

Contribuição ABINEE para MME – Consulta Pública estabelecida pela PORTARIA Nº 690/GM/MME, DE 29 DE SETEMBRO DE 2022

Abertura Mercado de Energia Elétrica em BT

A 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. Sua importância como entidade de classe é função direta da representatividade do setor no contexto da economia brasileira, bem como da ativa participação efetiva de seu quadro de associadas nas suas atividades. A Abinee possui um quadro qualificado e permanente de funcionários, do qual fazem parte engenheiros, economistas, advogados, administradores de empresa e especialistas em comércio exterior, cobrindo uma expertise amplamente diversificada e ao mesmo tempo profunda em cada área de atuação. 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.

Inicialmente cumprimos este Ministério pela iniciativa da Consulta Pública e oportunidade de apresentarmos as nossas considerações.

Preocupados com o fato das discussões das reformas no arcabouço legal e regulatório, na chamada “modernização do setor elétrico brasileiro”, focando a abertura do mercado de energia, a eliminação de subsídios e a reavaliação dos modelos de negócios do setor não preverem os investimentos necessários na modernização dos sistemas de transmissão e distribuição (T&D). Os sistemas de T&D são a infraestrutura de transporte e logística necessária para integrar, habilitar e orquestrar, de forma otimizada, as medidas e tecnologias necessárias desde a produção de energia até o seu uso final pelos consumidores. O setor elétrico é mundialmente entendido como chave para a redução de emissões em outros setores, como através da eletrificação do transporte, edifícios e

de outros usos para cumprir as metas de redução de emissões. Para isso os sistemas existentes precisam ser preparados para absorver a demanda adicional, operar com recursos energéticos distribuídos e suportar eventos climáticos extremos. A digitalização dos sistemas de T&D adicionalmente permite a habilitação de interações automáticas, quebrando as fronteiras entre consumidores e fornecedores em um mercado competitivo de energia e equilibrando a oferta e a demanda em tempo real.

Ao final de 2021 desenvolvemos um estudo¹, anexo a esta contribuição para pronta referência, encaminhado e apresentado a este Ministério e à ANEEL em fevereiro de 2022, como ponto de partida para uma discussão pública mais ampla sobre a forma de viabilizar os passos necessários para a implementação de medição e tarifas inteligentes aos consumidores brasileiros de baixa tensão. O estudo propõe e simula um plano diretor para que as empresas de distribuição possam desenvolver seus estudos de forma a atender as características regionais de redes e de mercado, com critérios uniformes, porém suficientemente flexíveis para que cerca de 88% do volume de energia atendido em BT no Brasil seja coberto por medição inteligente em um período de cerca de 8 anos, com a substituição e implementação de conectividade em apenas 56% dos medidores existentes.

Essa métrica implica em uma troca média de cerca de 7 milhões de medidores por ano. Atualmente a ABINEE estima que o conjunto de empresas distribuidoras substitua algo em torno 7 a 8% dos medidores existentes, ou seja de 6 a 7 milhões de unidades de medidores, do parque total de 87 milhões instalados. Nenhuma empresa atualmente (e já há mais de 15 anos) se utiliza de medidores novos eletromecânicos e o desafio relevante será o de prover conectividade a esta massa de substituição e renovação anual sempre que possível, de forma a atingir a sua contribuição- meta global do país.

A introdução do 5G, que deverá cobrir até 2030 as cidades com mais de 30 mil habitantes oferecendo uma oportunidade importante, caso haja incentivos de compartilhamento de infraestrutura entre os setores elétrico e de telecomunicações.

¹ Contribuições da ABINEE para o Setor Elétrico Brasileiro: A Medição Inteligente como ferramenta para modernizar o setor elétrico no Brasil – ABINEE para MME e ANEEL – 1º semestre de 2022

Trata-se de um investimento estimado conservadoramente em torno de R\$ 45 bilhões de reais diluído em 8 anos de implementação, através de camadas de atendimento dos consumidores de maior porte, inicialmente industriais e comerciais para progressivamente abarcar os consumidores residenciais. Esta implantação, em princípio, não cobriria os consumidores de baixo consumo (abaixo de 100 kWh) e nem aqueles caracterizados como baixa renda, assim como a maior parte dos consumidores rurais, onde a conectividade é mais deficiente, custosa e problemática.

Na análise de recentes contribuições dos agentes nas chamadas públicas da ANEEL – TS 11 e na CP 131 deste Ministério, relativa à abertura do mercado para a alta tensão, é fato que existe total consenso no setor que a introdução de novas tecnologias pelas distribuidoras, especialmente as medições e tarifas inteligentes é medida prioritária para suportar a pretendida abertura de mercado na baixa tensão e simultaneamente habilitar benefícios reais aos consumidores. O FASE – Fórum das Associações do Setor Elétrico também elaborou uma agenda propositiva durante as eleições em 2022 sobre os temas prioritários do Setor Elétrico Brasileiro, entre os quais é proposto estruturar o Programa Brasileiro de Medição Inteligente e promover a modernização tarifária.

Esta medida não pode se limitar ao uso de recursos de P&D, como mencionado no item 4.31 da nota técnica 29/ 2022 / ASSEC que dá respaldo a presente consulta Pública, mas sim deve ser incorporada ao novo papel esperado para o segmento de distribuição. Vários países já estão implantando a segunda geração de medidores e tarifas inteligentes, enquanto o Brasil se propõe a continuar seguindo por mais alguns anos 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. A real modernização do setor, para gerar benefícios de melhor alocação de custos aos diferentes clientes, requer suporte tecnológico apropriado, inclusive para quebrar o ciclo de recorrentes socorros aos agentes do setor que já totalizaram mais do que R\$ 500 bilhões de reais nos últimos 27 anos e que vem comprometendo a modicidade tarifária pelo compromisso recorrente de diferimento de custos para aumentos já nos próximos anos.

