

## Redes elétricas inteligentes

Por Cyro Vicente Boccuzzi com colaboração da equipe de GTD da Abinee\*

# Capítulo III

## A medição inteligente e a modernização do setor elétrico no Brasil

A modernização do setor elétrico brasileiro vem sendo discutida com uma abordagem de reformas regulamentares, não sendo acompanhada efetivamente de medidas que objetivem a real atualização tecnológica da infraestrutura de serviços de energia elétrica, notadamente suportada pelas redes de transmissão e distribuição (T&D), medição e tarifas inteligentes.

As simples aberturas de mercado sem que se seja possível aprimorar as informações disponíveis aos agentes e consumidores, com adequada transparência da alocação de custos setoriais, não irá proporcionar os reais e esperados benefícios aos consumidores brasileiros, oferecendo informações objetivas, detalhadas e educativas a respeito do uso de energia e oportunidades efetivas de obter melhor utilização, a preços mais competitivos.

Todos os países que realizaram com seriedade e segurança a abertura de mercado durante esforços de transição energética tiveram paralelamente programas bem fundamentados e estabelecidos de planejamento e preparação da infraestrutura para efetivamente suportar estas transformações.

Para que a efetiva modernização ocorra são necessários investimentos fundamentais, como a implementação de medição inteligente. Vários países já estão implantando a segunda geração de medidores e tarifas inteligentes, enquanto o Brasil segue e se propõe a continuar seguindo com uma única opção tarifária, por medição mensal de consumo, vigente para toda a baixa tensão, que contempla 99% dos consumidores e não permite correta alocação de custos.

Nesse sentido, atuando em colaboração com a equipe de GTD da ABINEE, foi desenvolvido no final de 2021 um estudo do que seria uma proposta inicial de um Plano Diretor Plurianual Nacional de Implementação de Medição Inteligente no Brasil, como proposta para alavancar reais benefícios

da implementação de abertura total do mercado brasileiro de energia e torná-lo, de fato, um ambiente competitivo e orientado para o uso eficiente de energia, adotando tecnologias já disponíveis para gerenciamento de recursos distribuídos de energia, incluindo programas de resposta a demanda.

Os estudos, encaminhados e apresentados ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), demonstraram que em oito anos será possível atender, com sistemas de medição inteligente conectados, quase 56% dos consumidores do país, que respondem por mais de 88% do consumo total de energia elétrica na baixa tensão. Ficaram de fora deste programa inicialmente proposto apenas os consumidores tradicionais de baixo consumo e os consumidores de baixa renda, além da maioria dos consumidores rurais, que possuem dificuldade maior de implementação no que concerne aos sistemas de telecomunicações.

Uma política energética de longo prazo para a efetiva modernização das infraestruturas de T&D é a peça-chave que falta no caso brasileiro e que deveria necessariamente estar sendo considerada no programa de modernização proposto pelo governo brasileiro.

Na falta de uma política pública consolidada para facilitar a transição tecnológica das distribuidoras para os sistemas digitais inteligentes de energia, a transição tecnológica do setor no Brasil está sendo conduzida atualmente apenas pelos clientes finais de maior poder aquisitivo, deixando custos para os que não podem ser incluídos nesta transição num primeiro momento. Esta situação tem potencial para evoluir cada vez mais rápido nas regiões mais desenvolvidas, com uma perda rápida de receita das distribuidoras, devido ao aumento da geração distribuída e outras novas implementações de eficiência energética.

A criação de alternativas e modelos de preços, portanto, há muito adiada, terá que ocupar o centro das atenções na estratégia de formulação de um novo modelo do setor, principalmente no varejo. E para isso se faz imprescindível a modernização efetiva da infraestrutura de distribuição e transmissão de energia do Brasil, especialmente através da digitalização, envolvendo medição inteligente, conectividade e controle de sistemas, como ponto de ancoragem da reforma do setor.

## INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro vem presentemente discutindo reformas necessárias e urgentes no arcabouço legal e regulatório, na chamada “modernização do setor elétrico brasileiro”, focando a progressiva abertura do mercado de energia, a eliminação de subsídios e a reavaliação dos modelos de negócios e redefinição dos papéis das empresas de T&D, justamente para que seja possível um ganho de eficiência e a facilitação da penetração efetiva e representativa das novas tecnologias, como obrigação das concessionárias, com vantagens para as empresas e consumidores, impactando também a economia como um todo.

Neste particular, ainda existe o desafio de incluir nesta agenda de reformas os investimentos necessários para a efetiva

modernização e digitalização das infraestruturas de T&D, complementarmente à reformulação de instrumentos legais e regulatórios, para que a essencialidade e efetividade dos benefícios proporcionados pela abertura de mercado sejam efetivamente capturados de forma objetiva, consistente e sustentável.

Recentemente, o Ministério de Minas e Energia (MME) instaurou a Consulta Pública nº 131/2022 para colher subsídios sobre a proposta de portaria para a abertura de acesso ao mercado livre de energia a todos os consumidores brasileiros atendidos em alta tensão a partir de 1º de janeiro de 2024. Embora a minuta da portaria sob consulta se limitasse a abrir o mercado para a alta tensão a partir de 2024, todas as notas técnicas e estudos anexados à consulta pública discutiram também a abertura do mercado aos consumidores de baixa tensão, o chamado grupo B.

