

PROGRAMA ENERGIA TRANSPARENTE (PET)

Monitoramento Permanente da Operação e Comercialização de Energia Elétrica

ANO OPERATIVO JUL/2021-DEZ/2022

16ª Edição
Dezembro de 2022

1.Introdução

2.Ano Operativo

3.Geração Distribuída

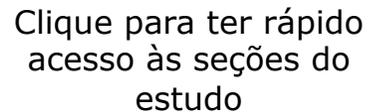
O **Programa de Energia Transparente (PET)** é uma das iniciativas do Instituto Acende Brasil que monitora, de forma permanente, a operação e comercialização de energia elétrica no Brasil.

Buscando facilitar a visualização desta apresentação, foram criados **boxes de explicação** com informações complementares.



O box de explicação contém informações mais detalhadas ou explicações complementares sobre o **texto com este formato**.

Também foi criado um **painel de navegação** localizado na parte inferior de todas as páginas para acesso rápido aos temas destacados, incluindo uma barra de progresso do tema em tela.



Clique para ter rápido acesso às seções do estudo

1.Introdução

2.Ano Operativo

3.Geração Distribuída

Geração Distribuída

Expansão

Regulação

Crise Hídrica



GFOM = Geração Fora da Ordem de Mérito
CVU = Custo Variável Unitário

Melhora dos níveis de reservatório

- O ano de 2021 apresentou a pior afluência do histórico
- Foram identificadas diversas ações para o combate da crise hídrica (GFOM, contratação por procedimento simplificado, bandeira tarifária escassez hídrica, procedimento de redução voluntária de consumo)
- Estas ações resultaram em um aumento significativo dos custos do sistema, o que foi tratado via um empréstimo para a Conta Escassez Hídrica
- As ações adotadas foram efetivas na recuperação dos reservatórios, resultando no fim do Grupo de Trabalho (GT) sobre o tema

Novo Leilão de Reserva de Capacidade

- Foi realizado um leilão inédito no setor elétrico para a contratação de reserva de capacidade
- Este leilão abrangeu um conjunto de premissas inéditas, que foram apenas disponibilizadas totalmente 3 meses antes da realização do leilão
- O leilão de reserva de capacidade de 2022 foi cancelado, e espera-se que haverá um novo conjunto de premissas para que seja incluídas diversas soluções para este requisito, e que seja adotada a neutralidade tecnológica para a escolha do leilão

Desoneração da energia elétrica

- A Lei Complementar 194 definiu limites máximos para a alíquota do ICMS e retirou a transmissão, distribuição e encargos da base de cálculo deste tributo.

O período de estudo registrou 4 comandos legislativos e regulatórios relevantes:

1. O processo de **desestatização da Eletrobrás** - homologado pela Medida Provisória (MP) 1.031/2021 (posteriormente convertida na Lei 14.182/2021) em abril de 2022 – deu-se mediante aumento do capital social, resultando na diluição do controle acionário da empresa e na perda do controle majoritário da Eletrobrás pela União (ressalta-se que a união manterá a ação de classe especial “*golden share*”). A Lei também promoveu a criação de uma nova empresa estatal para gestão da Eletronuclear e Itaipu Binacional e estipulou três “jabutis”:
 - obrigação da contratação de um total de 8GW de termelétricas a gás natural com inflexibilidade de 70%;
 - contratação mínima de energia proveniente de pequenas centrais hidrelétricas nos Leilões de Energia; e
 - prorrogação do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (PROINFA) por 20 anos;
2. O estabelecimento das **diretrizes para o desenho do novo mercado de gás natural** promovido pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) 3/2022;
3. A **desoneração da energia elétrica** resultante da Lei Complementar 194/2022 que:
 - limitou as alíquotas de ICMS deste bem essencial ao nível da alíquota geral do Estado (17% ou 18%), e
 - determinou a retirada dos custos de transmissão, distribuição e encargos da base de cálculo do ICMS; e
4. Alteração na **metodologia de cálculo da tarifa de transmissão** promovida na Resolução Normativa 1.041/2022, **intensificando o sinal locacional** dos custos da infraestrutura entre usuários.





Ao longo do período avaliado foram realizados cinco leilões para a contratação de energia para atender à demanda das distribuidoras de energia nas próximas décadas.

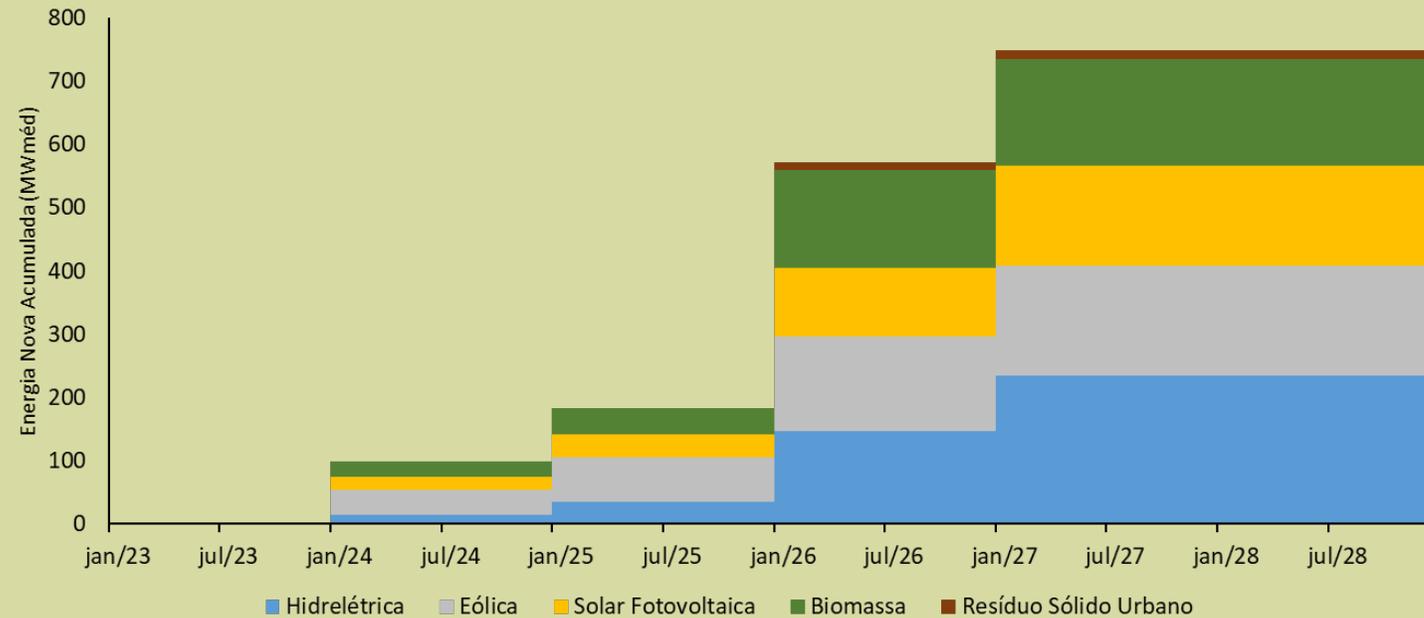
Foram contratados aproximadamente 750 MW_{méd} de energia distribuídos por fonte conforme o gráfico abaixo.

Preços médios (ICB) por Leilão

Leilão de Energia	Preço Médio (R\$/MWh)
Leilão A-3/2021	168,14
Leilão A-4/2021	165,46
Leilão A-5/2021	234,14
Leilão A-4/2022	258,16
Leilão A-5/2022	252,07

Fonte: Resumo Consolidado dos Leilões (CCEE)

Cronograma de entrada da Energia Contratada por Fonte



Fonte: Resumo Consolidado dos Leilões (CCEE)



Em 17 de dezembro de 2021, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Normativa 32/GM/MME com o cronograma dos leilões do setor elétrico nos próximos dois anos. Neste documento, previa-se que seria realizado o 2º. Leilão de Reserva de Capacidade em novembro de 2022.

Em 14 de setembro de 2022, o MME emitiu a **Portaria 48/GM/MME que cancelou diversos dos leilões previstos no cronograma**, sendo eles:

- Cancelamento do Leilão A-6/2022 – Devido à ausência da declaração de necessidade de compra das distribuidoras de energia;
- Cancelamento do Leilão para Suprimento de Sistemas Isolados de 2022 – Devido à ausência de déficits de suprimento previstos pela EPE conforme o “Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados, Horizonte 2022/2026 - Ciclo 2021” para o ano considerado; e
- **Cancelamento do Leilão de Reserva de Capacidade de 2022** – Devido à elaboração de estudos em conjunto com a EPE e o ONS para a realização de **um leilão que permita a concorrência entre diversas fontes de geração e de soluções de armazenamento de energia pautando a neutralidade tecnológica em sua sistemática**. Estima-se que os documentos de requisito sejam publicados para consulta pública.



Além do recurso “Energia”, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) já identificava novas necessidades do setor elétrico desde 2020.

O Plano Decenal de Energia de 2029 identificou uma lacuna do atendimento da Demanda Máxima Instantânea a partir do ano de 2024. Este recurso denominado **Requisito de Capacidade** está associado à capacidade do sistema de atender às variações da demanda e às incertezas da geração eólica.

O leilão para a contratação da Reserva de Capacidade conforme as necessidades identificadas pela EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi regulamentado pelo **Decreto 10.707/2021**.

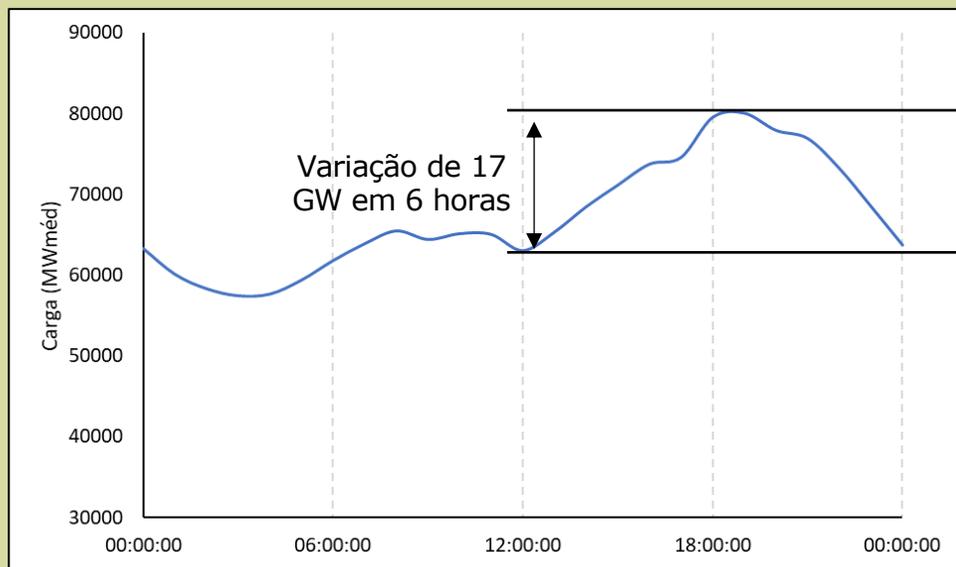
O Leilão de Reserva de Capacidade estava agendado para setembro de 2022, mas foi postergado para revisão da regulamentação para permitir a participação de outras fontes.