As barreiras existentes para a evolução tecnológica já são de amplo consenso e conhecimento da ANEEL, que tem estudado alternativas para realizar as evoluções regulatórias necessárias. A atual regulação prevê a incorporação dos ativos na base de remuneração das empresas em ciclos de quatro ou cinco anos, que muitas vezes correspondem a mais de metade da vida útil esperada para os medidores e demais equipamentos eletrônicos de controles das redes inteligentes. Além disso, a regulamentação prevê que novos serviços e receitas sejam compartilhados em mais de 30% com os consumidores através de redução nas tarifas, deixando a cargo das empresas todos os riscos e grande incerteza de recuperação dos custos de modernização e oferta dos serviços. Existe consenso no setor que os ciclos de reconhecimento e de compartilhamento de ganhos de eficiência e receitas precisam ser revistos, bem como os parâmetros de vida útil destes equipamentos, que tem sido reconhecidamente obsoletos em ciclos de tempo cada vez mais reduzidos.

A ABINEE registra que o PL 414 endereça ações fundamentais não contempladas nesta Consulta Pública e processo resolutório para a viabilização de uma abertura sustentável de mercado. Estes pontos dizem respeito à questão da contratação das distribuidoras, o lastro de capacidade atualmente provido quase que exclusivamente pelos consumidores regulados e as questões de desconto na TUST e TUSD para alguns grupos de consumidores, gerando assimetrias que necessitam também ser equacionadas. Assim sendo, entendemos ser importante que o citado PL seja aprovado adicionalmente a presente medida proposta por este Ministério.

A Nota Técnica 29 / 2022 / ASSEC adicionalmente coloca sobre as distribuidoras o papel de comercializador regulado e de supridor de última instância, o que de certa forma compromete e posterga o processo de desagregação entre o suprimento de energia e os serviços de redes, e conseqüente adia a discussão do novo papel das distribuidoras de energia, na forma exclusiva de operadores de rede. Ocorre que a maior parte dos contratos de concessão irão expirar entre 2025 e 2031, afetando 60% dos consumidores do país, sendo fundamental, necessário e urgente redefinir as condições em que a renovação ou a re-licitação deva ocorrer, para contemplar também as necessidades de

evolução e as oportunidades que as redes inteligentes, a descentralização, digitalização e descarbonização possam significar em termos de novos negócios e receitas.

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.

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.

O documento preparado pela ABINEE não tem a pretensão de ser a solução final deste programa, mas sim e principalmente servir de semente e ponto de partida para uma discussão mais ampla e otimizada entre os agentes para a estruturação de um programa planejado que garanta a necessária transição dentro de reais custos e benefícios otimizados e que possam abrir, de fato uma nova era para o suprimento de eletricidade no país.

A abertura de mercado para a baixa tensão só faz sentido caso haja aumento de eficiência na cadeia produtiva e traga vantagens reais aos consumidores. O principal objetivo dessa abertura é o verdadeiro empoderamento do consumidor, com

participação ativa no mercado de energia, e a consequente evolução do modelo de negócios da distribuição. Isso somente será possível com a digitalização das redes e dos serviços de energia. A digitalização é o único meio de prover informações transparentes a respeito dos custos dos serviços oferecidos e dos usos incorridos em cada caso, para que os clientes possam adotar medidas efetivas para o uso eficiente de energia e gerenciar suas necessidades em modalidades tarifárias que permitam a modicidade. Por exemplo, participando de mercados de flexibilidade e eventualmente modificando hábitos e parâmetros de consumo que penalizam os valores de suas contas. Esta digitalização também é fundamental para permitir a integração em larga escala de Recursos Distribuídos de Energia - RDEs como geração distribuída, recursos de armazenamento de energia, automação predial e resposta a demanda. A experiência internacional demonstra que países que realizaram a abertura de mercado sem a implantação de sistemas de medição que proporcionem a digitalização dos serviços e das redes não conseguiram atingir os benefícios esperados aos consumidores de baixa tensão, justamente pela indisponibilidade de transparência e informações de custos que permitissem atingir os seguintes objetivos: significativa redução de subsídios cruzados através de melhor alocação de custos; a possibilidade de implantação de eficiência energética pelos consumidores com consequente redução de emissões; a modicidade tarifária através da oferta de um cardápio de opções tarifárias, mais aderentes a cada segmento específico de clientes; a otimização do uso dos ativos existentes e a operação otimizada dos sistemas, com postergação de investimentos.

Anexos

[1] Carta ABINEE nº 2000008, de 08 de fevereiro de 2022 para o Ministro de Minas e Energia

[2] ABINEE. Contribuições da ABINEE para o Setor Elétrico Brasileiro: A Medição Inteligente como ferramenta para modernizar o setor elétrico no Brasil.



2000008

São Paulo, 08 de fevereiro de 2022.

Excelentíssimo Senhor
Bento Albuquerque
Ministro de Minas e Energia
Ministério de Minas e Energia - MME

Ref.: A Medição Inteligente como ferramenta para modernizar o setor elétrico no Brasil

Senhor Ministro,

A ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, vem à presença de Vossa Excelência solicitar audiência para apresentar uma proposta para um plano diretor de medição inteligente, como detalhamos no anexo.

