

INTRODUÇÃO

Considerando a relevância do assunto para a competitividade das tarifas de energia e a expansão da geração no setor elétrico, este conjunto de geradores (AES Brasil, Auren Energia, Brennard Energia, Echoenergia, Enel, Omega Energia, SPIC Brasil), responsáveis pela operação de 7.355 MW no país, decidiu se manifestar em conjunto sobre os custos e benefícios para geração distribuída par ao setor elétrico.

RESUMO DAS CONTRIBUIÇÕES

- **Análise de custos e benefícios deve se restringir ao setor elétrico**, uma vez que a lei prevê o abatimento tarifário dos custos e benefícios tarifários da MMGD e as tarifas se restringem a componentes de custos setoriais. Se há redução (aumento) de custos de componentes tarifários causados pela MMGD, estes deverão ser descontados (acrescidos) das tarifas pagas por estes *prosumidores*.
- Conforme prevê a lei nº 14.300/22, **as diretrizes discutidas nesta CP devem considerar tanto custos como benefícios da MMGD**. Mesmo que se decida não implementar aumentos tarifários (caso custos sejam maiores que benefícios) para os *prosumidores*, é fundamental que haja uma contabilização de seus custos, para que haja transparência e evite-se incentivos inadequados.
- **Custos e benefícios devem ser adicionais (exclusivos da MMGD) e firmes**, de forma a considerar direta ou indiretamente o custo de oportunidade da expansão da geração e evitar incorporação de custos e benefícios sistêmicos e não representativos.
- **Este grupo apoia a proposta conceitual de diretrizes** para Valoração dos Custos e Benefícios da MMGD sob consulta e considera que contempla os principais impactos de MMGD ao sistema elétrico.
- A menção a serviços ancilares no tópico [a] das diretrizes se refere a possíveis custos incorridos pelo sistema integrado ao precisar contratar serviços ancilares para solucionar problemas de instabilidade na rede gerados pela alta penetração de unidades de geração distribuída. **Os serviços ancilares prestados por unidades MMGD às concessionárias e permissionárias de distribuição devem ser remuneradas por mecanismo específico** (até mesmo competitivo, de forma a possibilitar que outras tecnologias – como baterias – possam prestar o atendimento com modicidade tarifária).
- **Incluir instalações de distribuição no tópico [b] das diretrizes:** *“Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão e distribuição.”*

CONTEXTO

Apesar de perpetuar por bastante tempo, por meio de uma regra de transição de sete anos, a retirada dos subsídios implícitos para MMGD presentes no sistema de compensação *net metering*, a publicação da lei nº 14.300/22 trouxe como ponto positivo um marco legal transparente e previsível para o desenvolvimento da MMGD nos próximos anos. Como não foi estipulado limite de capacidade ou custo adicional para sociedade deste subsídio, **há um efeito negativo adicional do marco legal que é a corrida para novas instalações e solicitação de pareceres de acesso no curto prazo**, de forma a garantir que projetos mantenham os benefícios atuais (compensação da tarifa cheia) até 2045.

O efeito tem sido percebido por instalações recordes e crescentes nos últimos anos. Apenas em 2021, ano em que se amadureceu a discussão legislativa sobre a retirada dos subsídios para MMGD, houve a instalação de 4 GW adicionais e o dobro de novas usinas descentralizadas que em 2020¹. **A expectativa é que em 2022 a modalidade solar distribuída chegue a 17 GW², 10% da capacidade instalada centralizada do país e 20% da demanda máxima do SIN³.**

Em paralelo, os custos de energia têm batido recordes no Brasil e no mundo e o governo tem tentado suavizar estes aumentos por meio de medidas paliativas, ainda que importantes, como a redução de impostos cobrados nas tarifas. Enquanto isso, o orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, rubrica que concentra os custos de políticas públicas e subsídios no setor, chegou a R\$ 32 bilhões este ano, um aumento de 34% em relação ao ano anterior e mais de 50% em relação a parcela paga pelos consumidores⁴. **Estes custos serão incrementados à medida que os custos dos subsídios para MMGD forem incorporados na CDE, a partir do próximo ano.**

EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL: EVOLUÇÕES REGULATÓRIAS RECENTES

O tema de identificação e mensuração de benefícios e custos resultantes da inserção de geração distribuída não é novo na experiência internacional, e o material disponibilizado na presente CP elenca alguns estudos e discussões que complementam o debate.