Os custos desta contratação serão rateados entre todos os usuários finais do Sistema Interligado Nacional pelo novo **Encargo de Potência para Reserva de Capacidade**.

- mai/21
- jun/21 [Decreto 10.707/2021](#)
- jul/21
- ago/21
- set/21 [Portaria 20/GM/MME de 2021](#)
- out/21 [Consulta Pública 63/2021 Aneel](#)
- nov/21
- dez/21 [1º Leilão de Reserva de Capacidade](#)
- jan/22 [Cronograma de Leilões](#)
- fev/22
- mar/22
- abr/22
- mai/22
- jun/22
- jul/22
- ago/22
- set/22 [Cancelamento do 2º Leilão de Reserva de Capacidade](#)
- out/22
- nov/22
- dez/22

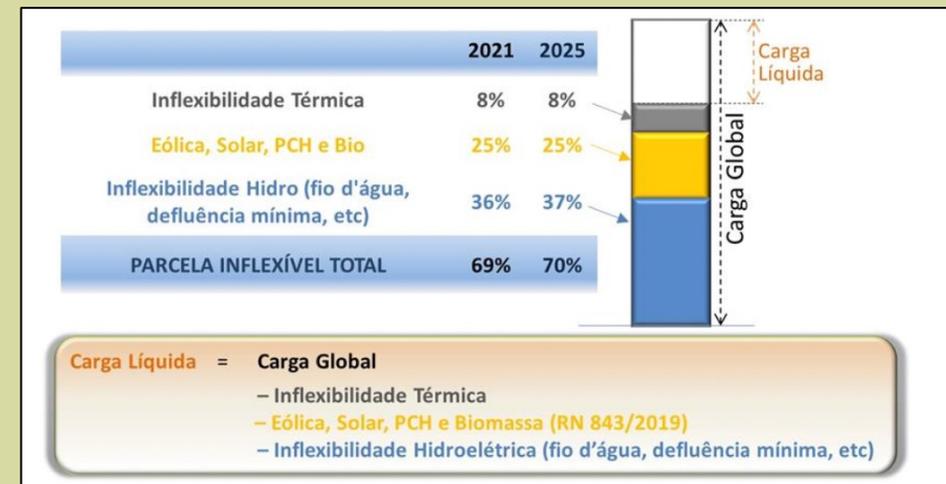
Do ponto de vista da operação do sistema elétrico, esta necessidade deste “requisito de capacidade” advém da necessidade do sistema de atender a demanda de potência, principalmente nas horas de máxima demanda.

Carga de Energia em 01/09/2022



Fonte: Histórico da Operação (ONS, 2022).

Participação da parcela inflexível da geração para o atendimento da carga



Fonte: Plano da Operação Energética 2021/2025 (ONS, 2021).

Porém, conforme observado no Plano da Operação Energética 2021/2025, o sistema havia sido restrito em sua operação, de forma que 70% do sistema se apresenta incapaz de ser livremente manejado pelo ONS (ou seja, inflexibilidade de 70% no sistema).

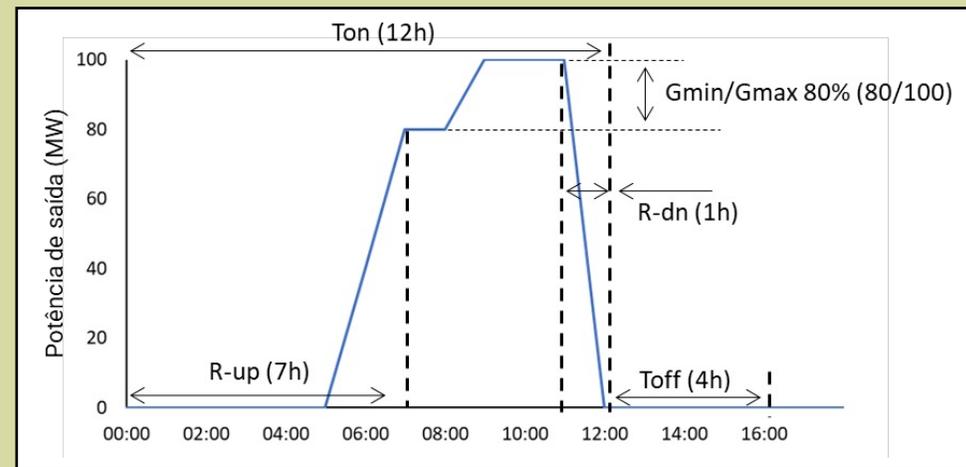


Para minimizar esta restrição observada, foram criados os Leilões de Reserva de Capacidade. Diferentemente dos Leilões de Energia usualmente realizados, a **Portaria 20/GM/MME de 2021** estabeleceu que os empreendimentos participantes devem apresentar “*características de flexibilidade operacional que permitam atender à totalidade dos despachos estabelecidos na programação diária estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o dia programado, sem prejuízo para o atendimento do dia seguinte*”.

Esta condição foi explicitamente definida na **Consulta Pública 63/2021 da Aneel** (apenas 3 meses antes da realização do leilão), exigindo:

- tempo de permanência na condição ligado (T_{on}) inferior a 12h
- tempo de permanência na condição desligado (T_{off}) inferior a 4h
- Rampa de acionamento inferior (R-up) a 7h
- Rampa de desligamento (R-dn) inferior a 1h
- Razão entre geração máxima e geração mínima (G_{min}/G_{max}) inferior a 80%

Condições operativas necessárias dos empreendimentos



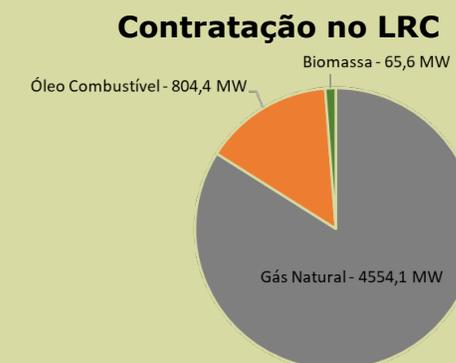
Fonte: Elaboração Própria.



Em 21 de dezembro de 2021 foi realizado o **1o. Leilão de Reserva de Capacidade (LRC)**. Este leilão possibilitou a participação apenas de termelétricas. Para a escolha dos empreendimentos mais competitivos, o leilão utilizou o “Preço da Potência”, semelhante ao “Índice de Custo Benefício” (ICB). O preço da potência considera a receita fixa ofertada pelos proponentes, a disponibilidade de potência do empreendimento e o Custo Variável Unitário ponderado pelo “fator f” (percentual do tempo em que a demanda máxima instantânea de 10 horas mensais, também considerado nos estudos do PDE).

Para viabilizar empreendimentos que possuam inflexibilidade – limitada a 30%, foi previsto a realização de um leilão na forma de energia paralelamente à contratação de reserva de capacidade. No entanto, no leilão realizado em dezembro, não houve contratação de empreendimentos com inflexibilidade.

Foram contratados 5.424 MW de disponibilidade de potência de termelétricas utilizando gás natural, óleo combustível e biomassa.



Fonte: Resumo Consolidado dos Leilões (CCEE)

Conforme avaliado no estudo realizado na [15ª edição do Programa Energia Transparente](#), os últimos anos apresentaram hidrologias excepcionalmente baixas, provocando uma crise hídrica que impactou o setor elétrico. Esta situação piorou em 2021, ano que apresentou a pior hidrologia do histórico quantificada pela **Energia Natural Afluyente** (ENA).



A **ENA** foi calculada considerando-se a vazão natural afluyente para cada usina hidrelétrica e sua produtividade equivalente com 65% do volume do reservatório. O parâmetro considerou que o parque existente em dezembro de 2022 existiu durante todo o período de análise (1931-2021).

A baixa hidrologia de 2021, somada às hidrologias desfavoráveis dos anos anteriores, resultou nas piores secas acumuladas dos últimos anos. Considerando o histórico de afluições das usinas hidrelétricas desde 1931 até 2021, observou-se:

- Pior afluição de 2 anos consecutivos: 2020 - **2021**
- Pior afluição de 3 anos consecutivos: 2019 - **2021**
- Pior afluição de 4 anos consecutivos: 2018 - **2021**
- Pior afluição de 5 anos consecutivos: 2017 - **2021**
- Pior afluição de 6 anos consecutivos: 2016 - **2021**
- Pior afluição de 7 anos consecutivos: 2015 - **2021**
- Pior afluição de 8 anos consecutivos: 2014 - **2021**
- Pior afluição de 9 anos consecutivos: 2013 - **2021**
- Pior afluição de 10 anos consecutivos: 2012 - **2021**
- Pior afluição de 11 anos consecutivos: 2011 - **2021**
- Pior afluição de 12 anos consecutivos: 2010 - **2021**
- Pior afluição de 13 anos consecutivos: 2009 - **2021**
- Pior afluição de 14 anos consecutivos: 2008 - **2021**
- Pior afluição de 15 anos consecutivos: 1950 - 1964



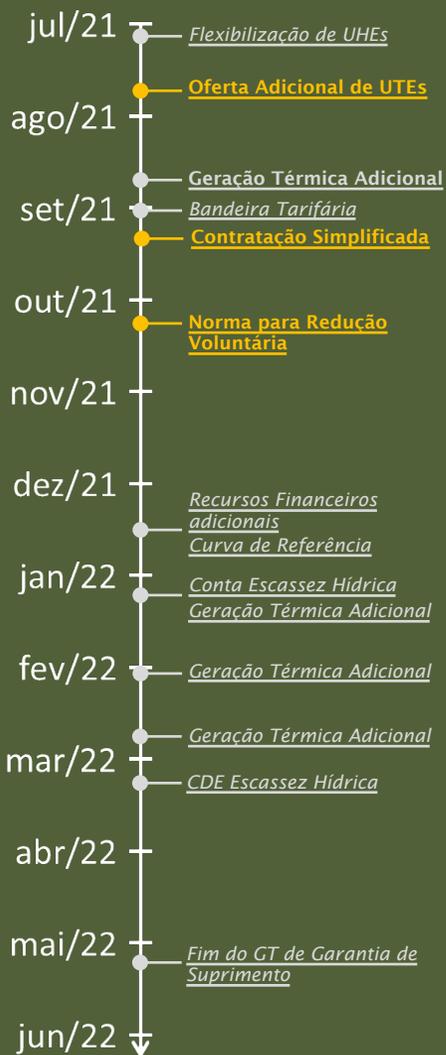
Fonte: Deck de dados de entrada do Decom para a primeira semana operativa de outubro de 2022 (ONS). Elaboração própria.

