

Acesso aos serviços
de energia elétrica
nas comunidades
isoladas da
Amazônia:
mapeamento
jurídico-institucional



iema
Instituto de Energia
e Meio Ambiente

Sumário

Nota para discussão	4
Introdução	5
Infraestrutura na Amazônia x para a Amazônia	5
O caso do setor elétrico	6
<i>Custo de geração alto</i>	6
<i>Fornecimento deficitário de energia elétrica</i>	7
Uma matriz renovável para a Amazônia é um caminho?	9
Democratização da gestão dos sistemas de geração descentralizada nos sistemas isolados	11
<hr/>	
ANEXO 1 – Mapeamento jurídico-institucional do fornecimento de eletricidade nos sistemas isolados da Amazônia	13
Sumário Executivo	14
1 Caracterização dos Sistemas isolados na perspectiva do Setor Elétrico	17
1.1 Sistemas isolados e regiões remotas	17
1.2 MIGDI e SIGFI	20
1.3 Perfil energético dos sistemas isolados	23
2 Fornecimento de energia elétrica nos sistemas isolados	23
2.1 Arranjos jurídico-institucionais de contratação da geração de energia elétrica	23
2.2 Planejamento do suprimento de energia elétrica nos sistemas isolados	32
2.3 Fornecimento de energia nos sistemas isolados: a sistemática dos leilões	32
2.3.1 Perfil das geradoras	36
2.3.2 Resultado dos leilões	38
2.4 Fornecimento de energia elétrica nas regiões remotas: o Programa Luz para Todos	41
2.4.1 Viabilização dos projetos de eletrificação por meio do Luz para Todos	43
2.4.2 Programas de obras	47
2.4.3 Tecnologias permitidas no âmbito dos programas de obras	50
2.4.4 Dimensionamento dos sistemas de geração elétrica	50
2.4.5 Novo atores	51
3 Financiamento da geração elétrica nos sistemas isolados – a CDE e a CCC	53
3.1 Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	53
3.2 Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	57
3.3 Sub-rogação da CCC	59
Considerações finais	60
Anexo 2 – Mapa – tecnologia mais apropriada	62
Anexo 3 – Legislação incidente	66
Referências	69

Introdução

Esta nota para discussão é resultado das atividades implementadas no projeto “Technical support to maximize renewable energy access” (Projeto), viabilizado com o apoio da Fundação Mott, e alinhado à estratégia do IEMA de avançar na construção de uma política pública para ampliação do acesso à eletricidade em comunidades sem acesso à rede elétrica na Amazônia.

Seu objetivo é o de compartilhar, com a rede de organizações que atuam para a expansão do acesso à eletricidade renovável, os resultados do mapeamento jurídico e institucional das políticas públicas de fornecimento de energia elétrica para as comunidades isoladas da Amazônia. Trata-se de um trabalho inicial que ainda demanda desenvolvimento e o fortalecimento, principalmente as experiências daqueles que estão no dia-a-dia da realidade amazônica, para a articulação de uma proposta que avance na direção da universalização de fato inclusiva e sustentável.

Este mapeamento tomou como ponto de partida quatro principais questões:

1. quais os principais instrumentos adotados pelo setor elétrico para fornecer o serviço de energia elétrica às comunidades isoladas da Amazônia?
2. quais os órgãos públicos que atuam nesses processos, em que momento atuam, por quais as decisões respondem? Qual o processo de tomada de decisão?
3. quais as principais barreiras para o acesso à energia elétrica por essas comunidades?
4. quais os recursos financeiros usados para o atendimento a essas comunidades?

Para responder estas questões, estudamos o contexto do acesso aos serviços de energia elétrica a partir de uma abordagem mais ampla, avaliando primeiramente os instrumentos regulatórios e as políticas públicas em vigor para atendimento às comunidades isoladas.