O setor elétrico está passando por mudanças profundas provocadas pelas dificuldades que tem enfrentado pelo processo de digitalização que abre novas oportunidades. Diante disso, faz-se mister viabilizar e implementar a medição inteligente pois somente a partir dela será possível modernizar o setor elétrico possibilitando novos serviços aos consumidores, novos produtos tarifários e o mercado livre.

Por tudo isso, trazemos nossa proposta para discussão.

Certos da habitual atenção com que temos sido distinguidos por esse Ministério, renovamos nossos protestos de estima e consideração.

Atenciosamente,

Humberto Barbato
Presidente Executivo

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
Av. Paulista, 1313 - 7º andar - 01311-923 - São Paulo - SP - Tel.: 55 11 2175-0000 - Fax: 55 11
2175-0090 www.abinee.org.br

MME - PROTOCOLO GERAL
Recebido às 14:20 horas.
Em 10 / 02 / 2022

Assinatura

Contribuições da ABINEE para o Setor Elétrico Brasileiro:

A Medição Inteligente como ferramenta para modernizar o setor elétrico no Brasil

1. Introdução

Desde a sua criação, a precificação dos serviços de eletricidade tem sido feita 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 a infraestrutura disponibilizada pela companhia de eletricidade para atender 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 pouca iluminação, 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, deve 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/e1968, 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:

“Art 13. As tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo B serão, inicialmente, calculadas sob a forma binômnia com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia e serão fixadas, após conversão, para a forma monômnia equivalente, admitindo-se o estabelecimento de blocos.”

A população em geral não foi historicamente educada para esta realidade, 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 das tarifas de baixa tensão serem calculadas de forma binômia, sua aplicação ainda hoje se dá na forma monômia na baixa tensão. Além disso, os custos marginais 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 tarifária 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 muitos anos de estudos, 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 57,6 mil consumidores ou 0,1% do mercado potencial em 3 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 e em razão dos 3 dogmas não resolvidos, pelo lado da ANEEL.

2. Revitalizando as opções tarifárias para a Baixa Tensão

Partindo do princípio, a título de simplificação, de que os consumidores brasileiros de alta tensão já são integralmente ou quase integralmente telemedidos, é possível propor 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. Este programa, formulado dentro das melhores práticas globais, deve ser reformulado e repensado da seguinte forma:

- 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 mandatória, e não facultativa, para uma classe pré-definida de consumidores, com maior consumo e demanda, objetivando gerar correta alocação de custos de atendimento e redução de riscos e investimentos sistêmicos, consequentemente promovendo modicidade tarifária na prática.

Entre as lições aprendidas do passado recente de não evolução tecnológica nos sistemas em operação no Brasil, é possível propor algumas premissas para trazer benefícios concretos que sejam possíveis de atingir com emprego de tecnologia. Na premissa da modicidade, em vez de pura redução de custos no curto prazo, a meta deve ser a sustentabilidade e a possibilidade de 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.

- Será necessário estruturar um programa de implementação que traga incentivos e sinalização clara a um número progressivamente 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.
- O Programa deverá garantir que haja um programa consistente e exequível de implantação plurianual, com base em custo/benefício, de modo a possibilitar o adequado planejamento pelas empresas de distribuição em uma logística apropriada no sentido de prover a progressiva proteção de receita na baixa tensão, dentro das respectivas realidades de área de concessão,

mercados, geografias e logística de implementação, considerando que o Brasil é um país de dimensões continentais.

3. Diretrizes para uma transformação progressiva, racional e sustentável dos sistemas atuais

Apartir 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 no Anuário estatístico do setor, publicado em 2019 pela EPE - vide referência (3).

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							
Baixa Tensão	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	86,1%
	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 PUBLICO	540.618	546.054	537.268	551.796	548.919	0,7%
	ILUMINAÇÃO PUBLICA	88.117	92.681	95.717	98.756	96.890	0,1%
	Serviço Publico	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%
TOTAL	76.978.918	78.905.199	80.429.064	82.268.128	83.487.256	99,8%	

CONSUMO GWh							
Baixa Tensão	Classe	2014	2015	2016	2017	2018	part% Total
	Residencial	132.196	131.072	132.799	134.296	137.550	29,0%
	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 PUBLICO	6.557	6.444	6.359	6.327	6.429	1,4%
	ILUMINAÇÃO PUBLICA	14.043	15.333	15.035	15.443	15.690	3,3%
	Serviço Publico	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%
TOTAL	224.444	222.825	221.709	222.251	227.662	48%	

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE

4. Número de Consumidores

a. Classe Residencial

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

Classe Residencial	2014	2015	2016	2017	2018	var. 18/17	part% 2018
Alta Tensão	-	1	1	1	-	-100,0%	0,00%
BT Convencional	52.776	58.722	60.214	61.984	63.405	2,3%	87,96%
Baixa Renda	13.229	9.022	9.061	8.921	8.674	-2,8%	12,03%
Residencial Brasil	66.006	67.746	69.277	70.906	72.081	1,7%	100%

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%
101-200 kWh	17.020	19.577	18.468	19.886	21.101	6,1%	29,3%
201-300 kWh	8.382	8.827	8.756	8.901	9.508	6,8%	13,2%
301-400 kWh	3.726	3.551	5.776	4.101	3.671	-10,5%	5,1%
401-500 kWh	1.668	1.550	1.541	1.518	1.576	3,8%	2,2%
501-1000 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%
BT Convencional	52.776	58.722	60.214	61.984	63.405	2,3%	88,0%