Neste ano foram identificadas novas ações adotadas para o combate da crise (além das medidas adotadas anteriores abordadas na [15ª edição deste Programa Energia Transparente \(PET\)](#)).



Também foram realizadas **alterações nas condições de operação das hidrelétricas** para a viabilização e otimização do seu uso durante o ano operativo (além das medidas adotadas anteriormente identificadas na [15ª edição do PET](#)):

- Operação das usinas hidrelétricas Ilha Solteira e Três Irmãos até o limite físico dos reservatórios para a sua exploração energética, com a redução gradual da cota (altura) mínima para estas usinas - Atas da 2ª e 3ª Reunião da CREG (Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética);
- Redução da Vazão Defluente Mínima (mínimo de água utilizada pela usina) das UHEs Porto Primavera e Jupiá para preservar os reservatórios das usinas a montante (de cabeceira) - Atas da 2ª, 7ª e 8ª Reunião da CREG; e
- Redução da Vazão Defluente média das UHEs Sobradinho e Xingó para minimizar a degradação nos reservatórios - Atas da 4ª e 5ª Reunião da CREG.



Em 22 de Julho de 2021, o MME publicou a Portaria 17/GM/MME de 2021, comando que permitiu a **contratação de energia adicional**, desde que aceita pelo CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) e que fossem provenientes de **termelétricas** que possuam contratos ou sejam enquadradas como cogeração qualificada que não participem do mecanismo de compensação de energia (geração distribuída).

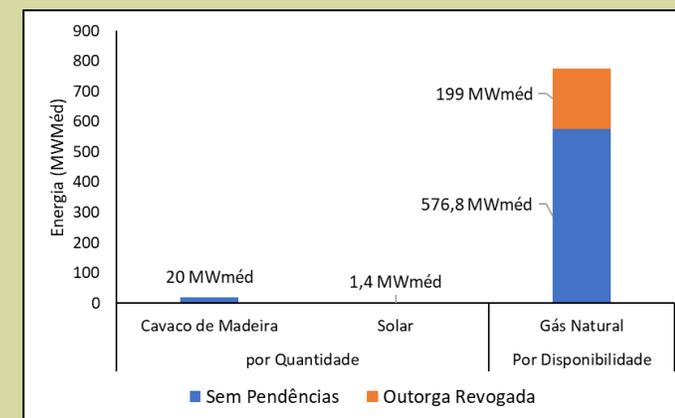
Aliado a este mecanismo, a Resolução CREG 4 homologada em setembro de 2021 criou o **Procedimento Competitivo Simplificado** (PCS) para a contratação de Reserva de Capacidade. Este leilão objetivou contratar empreendimentos novos ou existentes desde que não tenham entrado em operação comercial. Diferentemente dos leilões de energia nova, o PCS considerou período de suprimento de 1º de maio de 2022 a 31 de dezembro de 2025 – início de suprimento seis meses após a realização do leilão, com período de suprimento de 44 meses.

O PCS foi realizado em 25 de outubro de 2021, e **resultou na contratação de 576,8 MWmédios de energia**.

Apesar de o certame resultar na contratação de 775,8 Mwméd, cerca de **199 MWméd tiveram sua outorga revogada** devido a atrasos das obras de implementação

Em 10 de outubro de 2021 o MME também criou o mecanismo de **Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica** (RVD) a partir da Portaria 22/GM/MME de 2021. Neste mecanismo, consumidores podem ofertar reduções de demanda para o ONS, cuja aprovação será realizada pelo CMSE. Puderam ofertar RVD consumidores do ACL e agregadores de demanda.

Contratação no PCS



Fonte: Resumo Consolidado dos Leilões (CCEE)



Para a obtenção de recursos financeiros para enfrentamento da crise, foram criados:

- Novo patamar da **Bandeira Tarifária Escassez Hídrica** no valor de R\$ 142/MWh (Resolução CREG 3 de 31 de agosto de 2021), dando maior tempestividade para os reais custos do sistema;
- Programa de concessão de bônus para consumidores regulados que reduzirem seu consumo nos meses de setembro a dezembro; e
- Captação de recursos financeiros via empréstimo para a nova **Conta Escassez Hídrica** (Medida Provisória 1.078/2021 e Decreto 10.939/2022) para enfrentamento da crise hídrica. Conforme definido na Resolução Normativa da Aneel 1.008/2022, estes recursos custearão:
 - i. a diferença do saldo necessário das Bandeiras Tarifárias;
 - ii. a despesa com o programa de bônus para redução do consumo dos consumidores regulados;
 - iii. os custos com importação de energia;
 - iv. as diferenças dos processos tarifários anteriores; e
 - v. a cobertura das receitas definidas na contratação de energia emergencial (Procedimento Simplificado de Contratação).

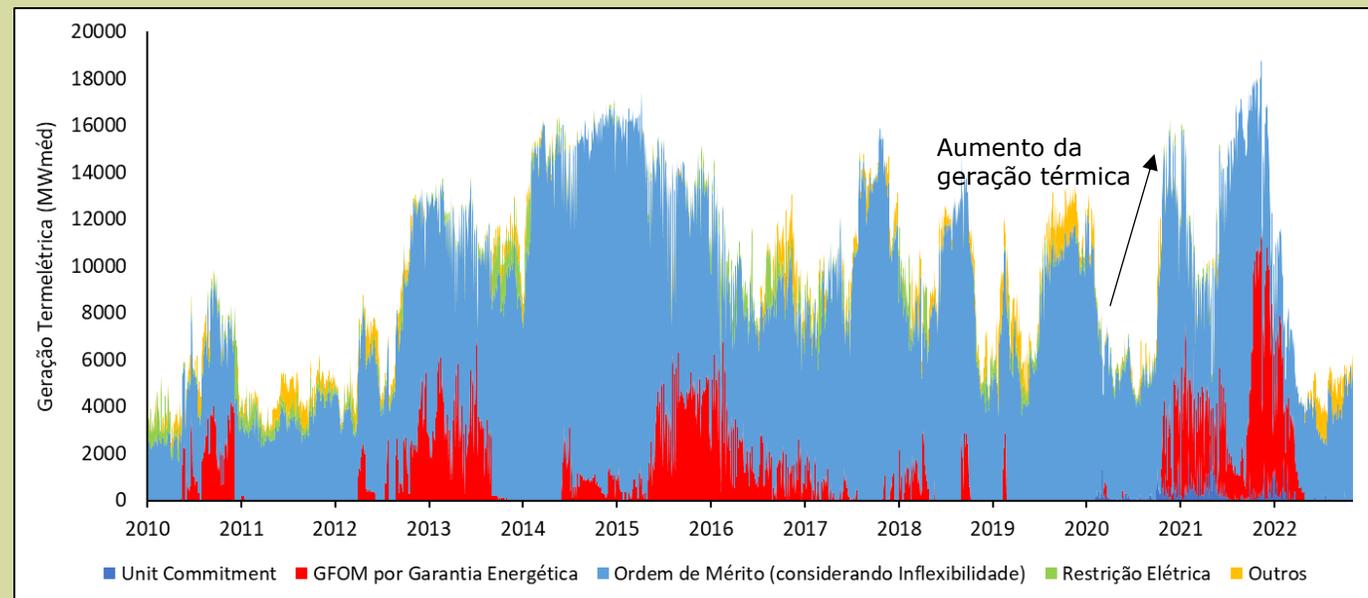
O pagamento deste financiamento será realizado por meio do encargo **CDE Escassez Hídrica**.

O período de análise também registrou **Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) por segurança energética de termelétricas** comandado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico:

- 16/Out/2020 – Geração para recuperação do subsistema Sul;
- 06/Jan/2021 – GFOM de termelétricas em até 16.500 MW_{méd};
- 01/Mar/2021 – GFOM de termelétricas em até 15.000 MW_{méd};
- 30/Ago/2021 – GFOM de termelétricas com custo de até R\$ 2.000,00/MWh;
- 12/Jan/2022 – GFOM de termelétricas em até 15.000 MW_{méd};
- 02/Fev/2022 – GFOM de termelétricas em até 10.000 MW_{méd} ou com custo de até R\$ 600,00/MWh;
- 24/Fev/2022 – GFOM de termelétricas em até 8.000 MW_{méd} ou com custo de até R\$ 375,66/MWh;

Ano operativo anterior

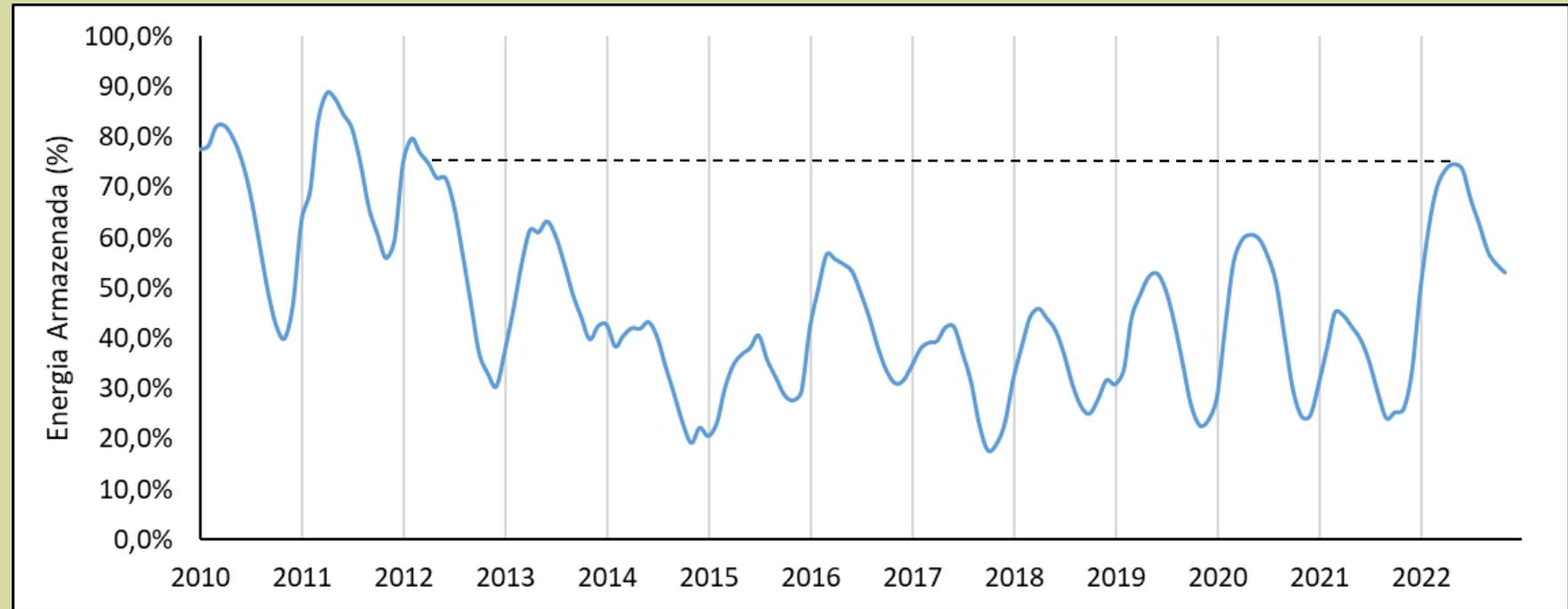
Geração termelétrica por motivo de despacho



Fonte: Boletim Diário da Operação (ONS).

