao fluxo de caixa. *O regime regulatório integra o valor do ativo porque determina as condições pelas quais sua capacidade física de gerar energia poderá transformar-se em resultado econômico*.

Da geração distribuída ao recurso energético distribuído

A Lei nº 14.300/2022 também aponta para uma transformação que ultrapassa o modelo convencional de geração fotovoltaica conectada à rede. Armazenamento, fontes despacháveis, sistemas híbridos, microrredes e serviços prestados ao sistema mostram que a geração distribuída tende progressivamente a aproximar-se de um conceito mais amplo de recurso energético distribuído.

Nesse ambiente, produzir energia continuará importante, mas já não será a única variável relevante. Sistemas de armazenamento de energia por baterias (Battery Energy Storage Systems — BESS), sistemas de gerenciamento de energia (Energy Management Systems — EMS), inversores inteligentes, automação e gestão de cargas permitem decidir não apenas quanto gerar, mas quando consumir, armazenar, injetar ou disponibilizar flexibilidade para a rede.

A pergunta econômica também se transforma. Durante muito tempo, uma das principais questões da análise energética foi quanto custa produzir 1 MWh. Essa pergunta continuará necessária, mas passa a conviver com outras: onde esse MWh é produzido, em que horário, em qual ponto da rede, com qual previsibilidade e com que capacidade de controle?

A mesma quantidade física de energia pode possuir valores sistêmicos diferentes dependendo de sua localização e do momento em que é disponibilizada. Energia produzida próxima a determinada carga pode reduzir fluxos ou perdas; geração instalada em outro ponto pode exigir reforços; armazenamento pode deslocar energia entre horários; recursos controláveis podem prestar serviços que uma central puramente intermitente não consegue oferecer.

O valor energético, portanto, não é necessariamente igual ao valor sistêmico nem ao valor locacional.

A possibilidade de contratação de serviços da MMGD pela distribuição e de aquisição regulada de excedentes reforça essa evolução. A central deixa de ser vista apenas como equipamento destinado a reduzir a conta de seu proprietário e passa a poder integrar, em determinadas circunstâncias, a própria solução operacional da rede.

A dimensão social da Lei amplia ainda mais essa perspectiva. O Programa de Energia Renovável Social (PERS) introduz a geração distribuída como instrumento de política pública. Há uma diferença econômica relevante entre subsidiar permanentemente determinada despesa e investir em um ativo capaz de produzir

benefícios durante vários anos. O subsídio tarifário reduz o custo corrente; a geração renovável cria capacidade produtiva que pode reduzir parte do consumo líquido futuro e, consequentemente, a necessidade de determinados subsídios ao longo do tempo.

A possibilidade de comercialização de excedentes por determinados beneficiários de programas sociais ou habitacionais acrescenta outra dimensão. Em certas estruturas, a energia pode deixar de representar apenas uma despesa reduzida e assumir também potencial econômico adicional. A avaliação dessas políticas passa, então, a poder considerar não somente o número de sistemas instalados, mas o benefício energético, econômico e social produzido durante sua vida útil.

Essa evolução demonstra que a Lei nº 14.300/2022 não encerrou o processo de transformação da geração distribuída brasileira. Ao contrário, criou uma estrutura jurídica sobre a qual novas tecnologias e modelos de negócio continuarão sendo desenvolvidos.

Baterias, microrredes, veículos elétricos, gerenciamento inteligente de cargas, agregação de recursos energéticos distribuídos, serviços ancilares e novas formas de contratação tendem a tornar progressivamente menos rígida a fronteira entre consumidor, gerador, armazenador e prestador de serviços ao sistema.

Por isso, nenhuma leitura do Marco Legal deveria ser considerada fotografia definitiva de um setor estático. A Lei estabelece a arquitetura fundamental, enquanto a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as normas das distribuidoras e a própria evolução tecnológica continuarão desenvolvendo seu ambiente de aplicação.

A atualização permanente não é, portanto, apenas uma necessidade editorial deste estudo. É característica do próprio objeto estudado.

Consideração final

Depois de percorrer os dispositivos da Lei nº 14.300/2022, talvez seja possível sintetizar sua transformação fundamental em uma ideia: *a geração distribuída transformou o consumidor de energia em agente do sistema elétrico*. Ele continua consumidor, mas pode também produzir, injetar, compensar, administrar excedentes e créditos e, nas hipóteses previstas em lei, comercializar energia ou prestar serviços à rede. Essa transformação cria direitos, mas também responsabilidades; proporciona benefícios privados, mas produz custos e benefícios sistêmicos; cria oportunidades de investimento, mas acrescenta riscos regulatórios; reduz despesas, mas exige gestão; descentraliza a geração, mas continua dependendo de uma infraestrutura de distribuição cuja segurança e sustentabilidade econômica precisam ser preservadas.

A melhor leitura da Lei nº 14.300/2022 não parece ser, portanto, a de uma legislação simplesmente destinada a favorecer ou restringir a geração distribuída. Ela representa uma tentativa de construir equilíbrio entre liberdade de geração, segurança da rede, sustentabilidade econômica, previsibilidade regulatória, inovação tecnológica e adequada distribuição dos custos e benefícios decorrentes da descentralização da energia.

