

Considerações Preliminares

Em função da determinação da Lei 14.300/22 de que o CNPE seria responsável por elaborar as diretrizes para que a ANEEL quantificasse os custos e benefícios da GD, houve por parte do MME a decisão de instaurar uma CP para colher subsídios junto aos agentes e sociedade. No seu sítio, o MME disponibilizou a NT 14/2022/SE e uma série de contribuições prévias da EPE, ONS e Associações. Nessa NT, o MME já faz uma proposta de diretrizes oriundas da NT 11/2022/SE anterior onde aparentemente há uma diretriz para observar os custos da GD. Seguindo como guia este conjunto de diretrizes inicialmente propostas pelo MME e uma estrutura de análise proposta pelo Rock Mountain Institute (RMI) para a GD solar (Figura 1), o INEL apresenta suas considerações iniciais.

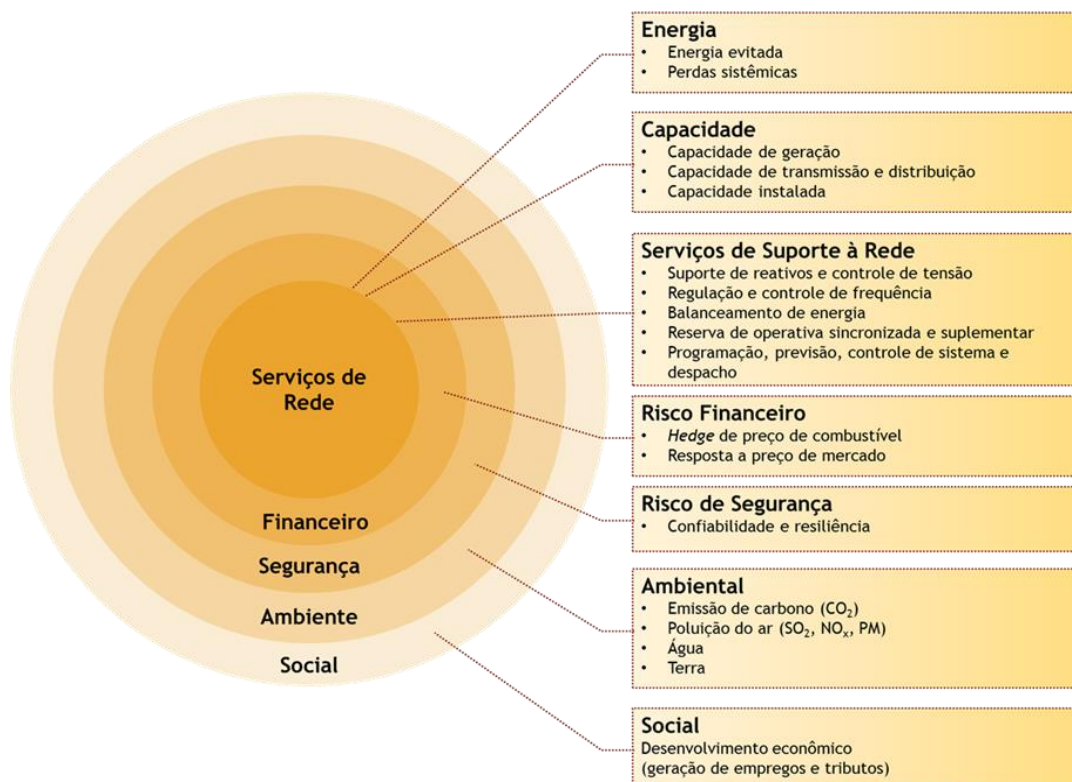


Figura 1: Estrutura de análise de custo e benefício da GD

Brasília, 02 de julho de 2022

A partir da estrutura desenhada, podemos identificar três grandes blocos de atributos: os atributos elétricos, atributos financeiros e os atributos socio-ambientais. É interessante observar que a Lei 14.300/22 retirou da análise os atributos socio-ambientais e de certa forma os financeiros. No entanto, em se tratando de CNPE onde congregam os Ministérios de Meio Ambiente, Ministério da Economia, Ministério de Infra-estrutura, Ministério de Desenvolvimento Regional, Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, Casa Civil entre outros, entendemos que a Lei ao chamar um órgão que define políticas públicas associadas ao setor energético deveria tratar principalmente dos atributos socio-ambientais e não apenas dos atributos elétricos que poderiam se situar numa esfera mais técnica, ou seja, dentro das agências reguladoras. No âmbito de políticas públicas seria interessante realizar uma análise de custos e benefícios (ACB) conforme consta do Guia Prático de ACB de Projetos de Investimento em Infra-estrutura (SDI/ME) onde as externalidades associadas a estes atributos seriam computadas. Apesar da GD não se caracterizar como um projeto específico de infra-estrutura, ela não deixa de ser uma política pois concorre com projetos na área de geração, transmissão e distribuição que sofrem a atuação direta do Governo. A própria REN 482/12 quando estabelecida pela ANEEL não deixou de ser uma política visto que o “net-metering” é um incentivo à GD conforme alertado pelo próprio TCU. O §3º do Art 17 da Lei 14.300/22 diz que o CNPE deverá considerar na formulação das diretrizes os benefícios da MMGD compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição, ou seja, especifica quais seriam estes benefícios não mencionando os benefícios socio-ambientais.

Esta contribuição pauta basicamente sobre os atributos elétricos mas não deixa ao final de enfatizar os atributos socio-ambientais.