Para tanto, adotamos como metodologia a leitura de referencial bibliográfico, a análise da legislação em vigor, bem como a realização de entrevistas com representantes dos órgãos públicos diretamente envolvidos com o desenho e implementação das políticas de universalização

do acesso à energia elétrica na Amazônia. Também conversamos com especialistas no assunto da academia e com os agentes do setor (Tabela 1).

Tabela 1 - Lista dos entrevistados

Instituição
Ministério de Minas e Energia - MME
Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Eletrobrás
Centrais Elétricas do Pará (CELPA)
Universidade Federal do ABC

Esta nota para discussão condensa os resultados desse processo. Optamos por dividi-la em duas partes:

1. Nesta primeira, trazemos os principais resultados e recomendações.
2. No Anexo 1, buscamos detalhar a conformação jurídico-institucional dos sistemas isolados construída na perspectiva do setor elétrico e também barreiras para a implantação das energias renováveis.

Adicionamos também um Anexo 2 com um mapa que propõe uma discussão inicial sobre tecnologias apropriadas e um Anexo 3 com a lista da legislação que estrutura os sistemas isolados.

Infraestrutura *na* Amazônia x *para* a Amazônia

A Amazônia brasileira tem concentrado os grandes investimentos em infraestrutura do Brasil dos últimos anos, totalizando bilhões de reais em hidrelétricas, portos, ferroviários, hidrovias e rodovias, projetos de mineração, entre tantos outros. Todo esse investimento, contudo, não tem sido acompanhado por melhorias nos níveis de desenvolvimento da região. A renda per capita da Amazônia é 26% menor do que a da média nacional (IPS, 2018), e a região Norte tem apenas 59,2% dos domicílios ligados à rede geral de distribuição de água, bem menos que os 85,7% do registrado nacionalmente e os 92,5% do Sudeste. Menos de 50% dos domicílios tem esgotamento

sanitário (IBGE, 2018). A região também apresenta uma taxa de analfabetismo funcional de 20%, menor apenas que a do Nordeste. Não é demais também ressaltar os conflitos territoriais, sociais e ambientais decorrentes desses processos de ocupação do território amazônico.

A contradição entre os vultosos investimentos que se revertem para a Amazônia e a realidade socioeconômica e ambiental da região, em realidade, espelha uma visão equivocada sobre desenvolvimento e infraestrutura da e para a região. Ainda prevalece o (pre)conceito de se tratar de um grande espaço vazio e inabitado, a ser ocupado, explorado e dominado. Desenvolvimento é sinal de uma exploração exógena e predatória, cega para as reais potencialidades e necessidades locais. Os planos de desenvolvimento realmente regional são, quando existentes, realizados em torno de grandes projetos que enxergam os impactos sociais e ambientais associados como externalidades a serem “mitigadas”¹. O minério que se extrai é para exportação, a eletricidade é para o atendimento da carga de outras regiões do país², a infraestrutura portuária e de transportes é para o escoamento de grãos e do minério para bem longe. Habitação, saneamento, emprego, renda, e qualquer opção que inclua a população local e o aproveitamento sustentável das riquezas da Amazônia na equação estão fora desse jogo. E a pergunta que fica é: desenvolvimento para quem? Infraestrutura para quê?

O caso do setor elétrico

O setor elétrico talvez seja um dos casos que melhor ilustra essa situação. No últimos 10 anos, 87% dos 27 GW de hidroeletricidade acrescentados à matriz elétrica brasileira foram construídos em rios amazônicos, podendo-se citar como exemplo de empreendimentos emblemáticos as usinas de Belo Monte (11,2 GW) no Pará, Jirau (3,57 GW) e Santo Antônio (3,56 GW) em Rondônia, Teles Pires

(1,8 GW) e São Manoel (0,7 GW) no Mato Grosso e Estreito (1,08 GW), na divisa entre o Tocantins e o Maranhão (ANEEL, 2018).