Sob a perspectiva empresarial, há ainda uma conclusão adicional. Uma usina de geração distribuída não é apenas um conjunto de módulos, inversores, estruturas, transformadores e cabos. É um ativo técnico, regulatório, contratual e econômico. Seu valor resulta da interação entre recurso energético, tecnologia, CAPEX, OPEX, localização, conexão à rede, regime tarifário, modalidade do SCEE, perfil de consumo, aproveitamento dos excedentes, gestão dos créditos, cronologia regulatória, contratos e riscos.

Por isso, *energia e valor não são sinônimos*. Uma UFV pode ser tecnicamente excelente e economicamente inadequada; pode produzir exatamente os MWh projetados e ainda entregar menos valor do que o esperado. Compreender a Lei nº 14.300/2022 significa compreender as regras pelas quais a energia produzida se transforma — ou deixa de se transformar — em benefício econômico.

Essa constatação também define a natureza de uma adequada *Due Diligence*. Não basta verificar se a usina existe e gera. É necessário verificar se está corretamente conectada, regularmente enquadrada, adequadamente faturada, contratualmente estruturada e economicamente aproveitada. Engenharia, regulação, contratos, governança e finanças precisam convergir para uma mesma compreensão do ativo.

Ao final, talvez essa seja a principal conclusão deste estudo: *o valor de um empreendimento de geração distribuída não está apenas na energia que ele é capaz de produzir, mas nas condições técnicas, regulatórias, contratuais e econômicas que permitem transformar essa energia em valor ao longo do tempo*.

A geração distribuída transformou o consumidor em agente do sistema elétrico. Ao fazê-lo, transformou também a maneira como devemos analisar a rede, os investimentos e a própria energia. *É nessa integração entre engenharia, regulação, governança e análise econômico-financeira que se encontra a chave para compreender, avaliar e assessorar os investimentos submetidos ao Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída*.

GLOSSÁRIO DE SIGLAS E TERMOS TÉCNICOS

ACL - Ambiente de Contratação Livre. Ambiente no qual consumidores habilitados negociam a aquisição de energia elétrica segundo as regras aplicáveis ao mercado livre.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada. Ambiente de contratação no qual a aquisição de energia ocorre segundo a estrutura regulada do setor elétrico.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Agência reguladora responsável pela regulação e fiscalização dos serviços de energia elétrica no Brasil e pela regulamentação de diversos dispositivos relacionados à MMGD e ao SCEE.

BESS - Battery Energy Storage System. Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias, utilizado para armazenar energia e permitir seu uso ou injeção em momento diferente daquele em que foi produzida.

CAPEX - Capital Expenditure. Investimentos em bens de capital necessários à implantação, ampliação ou modernização de um empreendimento.

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético. Encargo setorial instituído pela Lei nº 10.438/2002 e utilizado para financiar diferentes políticas públicas e mecanismos do setor elétrico.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Instituição responsável por atividades relacionadas à contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado brasileiro de energia elétrica.

CIP/COSIP - Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública. Contribuição destinada ao custeio, expansão e modernização do serviço de iluminação pública, conforme a estrutura adotada pelo ente municipal.

CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição. Instrumento contratual relacionado à utilização da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.

DSCR - Debt Service Coverage Ratio. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida, utilizado para avaliar a capacidade de geração de caixa de um empreendimento em relação às obrigações de sua dívida.

EMS - Energy Management System. Sistema de Gerenciamento de Energia utilizado para monitorar, controlar e otimizar geração, armazenamento, consumo e outros recursos energéticos.

GD - Geração Distribuída. Expressão usualmente empregada para designar a geração de energia próxima ou junto às unidades consumidoras. No contexto deste trabalho, sua aplicação deve ser compreendida de acordo com o enquadramento jurídico e regulatório da MMGD.

GFC - Garantia de Fiel Cumprimento. Garantia exigida em determinadas solicitações de conexão de minigeração distribuída, destinada a reforçar o compromisso do interessado com a efetiva implantação do empreendimento.

MMGD - Microgeração e Minigeração Distribuída. Conjunto das centrais geradoras enquadradas nos limites e requisitos estabelecidos pela Lei nº 14.300/2022 e pela regulamentação da ANEEL.

MME - Ministério de Minas e Energia. Órgão da administração federal responsável pela formulação de políticas públicas relacionadas aos setores de energia e mineração.

MUSD - Montante de Uso do Sistema de Distribuição. Montante contratado ou considerado para utilização do sistema de distribuição, conforme o enquadramento e a regulamentação aplicáveis.

OPEX - Operational Expenditure. Despesas operacionais necessárias à operação e manutenção de determinado empreendimento.

PERS - Programa de Energia Renovável Social. Programa instituído pela Lei nº 14.300/2022 para investimentos em geração renovável destinados a consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda.

PFC - Participação Financeira do Consumidor. Parcela dos custos de determinadas obras ou intervenções de conexão atribuída ao consumidor segundo as regras regulatórias aplicáveis.

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Conjunto de regras da ANEEL que disciplina aspectos técnicos e operacionais da distribuição de energia elétrica.