A Consulta Pública recebeu 69 contribuições e manifestações de diversos agentes, sendo mais de 90% favoráveis à abertura do mercado para todos os clientes da alta tensão nos prazos propostos. A esmagadora maioria das contribuições também considerou positiva a abertura para a baixa tensão e destacou a necessidade de investimentos em medição e tarifas inteligentes como ferramentas para proporcionar alternativas aos clientes e agentes no novo ambiente, como forma de explorar todo o

# A SOLUÇÃO PARA O SEU PROJETO ESTÁ AQUI

## Transformadores

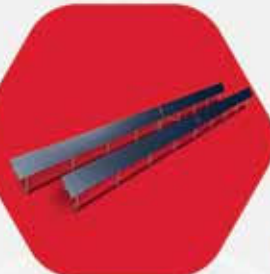


Ferragens Eletrotécnicas



Cabines Metálicas

## Estruturas Solares



## Acessórios para Redes Aéreas



## Acessórios para Redes Aéreas



## Cabos



Redes de Transmissão

## Smart Grid



## Artefatos de Concreto



## Skids Solares



potencial de eficiência que as novas tecnologias podem favorecer para a transição energética.

A CP 131 culminou com a publicação da Portaria Normativa MME 50/2022, de 27/09/2022, com entrada em vigor a partir de 1º de novembro de 2022, estabelecendo que todos os consumidores classificados como Grupo A poderão migrar para o mercado livre a partir de 1º de janeiro de 2024.

Dois dias depois, no dia 29/09/2022, o MME adicionalmente publicou a Portaria nº 690/GM/MME, que divulga para Consulta Pública a minuta de Portaria que trata da redução do limite de carga para contratação de energia elétrica no mercado livre por parte dos consumidores da baixa tensão. Em resumo, está sendo proposta a abertura para os clientes de baixa tensão a partir de janeiro de 2026, exceto os relativos às classes residencial e rural, cuja data fica definida como sendo a partir de janeiro de 2028. Não é prevista, novamente, nenhuma medida que objetive aumentar a eficiência do setor através de melhorias na infraestrutura de medição e consequentemente de precificação.

A proposta foi desenvolvida com base nas notas técnicas da CCEE e da Aneel, colocando ainda sobre as distribuidoras o papel de comercializador regulado e de supridor de última instância, bem como responsável pela prestação dos serviços de medição. Não são detalhados os mecanismos necessários para a migração dos consumidores neste novo modelo, uma vez que distribuidoras têm contratos legados de longo prazo, sendo necessário que a decisão de migração de um consumidor seja neutra para os demais, ou seja, que haja adequada alocação de custos e riscos entre os agentes.

Esse detalhamento de regras será particularmente importante na medida em que vários contratos de concessão irão expirar entre 2025 e 2031, afetando cerca de 55 milhões de consumidores de energia elétrica (60% do total do país), com faturamento de cerca de R\$ 170 bilhões de reais em 2021, entre os quais estão as concessões da maior parte do Estado de São Paulo, como as detidas pelos grupos ENEL, EDP, CPFL, Neoenergia, Energisa, além da Light, no Rio de Janeiro, entre outras. Estes grandes grupos esperam que o tema de renovação destas concessões avance e entre na pauta do Governo Federal ainda neste ano, mas em meio a todas as mudanças setoriais mencionadas será necessário redefinir as condições em que a renovação deva ocorrer, dentro dos novos papéis esperados e dos novos modelos de remuneração a serem adotados, uma vez que se trata de possibilidade prevista nos próprios contratos. De outro lado, existem defensores de que as citadas concessões sejam relicitadas, atraindo novos agentes para o setor que estejam interessados nas oportunidades que as redes inteligentes, a descentralização, digitalização e descarbonização possam significar em termos de novos negócios e receitas. Em

qualquer hipótese, será fundamental antecipadamente discutir as obrigações e os direitos das empresas e dos consumidores nos novos contratos, diante do cenário de transformação proposto.

Anteriormente, a abertura de mercado estava sendo tratada na Câmara de Deputados através do substitutivo do Projeto de Lei - PL 414, que foi objeto de mais de cinco anos de discussões intrassetoriais. A agenda do PL inclui questões estruturais fundamentais para equacionamento de custos e contratos legados com a reforma, a eliminação de subsídios e a cobertura de custos sistêmicos pelos dois ambientes, livre e regulado. A expectativa é que o projeto seja apreciado ainda em 2022, apesar de o MME estar propondo antecipar avanços através de medidas infralegais mencionadas. A minuta divulgada deste substitutivo, da mesma forma que a recente Portaria 690 do MME, não estabeleceu a renovação do parque de medição por equipamentos inteligentes para permitir a adoção de opções de tarifas e preços inteligentes como pré-requisito para início da abertura do mercado na baixa tensão. A minuta do substitutivo previa um comando legal para que a Aneel revisasse os requisitos de medição inteligente (e tarifas) em um prazo de 24 meses após a aprovação.

A Aneel já buscava evoluir nesse caminho quando, através da REN 966, de 14/12/2021, promoveu a regulamentação do desenvolvimento e aplicação de projetos-piloto no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento que envolvam o faturamento diferenciado pelas distribuidoras, visando implementar novas modalidades tarifárias, novas modalidades de faturamento, objetivando melhoria do fator de carga e gerenciamento pelo lado da demanda, abrindo a possibilidade objetiva de empresas proporem “sandboxes tarifários” para aferição prática de custo-benefício e posterior “roll out” de melhores práticas tarifárias aderentes à realidade dos mercados e segmentos de consumidores. Existe, entretanto, consenso no setor de que a introdução de novas tecnologias pelas distribuidoras não pode se limitar a projetos de P&D, mas deve ser incorporada neste novo papel esperado para o segmento.

Em agosto de 2022, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou o lançamento da primeira chamada pública de sandboxes tarifários – ou seja, a abertura de um edital com especificações para projetos experimentais que envolvem faturamento diferenciado para os consumidores de energia. A iniciativa permitiu que as empresas de distribuição de energia pudessem desenvolver modelos de negócios e testar técnicas e tecnologias mediante o cumprimento de critérios estabelecidos pela Aneel na chamada pública e na Resolução Normativa nº 966/2021. A Agência definiu como tema prioritário as novas modalidades tarifárias para baixa tensão. Assim, os sandboxes tarifários selecionarão grupos de consumidores de baixa tensão dentro da população atendida pelas distribuidoras para testar alternativas



# EMBRASTEC®

Líder em Qualidade!