A tendência é de continuidade desse perfil de infraestrutura de energia. De acordo com o Plano Decenal de Energia 2026 (PDE 2026), o cenário tendencial construído previu a construção de 16 novas usinas hidrelétricas no horizonte de 10 anos, sendo 2,1 GW já contratados para o período entre 2017 e 2021 e mais 2,4 para 2022 e 2026. Desse total, 57% localizam-se nas bacias amazônicas, com destaque para os projetos de Bem Querer (0,7 GW), em Roraima, Tabajara em Rondônia (0,35 GW) e Castanheira (0,14 GW) em Mato Grosso. Além disso, o PDE 2026 prevê o planejamento da infraestrutura de transmissão para o futuro complexo hidrelétrico de São Luís do Tapajós, mesmo diante da licença ambiental desse empreendimento haver sido negada há alguns anos atrás pelo IBAMA (MME/EPE, 2017).

Segundo os dados do Balanço Energético Nacional relativos a 2017 (BEN), enquanto a Região Norte já é responsável por 18% da capacidade instalada total do país e por 23% da geração hidrelétrica, sua população responde por apenas 7% do consumo da eletricidade gerada (MME/EPE, 2018). E, se, por um lado, a Amazônia configura um grande exportador de energia para o resto do país, por outro, internamente, o fornecimento de eletricidade para a sua população é extremamente precário, principalmente nos sistemas isolados³.

Custo de geração alto

Os custos de geração elétrica nos sistemas isolados estão entre os mais altos do país, muito em função do custo do combustível e do transporte deste. Dada a grande diferença entre este custo e a capacidade da população atendida em arcar com ele, a diferença entre este custo e o que se verifica no SIN é arcada pela Conta de Consumo

1. O caso do Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável do Xingu é emblemático neste sentido, pois nasce como instrumentos de desenvolvimento regional a partir do Projeto da Usina Hidrelétrica do Belo Monte para mais detalhes acessar: <http://www.pdrsxingu.org.br/>

2. Os três projetos estruturantes Santo Antônio, Jirau e Belo Monte possuem linhas de transmissão que os conectam diretamente as cargas do sistema Sudeste e Centro-oeste.

3. O caso da Usina de Tucuruí é o maior expoente dentro os projetos Amazônicos. Inaugurada em 1984 e tendo concluído sua ampliação em meados de 2010, a população habitante próxima do logo da Usina não possuía acesso à energia elétrica até pelo menos 2007 (<http://reporterbrasil.org.br/2007/05/mab-deixa-tucuruí-apos-promessa-de-acordos-com-eletronorte/>).

de Combustíveis (CCC), um encargo setorial, pago pelos consumidores do SIN, a partir da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (no Anexo 1, explicamos mais em detalhes sobre a CCC).

Em 2017, foram gastos R\$ 5 bilhões com a CCC e o orçamento para 2018 previu um montante que bateu nos R\$ 6,2 bilhões, o maior montante de recursos da CDE, depois dos chamados “descontos tarifários da distribuição” (ou seja, um conjunto de subsídios que engloba desde o incentivo às renováveis, até as tarifas especiais cobradas para as subclasses rural, irrigação, saneamento, etc.). Para se ter uma ideia, entre 2013 e 2018, enquanto o orçamento para o Programa Luz para Todos encolheu pela metade e os subsídios com a tarifa social tiveram um aumento de 15%, a CCC experimentou um aumento de 54%.

Praticamente, todo o recurso da CCC é destinado para pagar as empresas de geração de energia elétrica pelos custos de aquisição do combustível, ainda que, recentemente, a CCC passou a ser autorizada também a projetos de geração renovável.

Fornecimento deficitário do serviço de energia elétrica

A falta de um projeto de desenvolvimento integral para Amazônia acarreta, conforme citamos, serviços públicos insuficientes e inadequados às demandas locais. Assim, além de poluente, ineficiente e caro, o serviço de energia elétrica na Amazônia é bastante deficitário.