Uma das iniciativas de mensuração de impactos mais relevantes está em andamento na Califórnia/EUA, e é base para o processo de revisão do sistema de *Net Metering* lá utilizado (estrutura que foi inspiração para a criação no Brasil do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, ou SCEE). Alguns dos destaques:

- Chamado de NEM 3.0⁵, a iniciativa buscou mensurar os custos e benefícios sob a ótica de quem instala GD, dos demais consumidores sem GD e das distribuidoras, considerando cenários de penetração atuais, que são compatíveis ao caso brasileiro⁶;
- Avaliações de custo-benefício indicam vantagens consideráveis para os usuários que instalam GD, mas elevação de custos para os demais usuários sem GD e distribuidoras;
- Apesar do diagnóstico, as reações às propostas de novos desenhos tarifários no sentido de reduzir o repasse de custos aos demais consumidores adiou a decisão final inicialmente esperada para fev/22.

¹ Instalações históricas (EPE): <https://bit.ly/3xk8bhy>

² Expectativa de instalações (ABSolar): <https://bit.ly/3NTJ36S>

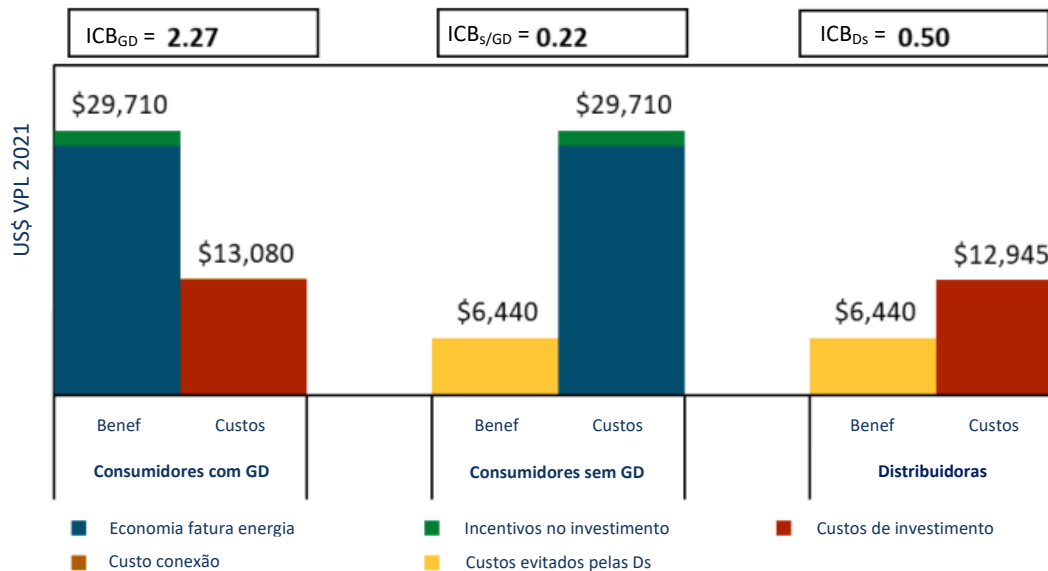
³ Demanda máxima horária do SIN: <https://bit.ly/3AQ2utZ>

⁴ Orçamento CDE (ANEEL): <https://bit.ly/3GTwqpP>

⁵ CPUC “Cost-effectiveness of NEM Successor Rate Proposals under Rulemaking 20-08-020” Jun/21

⁶ No final de 2019 havia 8,5 GW de MMGD conectada à rede para uma potência pico da ordem de 80 GW, enquanto no Brasil há atualmente cerca de 12 GW e a demanda máxima perto de 90 GW.

A figura abaixo resume os resultados da mensuração que embasou a iniciativa de reforma do modelo tarifário aplicável à GD no caso californiano (tradução livre sobre o conteúdo do relatório). Destaque para o Índice de Custo-Benefício – ICB que mede quantitativamente se há benefício líquido (ICB > 1) ou custo líquido (ICB < 1):



Fonte: CPUC

O ICB leva em consideração os custos evitados e adicionados de energia, perdas, serviços ancilares e custos de capacidade de geração, transmissão e distribuição, além de custos relacionado a emissões de Gases de Efeito Estufa - GEE. No caso brasileiro, os custos e benefícios relacionados a emissões não devem ser incluídos na análise já que não compõe o custo da energia, não podendo ser compensados diretamente nas tarifas e já é possível a negociação de certificados renováveis por MMGD de maneira independente⁷.