Linha DPS

## Ecobox

geração 6

Os Dispositivos de Proteção Contra Surtos da Linha DPS Ecobox foram desenvolvidos para proteger a instalação elétrica.



@embrastec



Quer saber mais sobre os **nossos produtos?**

Capture o QR Code e fale com a gente!



[www.embrastec.com.br](http://www.embrastec.com.br)

Grupo	Distribuidoras	Tema
1	Grupo Enel	1. Tarifa trinômia e por bloco horário, com quatro postos tarifários (foco: ENEL SP); 2. Peak-time rebate (PTR) (foco: ENEL SP).
2	Light	Análise comparativa do comportamento do consumidor para identificar nível de desconto ótimo capaz de reduzir fraude/furto de energia e aumentar a adimplência.
3	Grupo EDP	1. Tarifa Binômia sem troca de medidores; 2. Tarifa Binômia com troca de medidores. Testará três modalidades tarifárias: (i) Tarifa Trinômia horária (dois postos horários); (ii) Tarifa Binômia horária (dois postos horários); e (iii) Tarifa Binômia horária (quatro postos horários).
4	COPEL	1. Tarifa diferenciada para unidade consumidora com micro e minigeração distribuída para constituição de microrrede; 2. Implementação da modalidade tarifária de pré-pagamento; 3. Implementação da fatura digital condicionada a desconto na tarifa.
5	Neoenergia Elektro	Tarifa Binômia para baixa tensão.
6	CEMIG	1. Implementação de Mecanismo para Otimização de Crédito de Geração Distribuída (tokenização em plataforma online sob blockchain); 2. Digitalização das faturas de geração distribuída.
7	Grupo Equatorial	1. Tarifas dinâmicas para baixa tensão com possibilidade de locacional (foco: CEA e EQTL AL); 2. Avaliação do impacto de novas estruturas tarifárias aos consumidores de pequeno porte e menor poder aquisitivo (foco: EQTL PA); 3. Tarifa Horo-Sazonal-Locacional – HSL (foco: EQTL AL e CEEE); 4. Tarifa monômia Dinâmica (foco: EQTL MA e EQTL PI).
8	Grupo Oliveira	1. Tarifa binômia e tarifa horária (foco: AME); 2. Aperfeiçoamentos às modalidades de faturamento ofertadas às localidades remotas (fatura plurimensal) (foco: Roraima Energia).
9	Grupo CPFL	1. Tarifa binômia com e sem medição inteligente; 2. Marketplace para Comercialização de Excedentes de Energia P2P com Tecnologia Blockchain.
10	Grupo Energisa	1. Modalidade TOU (4 postos) (foco: ESS, ETO e EPB); 2. Pré-pagamento com desconto para combate às Perdas Não Técnicas; 3. Tarifa monômia convencional mas dinâmica (trimestral) (foco: ESS, ETO e EPB).

Fonte: ANEEL - elaboração própria.

de novas modalidades tarifárias. Os sandboxes podem testar tarifas customizadas, medidores inteligentes, pré-pagamento de energia e outras particularidades relacionadas ao gerenciamento pelo lado da demanda podem ser contempladas. A publicação da chamada permitiu que as distribuidoras planejassem projetos experimentais, chamados de subprojetos no âmbito dos sandboxes tarifários. As empresas interessadas tiveram um mês para manifestar interesse em participar e informar à Aneel o tema de interesse. A Agência já divulgou a lista dos 10 grupos interessados e os respectivos focos de interesse, conforme resumido no quadro acima.

Nos próximos meses, a Aneel receberá as propostas de sandbox tarifário e as encaminhará para avaliação técnica do grupo responsável pelo Projeto de Governança – liderado pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), em parceria com outras 31 concessionárias. Posteriormente, os projetos retornarão para a avaliação da Agência. Até fevereiro de 2023 a Aneel definirá quais sandboxes serão aprovados para início da implementação nas áreas de concessão das distribuidoras.

Em todos os projetos, um dos requisitos é de que o consumidor possa desistir de participar a qualquer momento. Outra das premissas é a garantia de que o resultado dos sandboxes não impactará no processo tarifário das distribuidoras. Eventuais custos decorrentes da aplicação dos sandboxes serão analisados pela Aneel e, caso sejam procedentes, serão cobertos pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência.

Estes projetos deverão, na prática, ser iniciados apenas no segundo semestre de 2023 e deverão durar cerca de dois

anos, fazendo com que evoluções tarifárias na baixa tensão, caso aprovadas, apenas comecem a ser implementadas otimisticamente após 2026.

## UM BREVE RETROSPECTO DA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ENERGIA NO BRASIL

Desde a sua criação, a precificação dos serviços de eletricidade tem sido feita na maior parte do mundo através de duas características: a quantidade ou volume de energia consumido em kWh e a demanda ou potência disponibilizada em kW para suprir certa quantidade de energia disponibilizada por unidade de tempo relacionada à infraestrutura disponibilizada pela companhia de eletricidade para atender a determinado consumidor.

Dois clientes que possuem o mesmo volume de energia (kWh) consumida e uso, por exemplo, em sua residência, podem utilizar a energia de forma diferente e deveriam pagar preços diferentes por isso. Um deles, por exemplo, tem equipamentos eficientes e cuida para que nem todos os equipamentos sejam utilizados ao mesmo tempo, requerendo na sua conexão ao sistema uma pequena capacidade em kW disponibilizada pela concessionária. O outro cliente pode ter equipamentos de maior potência usados simultaneamente, que precisam, portanto, contar com uma infraestrutura mais reforçada, como por exemplos transformadores e cabos de energia de maior capacidade (kW), para seu suprimento. Este segundo consumidor demanda mais investimentos da concessionária para seu atendimento e, portanto, deveria pagar, proporcionalmente, a capacidade

disponibilizada e os maiores investimentos realizados para o seu atendimento.