ACB dos atributos elétricos

Energia

Energia evitada (itens a e c)

Das diretrizes propostas na NT 14, podemos elencar o item a) no que tange à expansão da geração no seu aspecto de energia e o item c) específico para as perdas técnicas nas redes de transmissão e distribuição.

A GD concorre com a geração centralizada existente como também com a expansão centralizada. Pode, em muitas ocasiões, deslocar geração mais cara durante a operação do

2

Brasília, 02 de julho de 2022

SIN, ou seja, participa como um gerador barato na composição do custo marginal de operação (CMO). Nos países do hemisfério norte, a GD desloca geração térmica a carvão, óleo combustível, diesel e gás natural que pode ser precificado diretamente[1]. No caso brasileiro, o benefício deste deslocamento pode ser quantificado utilizando os programas computacionais disponíveis como o NEWAVE, DECOMP e DESSEM. É importante mencionar que a simples não cobrança da compensação pela energia (componente TE) não incorpora estes benefícios ao proprietário da GD, sendo os mesmos alocados a todos os consumidores. Como exemplo, a recente crise hídrica poderia ser amenizada se o nível de penetração de GD fosse maior não necessitando de compras de energia cara que oneram a tarifa final do consumidor.

P *Considerar os ganhos de deslocamento de energia térmica mais cara nos cálculos dos benefícios*

Perdas (itens c, d e f)

No que se refere às perdas técnicas, a GD local é a que mais diminui as perdas na distribuição e transmissão pois em geral está diminuindo consumo direto. A GD remota diminui perdas na transmissão, mas no caso da distribuição vai depender da existência de carga na vizinhança do empreendimento. É neste sentido que uma análise caso a caso se faz necessária estabelecendo benefícios em função da localização conforme apontado nos itens d) e f) da NT 14.

A ANEEL tomou para si o cálculo das perdas técnicas nas redes MT e BT por ocasião das revisões tarifárias das distribuidoras. Ela oficializou o uso do OpenDSS (EPRE) e todas as distribuidoras são obrigadas a disponibilizar no BDGD os dados elétricos para simulação destas perdas. Como se trata de um cálculo exaustivo, a ANEEL deve simplificar as simulações destes ganhos considerando alimentadores típicos e curvas de carga típicas oriundas das campanhas de medição. A partir destas simulações é possível estabelecer uma relação de forma mais geral possível das perdas em função do alimentador típico, das cargas (comercial, residencial e industrial) e do grau de penetração de GD. É importante frisar que a ANEEL já simula todos os alimentadores de todas as concessionárias desta forma bastando incluir a GD e identificar diminuições e aumentos nas perdas.