Segundo o que dispõe a Constituição Federal, e conforme explicita a Lei 12.111/2009, que disciplina o fornecimento de eletricidade nos sistemas isolados, o acesso à energia elétrica é um direito de qualquer pessoa que queira obter esse serviço. A Lei é clara quando estabeleceu a obrigação da concessionária ou permissionária de distribuição atender à totalidade do seu mercado. Não importa se sou um cidadão que moro em Boa Vista, Jacareacanga ou Boca da Mata, se vivo na Aldeia Piyulaga ou Novo Airão. Desde que eu queira ter

acesso aos serviços de eletricidade, a legislação garante meu direito de obtê-los.

Porém, a realidade de boa parte das comunidades dos sistemas isolados tem sido outra, marcada pelo atendimento falho das distribuidoras e, em muitos casos, da inexistência de qualquer serviço formal por parte destas. Prevalece, ao contrário, sistemas precários e informais, mantidos pelas próprias comunidades, prefeituras ou lideranças locais, numa sistemática que, não raro, envolve uso político e abuso econômico daqueles que têm maior facilidade na aquisição do diesel. É o que Els et al. (2012) denominam sistemas precários.

Se, da perspectiva do setor elétrico, a concessionária de distribuição é sempre a responsável pelo atendimento, e esta, por sua vez, não chega nas comunidades e quando o faz, não cumpre o atendimento adequado, onde estão os problemas?

Precariedade gerencial e financeira das distribuidoras. Em primeiro lugar, é preciso chamar atenção para a situação conjuntural pela qual passa a maior parte das empresas de distribuição da região Norte. Nos Sistemas Isolados da Amazônia, há nove distribuidoras, sendo que algumas delas está atuando sob designação da ANEEL, isto é, tiveram seu prazo de concessão expirado, não tendo ocorrido novo certame para contratação de nova concessionária, a ANEEL as mantém provendo o serviço como designadas. Esse é o caso, em particular, das empresas que são subsidiárias da Eletrobrás⁴.

Com efeito, a maioria das distribuidoras que atuam nos sistemas isolados pertence ao grupo Eletrobrás, empresa de economia mista, controlada pelo governo federal. Nos últimos anos, estas distribuidoras têm apresentado balanços contábeis e financeiros negativos⁵. Para o Acende Brasil (2017), parte desse déficit decorre dos altos índices de perdas comerciais (por exemplo, furto de energia elétrica) e de inadimplência, fatores que se agravaram com a crise econômica atual.

4. Cabe citar que muitas das distribuidoras hoje sobre responsabilidade operacional da Eletrobrás eram empresas públicas cuja as unidades federativas estaduais da região amazônica eram detentoras do controle operacional e societário.

5. Sobre isto, ver o relatório de sustentabilidade financeira das distribuidoras divulgado pela ANEEL referente a 2017: <http://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887148/Relatório+Base+2017+3T+2018+02+20.pdf/4c0f5b24-5d7f-1279-b1bf-d22d267fae09..>

As distribuidoras pertencentes à Eletrobrás chegaram a entrar no programa de desestatização do governo federal, mas, com o processo de privatização da própria Eletrobrás, aliado à pauta política atual, o assunto ainda está em discussão no governo. Ainda são incertos os efeitos da privatização sobre a melhoria do atendimento nos sistemas isolados e sobretudo para as comunidades remotas. O entendimento dos pormenores do edital de privatização pode ser fundamental para uma melhor avaliação. Esta região possui características que a diferem das demais regiões do país e é fundamental que o edital de desestatização considere essas características.

O fato é que essa situação traz não só insegurança jurídica como mais instabilidade gerencial e econômica para as distribuidoras, enfraquecendo ainda mais uma perspectiva de planejamento e gestão de médio e longo prazos. Além disso, é que pode existir por parte do governo interesse em não realizar investimentos para ampliar o valor de mercado da empresa, transferindo os investimentos para os futuros controladores.