As tarifas no Brasil têm sido historicamente definidas pela teoria marginalista e a sua administração de preços tem sido executada de forma extremamente politizada e paternalista pelo estado, mesmo depois de quase 30 anos da existência de Agências Reguladoras profissionalizadas e independentes.

Até recentemente, o Decreto nº 62.724/1968, através de seu Artigo 13º, definia que todos os consumidores supridos em baixa tensão no país fossem atendidos por uma tarifa monômnia, ou seja, somente baseada em kWh, proibindo a cobrança de tarifas de demanda (capacidade disponibilizada) aos consumidores de baixa tensão, apesar de ter as tarifas “calculadas sob a forma binômnia com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia, sendo fixadas, após conversão, para a forma monômnia equivalente...”

A população em geral, portanto, não foi historicamente educada para a realidade dos reais custos incorridos para os diferentes perfis de consumo, uma vez que as tarifas foram simplificadas e sempre tiveram, portanto, pouca transparência para o consumidor comum.

Somente em 2016, ou 48 anos depois, este artigo 13º. foi revogado pelo Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016. Mesmo assim, apesar de as tarifas de baixa tensão serem calculadas de forma binômnia, com componentes separados de custos de energia e capacidade, a sua aplicação, ainda hoje, continua se dando na forma monômnia na baixa tensão. Além disso, os custos marginais de suprimento são calculados de forma agregada.

Atualmente, o mundo vem testemunhando uma impressionante e rápida transformação tecnológica do setor de energia com o vertiginoso desenvolvimento dos RED – Recursos Energéticos Distribuídos, que estão permitindo uma postura cada vez mais proativa dos consumidores, a fim de oferecer flexibilidade ao consumo de eletricidade e valor apropriado aos serviços fornecidos pelos recursos distribuídos. A estrutura de preços de energia brasileira precisa evoluir urgentemente para se adequar a este cenário que também evoluiu rapidamente no Brasil.

Um exemplo da mentalidade paternalista e protetiva dos governos brasileiros e da pouca evolução nesta questão de modernização das tarifas em baixa tensão pode ser ilustrada com o advento da tarifa branca, uma tarifa com diferentes custos em diferentes horários do dia, voltada aos clientes residenciais, comerciais e industriais em baixa tensão. Após oito anos de estudos e três de implementação, a Aneel adotou a tarifa branca, ainda sem cobrança de tarifa de demanda, ou seja, exclusivamente baseada em energia, voltada aos clientes de baixa tensão. Mesmo inovando, a tarifa cujo potencial maior de benefício seria o de aliviar o sistema elétrico reduzindo o

uso de energia nos horários de ponta, postergando ou evitando a necessidade de investimentos para atendimento desta demanda de ponta, não considera a medição de demanda, mas apenas consumo. E foi adotada como facultativa, ou seja, não obrigatória, justamente para evitar a troca de medidores em larga escala. Como consequência, foi adotada por apenas 57 mil consumidores em um universo de mais de 87 milhões em três anos, segundo dados da própria Aneel atualizados até março de 2021, e não gerou nenhum benefício tangível ao sistema elétrico. Nem as distribuidoras e nem o regulador fizeram questão de divulgá-la face as incertezas de recuperação de investimentos e perdas de receitas pelo lado das distribuidoras.

Finalizando, as referências 1 e 2 apresentam detalhes sobre frequentes e recorrentes “socorros” bilionários aos agentes do setor elétrico que têm ocorrido nos últimos 25 anos, comprometendo custos futuros de energia e inviabilizando na prática a sempre prometida, mas nunca atingida, modicidade tarifária, justamente pela inexistência de ferramentas e sistemas para a mais correta alocação de custos setoriais. As referências apresentam e discutem, também em detalhes, a existência de três dogmas que tem limitado e sistematicamente adiado os avanços na modernização tecnológica massiva dos sistemas de eletricidade no Brasil.

O primeiro dogma é a pergunta: quem vai pagar a conta? As referências demonstram que esta conta já esta sendo paga com os socorros e subsídios mencionados que superam em mais de três vezes os investimentos necessários para a evolução tecnológica necessária. Em vez disso, a evolução tem sido delegada às próprias empresas de energia e as reais barreiras regulatórias seguem sem solução, restringindo os investimentos a pilotos insuficientes e limitados basicamente às verbas de P&D.

O segundo dogma diz respeito ao fato de a matriz elétrica brasileira já ser naturalmente mais limpa que a maioria dos países do mundo. Ocorre, entretanto, que a expansão desta matriz está se dando preponderantemente através de geração distribuída e renovável pelas fontes solar e eólica, que demandam e desafiam os sistemas atuais para uma nova realidade operativa e tecnológica, demandando investimentos para modernização e transformação das redes e plataformas operativas de T&D atuais, com informações de medição mais granulares, ainda não disponíveis.

O terceiro dogma recorre à modicidade tarifária, que seria a primeira prioridade dos consumidores. A sociedade deseja, na verdade, que existam opções de suprimento e preços que melhor atendam ao seu perfil específico, e que estas opções sejam sustentáveis e previsíveis no longo prazo. Este mesmo dogma respalda a abertura, mas limita seu impacto na medida em que não prevê a necessária transformação das plataformas de medição e precificação avançadas, em substituição à tarifa monômnia na baixa tensão.