Como o efeito nas redes AT das distribuidoras e na Rede Básica é mais disperso, é possível identificar de forma mais geral os ganhos regionais considerando os níveis de penetração através de programas de fluxo de potência como o ANAREDE.

Brasília, 02 de julho de 2022

▶ Calcular os aumentos e diminuição de perdas nos alimentadores através de procedimentos já rotineiramente realizados pela ANEEL durante as revisões tarifárias periódicas das distribuidoras.

▶ A partir do efeito agregado da GD nas curvas típicas de carga dos transformadores AT/MT, calcular para cada região (ou concessão) os ganhos em perdas nas redes AT e RB.

Capacidade (item a)

Os custos e benefícios da GD relativos à capacidade (potência) advindos ao sistema dependem da característica da GD. Se a GD é despachável como a biomassa, ela pode contribuir significativamente na diminuição de capacidade pois pode modular a sua geração em função da curva de carga da região. Como boa parte da GD é oriunda de sistemas fotovoltaicos, é importante analisar o seu efeito frente à curva de carga da região. A contribuição do ONS (documento disponibilizado na CP 129/22) menciona o benefício da GD na capacidade de transmissão[2].

Diferente dos países do hemisfério norte onde a intensidade do sol e a temperatura são menores, os países tropicais têm vivenciado temperaturas elevadas durante o dia aumentando o consumo de energia no verão. A carga de refrigeração e climatização no Brasil (país tropical) vem se elevando continuamente devido ao maior acesso aos aparelhos de ar condicionado como também ao efeito das mudanças climáticas que provocam maior aquecimento. Como consequência, a ponta horária e sazonal do sistema tem se deslocado para o período diurno e no verão. Apesar da geração solar ficar restrita ao período diurno, ela acaba ajudando a minimizar a ponta do sistema visto que é no verão e neste período do dia que a geração solar é intensificada aliviando a necessidade de capacidade adicional do sistema. Existe, portanto, uma correlação positiva entre o aumento de carga e o aumento da geração (GD solar) diminuindo o carregamento nas redes de transmissão e distribuição que suprem determinada região. Há um ponto desfavorável à GD quando ocorre a incidência de nuvens que limitam a geração solar. No entanto, é importante lembrar que neste caso a temperatura diminui e as cargas que ocasionam o pico acabam também diminuindo. É necessário, portanto, calcular estatisticamente o efeito regional da GD solar no pico de potência do sistema utilizando métrica como o ELCC (Effective Load-Carrying Capacity).

Brasília, 02 de julho de 2022

Um exemplo, apresentado na Figura 2, é o caso da Fronteira Oeste do Estado do Rio Grande do Sul. A contribuição da GD, particularmente a fotovoltaica é expressiva na área de concessão da RGE no RGS, tendo em vista que o pico de demanda da carga, seja no período de safra (Outubro a Março) ou entressafra, ocorre à tarde entre as 13:00 e as 16:00. Infelizmente, com a troca de controlador da concessionária de transmissão (CPFL), esta não mais disponibilizou as informações que rotineiramente a CEEE-GT colocava a disposição.