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%	5,1%
101-200 kWh	4.887	3.433	3.424	3.290	3.291	0,0%	5,2%
201-300 kWh	1.803	1.136	1.070	1.021	1.016	-0,5%	1,6%
BT Baixa Renda	13.229	9.022	9.061	8.921	8.674	-2,8%	12%

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	5.776	4.101	3.671
401-500 kWh	1.668	1.550	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
RES BT Convencional	33.122	35.701	36.662	36.566	38.014

O quadro seguinte reproduz o quadro anterior com uma tabela colorida em destaque que apresenta as porcentagens correspondentes a cada faixa de consumo em relação ao total de consumidores 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	5.776	4.101	3.671	5,1%
401-500 kWh	1.668	1.550	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%
RES BT Convencional	33.122	35.701	36.662	36.566	38.014	52,7%



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 8 anos, entre 2023 e 2030, em 4 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 8 anos - 2023 a 2030					
		Inic	Fim	Total UC Res	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
	Total	2023	2030	38.014	4.752

b. Demais Classes e Programa Diretor

Para as demais classes de consumidores, em razão do muito menor número de clientes envolvidos, o programa foi redimensionado para um período menor, de apenas 4 anos, a menos da classe rural, onde 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 8 anos, como na classe residencial.

O programa diretor completo atinge em 4 ondas de 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 sequência:

- ✓ 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 e 400 kWh, 5% da categoria rural e 25% das demais classes
- ✓ 3ª. onda em 25/26 residenciais entre 200 e 300 kWh mês, 5% da categoria rural e 25% das demais classes
- ✓ 4ª. onda em 27/30 residenciais entre 100 e 200 kwh/mês e 5% da categoria rural

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
Total	5.661.386	5.598.386	6.681.386	6.681.386	5.500.239	5.500.239	5.500.239	5.500.239	46.623.500
Total acumulado	5.661.386	11.259.772	17.941.158	24.622.544	30.122.783	35.623.022	41.123.261	46.623.500	5.827.938
% acumulada BT	6,8%	13,5%	21,5%	29,5%	36,1%	42,7%	49,3%	55,8%	

5. Consumo

Não apenas considerando o número de consumidores, mas o volume de energia gerenciada pelos sistemas inteligentes e tecnologicamente mais avançados teremos, a mesma metodologia aplicada.

a. Residencial

Assim, 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	2014	2015	2016	2017	2018	part% 2018
101-200 kWh	29.379	32.394	33.566	34.824	36.400	26,5%
201-300 kWh	24.750	25.252	26.181	26.164	27.586	20,0%
301-400 kWh	14.965	14.503	14.564	14.389	14.572	10,6%
401-500 kWh	8.659	8.284	8.210	8.001	7.943	5,8%
501-1000 kWh	14.464	13.766	13.361	12.787	12.592	9,2%
maior que 1000 kWh	9.176	8.759	8.630	8.652	9.234	6,7%
BT Convencional	101.393	102.958	104.512	104.817	108.327	78,7%



Cada faixa de consumo representa as porcentagens 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 108327 GWh ou 78,7% do consumo residencial em BT

no país, ao longo de um período de 8 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
	TOTAL	2022	2029	108.327	13.541

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
Total	46.346	37.138	36.359	36.359	11.130	11.130	11.130	11.130	200.722
Total acumulado	46.346	83.484	119.843	156.202	167.332	178.462	189.592	200.722	
% acumulada BT	20,4%	36,7%	52,6%	68,6%	73,5%	78,4%	83,3%	88,2%	

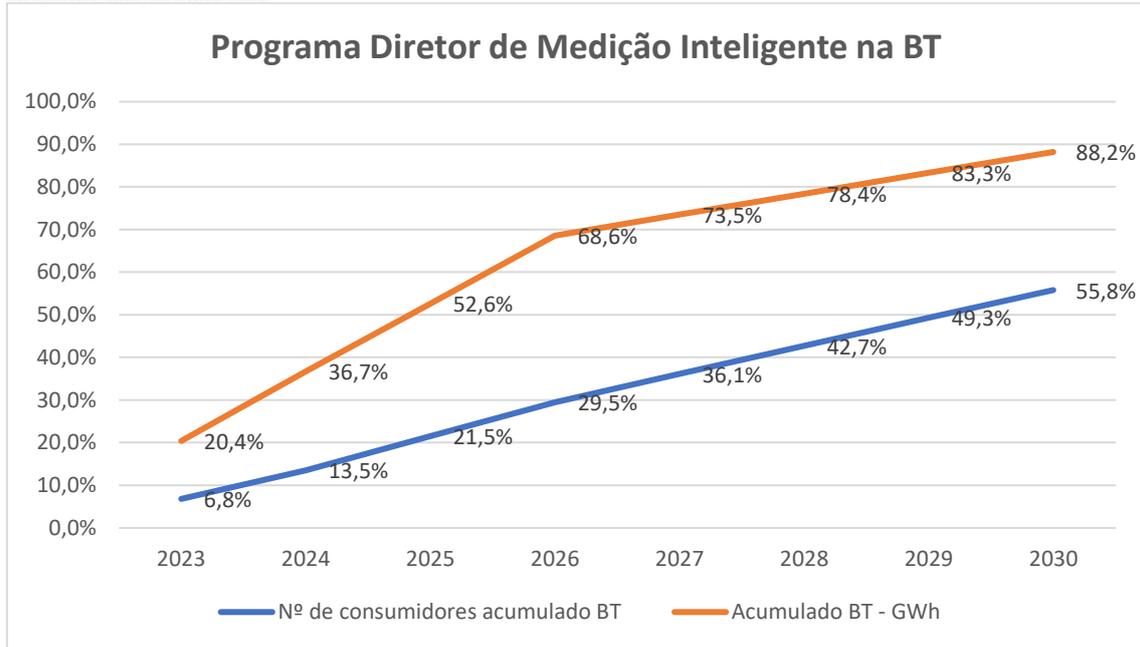
6. Programa Diretor Consolidado – Consumidores e Consumo associado