## AS BASES DE UM PLANO DIRETOR DE MEDIÇÃO INTELIGENTE PARA A BAIXA TENSÃO NO BRASIL

Ao final de 2021, em colaboração com a equipe de GTD da ABINEE, foram desenvolvidos estudos do que seria uma proposta inicial de um Plano Diretor Plurianual Nacional de Implementação de Medição Inteligente no Brasil, para discussão e aprimoramento setorial, com o objetivo de alavancar reais benefícios da implementação de abertura total do mercado brasileiro de energia e torná-lo, de fato, um ambiente competitivo e orientado para o uso eficiente de energia, adotando tecnologias já disponíveis para gerenciamento de recursos distribuídos de energia, incluindo programas de resposta a demanda. Estes estudos foram encaminhados e apresentados ao MME e à Aneel em 2022.

Os estudos adotaram, fundamentalmente, 5 premissas detalhadas a seguir:

- a) A título de simplificação, os estudos presumiram que os consumidores brasileiros de alta tensão já são integralmente ou quase integralmente telemedidos, concentrando esforços na proposição de um programa exclusivamente voltado à baixa tensão, para atender à necessidade de educação e sinal apropriado de modulação de preços para a grande massa de clientes e a população em geral;
- b) Este programa, formulado dentro das melhores práticas globais, procurou objetivar as seguintes funcionalidades mínimas na precificação dos serviços de fio:

- Trazer o sinal de capacidade, criando opções de tarifas binômias, com cobrança de capacidade e energia e não somente energia, pois a potencial “economia” pode ser destruída na percepção do consumidor através de instituição de aumentos fortes nas bandeiras tarifárias gerais, como os recentemente havidos;
- Incorporar a correta definição do horário de ponta alvo de interesse, que em muitas concessionárias se situa ainda no final da tarde / início da noite, onde ocorre predominantemente no inverno, enquanto no verão tem sido verificado na prática no início da tarde, face ao crescente uso de ar-condicionado;
- Ser de adoção progressiva obrigatória, e não facultativa, para uma classe pré-definida de consumidores com maior consumo e demanda, objetivando gerar equidade e correta alocação de custos de atendimento e redução de riscos e investimentos sistêmicos, consequentemente promovendo modicidade tarifária na prática;

- c) Substituindo a premissa simplista da modicidade tarifária, em vez de imediata e pura redução de custos no

curto prazo, sempre prometida, mas nunca atingida, a meta a ser perseguida foi a sustentabilidade de operação de um mercado verdadeiramente competitivo e a possibilidade de dispor ofertas de maior número de opções aos clientes no médio e longo prazo, através da implantação progressiva de tarifas multipartes, incluindo demanda e energia, com postos horários. Esta é uma das mais importantes lições aprendidas do passado recente de não evolução tecnológica nos sistemas em operação no Brasil, discutidas em detalhes nas referências 1 e 2, fruto de dogmas que impediram até hoje a evolução tecnológica dos setores de T&D;

- d) Buscou-se estruturar um programa de implementação que traga incentivos e sinalização clara a um número progressiva e crescentemente maior de clientes de BT que busquem orientações para o uso eficiente através de modulação de seus hábitos em um mundo que privilegia esforços de ESG – atendimento de aspectos ambientais, sociais e de governança/transparência;

- e) Buscou-se formular um programa consistente e exequível de implantação plurianual, com base em custo/benefício, de modo a possibilitar o adequado planejamento flexível, pelas empresas de distribuição, de um detalhamento apropriado no sentido de prover a progressiva proteção de receita na baixa tensão, dentro das respectivas realidades de cada área de concessão, mercados, geografias e logística de implementação, considerando que o Brasil é um país de dimensões continentais.

### PROPOSTA DE TRANSFORMAÇÃO PROGRESSIVA, RACIONAL E SUSTENTÁVEL DOS SISTEMAS ATUAIS

A partir das premissas anteriormente definidas e examinando a estratificação dos consumidores brasileiros por faixa de consumo na baixa tensão, foi possível realizar a simulação da proposição de um programa diretor de renovação dos equipamentos de medição para a implantação de alternativas tarifárias com múltiplas partes.

Foram utilizados dados de número de consumidores e consumo anual estratificados por classe de consumo relativos ao período 2014 a 2018, apresentados na referência 3, Anuário Estatístico do Setor Elétrico, publicado em 2019 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

### NÚMERO DE CONSUMIDORES

Utilizando a base de dados mencionada, os quadros evolutivos de consumidores e consumo na BT, respectivamente, nas várias classes de consumo, são resumidos e apresentados nos quadros seguintes:

CONSUMIDORES						
Classe	2014	2015	2016	2017	2018	part% Total
	Residencial Brasil	66.006.000	67.745.000	69.276.000	70.905.000	72.081.000
Comercial	5.483.056	5.607.650	5.607.132	5.669.226	5.701.447	6,8%
Industrial	514.807	490.184	478.306	471.224	462.334	0,6%
RURAL	4.259.969	4.337.562	4.345.260	4.478.508	4.499.782	5,4%
PODER PÚBLICO	540.618	546.054	537.268	551.796	548.919	0,7%
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	88.117	92.681	95.717	98.756	96.890	0,1%
Serviço Público	73.158	76.880	80.651	84.678	88.079	0,1%
Consumo Proprio	13.193	9.188	8.730	8.940	8.805	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>76.978.918</b>	<b>78.905.197</b>	<b>80.429.064</b>	<b>82.268.128</b>	<b>83.487.256</b>	<b>99,8%</b>

CONSUMO GWh						
Classe	2014	2015	2016	2017	2018	part% Total
	Residencial	132.196	131.072	132.799	134.296	137.550
Comercial	45.505	45.698	43.184	41.079	42.893	9,0%
Industrial	6.868	5.018	4.856	5.674	5.155	1,1%
RURAL	14.932	15.118	15.272	15.804	16.237	3,4%
PODER PÚBLICO	6.557	6.444	6.359	6.327	6.429	1,4%
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	14.043	15.333	15.035	15.443	15.690	3,3%
Serviço Público	1.868	1.858	1.947	2.015	2.087	0,4%
Consumo Proprio	2.477	2.284	2.257	1.614	1.622	0,3%
<b>TOTAL</b>	<b>224.444</b>	<b>222.825</b>	<b>221.709</b>	<b>222.251</b>	<b>227.662</b>	<b>48%</b>

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE.