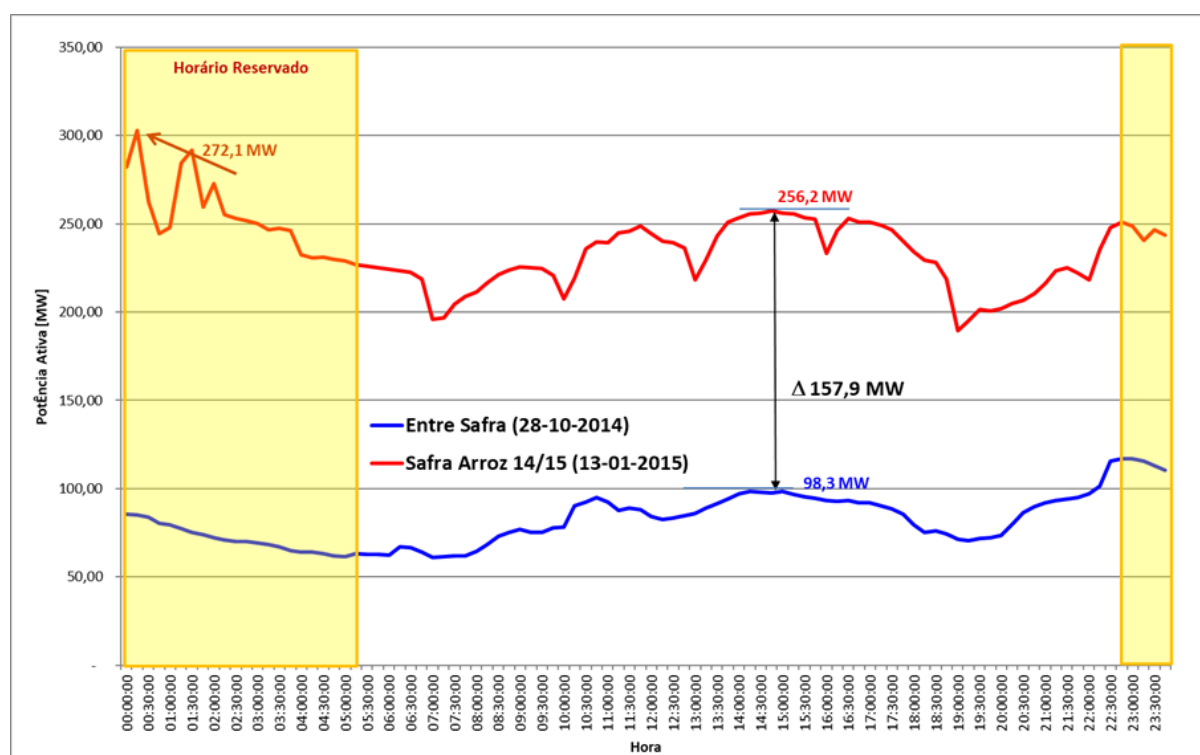


Figura 2: Impacto da Carga de Irrigação Mecanizada na Fronteira Oeste do Estado do RGS: Carregamento dos Transformadores de Alegrete 2, Maçambará, Uruguaiana 5 e São Borja

Geração

A necessidade de capacidade na geração é importante para prover um melhor controle sobre o balanço carga-geração e atuar na frequência do sistema. Com o incremento das fontes renováveis intermitentes, o controle da potência do sistema tem sido uma preocupação do ONS. Apesar da GD não estar conectada diretamente ao sistema sob a supervisão do ONS, a carga regional e total do sistema já tem tido variações em relação a previsão tradicional que pode ser justificada por esta geração. Com o aumento da penetração da GD, esta variação deve aumentar, ocasionando rampas de tomada e retirada de carga que afetam os despachos de geração das usinas centralizadas e o controle da frequência do sistema. Este assunto será melhor detalhado no item de suporte à rede.

Dado que uma capacidade é necessária para aumentar a segurança do sistema frente às perturbações no sistema de geração e na carga, é importante avaliar o benefício da GD através do ELCC, ou seja, observar a variação líquida da carga. Os programas utilizados pelo ONS para definir capacidade necessária ou reserva de potência não incorporam o efeito das correlações existentes entre a gerações eólicas, solares e a carga.

► Avaliar os ganhos de capacidade adicional no sistema devido à GD a partir de métricas como o ELCC

Transmissão

Como a transmissão é necessária para escoar a geração em direção à carga, existe de forma concomitante à capacidade de geração a necessidade de capacidade de transmissão para atender a potência demandada. Desta forma, os requisitos necessários para a geração se tornam presentes para a transmissão. A diferença básica é que se deve avaliar as necessidades de capacidade de forma regional, ou seja, com granulação diferente da geração.