Interessante notar que mesmo na Califórnia, mercado com participação atual de térmicas maior que o Brasil, não há análise específica sobre deslocamento termelétrico, como proposto na mídia brasileira⁸. O valor relacionado a energia deve estar vinculado ao valor adicionado em termos de capacidade de geração e energia, como será discutido mais adiante na seção de análise tarifária simplificada.

Ainda assim, **a conclusão do estudo para Califórnia é que os custos superam os benefícios por larga margem tanto para consumidores sem GD, como para as distribuidoras**, ou seja, a hipotética geração termelétrica evitada pela injeção de GD, que afinal estaria incluída no valor da energia avaliado, não é suficiente para tornar positivo o balanço de custos e benefícios. A se considerar a rápida expansão renovável (centralizada e distribuída) neste mercado americano, o teórico benefício será cada vez menor, uma vez que será cada vez mais provável que a injeção horária da geração distribuída desloque uma outra fonte renovável centralizada de menor custo. Para o Brasil, referência em participação renovável na matriz elétrica, esta última possibilidade é quase uma certeza, como pode ser visto pela expansão não compulsória por lei apontada pelo planejamento do governo⁹.

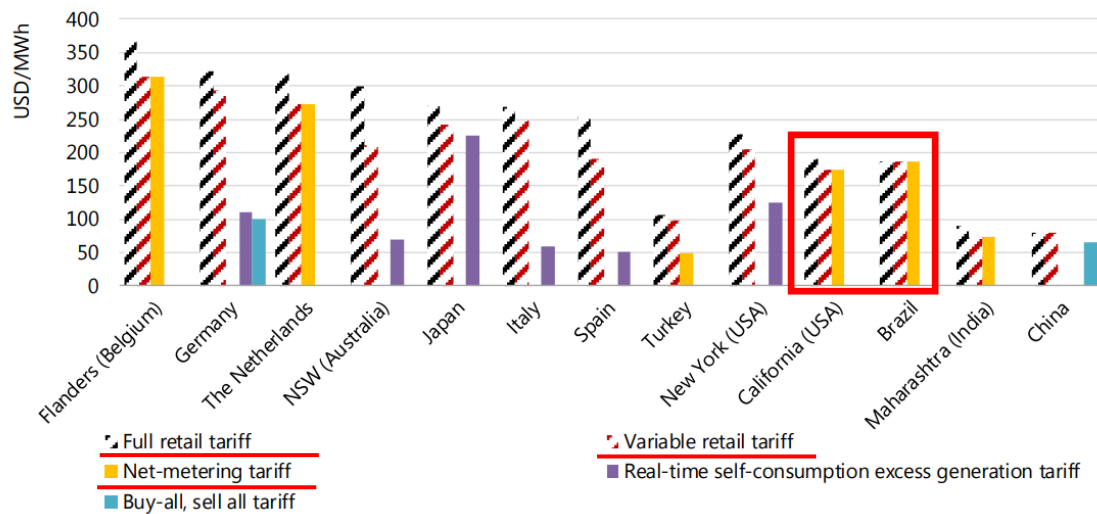
⁷ Canal Solar: <https://bit.ly/3AUQS9a>

⁸ Valor: <https://bit.ly/3REw8bF>

⁹ EPE PDE 2031: <https://bit.ly/3cieEBI>

Ademais, ainda que não seja escopo da presente Consulta determinar os valores exatos dos custos e benefícios, é importante destacar que o diagnóstico é diretamente aplicável a qualquer mercado: a combinação de modelos de compensação de energia (*net metering*) + tarifas volumétricas (caso da Califórnia e do Brasil, conforme figura abaixo) resulta em deslocamento de custos (*cost shifting*) para os demais consumidores quando maior parte da tarifa for possibilitado o abatimento pela geração distribuída. Esta é, inclusive, uma das principais mensagens de **alerta da Agência Internacional de Energia¹⁰ e um chamado aos formuladores de políticas públicas à necessidade de uma valoração mais cuidadosa das políticas tarifárias de GD**, a fim de se mitigar tal efeito.

Figure 2.8 Full and variable retail electricity prices and residential PV remuneration prices



Fonte: IEA Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024

A natureza locacional, espacial e a perenidade incerta de boa parte dos alegados benefícios cria desafio para que sua mensuração não agrave e perpetue o efeito de repasse para demais usuários. Mesmo com um diagnóstico de custos líquidos globais no atual desenho tarifário, e em uma discussão que se arrasta desde 2020, a experiência da Califórnia ser fundamental o cuidado em se sopesar qual custo de fato é evitado por um benefício proposto, uma vez que os custos são líquidos e certos, mas a mensuração dos benefícios nem tanto.