Isso afeta diretamente não só a atuação cotidiana das empresas, mas, principalmente, a implementação das políticas públicas de universalização do acesso à energia elétrica e de racionalização e eficiência dos custos.

Problemas no Luz para Todos. Cabe destacar que, por força de lei, as distribuidoras são obrigadas a cumprir metas de universalização do atendimento, o que se faz por meio de planos anuais que definem as prioridades. Em geral, por questões econômicas, têm prioridade para o atendimento dessas metas as comunidades que podem ser atendidas pela extensão das linhas de distribuição.

Exatamente por isso, foi criado o Programa Luz para Todos, uma política pública federal que objetiva antecipar o atendimento das metas de universalização das distribuidoras, por meio de subsídios para a viabilização do fornecimento de eletricidade para aquelas comunidades de mais difícil atendimento. Para o ciclo 2015–2018, as prioridades do Programa incluem pessoas localizadas em áreas cujo atendimento resulte em elevado custo tarifário, assentamentos rurais, comunidades indígenas, quilombolas, reservas extrativistas, etc. Recente Decreto presidencial

estendeu o Luz para Todos até 2022, mantendo as mesmas prioridades.

No processo de implantação dos projetos do Luz para Todos, as distribuidoras sobressaem-se como o ator mais relevante, uma vez que são as responsáveis pela concepção técnica e financeira dos programas de obras, bem como por sua implementação. Só que, como visto, boa parte delas está em processo de privatização e vive uma situação financeira deficitária, o que pode impactar negativamente tanto a qualidade dos projetos, quanto a velocidade de sua implantação.

Outro ponto que chama a atenção é o papel da Eletrobrás de validação técnica e financeira dos programas de obras, bem como de fiscalização da execução destes. Uma questão que se levanta é que, no caso da região Norte, como dito, a maior parte das distribuidoras pertence ao grupo Eletrobrás, o que levanta questionamentos sobre o nível de imparcialidade com que a Eletrobrás cumpre suas atribuições. E, no contexto atual de discussão sobre a privatização desta empresa, quem assumiria estas atribuições?

O recente Decreto 9.357/2018, que prorrogou o Luz para Todos até 2022, já excluiu a Eletrobrás das atribuições relativas ao programa, centralizando as decisões no MME e remetendo a este a definição de um órgão gestor. A mesma norma fala numa regra de transição, sem a detalhar, contudo, dando mais incerteza à gestão atual do programa.

O sucesso do programa depende diretamente do nível de envolvimento das comunidades desde a etapa de concepção dos projetos. É preciso verificar se isso está ocorrendo de fato. Há dúvidas quanto a isso.

Num nível mais amplo, é preciso lembrar que a definição das áreas prioritárias para o Luz para Todos é feita no nível dos comitês gestores estaduais do Programa. E, quando se vê a composição desses comitês, é de se investigar se há ocorrência de ingerência política, uma vez que prevalece a representatividade de membros de entidades governamentais (ver detalhamento sobre atribuições e composição do comitê no Anexo 1).

Outro ponto que merece destaque é a financiabilidade do Luz para Todos. Este programa, assim como a CCC, é subsidiado pelos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), en-

cargo setorial, criado pela Lei 10.438/2002, com a finalidade, dentre outras, de viabilizar financeiramente a universalização dos serviços de energia elétrica. Conforme já mencionado, o orçamento do programa vem diminuindo ano a ano. E, para piorar, o Decreto 9.357/2018, que prorroga o programa até 2022, expressamente coloca que o MME deve considerar “a disponibilidade orçamentária e financeira da CDE” ao definir as metas do programa (art. 1º).