Neste caso, as curvas de carga e influência da GD na diminuição do pico nas barras de fronteira entre a distribuidora e a RB deve ser avaliada e identificar os ganhos na diminuição do pico. Esta diminuição reflete na postergação de investimento em redes de transmissão o que representa um ganho de longo prazo para os consumidores. A identificação de um ELCC regional neste caso é importante para identificar os benefícios principalmente porque no caso brasileiro, conforme já mencionado, existe uma correlação positiva entre a carga e a geração solar.

Brasília, 02 de julho de 2022

▶ avaliar os ganhos de potência para postergação de investimentos em transmissão utilizando métrica similar ao ELCC de forma regional

Distribuição

Dado que na distribuição a característica local é mais marcante e muito dependente do perfil de carga do alimentador, o cálculo dos custos e benefícios deve ser feito com menor granularidade. Em geral os ganhos são efetivos em alimentadores com predominância de carga comercial visto que a ponta se dá no período diurno. Mesmo assim, é necessário verificar quando a ponta deslocaria novamente para o período noturno em função do aumento no nível de penetração de GD visto que, neste caso, não existiria benefício adicional. Procedimento similar ao que foi sugerido para cálculo das perdas deve ser feito verificando a curva do alimentador com e sem as GDs presentes.

A diferença entre os picos de potência deve ser usada para precificar as postergações de obras.

▶ A partir da mesma estrutura de dados utilizada para as perdas nos alimentadores, avaliar o deslocamento de ponta e seu efeito quando da presença da GD.

Serviços de suporte à rede (item b)

Com a segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição ocorrida na década de noventa com o intuito de introduzir competição no setor, atividades essenciais que antes estavam integradas nas empresas verticalizadas passaram a ser separadas. Os serviços de suporte à rede ou serviços ancilares necessários à integridade do sistema passam a ser precificados apesar de muitas vezes ser difícil de serem segregados diretamente.

O ONS alerta que em função da GD não possuir controle de despacho, há necessidade de intensificar o sistema com serviços ancilares principalmente se o grau de penetração é elevado o que incorre em custos adicionais ao sistema. Abaixo são elencados os principais serviços.

Brasília, 02 de julho de 2022

Controle de tensão e suporte de reativos

Para o caso da GD solar, variações de geração ao longo do dia devido a incidência de nuvens, às rampas de aumento e diminuição da geração no início e final do dia, podem ocasionar variações nas tensões. Muitas vezes em função do montante de geração, as distribuidoras não permitem a conexão. No entanto, em muitos casos, os inversores podem prover um amortecimento destas oscilações provocadas pela própria variação de potência da GD ou até fornecer o serviço de controle de tensão através da potência reativa injetada. Neste caso, há um benefício da GD às redes MT e AT que deve ser precificado.

► Avaliar junto aos agentes provedores de GD a possibilidade de atuar no controle de tensão minimizando o seu próprio impacto na rede e até prover adicionalmente este serviço ancilar.

Isto pode ser feito através dos inversores de potência que podem assegurar o controle de tensão. A Eletrônica de Potência vem evoluindo fortemente neste sentido!

Controle de frequência e reserva de potência

Conforme já mencionado, a introdução de elementos não despacháveis tende a dificultar o balanço geração-carga havendo a necessidade de provimento do serviço ancilar de controle de frequência. Quando o grau de penetração da GD é pequeno, as grandes usinas hidráulicas ou termelétricas acabam amortecendo as variações de frequência. Hoje, por exemplo, este amortecimento é bastante utilizado para as usinas eólicas da região nordeste.

Um problema apontado pelo ONS se refere à necessidade de previsibilidade da GD para que seja possível preparar o sistema para amortecer as variações de geração. Também neste caso, pode-se fazer uso dos inversores para controle da potência ativa e suavizar as rampas.

A previsibilidade da incidência do sol e da temperatura aliado ao conhecimento dos respectivos efeitos na geração e carga podem auxiliar significativamente para minimizar os desvios de frequência.