HISTÓRICO NO BRASIL: CONCEITOS IMPORTANTES

A Nota Técnica nº 11/2022/SE resgata o histórico do surgimento das regulamentações e posteriores discussões de reforma do modelo de geração distribuída no Brasil. Neste histórico, cita-se a Consulta Pública ANEEL 25/2019, que foi o mais próximo de uma reforma baseada em avaliação de custos e benefícios que o tema chegou. Foram avaliados pela ANEEL os seguintes pontos técnicos:

- Redução do fornecimento de energia (termelétrica)
- Redução das perdas no transporte
- Mitigação de investimentos em rede de transmissão e distribuição

¹⁰ IEA Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024: <https://bit.ly/3yuyour>

Ainda que mais adiante a discussão tenha migrado para a esfera legislativa, com aprovação de um marco legal, a CP 25/19 trouxe conclusões importantes e que devem auxiliar a ancorar a atual discussão:

- Os benefícios não devem ser potenciais, ou seja, devem ser firmes, mensuráveis e incontestáveis;
- Transição pode ser vista como consideração do benefício ainda que incerto;
- Proposta de implementação definitiva: compensação apenas da TE.

Aqui destaca-se que tais conclusões não necessariamente estão resgatadas como proposta desta contribuição, mas sim como pontos conceituais relevantes derivados de fundamentos do que a GD está provendo de forma mais “firme”, como uma substituição da *commodity* energia vinda da geração centralizada por uma gerada pelo próprio consumidor, e dificuldades na mensuração dos benefícios, como as perdas e custos evitados de transporte, e que ao fim justificaram tanto a transição como o ponto de chegada na TE.

E, ressalta-se, que a própria TE seria passível de um escrutínio mais profundo, uma vez que, no atual desenho do mercado brasileiro, o preço de energia expresso na tarifa carrega sinais como a energia em si e a capacidade/disponibilidade das usinas. Reforça a necessidade de atenção a que custo sistêmico se atribui o caráter “evitado” pela GD em apontamentos como o feito pelo ONS no material disponibilizado, onde o Operador destaca que a GD contribui para a redução da ponta diurna do sistema, mas que seu crescimento também possivelmente exigirá cada vez mais a programação de reserva operativa girante, além de exigir atenção quanto aos critérios de inércia equivalente e níveis de curto-circuito no SIN.

Feitas essas considerações como arcabouço para discussão, procede-se com as contribuições.

ANÁLISE DE CUSTOS E BENEFÍCIOS DEVE SE RESTRINGIR AO SETOR ELÉTRICO

É essencial limitar o escopo do cálculo à estrutura do SEB. Todas as fontes e modalidades de geração apresentam custos e benefícios a sociedade, assim, expandir o escopo do cálculo somente para a geração distribuída seria não isonômico com demais fontes e, principalmente, com os consumidores de forma ampla, que não devem financiar externalidades sociais na tarifa de energia.

E este ponto se assenta no conceito de que a energia proveniente da geração distribuída se relaciona, em custos e benefícios (ou custo de oportunidade), a cada um dos componentes da estrutura tarifária que, por sua vez, é tradução do custeio de diferentes elos da cadeia do setor. Ao se atribuir benefícios como criação de emprego, por exemplo, seria introduzido um sinal distorcido na valoração, uma vez que não há componente tarifário que expresse esta função de custo e demais fontes também geram postos de trabalho no país ao longo de sua cadeia produtiva¹¹. Na mesma linha, como já discutido anteriormente, aspectos ambientais estão fora de escopo da presente discussão da GD, uma vez que há outros mecanismos em funcionamento e instrumentos em discussão para criar metodologias intra e extra-setoriais de um mercado amplo (nacional e internacional) para transação deste atributo.

¹¹ Cadeia produtiva eólica e hidrelétrica tem participação nacional elevada em comparação a indústria solar, principal vetor de aplicação da MMGD.

Portanto, como indicado na Nota Técnica nº 11/2022/SE, apoia-se que as diretrizes a serem estabelecidas como resultado desta Consulta Pública sejam restritas ao setor elétrico, em atendimento ao disposto na Lei 14.300/22.