O conjunto de ações tomadas pela administração pública resultou em melhora significativa nos níveis dos reservatórios hidrelétricos, que retornaram para níveis semelhantes aos de 2012 (antes da crise).

Energia Armazenada do SIN



Fonte: Histórico da Operação (ONS).

Desta forma, em 4 de maio de 2022 o CMSE deliberou pela **finalização das atividades do grupo de trabalho do setor elétrico para aumento da garantia de suprimento** e continuidade do suprimento de energia elétrica, voltando ao procedimento anterior da realização de reuniões técnicas conforme necessidade e para debates específicos.

- jul/21 Flexibilização de UHEs
- ago/21 Oferta Adicional de UTEs
- set/21 Geração Térmica Adicional
Bandeira Tarifária
Contratação Simplificada
- out/21 Norma para Redução Voluntária
- nov/21
- dez/21 Recursos Financeiros adicionais
Curva de Referência
- jan/22 Conta Escassez Hídrica
Geração Térmica Adicional
- fev/22 Geração Térmica Adicional
- mar/22 Geração Térmica Adicional
CDE Escassez Hídrica
- abr/22
- mai/22 Fim do GT de Garantia de Suprimento
- jun/22

1. Introdução

2. Ano Operativo

3. Geração Distribuída

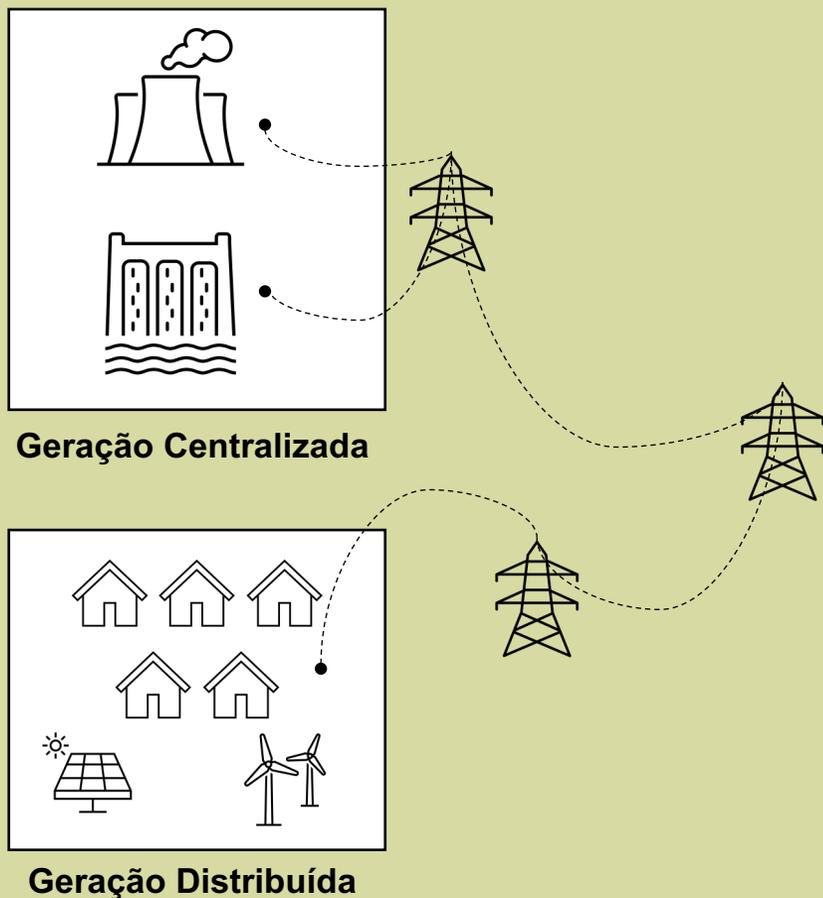
Foram desenvolvidas algumas reflexões sobre a geração distribuída:

O que é Geração Distribuída e qual seu papel no Brasil?

O que é compensação de energia e qual é o seu impacto sobre a tarifa?

Como distribuir e alocar eficientemente os custos no contexto em que há geração distribuída?

A definição de geração distribuída tem sido alterada ao longo dos anos na regulação brasileira. Atualmente entende-se que tratam-se de pequenas geradoras conectadas ao sistema de distribuição. Trata-se de um paradigma diferente das tradicionais grandes usinas geradoras que entregam energia para os centros de consumo através das linhas de transmissão de energia elétrica.



Este novo paradigma traz alterações substanciais no sistema elétrico tradicional:

- Empoderamento do consumidor;
- Possibilidade de redução de perdas e postergação de investimentos em transmissão; e
- Maior complexidade na operação da rede de distribuição.

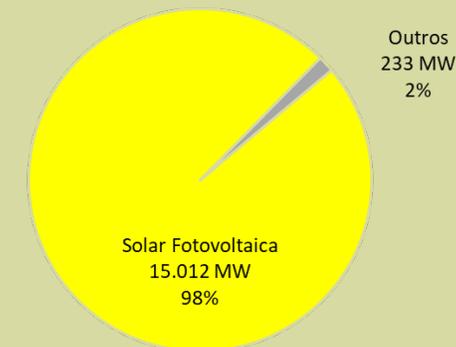
A geração distribuída (GD) possibilita a autonomia de consumidores residenciais utilizando a geração própria. No Brasil, a tecnologia predominante para a geração distribuída é a célula fotovoltaica, correspondendo atualmente a 98% da capacidade instalada de GD.

O uso de células fotovoltaicas para a produção de energia do consumidor residencial se mostra uma opção viável devido à sua flexibilidade na localização da instalação (podendo ela ser instalada em áreas planas ou mesmo sobre os telhados das residências) e à redução drástica do custo de instalação dos equipamentos.

Este novo paradigma se traduz inicialmente como um empoderamento do consumidor de energia elétrica, permitindo que ao consumidor produza sua própria energia.

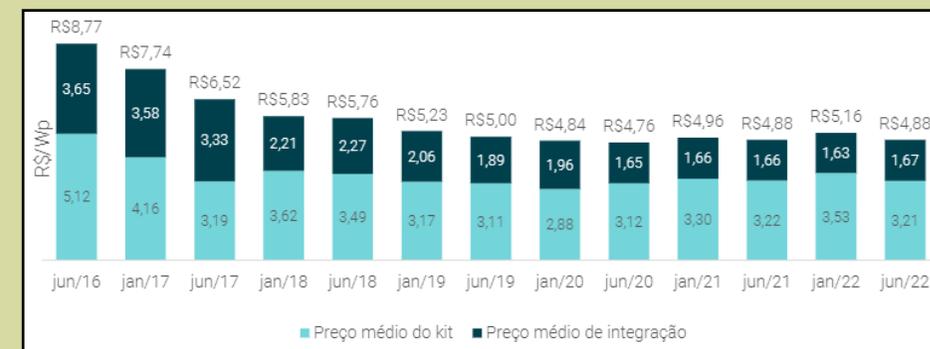
Além disso, a instalação da geração distribuída em locais próximos à carga **tende a reduzir as perdas na transmissão**. Estas perdas são resultantes da passagem da corrente elétrica nos condutores das linhas, de forma que parte da potência ativa produzida pelos geradores é transformada em calor.

Geração distribuída por fonte



Fonte: Relação de empreendimentos de Geração Distribuída (Aneel).

Preços de sistemas fotovoltaicos residenciais



Fonte: Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2022 - Mercado Fotovoltaico 1º Semestre (Greener).

As características físicas da GD implicam mudanças radicais para a operação do sistema de distribuição. Um primeiro efeito é o desalinhamento temporal entre:

- a geração de energia fotovoltaica e o consumo, já que a geração se limita às horas com maior irradiação solar; e
- o perfil de consumo, cujo pico se dá no final da tarde.

Tome-se como exemplo o perfil de carga da baixa tensão de Brasília, que apresenta um consumo de 12.029 MWh diário, com um pico de 769 MW às 19:00 (Gráfico i).

Se esta carga fosse plenamente atendida com GD fotovoltaica, seria necessária a instalação de um total de 1.400 MW de capacidade solar fotovoltaica (Gráfico ii).

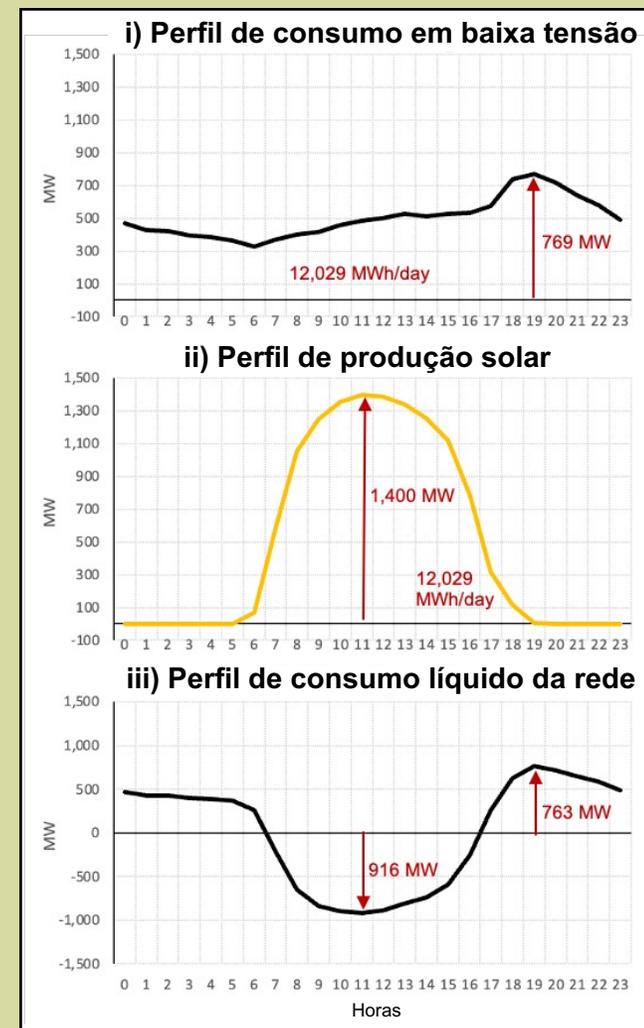
Como resultado, durante o horário de produção de energia solar, a rede de distribuição exportaria energia elétrica para a rede de alta tensão, configurando uma inversão do fluxo de potência de até 926 MW (Gráfico iii).