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 acumulados BT	5.661.386	11.259.772	17.941.158	24.622.544	30.122.783	35.623.022	41.123.261	46.623.500
Acumulado BT - GWh	46.346	83.484	119.843	156.202	167.332	178.462	189.592	200.722

Os Valores acumulados de implementação podem ser resumidos no quadro e gráfico seguintes:

Classe / Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nº de consumidores acumulados BT	6,8%	13,5%	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%	83,3%	88,2%



7. Avaliação de Mérito do Programa Diretor

Adotando as métricas adotadas pelo estudo de redes inteligentes desenvolvido em 2012 pela ABRADEE - vide referência (4), em valores atualizados, os valores atualizados chegariam em torno de R\$ 61,5 bilhões, mas com a brutal evolução tecnológica e redução de custos desde então, podemos estimar com base em aquisições mais recentes realizadas pela Copel e Cemig, bem como considerando economia de escala adotada para um programa estabelecido e plurianual, seria possível implementar medições inteligentes com investimentos em torno de R\$ 45 bilhões.

A razoabilidade da proposta, seja em termos de consumidores, prazos, investimentos e resultados de proteção da receita pode ser aferida, comparando-se os subsídios globais já concedidos no setor elétrico entre o final do século passado e 2020, da ordem de 10 vezes superior - vide referência (2).

A adoção de um Programa plurianual, sustentado por políticas públicas como é feito nos países que lideram a transição energética no mundo, trará plena previsibilidade de investimentos para distribuidoras e de atendimento ao mercado pelos fabricantes de modo a proporcionar planejamento adequado, economias adicionais de escala, proteção de receitas, bem como permitirá oferecer aos clientes ferramentas de qualidade avançada para gerenciamento de seu uso individual de energia.



Associação Brasileira
da Indústria Elétrica e Eletrônica

A nova infraestrutura de medição avançada permitirá a implantação efetiva de programas de gerenciamento do lado da demanda, requisito inquestionável em muitos países cuja necessidade crescente no Brasil ficou clara com as análises mais profundas desenvolvidas pelo próprio governo, através do ONS e EPE durante os estudos desenvolvidos para o gerenciamento da crise hídrica de 2020/2021. Atualmente há consenso que o quadro de crescente requisito de flexibilidade de atendimento será recorrente, em razão da crescente participação das fontes renováveis variáveis e das mudanças climáticas.

Além do gerenciamento da demanda e do gerenciamento energético e criação de cultura de uso racional pelos consumidores, um importante legado adicional das novas tecnologias de medição inteligente será a criação de um ambiente competitivo avançado pela inserção de tarifas inteligentes aderentes a diferentes perfis de uso, oferecendo, assim opções reais aos diferentes clientes que permitam o atingimento efetivo de tarifas módicas, em ambiente de mercado livre, aberto e competitivo.

As novas tecnologias permitirão, adicionalmente, promover equidade no tratamento dos consumidores e possibilidade de alocação de custos mais justa e menos generalizada, como atualmente ocorre nas bandeiras tarifárias, onde clientes de maior e de menor consumo pagam os mesmos encargos indiscriminadamente.

Esta proposta deixou de lado, intencionalmente, os consumidores baixa-renda e de mercado convencional com consumo abaixo de 100 kWh mensais, uma vez que os investimentos e a complexidade de logística e acesso de implementação demandam atenção específica. Entretanto, a realidade de muitas distribuidoras aponta interesse específico de investimentos prioritários nestes mercados, que podem ser importante fonte de eliminação de ineficiências e perdas, também contribuindo acentuadamente para a modicidade tarifária. Haveria a possibilidade de incluir as categorias de baixa renda e de baixo consumo em um programa de prazos mais dilatados a partir da última faixa, para assegurar no longo prazo o princípio de isonomia.

Estes investimentos estruturantes viabilizados por uma política pública realista e urgentemente necessária, permitirá, em poucos anos, eliminar novas crises sucessivas e recorrentes, substituindo rateios de custeio de “emergências” e deixando legados que se constituem em sólidos fundamentos para resgatar a estabilidade e previsibilidade, fatores fundamentais para competitividade mundial da economia do Brasil e da qualidade de vida de sua população.

8. Factibilidade da Implementação Prática e estabelecimento do Programa Diretor delegado a cada distribuidora

A partir do Plano Diretor Global, é natural definir a contribuição “*pro-rata*” de sua implementação para cada distribuidora, proporcionalmente ao número de consumidores de baixa tensão sob responsabilidade de cada uma das empresas. Assim seria importante definir uma curva guia que expressasse a cota-parte sob responsabilidade de cada empresa.

Estabelecido o Plano Diretor de cada empresa, resta discutir a forma, a factibilidade e os custos de sua implementação efetiva, uma vez que o Brasil é país de dimensões continentais e com larga variedade de realidades regionais, sendo composto por diferentes mercados e distribuidoras, conforme abordado em detalhes no artigo internacional da referência 3.