DIRETRIZES DEVEM CONSIDERAR TANTO CUSTOS COMO BENEFÍCIOS DA MMGD

O § 2º Art. 17 da lei nº 14.300/22 prevê:

*“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.” (grifos nossos)

Fica evidente pelo texto da lei que o comando regulatório deve considerar tanto custos como benefícios da MMGD. Isto é fundamental para dar um sinal adequado para expansão do sistema, evitando o compute apenas dos benefícios desta modalidade de geração, em prejuízo aos consumidores que, nesta hipótese, arcariam com os custos para o sistema e teriam os benefícios repassados apenas aos *prosumidores*. Além disso, esta distorção fatalmente levará a uma expansão sub-ótima do sistema, onerando os consumidores no longo prazo.

Por outro lado, o parágrafo 1º define que o faturamento deve abater os benefícios ao sistema:

*“§ 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.**” (grifos nossos)*

A leitura conjunta do parágrafo 1º e 2º permite conciliação dos conceitos e garantir o ganho econômico aos consumidores, conforme discutido anteriormente. **O faturamento deve ser realizado considerando os benefícios líquidos, ou seja, o benefício abatido dos custos, já que só existe benefício de fato para o sistema, caso ele seja superior aos custos.**

Como será discutido na próxima seção, **os custos devem incorporar também os custos de oportunidade**, ou seja, os custos de se abdicar de uma expansão do sistema centralizada (ou outra solução) de menor custo para a sociedade, para que de fato os benefícios considerados sejam benefícios líquidos.

Caso queira-se evitar, como política energética, que haja custos adicionais para MMGD na existência de custos superiores aos benefícios (como o caso da Califórnia apontado anteriormente), basta considerar que os benefícios líquidos devem ser maiores do que zero.

CUSTOS E BENEFÍCIOS DEVEM SER ADICIONAIS E FIRMES

Frente à complexidade em se definir os custos e benefícios na primeira onda de inserção da geração distribuída, o marco legal da 14.300/22 já concedeu à modalidade o período de transição como tratamento ao ciclo de investimentos entre 2012 e 2022. Com a consolidação do mercado da MMGD e amadurecimento das discussões, essa **mensuração deve avançar para que sejam reconhecidos apenas os aspectos que sejam:**

- **Adicionais**, ou seja, que outra fonte de geração ou solução tecnológica não seria capaz de fornecer a custo menor ou equivalente;
- **Firmes**, não se atribuindo valoração ampla/perene desalinhada à custos e benefícios locais/momentâneos

Há duas formas de se reconhecer os custos e benefícios adicionais, considerando apenas os aspectos que de fato diferenciam a MMGD das demais soluções para expansão ou considerando o custo de oportunidade da expansão que seria realizada se não houvesse geração distribuída. A primeira alternativa tem implementação mais simples e não perde completude. Seguindo com esta abordagem, por exemplo, dos benefícios apontados na mídia pela indústria de MMGD solar, quais sejam: redução de perdas e de custos com acionamento de bandeiras, risco hidrológico, atendimento da demanda de pico e redução de preços de mercado, todos, a exceção, possivelmente, de redução de perdas, são atributos equivalentes de outras fontes renováveis, em particular, da geração solar centralizada e não, portanto, não devem ser considerados na análise.

Outro aspecto relevante de se considerar é a localização dos custos e benefícios. Tome-se como exemplo que, para redução de perdas, seja concedido hipoteticamente um benefício médio de redução de perdas para toda a área de concessão de uma distribuidora, de forma que uma GD instalada em qualquer ponto o receba, seja GD local ou remota. Porém, no cálculo de abatimento de custo, o procedimento só considere eventuais locais onde haja aumento de perdas pela inserção de GD. Ora, dado que há locais em que o potencial de redução de perdas é menor (como nos grandes parques de GD remota que, em geral, não ficam próximos aos consumidores, assemelhando-se na prática a uma geração centralizada), não faz sentido conceder o benefício médio a estes locais.

Adicionalmente, vale ressaltar que alocar custos ou benefícios com forte componente locacional de forma customizada para cada consumidor ou grupo de consumidores pode exigir um esforço operacional de alta complexidade que vai de encontro à diretriz [j]¹² da proposta sob consulta. Como premissa para desenvolvimento da metodologia de cálculo e aplicação, deve-se levar em consideração que a metodologia não pode ser tão complexa que exija aumento dos gastos operacionais dos agentes setoriais para sua aplicação e não tão simplificada que possa generalizar regras que acabem alocando custos ou benefícios de forma equivocada e injusta entre os agentes.