Este efeito é agravado pela própria configuração da rede de distribuição, na qual:

1. sua topologia é caracterizada por configurações radiais, onde consumidores são conectados em uma única subestação em alimentadores longos; e
2. há um fenômeno natural de concentração geográfica de vizinhanças com alto poder aquisitivo, resultando em alimentadores que concentram os clientes que teriam maior disposição e mais recursos para instalar painéis fotovoltaicos.

Este novo perfil de consumo (também chamado de Curva do Pato) já é uma realidade na Austrália, Havaí, Califórnia, entre outros.

Inversão do fluxo de energia



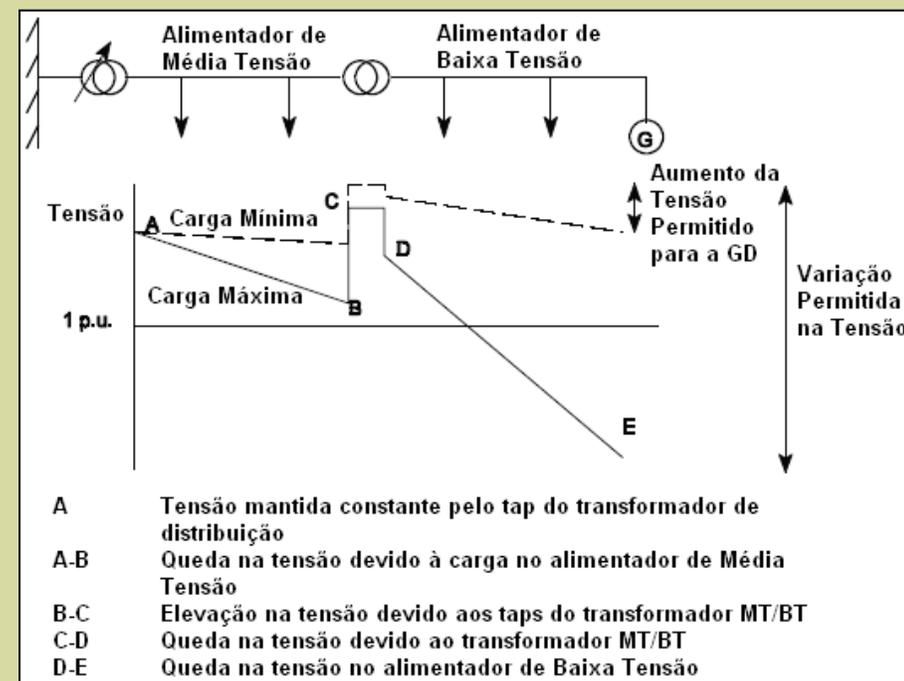
Fonte: Elaboração própria.

Outro efeito a ser observado é a qualidade da tensão fornecida. Há um fenômeno natural de redução da tensão ao longo do alimentador radial. Na configuração tradicional com fluxo unidirecional de potência, este efeito pode ser sanado com reguladores de tensão, dispositivos que aumentam a tensão ao longo do alimentador para a manutenção dos níveis de qualidade exigidos de acordo com os padrões da rede.

Quando uma unidade de geração distribuída se conecta a um alimentador e injeta potência, o controle de tensão se torna muito mais complexo, pois os fluxos passam a ser bidirecionais e variantes ao longo do dia, o que pode resultar em sobretensões (aumentos da tensão acima dos níveis tolerados). Este é um problema novo para a operação das redes de distribuição que era apenas observado em redes de transmissão.

Há ações possíveis para mitigar este problema – como reforços e melhorias na rede –, mas estas medidas envolvem sobrecustos que precisam ser reconhecidos pelas agências reguladoras. A prática anterior (“instalar e esquecer”, ou “fit and forget”), na qual as redes de distribuição eram dimensionadas apenas para suportar a demanda na hora de ponta e para importar serviços ancilares do sistema de transmissão terá que mudar.

Manutenção da tensão ao longo do alimentador



Fonte: Adaptado de Jenkins et. al. (2008).

Foram desenvolvidas algumas reflexões sobre a geração distribuída:

O que é Geração Distribuída e qual seu papel no Brasil?

- A Geração Distribuída (GD) permite a produção de energia pelo consumidor de pequeno porte
- Este novo paradigma permite que o consumidor participe ativamente do mercado de energia, pode reduzir perdas, e pode postergar investimentos na expansão das redes se implantado em locais e em montantes adequados
- A inserção de GD traz novos desafios para a rede de distribuição (inversão do fluxo de potência e sobretensão) que exigirão mudanças na operação e requererão novas formas de precificação pelo uso da rede de distribuição

O que é compensação de energia e qual é o seu impacto sobre a tarifa?

Como distribuir e alocar eficientemente os custos no contexto em que há geração distribuída?

A definição de geração distribuída tem sido alterada ao longo dos anos na regulação brasileira.

Inicialmente, este produtor era classificado como uma pequena central geradora conectada ao sistema de distribuição. Tal figura já estava presente na regulação do sistema desde o Decreto 5.163/2004, cuja inserção era possível na época apenas com a realização de Chamadas Públicas pelas Distribuidoras de Energia Elétrica.

Este mecanismo foi considerado não suficiente pela Aneel, que observou em 2010 a presença de apenas 95,9 MW médios de contratos de GD. Buscando incentivar esta tecnologia de produção de energia, a Aneel criou a **Consulta Pública 15 de 2010**, que avaliava os seguintes mecanismos adotados até então:

- **Tarifas *Feed-in***: Obrigação pelas distribuidoras de comprar energia de geradores distribuídos em condições pré-definidas, normalmente com tarifas mais vantajosas do que as do mercado;
- **Quotas**: Definição de quotas de energia a serem adquiridas pelas distribuidoras, estabelecendo o repasse destes custos aos consumidores;
- ***Net Metering*** ou **Compensação de Energia**: Cobrança apenas do consumo líquido (consumo bruto do consumidor abatido da geração bruta do gerador distribuído) por meio de medidores bidirecionais; e
- **Certificados de Energia Renovável**: Emissão de certificados para determinadas fontes, sem definir relação de obrigação de compra ou venda.

O mecanismo que acabou sendo adotado pela Aneel e expresso na **Resolução Normativa 482/2012** foi a **Compensação de Energia (*Net Metering*)**.

Neste sistema, a **energia gerada é abatida do consumo da unidade consumidora em cada período de faturamento, resultando na cobrança pelo-consumo líquido**. Se o total de energia gerada for maior que o total de energia consumida durante o período de faturamento, o consumidor recebe um crédito de energia para as próximas faturas (com vencimento em 60 meses), sendo pago no mínimo o custo de disponibilidade para consumidores do grupo B ou a parcela de demanda contratada para consumidores do grupo A . Já se o total de energia consumida for maior que o total de energia gerada durante o período de faturamento, o consumidor paga apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

A normatização acerca da Compensação de Energia foi uma ação infralegal, cujo teor é hierarquicamente inferior à de Lei. Na época da homologação da Resolução Normativa 482/2012, a **Lei 9.074/1995 definia que apenas consumidores livres teriam liberdade para escolher o seu fornecedor de energia**, o que limitou o escopo de ação da Aneel sobre a temática. Visto que haveria o impedimento da criação de um mecanismo infralegal para comercialização de energia da GD por consumidores regulados, o mecanismo de compensação de energia se mostrou eficaz neste sentido, pois tratou de um “contrato de empréstimo mútuo” de energia. Ressalta-se que, por este motivo, o **Parecer 542/2015/PFANEEL/PGF/AGU** impedia a possibilidade das “comunidades solares”, visto que a “eventual compra de cotas da usina solar ou o aluguel da fração do terreno em que se situa a geração funcionam como um véu que encobre a verdadeira relação jurídica (...) que é a compra e venda de energia”.

A **Resolução Normativa 482/2012** definiu as tecnologias de geração elegíveis, sendo elas as que utilizam fontes renováveis ou cogeração qualificada (termelétricas que produzem energia elétrica e calor de processo).

A **primeira caracterização definida pela Aneel foi com base na capacidade instalada**, sendo ela:

- **Microgeração distribuída:** central geradora com até 75 kW de potência; e
- **Minigeração distribuída:** central geradora de 75 kW até 5 MW de potência.

A **potência instalada** foi utilizada como critério para definir **quem arca com os custos de adequação da medição**:

- no caso da microgeração tais custos são arcados pela distribuidora
- no caso da minigeração tais custos são arcados pelo consumidor-gerador

Já os **custos de eventuais melhorias ou de reforços no sistema de distribuição** necessários para acomodar a MMGD podem ter participação financeira da distribuidora e do consumidor-gerador, “consideradas as diretrizes e as condições determinadas pela Aneel.” (art. 8º)

A normatização também permitiu que os créditos de geração distribuída fossem aproveitados por consumidores localizados em diferentes ponto de conexão (desde que na mesma área de concessão):

- **Geração compartilhada:** utilização dos créditos por reunião de consumidores (consórcio ou cooperativa);
- **Autoconsumo remoto:** utilização dos créditos por unidades consumidoras com mesma titularidade; e
- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** utilização dos créditos fracionados em múltiplas unidades consumidoras que estejam localizadas na mesma propriedade ou em propriedades contíguas (condomínio).

A Aneel reavaliou o mecanismo de geração distribuída e seus incentivos em 2019. Como resultado, foi aberta a **Audiência Pública 1/2019**.