### a - Classe residencial

Considerando o elevado número de consumidores envolvidos, o setor residencial merece destaque, conforme apresentado nos quadros seguintes, em milhares de clientes:

Como é possível depreender, cerca de 12% do mercado residencial é enquadrado na categoria baixa-renda, com 8,6 milhões de consumidores, enquanto o mercado residencial convencional responde por cerca de 88% do total existente, com 63,4 milhões de unidades consumidoras.

Este mercado tradicional, por sua vez, é segmentado por faixa de consumo médio mensal conforme apresentado no quadro seguinte, em milhares de clientes. As duas primeiras faixas juntamente consideradas, com consumo médio de até 100kwh/mês agrupam cerca de 25,4 milhões de unidades consumidoras, com 35% dos consumidores residenciais existentes.

BT Convencional	2014	2015	2016	2017	2018	var. 18/17	part% 2018
0-30 kWh	6.084	6.834	7.302	8.106	7.999	-1,3%	11,1%
30-100 kWh	13.568	16.183	16.247	17.308	17.389	0,5%	24,1%
100-200 kWh	17.020	19.577	18.468	19.886	21.101	6,1%	29,3%
200-300 kWh	8.382	8.827	8.756	8.901	9.508	6,8%	13,2%
300-400 kWh	3.726	3.551	3.776	4.101	3.671	-30,5%	5,1%
400-500 kWh	1.668	1.590	1.541	1.518	1.576	3,8%	2,2%
500-1000 kWh	1.886	1.755	1.682	1.647	1.721	4,5%	2,4%
maior que 1000 kWh	440	441	439	513	437	-14,8%	0,6%
<b>BT Convencional</b>	<b>52.776</b>	<b>58.722</b>	<b>60.214</b>	<b>61.984</b>	<b>63.405</b>	<b>2,3%</b>	<b>88,0%</b>

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE.

Já a distribuição da categoria baixa renda por faixa de consumo, dentro dos critérios atualmente previstos na regulação é ilustrada no quadro seguinte, em milhares de clientes.

BT Baixa Renda	2014	2015	2016	2017	2018	var. 18/17	part% 2018
0-30 kWh	1.464	997	1.170	1.179	1.108	-6,0%	1,7%
30-100 kWh	5.074	3.455	3.395	3.429	3.258	-5,0%	5,7%
100-200 kWh	4.887	3.433	3.424	3.290	3.291	0,0%	5,2%
200-300 kWh	1.803	1.136	1.070	1.021	1.016	-0,5%	1,6%
<b>BT Baixa Renda</b>	<b>13.229</b>	<b>9.022</b>	<b>9.061</b>	<b>8.921</b>	<b>8.634</b>	<b>-2,8%</b>	<b>12%</b>

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE.

Desenvolvendo a proposição inicial de um programa focado nos consumidores residenciais convencionais, será possível excluir os clientes residenciais convencionais de consumo abaixo de 100 kWh/mês e os clientes categorizados como baixa-renda, conforme regulação, de modo integral. Assim, é possível resumir a implementação do programa no quadro seguinte, em milhares de clientes:

BT Convencional	2014	2015	2016	2017	2018
101-200 kWh	17.020	19.577	18.468	19.886	21.101
201-300 kWh	8.382	8.827	8.756	8.901	9.508
301-400 kWh	3.726	3.551	3.776	4.101	3.671
401-500 kWh	1.668	1.590	1.541	1.518	1.576
501-1000 kWh	1.886	1.755	1.682	1.647	1.721
maior que 1000 kWh	440	441	439	513	437
<b>RES BT Convencional</b>	<b>33.122</b>	<b>35.701</b>	<b>36.662</b>	<b>36.566</b>	<b>38.014</b>

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE.

O quadro seguinte reproduz o quadro anterior com uma tabela colorida em destaque que apresenta as percentagens correspondentes a cada faixa de consumo em relação ao total de consumidores elegíveis existentes no país.

BT Convencional	2014	2015	2016	2017	2018	part% 2018
101-200 kWh	17.020	19.577	18.468	19.886	21.101	29,3%
201-300 kWh	8.382	8.827	8.756	8.901	9.508	13,2%
301-400 kWh	3.726	3.551	3.776	4.101	3.671	5,1%
401-500 kWh	1.668	1.590	1.541	1.518	1.576	2,2%
501-1000 kWh	1.886	1.755	1.682	1.647	1.721	2,4%
maior que 1000 kWh	440	441	439	513	437	0,6%
<b>RES BT Convencional</b>	<b>33.122</b>	<b>35.701</b>	<b>36.662</b>	<b>36.566</b>	<b>38.014</b>	<b>83,7%</b>

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE – elaboração própria.

O programa diretor proposto será desenvolvido visando primeiramente atender, de forma isonômica, aos clientes com maiores consumos, e progressivamente abrangendo faixas de menor consumo, de modo a manter um ritmo equilibrado de implantação para atingir os 38 milhões ou 52,7% dos clientes BT, ao longo de um período de oito anos, entre 2023 e 2030, em quatro ondas, representadas por cores diferentes, que podem ser distribuídas em programas plurianuais de forma a suavizar e encadear a implementação do programa de forma previsível e factível

Programa residencial de oito anos - 2023 a 2030					
	Início	Fim	Total UC Resid.	UC / Ano	
1ª onda	2023	2023	3.734	3.734	
2ª onda	2024	2024	3.671	3.671	
3ª onda	2025	2026	9.508	4.754	
4ª onda	2027	2030	21.101	5.275	
<b>Total</b>	<b>2023</b>	<b>2030</b>	<b>38.014</b>	<b>4.752</b>	

Fonte: Elaboração própria.