Outro sinal de arrefecimento do Luz para Todos é o fato de que este programa passa a competir com todas as demais “contas” para as quais a CDE se destina. As recentes alterações legais, como a Lei 13.360/2016, vêm reforçando comandos para que a CDE passe a progressivamente ter seu orçamento reduzido. Em conversa com os representantes da ANEEL, eles colocaram este fato como um ponto de preocupação, na medida em que pode começar a haver disputa por recursos entre as diversas finalidades da CDE, por um lado, e redução do número de consumidores cativos (sobre os quais recairá o encargo), na medida em que boa parte daqueles que podem estão migrando para o mercado livre.

Por fim, cabe mencionar que, embora o Luz para Todos mereça o reconhecimento por ter conseguido levar energia elétrica para praticamente todo o Brasil, é possível pensar em aprimoramentos, principalmente no que diz respeito ao olhar a energia elétrica como vetor de produtividade. Se, por um lado, o atendimento aos centros comunitários de produção está dentre os locais de prioridade de atendimento para a instalação dos sistemas do tipo Sistema Individual de Geração Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI) ou Microssistema Isolado de Geração e Distribuição Elétrica (MIGDI) (ver mais no Anexo 1), por outro lado, os critérios técnicos de instalação podem ser limitadores para o desenvolvimento de uma visão empreendedora:

» primeiro, exige-se uma disponibilidade mensal garantida mínima de 45 kWh por unidade consumidora, sendo que demandas energéticas acima desse montante necessitam de análise tanto do MME quanto da Eletrobrás. Traduzindo: além de necessitar de um bom projeto que consiga estimar adequadamente a demanda futura de determinada atividade produtiva, o que pressu-

põe uma equipe técnica capacitada e a boa vontade da Distribuidora de pensar isso dentro do programa de obras, há um passo burocrático a ser cumprido. O fornecimento da energia elétrica na perspectiva de vetor do desenvolvimento também econômico não foi o ponto de partida do Programa, mas pode tornar a ser.

» é permitido à distribuidora implantar um MIGDI com fornecimento diário reduzido na localidade atendida. Essa redução deve garantir o fornecimento por no mínimo 8 horas consecutivas ou divididas por 2 períodos diários. A Resolução da ANEEL que regula esse procedimento até exige uma audiência pública com a comunidade, mas no intuito de definir melhor os horários de fornecimento. Ora, determinadas cadeias produtivas não vingam com interrupção de fornecimento de energia elétrica.

Uma matriz renovável para a Amazônia é um caminho?

Questão que se coloca é se o investimento numa matriz de base renovável não permitiria pensar uma alternativa de desenvolvimento que tome como premissas (1º) o incentivo às economias locais sustentáveis; (2º) a expansão do acesso à energia elétrica às comunidades isoladas; (3º) à maior eficiência no fornecimento da energia elétrica; (4º) à redução dos impactos socioambientais associados à geração elétrica.

E aqui é preciso fazer um adendo: quando se fala em impactos socioambientais, está-se falando não apenas da redução de emissões de gases estufa decorrentes da substituição do diesel, mas também, desde um nível local, à minimização do contato da população com a poluição provocada por este combustível, até mesmo, num nível mais amplo a redução da demanda por uma concepção baseada na interligação do sistema, abrindo-se mão de linhas de transmissão, sabidamente a primeira entrada do desmatamento.

A opção que se coloca são sistemas locais, baseados nas tecnologias mais apropriadas, notadamente, de base renovável.

Trilhar este caminho pressupõe enfrentar alguns desafios.

Com o advento da Lei 12.111/2009, a forma de

contratação da geração de energia elétrica nos sistemas isolados passou a ser feito por meio de leilões. Desde então, a legislação infralegal tem paulatinamente se adequado para estabelecer uma sistemática de certames mais condizentes com a realidade local, sendo a alteração mais recente a Portaria do Ministério de Minas e Energia 67/2018, que deixou esse procedimento bem parecido com os que ocorrem no ambiente de contratação regulada do SIN.