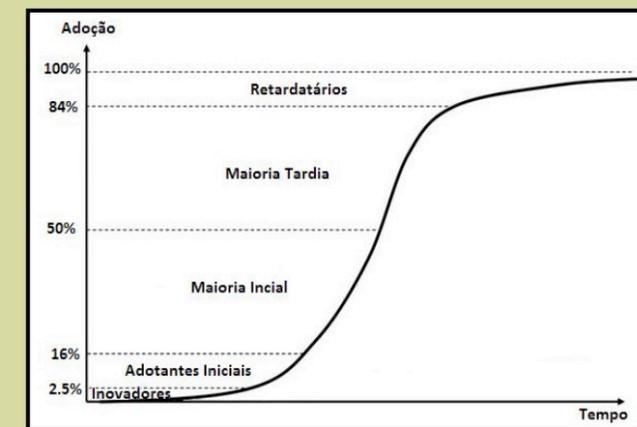
O modelo de avaliação inicialmente considerou a projeção da geração distribuída no Brasil tomando como base o “Modelo de Difusão de Bass”, teoria que descreve o processo de adoção de novos produtos pela população. Este modelo avalia a interação entre os “inovadores”, que adotam o produto independentemente, e os “seguidores”, que adotam o produto por pressão social e são susceptíveis à influência de outros consumidores.

Nos cálculos da Aneel (2019):

- **o tempo de retorno de investimento em geração fotovoltaica seria de 4,7 anos; e**
- **a taxa de retorno seria de 23% ao ano considerando a vida útil da minigeração.**

Diante de retorno tão elevado, considerou-se apropriado reduzir os incentivos à geração distribuída, propondo-se um ajuste gradual da tarifa de compensação de energia para assegurar a cobertura dos demais custos de fornecimento que eram subsidiados pelos demais consumidores sem instalações de GD.

Modelo de Difusão de Bass



Fonte: EPE (2018).

ANEEL. (2019b). Planilha anexa à Análise de Impacto Regulatório para Microgeração Distribuída Local (2a versão).

EPE. (2018). Nota Técnica EPE 028/2018 - Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia. Rio de Janeiro.

Como o mecanismo de compensação de energia promoveu altas taxas de retorno do investimento, foi observado um crescimento vertiginoso da geração distribuída.

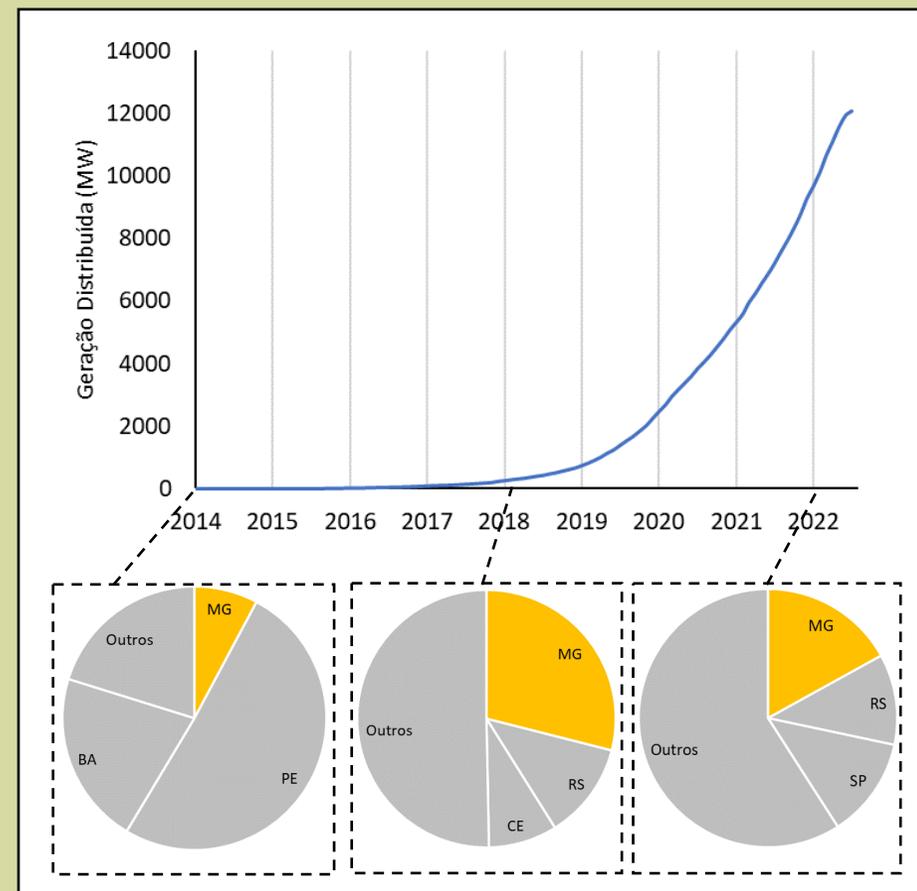
O crescimento da geração distribuída não se deu uniformemente no Brasil, visto que:

- O retorno do investimento é função do custo evitado, ou seja, da tarifa da distribuidora de energia elétrica;
- A energia produzida do painel fotovoltaico é função da irradiação solar disponível no local; e
- Os estados adotaram diferentes estruturas de impostos para a geração distribuída ao longo dos anos (ICMS e PIS/COFINS).

Atualmente, o estado que possui maior presença de GD é Minas Gerais (CEMIG) já que esta unidade da federação tem:

- (a) tarifa relativamente alta (19ª mais cara entre as 58 distribuidoras);
- (b) elevada irradiação solar (7ª maior entre as 58 distribuidoras); e
- (c) políticas de incentivo tributário à GD, como a Lei Estadual de MG 22.549/2017, que isentou a cobrança de ICMS da energia compensada com microgeração e minigeração.

Evolução da Geração Distribuída no Brasil



Fonte: Dados obtidos da Relação de empreendimentos de Geração Distribuída (Aneel, 2022). Elaboração Própria.

Como apresentado, o mecanismo de compensação de energia proporcionou um forte incentivo para a expansão da geração distribuída. Porém, qual o impacto desta metodologia para o restante do sistema? Para esta avaliação, é necessário entender como os mecanismos tarifários remuneram o sistema elétrico.

O sistema elétrico brasileiro foi dividido em:

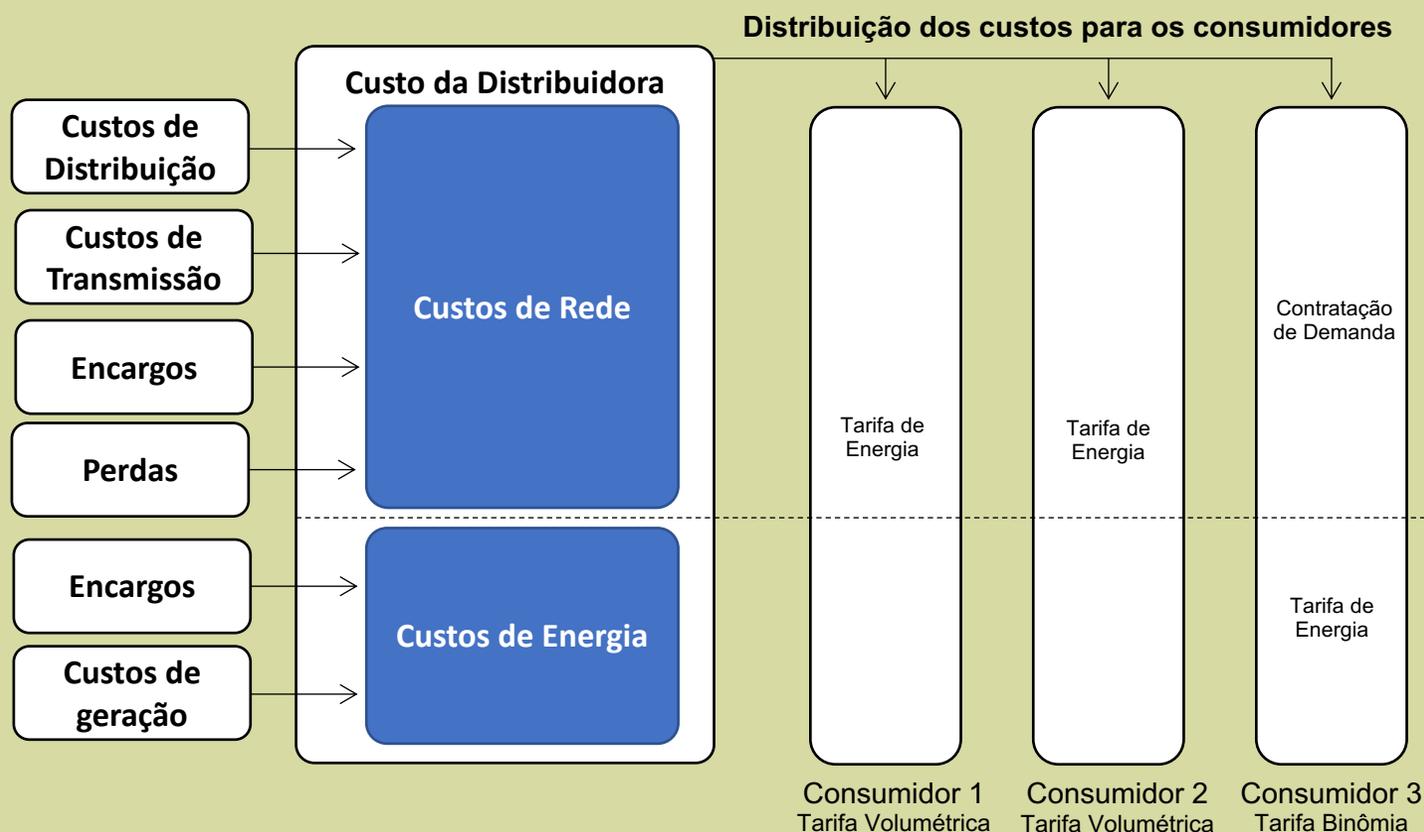
- 1. Ambiente de Contratação Livre** – Trata do mercado para atendimento de grandes consumidores que participam livremente do mercado, por meio de adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; e
- 2. Ambiente de Contratação Regulada** – Trata do mercado para atendimento de consumidores atendidos pelas distribuidoras de energia elétrica.

Visto que o **serviço de distribuição de energia elétrica é caracterizado como um monopólio natural**, onde a natureza do serviço inviabiliza ou torna antieconômica a competição via mercado, a tarifa de energia elétrica é regulada por uma agência reguladora, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Monopólios naturais são serviços caracterizados por investimentos iniciais altos e custos marginais baixos. Há, assim, enormes ganhos de escala que beneficiam a empresa incumbente (original), que acaba se tornando dominante (o monopolista natural) e tornando a entrada de competidores antieconômica.