Brasília, 02 de julho de 2022

- ▶ *Avaliar os benefícios da correlação carga-GD na diminuição da reserva de potência.*
- ▶ *Avaliar junto aos agentes o provimento de controle através do inversor para diminuição de rampas.*

Considerando que estamos avaliando e definindo maneiras de inclusão de GD em termos técnicos, financeiros e mesmo ambientais e sociais de médio e longo prazo, temos que considerar o que ocorrerá certamente no médio prazo da estocagem de energia em sistemas descentralizados. Seja através da disponibilidade de veículos elétricos ou de sistemas de armazenagem que contribuam para minimizar a ponta(s) do sistema, vai impor às distribuidoras novas formas de gestão que deverão também serem descentralizadas através dos COD's.

Não é somente a questão da Geração Distribuída!!! É a reformulação das metodologias e técnicas de planejamento e gestão da distribuição que também deverá ser descentralizada.

Risco e Segurança

Em função do grau de imprevisibilidade da geração renovável de uma forma geral, existe um aumento do risco de não atendimento à carga. O ONS comenta que com o aumento de penetração da GD, existe a possibilidade de ocorrência de "black outs" quando não for possível amortecer rampas ou mesmo devido a desligamentos em cascata de inversores. Faz-se necessária a introdução de elementos adicionais na rede para minimizar estes efeitos inclusive o uso de armazenamento.

Os problemas levantados já acontecem com a energia eólica que é mais intensiva no uso das redes elétricas devido a ser centralizada e ter alta intermitência. A GD pode ocasionar problemas restritos a uma região ou mesmo ao alimentador não perturbando a rede básica neste nível. Pode-se até adiantar que a solução com elementos locais como armazenadores (baterias, por exemplo) tendem a trazer maior segurança e resiliência ao sistema elétrico.

Outros aspectos

Diferenciação da GD local e remota (item f)

A utilização da geração em outra localidade ou em outro horário através do sistema “net-metering” inclui o uso da rede e de armazenamento virtual que deve ser precificado. Podemos dividir a geração em duas parcelas: a que é utilizada simultaneamente no local e a que é utilizada fora do local. Somente a segunda demanda os serviços da rede. Neste caso é importante explorar as condições de absorção desta geração na vizinhança, ou seja, o uso da rede é maior quanto menos carga houver na vizinhança da GD. A análise pode ser feita com o OpenDSS observando inversões de fluxo ao longo do alimentador. A inversão pode ultrapassar as fronteiras da rede MT. A precificação dos serviços de rede deve levar em consideração a localização da GD, a configuração da rede e as cargas no entorno da GD.

- ▶ *Avaliar o uso da rede observando a inversão de fluxo nos segmentos da rede MT ao longo do dia tendo como custo apenas os segmentos do alimentador onde realmente a GD utiliza.*
- ▶ *Nos demais segmentos e nas redes a montante deverá avaliar os benefícios na postergação de investimentos conforme já mencionados.*

Exposição contratual das distribuidoras (item g)

A exposição das distribuidoras é consequência do modelo atual de contratação regulada imposta pelo governo desde a Lei 10848/04. As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% da sua previsão quinquenal da carga e com a GD o erro de previsão para menor tende a aumentar. No entanto, o consumidor é livre para decidir quanto consumir e quanto quer gerar a sua própria energia. É notório que existe a necessidade de rever o modelo atual do ACR conforme já em andamento através da PL 414. É necessário portanto que os leilões de compra de energia sejam seriamente revistos e que as distribuidoras possam aprimorar os seus processos de previsão de incremento de carga.

Por outro lado, os agentes devem estar cientes que a liberdade na contratação impõe riscos que deverão ser avaliados, mas não impor um passivo à GD que não lhe é devido.