Assim, qualquer proposta deve considerar na sua implementação os aspectos regionais e a realidade tarifária, logística e econômica existentes em cada área de concessão de cada uma das empresas distribuidoras, uma vez que caberá a estas empresas a implementação do programa em sua área de atendimento, dentro das diretrizes macro estabelecidas pelo programa diretor.

As distribuidoras são poder instituído, e representam o Estado em suas respectivas áreas de atuação. Por outro lado, tem compromissos com investidores privados que precisam ser remunerados adequadamente, razão pela qual existe interesse recíproco convergente (estado e setor privado) de que a implantação seja feita com razoabilidade de custos e com efetividade de implementação, bem como com retorno econômico que proporcione sustentabilidade econômica de longo prazo a este importante setor de infraestrutura.

A simples consideração da faixa de consumo pode implicar em dificuldades logísticas elementares de implementação nas distribuidoras, enquanto estes consumidores podem estar em diferentes graus de dispersão geográfica em diferentes áreas de concessão. Além disso é necessário também considerar que estes medidores, para realmente viabilizarem a implementação de tarifas inteligentes, devem ser conectados e gerenciados a distância, o que também traz um requisito adicional, relativo à viabilidade de realizar a conectividade dentro de parâmetros mínimos, técnicos e econômicos. A conectividade é um elemento chave para habilitar benefícios que trarão o retorno sustentável desses investimentos, proporcionando funcionalidades que proporcionem tarifas que promovam a melhoria do fator de carga, o gerenciamento da demanda e principalmente os benefícios de redução expressiva de custos

operacionais para as empresas, como controle de perdas e inadimplência através de leitura e agregação contínuas, balanço de energia e corte / religação remotas.

Todas as empresas e a própria ANEEL têm desenvolvido expressivos estudos de segmentação de seus mercados consumidores ao longo dos últimos 20 anos, como atestam os documentos e estudos não exaustivos listados nas referências 6 a 13, além de outros estudos que serviram de base para, por exemplo, definição dos conjuntos de consumidores que servem de base para apuração dos indicadores de continuidade de fornecimento ou perdas a serem consideradas nas tarifas.

A partir de sua própria curva de implementação, caberá a cada empresa desenvolver programas executivos para o “roll out” de medição inteligente dentro de sua realidade. Claramente, na implementação prática deverão ser considerados não apenas os parâmetros técnicos de consumo, do maior para o menor, como no Plano Diretor Global, mas o agrupamento e dispersão destes consumidores-alvo nas respectivas áreas de concessão, visando não somente uma logística minimamente otimizada, mas também as factibilidades e restrições de implementação de conectividade e investimentos associados em telecom.

Naturalmente as empresas avaliarão seus mercados e centros de carga e terão especial consideração na abordagem e proposição do “roll out” nas Capitais e maiores cidades, onde a disponibilidade de sistemas e serviços de telecomunicações é mais abundante e os desafios de logística de operação dos serviços e conseqüentemente benefícios são amplificados. Muitas empresas certamente concentrarão seus programas inicialmente nos maiores centros de carga e progressivamente migrarão para os de menor concentração, uma vez que estes critérios de clusterização permitirão reduções de custos operacionais nestas microrregiões, como a eliminação de leiturista e equipes de corte e religação, como vantagem adicional.

9. Substituição por crescimento de mercado e/ou obsolescência: um plano alternativo

Na construção de seus planos individuais de substituição massiva e correspondente programação de trocas e “upgrade”, as empresas deverão também considerar a substituição rotineira de equipamentos por fim de vida útil, que é bastante relevante no Brasil.

Atualmente estima-se que o conjunto de empresas distribuidoras substitua algo em torno 7 a 8% dos medidores existentes, ou seja de 6 a 7 milhões de unidades de medidores, do parque total de 87 milhões instalados.

Nenhuma empresa atualmente (e já há mais de 15 anos) se utiliza de medidores novos eletromecânicos e o desafio relevante será o de prover conectividade a esta massa de substituição e renovação anual sempre que possível, de forma a atingir a sua contribuição-meta global do país.

Uma questão que merece atenção na troca planejada de forma escalonada, é o tratamento regulatório devotado aos equipamentos retirados antes do fim de sua vida útil, ou seja, com vida útil ainda a ser depreciada. Como se trata de programa determinado em nível de interesse coletivo, na maioria dos países onde tais programas foram implementados, estes custos foram apurados em separado e incluídos no programa de substituição adotado por cada empresa, desde que obedecidos os critérios do plano diretor.

Na falta de uma diretiva específica e urgente neste sentido, cita-se o fato de que existem concessionárias que fizeram grandes “roll outs” recentes de medidores eletrônicos sem saída de comunicação, para conectividade futura, criando barreiras objetivas para a adequação da planta de medidores à nova realidade da indústria mundial de crescimento e predominância futura de recursos distribuídos de energia. Num mundo onde até mesmo brinquedos de criança e eletrodomésticos são conectados, é difícil conceber que distribuidoras de energia no Brasil ainda tratem o consumo de um bem escasso e com impacto climático da mesma forma que era tratado no século passado.

Caso a Aneel passe a obrigar as concessionárias a instalarem doravante apenas medidores inteligentes conectados (ou já preparados para serem conectados num futuro breve) para atendimento ao crescimento vegetativo e nas trocas por obsolescência, não haverá perdas por substituição antecipada de equipamentos ainda a serem depreciados.

Assim sendo, em vez de realizar a implementação escalonada por faixa de consumo, como opção alternativa a implementação segmentada e troca planejada, a ANEEL poderia estabelecer a obrigatoriedade de implementação de medidores inteligentes (com conectividade imediata ou já preparada para futuro) no ato da troca dos medidores obsoletos ou para alteração de carga/ modificações (novos medidores).