Para a definição da tarifa de energia, são considerados os custos do serviço de distribuição, sendo eles:

- 1. Custos da Rede** – Tratam dos custos referentes à operação e manutenção do sistema de transporte, incluindo a rede de transmissão (TUSD fio A) e de distribuição (TUSD fio B), seus encargos e perdas elétricas;
- 2. Custos de Energia** – Tratam dos custos para aquisição de energia fornecida aos consumidores (advinda de licitação pública/leilões de energia) e encargos.



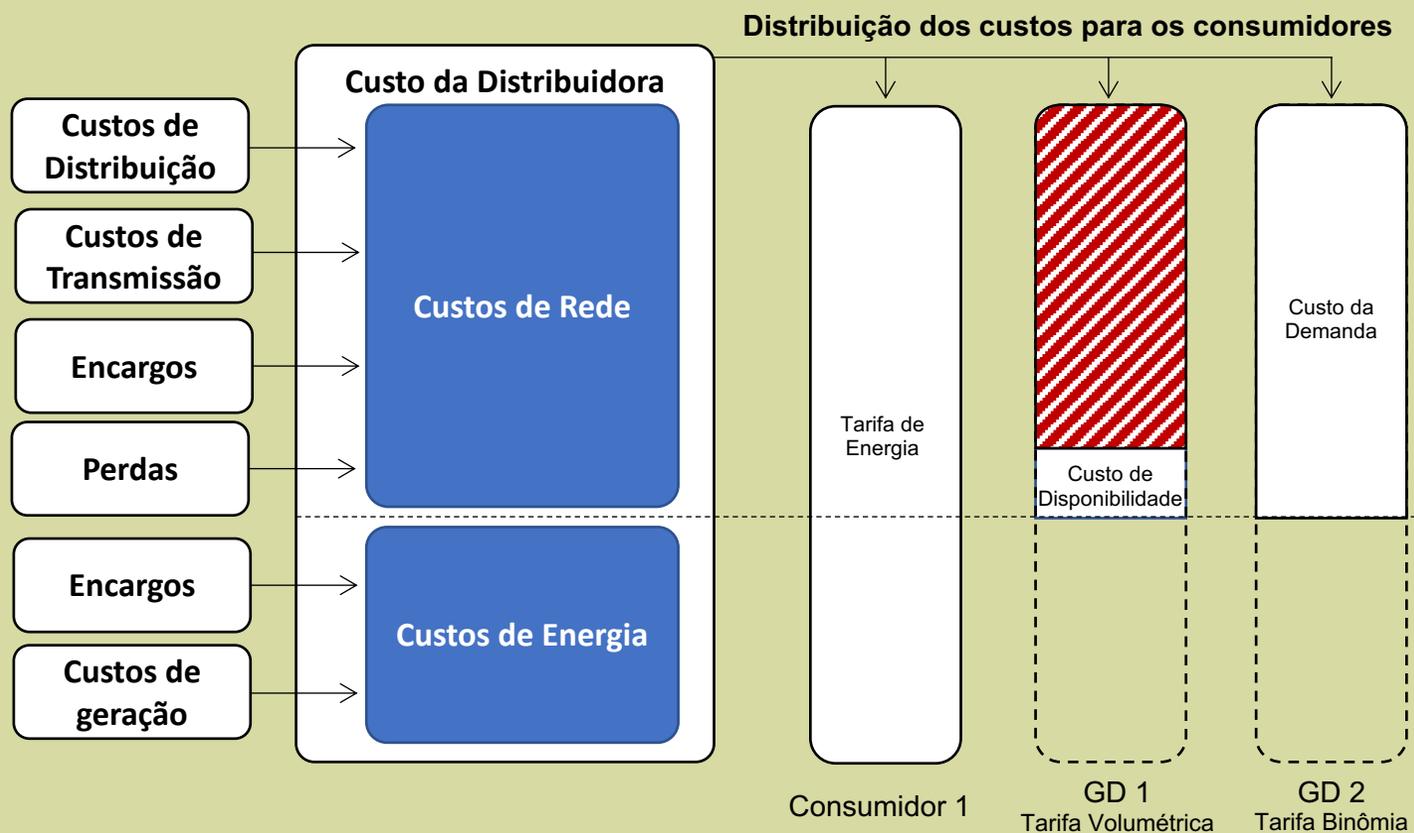
Estes custos são distribuídos para os consumidores de duas formas principais:

- **Tarifa Volumétrica:** O custo do consumidor é dado por uma tarifa pré-estabelecida multiplicada pela energia consumida no período de faturamento; e
- **Tarifa Binômica:** O custo do consumidor é dividido entre uma parcela de energia (volumétrica) e de demanda, que visa a cobrir os custos fixos associados às redes de transmissão e distribuição.

A Tarifa Binômica é aplicada para grandes consumidores conectados em alta tensão.

Quando se aplica o sistema de compensação de energia nestes dois regimes tarifários (tarifa volumétrica e binômia) verifica-se que:

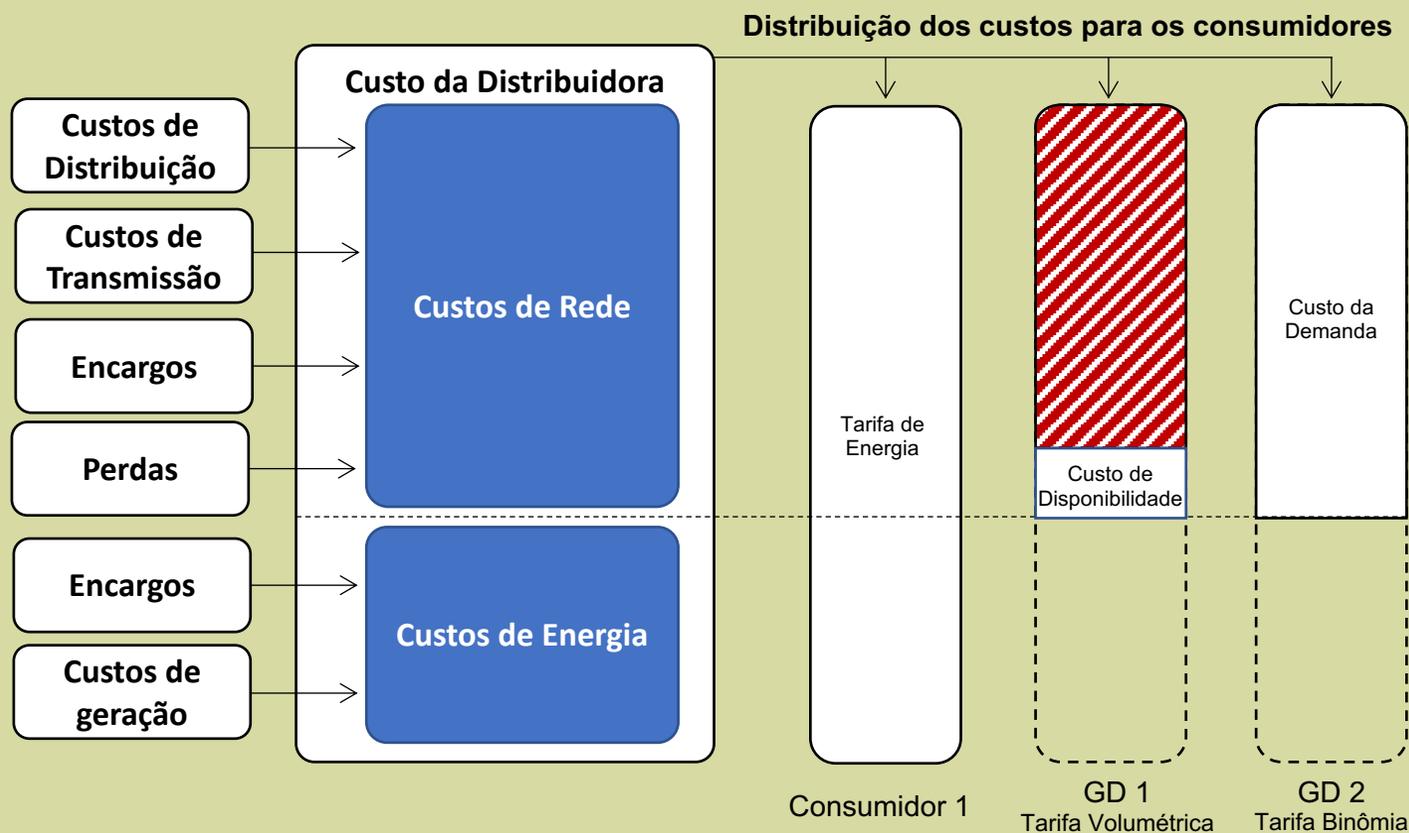
- **a tarifa binômia possibilita a remuneração dos custos da rede da distribuidora**
- **a tarifação volumétrica remunera apenas parte dos custos de rede** (via Custo de Disponibilidade).



O montante de custos de rede permanece o mesmo, mas o consumidor-gerador, cobrado pela tarifa volumétrica, acaba pagando apenas uma pequena parte destes custos.

Os valores não pagos pelo mecanismo de compensação de energia resultam em déficits de receita para distribuidora (área hachurada na figura ao lado, que corresponde ao custo da rede menos o montante recebido com custo de disponibilidade)

Nas revisões tarifárias, a tarifa é elevada para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão de distribuição, o que tem o efeito de repassar para os demais consumidores regulados (aqueles que não têm GD instalada) parte dos custos para atendimento dos consumidores com GD.



$$\uparrow Tarifa_{nova} = \frac{Custo da Rede + Custo de Energia}{(N_{consumidores} - 1) \cdot MW} \downarrow$$

Cria-se, assim, um incentivo perverso, no qual quanto mais geradores distribuídos são conectados no sistema, maior é a tarifa, elevando o incentivo para que um consumidor instale geração distribuída.

Este fenômeno é chamado de “espiral da morte”.

Foram desenvolvidas algumas reflexões sobre a geração distribuída:

O que é Geração Distribuída e qual seu papel no Brasil?

- A Geração Distribuída (GD) permite a produção de energia pelo consumidor de pequeno porte
- Este novo paradigma permite que o consumidor participe ativamente do mercado de energia, pode reduzir perdas, e pode postergar investimentos na expansão das redes se implantado em locais e em montantes adequados
- A inserção de GD traz novos desafios para a rede de distribuição (inversão do fluxo de potência e sobretensão) que exigirão mudanças na operação e requererão novas formas de precificação pelo uso da rede de distribuição

O que é compensação de energia e qual é o seu impacto sobre a tarifa?