### b - Demais classes e Programa Diretor

Para as demais classes de consumidores, em razão do número muito menor de clientes envolvidos, o programa foi redimensionado para um período menor, de apenas quatro anos, com exceção da classe rural, a qual, por motivos óbvios de densidade de consumidores e restrições de conectividade para a medição remota, o programa contemplou apenas 40% dos consumidores existentes e foi mantido em oito anos, como na classe residencial.

O programa diretor completo atinge, em 4 ondas, aproximadamente 5 a 6 milhões de clientes por ano, um total de 46,6 milhões de clientes ou 55,8% do total de consumidores do Brasil, na seguinte seqüência:

- ✓ 1ª. onda em 2023: residenciais acima de 400 kWh, 5% da categoria rural e 25% das demais classes;
- ✓ 2ª. onda em 2024: residenciais entre 300 kWh e 400 kWh, 5% da categoria rural e 25% das demais classes;



Programa Tarifa Branca reformulada 2022-2027 Número de consumidores									
Classe / ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 8 anos
Residencial	3.734.000	3.671.000	4.754.000	4.754.000	5.275.250	5.275.250	5.275.250	5.275.250	38.014.000
Comercial	1.425.362	1.425.362	1.425.362	1.425.362	0	0	0	0	5.701.448
Industrial	115.584	115.584	115.584	115.584	0	0	0	0	462.336
Rural	224.989	224.989	224.989	224.989	224.989	224.989	224.989	224.989	1.799.912
Poder Público	137.230	137.230	137.230	137.230	0	0	0	0	548.920
Serviço Público	22.020	22.020	22.020	22.020	0	0	0	0	88.080
Consumo próprio	2.201	2.201	2.201	2.201	0	0	0	0	8.804
<b>Total</b>	<b>5.661.386</b>	<b>5.598.386</b>	<b>6.681.386</b>	<b>6.681.386</b>	<b>5.500.239</b>	<b>5.500.239</b>	<b>5.500.239</b>	<b>5.500.239</b>	<b>46.623.500</b>
<b>Total acumulado</b>	<b>5.661.386</b>	<b>11.259.772</b>	<b>17.941.158</b>	<b>24.622.544</b>	<b>30.122.783</b>	<b>35.623.022</b>	<b>41.123.261</b>	<b>46.623.500</b>	<b>5.827.938</b>
<b>% acumulada BT</b>	<b>6,8%</b>	<b>13,5%</b>	<b>21,5%</b>	<b>29,5%</b>	<b>36,1%</b>	<b>42,7%</b>	<b>49,3%</b>	<b>55,8%</b>	

Fonte: elaboração própria

✓ 3ª. onda em 25/26: residenciais entre 200 kWh e 300 kWh mês, 5% da categoria rural e 25% das demais classes;

✓ 4ª. onda em 27/30: residenciais entre 100 kWh e 200 kwh/mês e 5% da categoria rural.

## CONSUMO

O Programa não deve apenas considerar o número de consumidores escolhidos, mas, principalmente, o volume de energia que passará a ser gerenciado anualmente pelos sistemas inteligentes e tecnologicamente mais avançados, sendo para esta estimativa aplicada a mesma metodologia adotada para a seleção inicial dos consumidores elegíveis.

### a. Residencial

Com o programa residencial focado nos consumidores residenciais convencionais, será possível excluir os clientes residenciais convencionais de consumo abaixo de 100 kWh/mês e também os clientes categorizados como baixa-renda, conforme regulação, de modo integral, é possível resumir a implementação do programa no quadro seguinte:

Consumo em GWh						
BT Convencional	2016	2017	2018	2019	2020	part. 2028
100-200 kWh	29.379	31.394	33.566	34.824	36.400	26,6%
200-300 kWh	34.750	35.212	36.181	36.164	27.586	30,0%
300-400 kWh	14.965	14.503	14.564	14.389	14.572	20,6%
400-500 kWh	8.039	8.288	8.230	8.003	7.943	13,9%
500-1000 kWh	14.464	13.946	13.363	12.787	12.540	19,2%
maior que 1000 kWh	0,2%	0,2%	0,3%	0,4%	0,2%	0,2%
<b>BT Convencional</b>	<b>101.861</b>	<b>102.668</b>	<b>106.212</b>	<b>106.617</b>	<b>109.541</b>	<b>76,7%</b>

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE – elaboração própria.

Cada faixa de consumo representa as percentagens apresentadas na sequência da tabela em relação ao total de consumo de energia residencial existente no país.