Este modelo também permitiria isonomia de atendimento e tratamento aos clientes na medida em que os novos atendimentos e modificações fossem sendo realizados, permitindo uma implementação gradual da ordem de 6 a 7 milhões de medidores por ano. Seria possível obter, em cerca de 8 a 10 anos, uma grande rede de medidores inteligentes em torno de 60 a 70 milhões de medidores. Os medidores que já fossem sendo instalados nesta modalidade,

quando conectados em tempo real, poderiam permitir a oferta de tarifas diferenciadas e programas de gerenciamento de demanda, o que traria maior atratividade da troca pelo valor percebido pelos consumidores, e não somente pelas concessionárias.

Falta um olhar atento para esta questão, que exploraremos através de exemplos de avanços recentes e objetivos já realizados em outras áreas, mas ainda não seguidos pela área de distribuição de energia.

No mercado de iluminação pública, por exemplo, domínio que já pertenceu às distribuidoras no passado e cuja responsabilidade foi transferida diretamente aos municípios, está ocorrendo uma transformação nesta direção. A grande maioria das Parcerias Público-Privadas - PPPs tem sido realizada com obrigatoriedade de que todas as fotocélulas sejam telemedidas. Aqui no Brasil isso já está sendo largamente implementado, existindo sistemas operando em nuvem, por tecnologia de comunicação "*narrow-band*", a custos inferiores a R\$ 0,50/mês por equipamento, ou seja, menores do que uma leitura por leiturista atualmente custa para as distribuidoras. Trata-se, portanto, de implementação tecnologicamente factível e a custos competitivos, desde que haja comando tecnológico e regulatório nesse sentido.

Qualquer que seja a solução preferida para viabilizar a substituição massiva de medidores, de forma massiva planejada ou apenas na ampliação e substituição, seu sucesso dependerá de incentivos às empresas distribuidoras para trazer novos serviços associados, com valor percebido pelos consumidores, de forma a acelerar a recuperação dos investimentos realizados.

Nos programas exitosos desenvolvidos em nível mundial, grande parte do retorno dos investimentos realizados foram obtidos pela redução dos custos operacionais e pelo incremento das receitas por melhoria de indicadores e produtividade. Nestas implementações os sistemas de telecomunicações substituem em grande parte a presença física da empresa para o monitoramento de consumo, perdas, inadimplência, falta de energia e detecção de outros problemas técnicos da instalação, além de ser o vetor habilitador de novos serviços de valor agregado percebido pelos consumidores.

Entre estes novos serviços destacam-se as tarifas inteligentes alternativas, os serviços de conveniência, e uma longa lista de novos programas ofertados, como gerenciamento de uso eficiente, implementação de autoprodução, automação residencial e predial, mobilidade e programas de fidelidade desenvolvidos em parcerias com fabricantes de equipamentos eletrodomésticos, crédito, e outros segmentos.

O medidor em si é fundamental para medições de mais grandezas além do kWh, em frações de tempo menores, e para a habilitação de tarifas inteligentes, mas não menos importante é o fato de estar conectado, habilitando um “hub” de acesso à nuvem através do qual todas estas novas funcionalidades e oportunidades podem ser oferecidas em um ambiente competitivo.

Empreendedores que estão atuando em segmentos competitivos do setor de eletricidade como a geração distribuída e a eficiência energética tem crescentemente se proposto a instalar medições paralelas para controlar e até mesmo contestar cobranças das distribuidoras.

A tendencia será cada vez mais clientes e agentes adotando transações bilaterais em substituição às tarifas reguladas, que passarão a ser a base sobre a qual serão discutidos os preços competitivos, como já ocorre no mercado livre.

Assim, corremos o risco de, em futuro breve, termos que adotar duplicidade de investimentos nesta área pela inexistência de um programa efetivo de preparação.

10. Conclusões e Recomendações

A modernização efetiva da infraestrutura é um pilar sólido, necessário e fundamental para uma sociedade sadia e econômica sustentável, uma vez que umbilicalmente ligada com a economia e bem-estar das pessoas.

Além disso a modernização em discussão está também alavancada internacionalmente com a questão da mudança climática, nos esforços dos países em aumentarem a resiliência das redes de distribuição e transmissão e capacitarem estes sistemas para absorver e hospedarem crescentemente novos projetos de produção de energia limpa, por fontes de energia renováveis, principalmente eólica e solar.

O modelo de negócios de serviços públicos está sob cerco de várias direções diferentes e tem que ser reinventado para a era dos prossumidores e para o mundo das tecnologias digitais. O status quo das empresas tradicionais de distribuição é sabidamente não sustentável há mais de uma década, quando a revolução dos recursos energéticos distribuídos começou a se viabilizar economicamente em larga escala, em nível mundial.

Em vários países foram oferecidos estímulos para a modernização dos serviços e das tarifas reguladas, fazendo com que as concessionárias se tornassem mais centradas no cliente, parassem de lutar contra as mudanças, passassem a aceitá-las e seguissem em frente.



Associação Brasileira
da Indústria Elétrica e Eletrônica

Também vários países entenderam que estas mudanças precisavam ser consideradas na política energética e que os reguladores precisavam acelerar as mudanças e não buscar maneiras de preservar o status quo.

Empresas e reguladores são tradicionalmente avessos ao risco e é por isso que estas mudanças são tão difíceis de se realizarem em ambientes regulamentados sem apoio decisivo de uma política energética clara de longo prazo.