Portanto, em linha ao indicado pela ANEEL na CP 25/19 e por este Ministério na presente Consulta, **a valoração deverá ter como fundamentos:**

- **Os benefícios não devem ser potenciais**, ou seja, devem ser firmes, mensuráveis e incontestáveis;

¹² Diretriz [j]: Primar pela eficiência, baixa complexidade, economicidade, reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias

- **Primar pela eficiência**, baixa complexidade, economicidade, reprodutibilidade e objetividade;
- **Garantir transparência e publicidade**, incluindo informações dos efeitos atribuídos aos demais consumidores;
- **Não há benefícios de energia adicionais ao que é capturado na compensação da TE**, como será explorado em mais detalhes mais adiante;
- **Consideração de benefício médio pode levar a distorções e custos adicionais aos consumidores.**

CONSIDERAÇÕES SOBRE DIRETRIZES PROPOSTAS

Em termos de diretrizes gerais para valoração dos custos e benefícios sistêmicos, este grupo considera que a proposta conceitual sob consulta contempla os principais impactos de MMGD ao sistema elétrico. Busca-se aqui comentar pontos complementares às diretrizes propostas com o intuito de esclarecer o entendimento delas.

Com relação às diretrizes citadas no item 6.3 da nota técnica nº 11/2022/SE do Ministério de Minas e Energia, reforça-se o entendimento dos seguintes tópicos:

[a] Considerar os efeitos relativos à necessidade de expansão da distribuição; da transmissão; da geração centralizada nos aspectos de energia e potência; e, dos serviços ancilares de que trata o § 10 do art.1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;

Os serviços ancilares prestados por unidades MMGD às concessionárias e permissionárias de distribuição devem ser remunerados por mecanismo específico a ser definido e regulamentado pela ANEEL de acordo com o determinado no art. 23 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Os serviços ancilares em nível de distribuição podem, inclusive, ser prestados por outras tecnologias (como baterias), o que reforça ser salutar que um mecanismo específico (inclusive competitivo) faça sentido para captura da sinergia ao menor custo de mercado. Por se tratar de um benefício individualizado, ou seja, prestado por algumas usinas de MMGD de forma pontual, não deveria ser contemplado como benefícios sistêmicos aplicados a todas as unidades de MMGD.

Entende-se, portanto, que a menção a serviços ancilares no tópico [a] das diretrizes se refere a possíveis custos incorridos pelo sistema integrado ao precisar contratar serviços ancilares com mais frequência para solucionar problemas de instabilidade na rede gerados pela alta penetração de unidades de geração distribuída.

[b] Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão;

A diretriz [a] contempla os efeitos relativos à necessidade de expansão de todos os setores da cadeia de suprimento de energia elétrica (distribuição, transmissão e geração), porém, quando a diretriz [b] versa a respeito da necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos, se atém apenas ao setor de transmissão. Posteriormente, nenhuma outra diretriz cita a consideração destes efeitos relativos às instalações da distribuição, embora a MMGD esteja conectada neste elo da cadeia e possa ter efeitos na TUSD, tarifa paga por todos os consumidores.

Considera-se interessante a sugestão de inclusão grifada no texto: Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão e distribuição

ANÁLISE TARIFÁRIA SIMPLIFICADA

Conforme anteriormente citado, ainda que a presente Consulta não seja o marco para o cálculo específico dos custos e benefícios, apresenta-se a seguir um quadro resumo dos aspectos que auxiliam a alinhar as diretrizes, frente à estrutura tarifária, à observação de aspectos firmes, locais, efeitos da temporalidade, bem como restrição da valoração em tela ao setor elétrico.

Transporte (“fio”)	Perdas	Encargos	Energia
<ul style="list-style-type: none"> • Custos e benefícios da rede são incertos e variam temporalmente, além de serem locais • Tendência mundial de concentração de projetos em locais de alta renda (GD local) e baixo custo da terra e alto recurso (GD remota) pode levar a custos maiores que benefícios, reforçando, portanto, os aspectos “firme” e locais da mensuração 		<ul style="list-style-type: none"> • Não há benefício diferencial da MMGD para encargos, portanto, pagamento deve ser integral • MMGD gera um custo de encargos para demais consumidores, que deve ser abatido dos seus benefícios 	<ul style="list-style-type: none"> • TE financia segurança energética (capacidade) e energia, apenas o segundo é atributo da MMGD • Deslocamento termelétrico ocorre com demais fontes e não deve ser considerado

Assim, em síntese o problema é complexo e merece ser estudado minuciosamente, tendo como foco a **precificação mais aderente aos reais custos e benefícios para o sistema, para que não se perpetue nenhum subsídio desnecessário à modalidade.**