O programa será desenvolvido visando primeiramente atender aos clientes com maiores consumos, e progressivamente abrangendo faixas de menor consumo, de modo a manter um ritmo equilibrado de implantação para 108.327 GWh ou 78,7% do consumo residencial em BT no país, ao longo de um período de oito anos, entre 2023 e 2030, da seguinte forma:

PROGRAMA RESIDENCIAL DE 8 ANOS - 2022 A 2029					
		INIC	FIM	TOTAL GWh RES	GWh /ANO
1a onda	2022	2022		29.769	29.769
2a onda	2023	2023		14.572	14.572
3a onda	2024	2025		27.586	13.793
4a onda	2026	2029		36.400	9.100
<b>TOTAL</b>	<b>2022</b>	<b>2029</b>		<b>108.327</b>	<b>13.541</b>

### b. Demais classes e Programa Diretor

A mesma metodologia aplicada ao consumo equivalente aos consumidores selecionados em cada onda resulta no quadro seguinte:

Programa Tarifa Branca reformulada 2022-2027 - Consumo em GWh									
Classe / ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 8 anos
Residencial	29.769	14.572	13.793	13.793	9.100	9.100	9.100	9.100	108.327
Comercial	10.723	10.723	10.723	10.723	0	0	0	0	42.892
Industrial	1.289	1.289	1.289	1.289	0	0	0	0	5.156
Rural	2.030	2.030	2.030	2.030	2.030	2.030	2.030	2.030	16.240
Poder Público	1.607	3.769	3.769	3.769	0	0	0	0	12.914
Serviço Público	522	3.945	3.945	3.945	0	0	0	0	12.357
Consumo próprio	406	810	810	810	0	0	0	0	2.836
<b>Total</b>	<b>46.346</b>	<b>37.138</b>	<b>36.359</b>	<b>36.359</b>	<b>11.130</b>	<b>11.130</b>	<b>11.130</b>	<b>11.130</b>	<b>200.722</b>
<b>Total acumulado</b>	<b>46.346</b>	<b>83.484</b>	<b>119.843</b>	<b>156.202</b>	<b>167.332</b>	<b>178.462</b>	<b>189.592</b>	<b>200.722</b>	
<b>% acumulada BT</b>	<b>20,4%</b>	<b>36,7%</b>	<b>52,6%</b>	<b>68,6%</b>	<b>73,5%</b>	<b>78,4%</b>	<b>83,3%</b>	<b>88,2%</b>	

Fonte: elaboração própria.

### c. Programa Diretor consolidado – consumidores e consumo associado

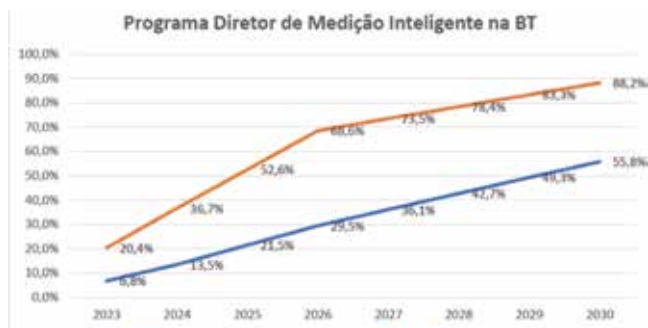
Das análises e proposições realizadas será possível apresentar a seguinte implementação anual proposta:

Classe / Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nº de consumidores acumulado BT	5.461.386	11.258.772	17.941.158	24.622.544	30.122.783	35.623.022	41.123.261	46.623.500
Acumulado BT - GWh	46.340	81.684	119.843	156.202	187.332	216.462	245.592	274.722

Fonte: elaboração própria.

Os valores acumulados de implementação podem ser resumidos no quadro e gráfico seguintes. Em oito anos será possível atender com sistemas de medição inteligente conectados quase 56% dos consumidores do país, que respondem a mais de 88% do consumo total de energia elétrica na baixa tensão. Ficaram de fora deste programa inicialmente proposto apenas os consumidores tradicionais de baixo consumo e os consumidores de baixa renda, além da maioria dos consumidores rurais, que possuem dificuldade maior de implementação no que concerne aos sistemas de telecomunicações:

Classe / Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nº de consumidores acumulado BT	5,8%	11,5%	21,5%	29,5%	36,1%	42,7%	49,3%	55,8%
Acumulado BT - GWh	20,4%	36,7%	52,6%	68,6%	73,5%	78,4%	81,3%	84,2%



Fonte: elaboração própria

Este artigo continua na próxima edição.

\* Cyro Vicente Boccuzzi é, desde 2007, Sócio-Diretor da ECOEE, empresa de engenharia e consultoria focada em gestão de energia e tecnologias avançadas, pioneira em tecnologias de sistemas inteligentes de energia. É fundador e Presidente do Fórum Latino-Americano de Smart Grid. É engenheiro eletricista pela Universidade Mackenzie, pós-graduado em Administração de Empresas pela FGV, possui MBA em Finanças e Controladoria de Empresas pela FIPECAFI / FEA / FIA / USP e é membro e Conselheiro de Administração de Empresas Certificado pelo IBGC. ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica é uma sociedade civil sem fins lucrativos que representa os setores elétrico e eletrônico de todo o Brasil. Bastante atuante desde 1963, possui como associadas empresas nacionais e estrangeiras, instaladas em todo país e de todos os portes. A sua expertise está alinhada com as melhores práticas e tecnologias de ponta em nível mundial, envolvidas com a fabricação de produtos das áreas elétrica e eletrônica e, também, na integração de sistemas que agregam valor local no seu processo produtivo, independentemente do porte e da origem do capital.

# SEGURANÇA É IMPORTANTE PARA VOCÊ?



0,6/1 kV – 90° - NBR 13248

Ideal para locais de grande fluxo de pessoas como **Shoppings, Casas Noturnas, Estabelecimentos Comerciais, Instalações Industriais e outros.**



## FIOS E CABOS ANTICHAMA E COM BAIXA EMISSÃO DE FUMAÇA.

- Alta capacidade de condução de corrente
- Alta durabilidade da cobertura
- Cobertura não halogenada
- Características de auto extinção em caso de fogo e baixa emissão de fumaça e gases tóxicos



Condumax e Incesa



Condumax e Incesa



Condumax



Condumax

SOLICITE UMA  
**DEMONSTRAÇÃO  
TÉCNICA**

**0800 701 3701**  
www.condumax.com.br

**Condumax**  
FIOS E CABOS ELÉTRICOS

**Incesa**  
COMPONENTES ELÉTRICOS