Brasília, 02 de julho de 2022

- ▶ *Melhorar a previsão de carga líquida nas redes de distribuição aprimorando inclusive os sistemas de medição*
- ▶ *Viabilizar a participação das distribuidoras no ACL para escoar a energia excedente devido ao incremento de GD.*

Efeitos dos Encargos Setoriais nos demais Consumidores (itens h e k)

A cobrança pelo uso efetivo da rede é justa e deve considerar os aspectos locacionais e temporais referidos anteriormente. No entanto, imputar ao consumidor um passivo na nova tarifa acima do razoável não parece justo. Se o governo vem ao longo do tempo criando custos devido a uma série de decisões muitas vezes equivocadas e se não houve o devido preparo para a revolução tecnológica em andamento, entendemos que o consumidor não deve arcar com estes passivos. Não é dado aos agentes mecanismos de contestação sobre a compra de energia adicional, sobre a expansão da transmissão etc. A necessidade de transparência conforme apontado no item k é essencial e sempre que possível deve-se divulgar a racionalidade das tarifárias para que o consumidor possa também ter uma participação mais efetiva.

Não permitir dupla contagem e primar pela eficiência (itens i e j)

Entendemos que estas premissas são básicas para qualquer regulação econômica tanto no aspecto do nível como na estrutura tarifária.

Atributos Socio-ambientais

É inquestionável que a geração distribuída propõe um desenvolvimento social mais robusto do que a geração centralizada. A preservação do meio ambiente, como o nome diz, segue a máxima da preservação, onde as obras necessárias para o bem-estar social tenham o mínimo de intervenção possível com a fauna, flora, terra, ar e água. Grandes centrais geradoras dependem de grande movimentação de terra, torres de transmissão demandam a perfuração do solo em série. O resfriamento de centrais de geração de energia nuclear a partir da água do mar desestabiliza a fauna marinha. Contrário a tudo isso e outros exemplos de impacto ambiental advindos da construção de grandes centrais geradoras e de suas longas linhas de transmissão, a geração distribuída oferece intervenção mínima, com placas solares instaladas sobre a terra (ou com perfuração mínima) e próximo ao ponto de consumo (nenhuma ou curtas linhas de distribuição).

Brasília, 02 de julho de 2022

Entrando na esfera social e política, está em curso um movimento de descentralização global, forte e irreversível. A democratização do capital e das ações da sociedade tendem a uma melhor harmonização e captura de valor menos desigual. Para harmonizarmos este movimento com a geração de energia no Brasil, o cidadão brasileiro precisa que o estado incentive e lhe garanta o direito de gerar a sua própria energia – fato que só é possível hoje em dia a partir da tecnologia fotovoltaica.

[1] Há um claro incentivo às renováveis devido à diretriz de descarbonização que podemos considerar como uma externalidade ao setor.

[2] O mesmo raciocínio utilizado pode ser aplicado à geração e distribuição.

Brasília, 02 de julho de 2022

► Colaboração técnica;

- . Prof^o. José Wanderley Marangon Lima, secretário de pesquisa e desenvolvimento – INEL
- . Prof^o. José Wagner Maciel Kaehler
- . Prof^a. Natalia Braun Chagas
- . Renato Zimmermann, secretário de apoio aos integradores.

► Grupo de trabalho – Coordenadores regionais;

.Afonso Alcantara	AL
.Allan David Silva da Costa	RN
.Carlos Jardim Sena	ES
.Cibele Marques	SP
.Danilo A. Franco	PR
.Danilo Dutra	TO
.Dyego Sampaio	MA
.Flávio Soares	CE
.Gerson Sampaio	BA
.Gisele Cristiane Castro	RO
.Gustavo Lacerda	GO
.Heitor Bruno	PI
.Jean Costa	PB
.José Kenedi	AC
.Maécio Gomes	PE
.Marcos Pedro Ferreira	SE
.Michel Sednaoui	RJ
.Pedro Gabriel	PA
.Renan Farias da Silva	SC
.Fernando Alievi Mari	RS
.Sérgio Henrique	MG
.Vinicius Lima	RJ
.Wellison Malveira	AM
.Werner Deimling Albuquerque	AM