Esta política energética de longo prazo é a peça-chave que falta no caso brasileiro e que deveria necessariamente estar considerada no programa de modernização proposto pelo Governo Brasileiro.

Outro fator muito relevante que aumenta a urgência desta transformação pelas distribuidoras é que a sociedade vem digitalizando uma série de atividades e serviços, com a instalação crescente de dispositivos inteligentes. Já existe um “gap” que vem se acentuando entre as tecnologias adotadas pelos clientes e pelas empresas. Em especial, esta tendência se acelerou e continua se acelerando nos últimos cinco anos, com um crescimento explosivo de aplicações na nuvem. Com o advento da pandemia do Covid 19, houve também uma explosão no uso de apps para compras e contratação automática de bens e serviços, assim como a transformação das residências em locais multiuso, onde as pessoas trabalham, estudam, se exercitam e se divertem. De repente, de um dia para o outro, o grau de dependência da sociedade pela continuidade e qualidade dos serviços essenciais chegou a um nível jamais imaginado. E esta dependência por eletricidade e conectividade é a mesma e sempre elevada, seja um bairro de alta ou de baixa renda, pois todas as pessoas, independentemente de sua localização ou nível de renda, passaram a depender de serviços contínuos para sua subsistência e trabalho, com um mínimo de conforto e segurança.

A digitalização no setor, portanto, é um caminho sem volta e seu adiamento traz o risco de aumentar crescentemente a assimetria já instalada entre as instalações dos consumidores, crescentemente digitalizadas e a dos provedores de serviços, ainda analógicas.

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 pelos clientes finais. 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, seja no atacado e principalmente no varejo. E para isso se faz imprescindível a modernização efetiva da infraestrutura de medição e de controle de sistemas de distribuição e transmissão de energia do Brasil, como ponto de ancoragem da reforma do setor.

Referências:

1. Contribuições da ABINEE para o Setor Elétrico Brasileiro: A necessária (e já tardia) renovação e fortalecimento da infraestrutura para enfrentar as recorrentes crises de energia
2. O Socorro Financeiro, a Modernização do Setor Elétrico e a MP 998/2020: mais uma chance desperdiçada. <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53148571/o-socorro-financeiro-a-modernizacao-do-setor-eletrico-e-a-mp-9982020-mais-uma-chance-desperdicada>
3. Smart grid Regulatory Evolution and Remaining Challenges in Brazil - Cigrè Electra International Edition Magazine no. 314 - february 2021—Boccuzzi e outros <http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2020/220.pdf>
4. Anuário estatístico de Energia Elétrica, 2019, EPE. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2019_WEB_alterado.pdf
5. Projeto cooperado de P&D - ABRADDEE – <http://redesinteligentesbrasil.org.br/o-projeto.html>
6. Uso de algoritmos de clusterização para a identificação de padrões de consumo de energia elétrica – UFF - Raissa Barcellos e outros - https://www.dropbox.com/s/ikt8cvlcoa8nbnn/clusteriza%C3%A7%C3%A3o%20Artigo_16.pdf?dl=0
7. Definição de Metodologia para Segmentação de Clientes, Identificação de Grupos e Conhecimento do Mercado - “Clusters BT” - Eduardo de Rezende Francisco e outros – AES Eletropaulo e CPqD - <https://www.dropbox.com/s/80obm0iex60w4br/Defini%C3%A7%C3%A3o-de-Metodologia-para-Segmenta%C3%A7%C3%A3o-de-Clientes-Identifica%C3%A7%C3%A3o-de-Grupos-e-Conhecimento-do-Mercado-%E2%80%9CClusters-BT%E2%80%9D.pdf?dl=0>
8. Uma abordagem de analítica visual e clusterização para avaliação da qualidade de distribuição de energia elétrica – Henrique Fensterseifer - UFRGS - <https://www.dropbox.com/s/e533awnr771zpii/cluster%20qualidade%20pdf.pdf?dl=0>

9. Métodos de Inteligência Computacional para clusterização de consumidores no setor de Energia elétrica – Fabricio Sander Zubelli – UFRJ - <https://www.dropbox.com/s/93zxgkf2qabmr1d/monopoli10022747.pdf?dl=0>
10. Método de Clusterização aplicado ao estudo da influência da tarifa branca no perfil de curvas de carga – Gustavo Vinicius Santana – Universidade Estadual Paulista – Faculdade de Engenharia de Bauru - https://www.dropbox.com/s/bhbkc7ksl3qv0a/santana_gv_me_bauru.pdf?dl=0
11. Agrupamento de padrões de Curva de Carga Utilizando Algoritmos e Técnicas de Agrupamento como Alternativa Tarifária – Andréia Lucia da Costa e outros – UTFPR - <https://www.dropbox.com/s/oc1a34f1749eko5/UTFPR.pdf?dl=0>
12. Segmentação de Clientes de Energia Elétrica por nichos especiais - Gilberto Jannuzzi e Ana Lucia R da Silva – UNICAMP – 2009 - <https://www.dropbox.com/s/lge91tovumalfv2/jannuzzi.pdf?dl=0>
13. Planejamento da Expansão de Sistema de Distribuição considerando Redução de Cenários e Geração Distribuída – Nicholas Eduardo Lopes dos Santos – Universidade Estadual do Oeste do Paraná - 2018 - https://www.dropbox.com/s/2nms7ab4ffcdmbw/Nicholas_Eduardo_Lopes_dos_Santos_2018.pdf?dl=0