REN - Resolução Normativa. Ato normativo expedido pela ANEEL para regulamentar matérias de sua competência.

REIDI - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura. Regime tributário aplicável, quando atendidos os requisitos legais e regulamentares, a determinados projetos de infraestrutura.

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com MMGD pode ser posteriormente compensada ou contabilizada como crédito, observadas as regras legais e regulatórias.

SIN - Sistema Interligado Nacional. Sistema de produção e transmissão de energia elétrica que interliga a maior parte do território brasileiro.

SPE - Sociedade de Propósito Específico. Sociedade constituída para desenvolver ou deter determinado empreendimento ou conjunto específico de ativos.

TE - Tarifa de Energia. Componente tarifária relacionada, em termos gerais, à energia elétrica fornecida ao consumidor.

TIR - Taxa Interna de Retorno. Indicador econômico-financeiro utilizado para avaliar a rentabilidade de um investimento.

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Tarifa associada à utilização da infraestrutura e dos serviços do sistema de distribuição.

TUSD-G - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável à geração. Componente associada ao uso da rede por unidades geradoras, conforme as condições regulatórias aplicáveis.

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão. Tarifa associada à utilização da infraestrutura do sistema de transmissão.

UC - Unidade Consumidora. Conjunto de instalações caracterizado para fins de fornecimento e relacionamento com a distribuidora, conforme a regulamentação aplicável.

UFV - Usina Fotovoltaica. Central geradora que converte energia solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico.

VPL - Valor Presente Líquido. Indicador econômico-financeiro que representa o valor presente dos fluxos de

caixa futuros de um investimento, descontados por determinada taxa.

FONTES OFICIAIS PARA CONSULTA E ATUALIZAÇÃO

A regulamentação do setor elétrico é dinâmica. Por essa razão, esta obra deve ser utilizada em conjunto com a legislação e a regulamentação vigentes no momento da análise. Para aprofundamento, atualização normativa e consulta dos atos mencionados ao longo do texto, recomenda-se priorizar fontes oficiais.

Lei nº 14.300/2022 - Presidência da República / Planalto

Texto oficial e atualizado da Lei nº 14.300/2022

Esta deveria ser a primeira referência. O texto disponibilizado pelo Planalto permite acompanhar a redação legal consolidada e as alterações posteriores.

Agência Nacional de Energia Elétrica - Micro e Minigeração Distribuída

Portal oficial da ANEEL sobre Micro e Minigeração Distribuída

Eu destacaria este como o principal portal regulatório do livro. A própria ANEEL concentra nessa página informações sobre MMGD, SCEE, modalidades de participação, conexão e referências à Resolução Normativa nº 1.000/2021, à Resolução Normativa nº 1.059/2023 e ao Módulo 3 do PRODIST. Serviços e Informações do Brasil

ANEEL - Formulários de Micro e Minigeração Distribuída

Formulários oficiais para geração distribuída

É uma fonte particularmente útil para quem pretende utilizar o livro profissionalmente, pois reúne os formulários relacionados ao registro e aos procedimentos de MMGD perante as distribuidoras. Serviços e Informações do Brasil

ANEEL - Dados, relatórios e indicadores de MMGD

Relatórios e indicadores de Micro e Minigeração Distribuída

Essa página é muito útil para pesquisas de mercado e análises econômico-financeiras, pois reúne os painéis de unidades com geração distribuída e informações relacionadas ao enquadramento de projetos de minigeração no REIDI. Serviços e Informações do Brasil

ANEEL - Glossário Normativo do Setor Elétrico

Glossário oficial da ANEEL

É uma excelente referência complementar ao glossário do próprio livro. O diferencial é que o sistema relaciona cada conceito à respectiva norma de referência e informa sua situação normativa. Serviços e Informações do Brasil

Ministério de Minas e Energia - Geração Distribuída

Publicações e estudos oficiais do MME sobre Geração Distribuída

O Ministério mantém materiais e estudos sobre geração distribuída e sistemas fotovoltaicos, úteis para aprofundar aspectos de política energética, eficiência e desenvolvimento do setor. Serviços e Informações

do Brasil

MME - Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída

Informações oficiais do MME sobre a Lei nº 14.300/2022

Serve como referência institucional para o contexto de criação do Marco Legal e sua inserção na política energética brasileira. Serviços e Informações do Brasil

MME - Regulamentação do Marco Legal pela ANEEL

Informações oficiais sobre a regulamentação da Lei nº 14.300/2022

É útil para compreender a passagem do texto legal para sua regulamentação pela ANEEL, especialmente a disciplina introduzida em 2023. Serviços e Informações do Brasil

Nota ao leitor

O setor elétrico brasileiro está sujeito a permanente evolução legislativa e regulatória. Leis, decretos, resoluções normativas, procedimentos de distribuição e demais atos mencionados nesta obra devem ser consultados em sua versão vigente na data da análise. Para fins profissionais, jurídicos, regulatórios ou econômico-financeiros, recomenda-se sempre a conferência da redação atualizada nos portais oficiais da Presidência da República, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Ministério de Minas e Energia (MME).