- A compensação de energia possibilita o abatimento direto na conta de energia elétrica do consumidor pela energia excedente de sua GD injetada na rede de distribuição
- Este mecanismo proporciona subsídios além do necessário, o que tem resultado em taxas de retorno exageradas para os consumidores que investem em GD, os fornecedores de equipamentos e prestadores de serviços
- O mecanismo de compensação tem provocado crescimento exponencial de instalações GD e elevação da tarifa dos demais consumidores que não possuem GD, ocasionando a “espiral da morte”

Como distribuir e alocar eficientemente os custos no contexto em que há geração distribuída?

Como observado, **o mecanismo de compensação de energia para uma tarifa volumétrica cria subsídios cruzados no setor**. Para combater esta problemática, a Audiência Pública 1/2019 da Aneel propôs que o sistema de compensação de energia permitisse apenas uma equivalência parcial do uso dos créditos.

A Aneel considerou 5 alternativas na **Audiência Pública 01/2019**, comparando-os ao mecanismo de compensação de energia atual (Alternativa 0).

A proposta foi recebida com muita resistência pelos investidores em GD e suas cadeias de fornecedores e acabou levando o Congresso Nacional a legislar sobre o tema.

Alternativas propostas para a compensação de energia



Fonte: Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.

Mais recentemente, a Lei 14.300 (homologada em janeiro de 2022) adotou uma posição parecida com a avaliação da Aneel, estabelecendo que:

“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.

(...)

*§ 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:***

(...)

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.**”*

Ou seja, em seu artigo 18, a Lei observa a necessidade da inclusão do custo do uso do sistema de distribuição inclusive para a microgeração, modalidade que utiliza tarifação volumétrica que, no mecanismo de compensação de energia atual, não remunera adequadamente os custos do sistema.

O Mecanismo de Compensação de Energia apresenta uma fragilidade intrínseca, pois o mecanismo é baseado no abatimento da demanda de energia utilizando a produção da geração distribuída conectada na unidade de consumo. Ou seja, **o mecanismo embute uma simplificação ao assumir que:**

- **o custo da energia é uniforme ao longo de todo período de faturamento; e**
- **custo de fornecimento é proporcional ao consumo líquido de energia.**

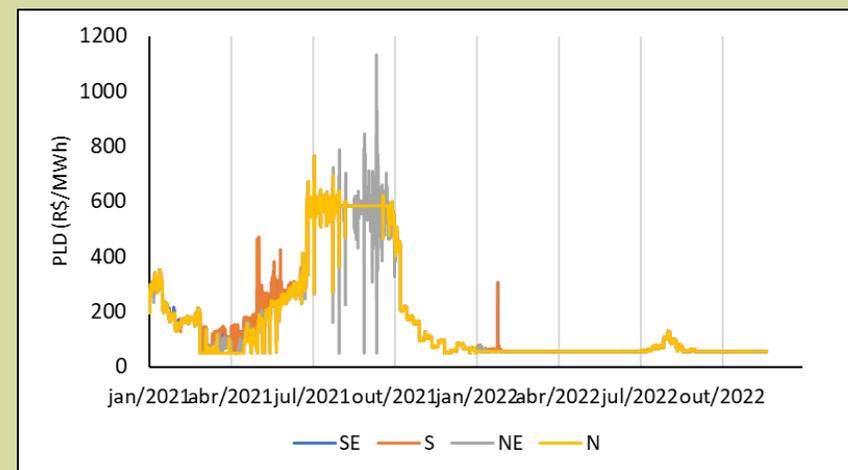
No entanto, a realidade é que o preço da energia varia ao longo do tempo e da localização.

Além disso, as próprias características atuais do sistema têm resultado em restrições operacionais no sistema, que tem apresentado uma inflexibilidade de 70%. Inclusive esta restrição é a principal justificativa da nova modalidade de geração nos Leilões de Reserva de Capacidade (abordado anteriormente).

O Mecanismo de Compensação de Energia foi exitoso na promoção da geração distribuída no Brasil, mas suas distorções alocativas apontam a necessidade de sua evolução para a real valorização da energia gerada. Portanto, inovações são necessárias:

- tanto na regulação e legislação setorial;
- quanto em soluções técnicas de medição e faturamento.

Histórico do Preço de Liquidação de Diferenças



Fonte: Painel de Preços (CCEE).

Em junho de 2022, o MME abriu a **Consulta Pública 129** para definir os conceitos que embasarão a valoração dos custos e benefícios da Geração Distribuída, sendo propostos que eles busquem:

- 1. Reprodutibilidade:** A metodologia, as premissas e os dados utilizados devem ser disponíveis para que qualquer agente possa reproduzir os cálculos da valoração;
- 2. Metodologia flexível às alterações no setor elétrico:** O cálculo deve ser flexível para que fique em harmonia com possíveis alterações no setor (abertura do mercado, modernização das tarifas, entre outros);
- 3. Mecanismos de contestação de valor:** A metodologia deve possibilitar mecanismos para aprimoramento dos critérios, seja por alterações nas condições da rede, limitações nas bases de dados, entre outros;
- 4. Granularidade e consideração do valor locacional e temporal dos recursos:** Os impactos da geração distribuída têm caráter temporal e locacional que devem ser considerados no desenho das tarifas;
- 5. Periodicidade para revisão:** Visto que o sistema elétrico é alterado constantemente, a metodologia deve considerar a periodicidade de revisão e a possibilidade de período de estabilidade para o gerador;
- 6. Definição dos custos e benefícios passíveis de valoração:** Visto que a **Lei 14.120/2021** considera que a valoração da GD não deve considerar os custos de geração, necessita-se definir quais serão as componentes de custo relacionadas à distribuição e transmissão;
- 7. Governança dos dados e modelos:** Propõe-se a definição de um *roadmap* para o desenvolvimento do cálculo dos custos e benefícios da GD;
- 8. Capacidade de transmissão e distribuição postergada ou antecipada;**
- 9. Redução ou aumento das perdas elétricas; e**
- 10. Serviços ancilares:** Possibilidade de a GD prover serviços ancilares, seja para o controle de frequência ou suporte de reativos.

A regulação infralegal **da Lei 14.300/2022** está sendo avaliada pela Aneel, sendo este processo dividido em:

- **Consulta Pública 50/2022** – A Lei 14.300/2022 definiu que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) custeará os benefícios tarifários não remunerados pelo consumidor-gerador dos participantes do mecanismo de compensação de energia durante o período de transição da nova regra (até 2045). A CDE é um fundo do setor elétrico para custear políticas públicas, sendo ele pago via encargos alocados nas tarifas. A consulta pública objetivará atualizar os procedimentos tarifários para definir como será o tratamento desta parcela da CDE durante este período de transição.
- **Consulta Pública 51/2022** – Elencou que alguns pontos necessitam de definição pelo MME (especialmente quanto aos princípios de valoração dos custos e benefícios da GD) e diversos pontos são autoaplicáveis pela Aneel, sem a necessidade de consulta pública prévia. Assim, o foco desta consulta será sobre quatro tópicos:
 1. Tratamento para centrais geradoras com sistemas de armazenamento;
 2. Garantia de fiel cumprimento para interessados em conectar uma GD;
 3. Possibilidade de transferência de excedentes de energia entre distribuidoras diferentes; e
 4. Forma de faturamento no período de transição (entre o momento atual e a entrada da nova norma).

Foram desenvolvidas algumas reflexões sobre a geração distribuída:

O que é Geração Distribuída e qual seu papel no Brasil?

- A Geração Distribuída (GD) permite a produção de energia pelo consumidor de pequeno porte
- Este novo paradigma permite que o consumidor participe ativamente do mercado de energia, pode reduzir perdas, e pode postergar investimentos na expansão das redes se implantado em locais e em montantes adequados
- A inserção de GD traz novos desafios para a rede de distribuição (inversão do fluxo de potência e sobretensão) que exigirão mudanças na operação e requererão novas formas de precificação pelo uso da rede de distribuição

O que é compensação de energia e qual é o seu impacto sobre a tarifa?

- A compensação de energia possibilita o abatimento direto na conta de energia elétrica do consumidor pela energia excedente de sua GD injetada na rede de distribuição
- Este mecanismo proporciona subsídios além do necessário, o que tem resultado em taxas de retorno exageradas para os consumidores que investem em GD, os fornecedores de equipamentos e prestadores de serviços
- O mecanismo de compensação tem provocado crescimento exponencial de instalações GD e elevação da tarifa dos demais consumidores que não possuem GD, ocasionando a “espiral da morte”

Como distribuir e alocar eficientemente os custos no contexto em que há geração distribuída?

- As autoridades têm buscado reduzir os subsídios cruzados – que beneficiam a GD e oneram os demais consumidores – por meio da cobrança dos custos da rede usada pelo consumidor-gerador de GD (AP 1/2019 Aneel e Lei 14.300/2022)
- Soluções têm sido discutidas no MME (Consulta Pública 129/2022) e na Aneel (Consultas Públicas 50/2022 e 51/2022) para definir uma remuneração adequada para o sistema de compensação de energia

Foram desenvolvidas algumas reflexões sobre a geração distribuída:

O que é Geração Distribuída e qual seu papel no Brasil?

- A Geração Distribuída (GD) permite a produção de energia pelo consumidor de pequeno porte
- Este novo paradigma permite que o consumidor participe ativamente do mercado de energia, pode reduzir perdas, e pode postergar investimentos na expansão das redes se implantado em locais e em montantes adequados
- A inserção de GD traz novos desafios para a rede de distribuição (inversão do fluxo de potência e sobretensão) que exigirão mudanças na operação e requererão novas formas de precificação pelo uso da rede de distribuição

O que é compensação de energia e qual é o seu impacto sobre a tarifa?

- A compensação de energia possibilita o abatimento direto na conta de energia elétrica do consumidor pela energia excedente de sua GD injetada na rede de distribuição
- Este mecanismo proporciona subsídios além do necessário, o que tem resultado em taxas de retorno exageradas para os consumidores que investem em GD, os fornecedores de equipamentos e prestadores de serviços
- O mecanismo de compensação tem provocado crescimento exponencial de instalações GD e elevação da tarifa dos demais consumidores que não possuem GD, ocasionando a “espiral da morte”

Como distribuir e alocar eficientemente os custos no contexto em que há geração distribuída?

- As autoridades têm buscado reduzir os subsídios cruzados – que beneficiam a GD e oneram os demais consumidores – por meio da cobrança dos custos da rede usada pelo consumidor-gerador de GD (AP 1/2019 Aneel e Lei 14.300/2022)
- Soluções têm sido discutidas no MME (Consulta Pública 129/2022) e na Aneel (Consultas Públicas 50/2022 e 51/2022) para definir uma remuneração adequada para o sistema de compensação de energia

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que visa a aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para atingir este objetivo adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico e estudamos as seguintes dimensões:

Para saber mais acesse
www.acendebrasil.com.br