Assim, aos poucos, a geração elétrica, que historicamente era feita pelas próprias distribuidoras, tem passado a ser realizada por empresas qualificadas como produtoras independentes de energia (PIE), contratadas em leilões pelo menor preço de oferta. Até 2016, todo o arranjo de viabilidade técnica e financeira dos projetos ainda era concebido pelas próprias distribuidoras. A partir de 2018, isso foi centralizado pelo MME e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Essa mudança pode facilitar a maior participação de projetos renováveis, uma vez que nos leilões prévios, os projetos padrões privilegiavam a participação de empreendimentos do tipo termelétricas fósseis. No novo arranjo jurídico dado, além não haver mais essa possibilidade de diferenciação entre projetos, a necessidade de habilitação técnica prévia pela EPE abre espaço para uma análise técnica mais acurada dos projetos, o que é bom.

Aliás, análises recentes da EPE têm sinalizado que a inserção de renováveis, em especial a fotovoltaica, pode ser vista como uma solução de redução dos custos da CCC, aliviando a demanda por combustíveis fósseis⁶.

Ainda assim, a participação de projetos renováveis nos leilões de energia dos sistemas isolados enfrenta barreiras, podendo-se citar:

» Custos de investimento: renováveis têm custos de investimento maior, enquanto o Diesel esse custo é menor. E, ainda que os custos de operação e manutenção se invertem, sendo maiores para o Diesel e bem menores para as renováveis em geral.

» Financiabilidade: os maiores custos de investimento das renováveis exigem melhores condições de financiamento inicial, o que pode se tornar um obstáculo. A EPE explica que já há iniciativas no sentido de atacar essa barreira, como, por exemplo, a abertura de linha de financiamento no BNDES com recursos do Fundo Clima especificamente para apoio à segunda rodada do leilão de 2016, da Amazonas Energia.

» Tecnologias renováveis estão mais sujeitas à exposição cambial.

» Tributação do ICMS: os Estados obtêm vantagens sobre o ICMS arrecadado sobre o combustível, pois acabam retendo créditos tributários não aproveitados pelas empresas de geração, o que não ocorre no caso das renováveis. Na perspectiva arrecadatória, os Estados perderiam receita com a expansão das renováveis e a queda da geração termelétrica em seus territórios, o que, indiretamente, tem significado um desincentivo “velado” às renováveis, verificado, por exemplo, na demora nos processos de licenciamento ambiental e outros procedimentos correlatos.

» Variabilidade/intermitência das renováveis, fazendo com que requeiram alguma fonte de complementação ou alternativa de armazenamento.

» Inovação: ainda é prevalente na região a cultura de que é o Diesel que funciona, que não deixa na mão. Além disso, há pleno conhecimento sobre operação e manutenção dos geradores.

» Custo de oportunidade dos atuais geradores: quem já está lá tem uma vantagem competitiva.

» Vale mencionar também a forte e tradicional presença de empresas que atuam no ramo de distribuição de combustíveis e venda e aluguel de geradores, bem como o peso que a cadeia do combustível exerce sobre a arrecadação estadual (ICMS). Levantamento feito pelo IEMA apontou que a maior parte das empresas vencedoras dos leilões de energia dos sistemas isolados já são aquelas que tradicionalmente atuam na região na cadeia do Diesel, nos setores de geradores e

6. Ver em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT%20Sist%20H%C3%ADbrido%20Grupo%20B%20AmE%20\(EPE-DEE-NT-091_2016-r0\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT%20Sist%20H%C3%ADbrido%20Grupo%20B%20AmE%20(EPE-DEE-NT-091_2016-r0).pdf).

distribuição de combustível. Tais empresas detêm não só poder econômico como também peso político.

» No caso das regiões remotas, como dito, o principal mecanismo promotor do acesso é o Programa Luz para Todos. Além das barreiras mencionadas, é preciso reforçar alguns pontos:

» As regras de atendimento previstas nos manuais do programa, ainda que privilegiem a adoção das renováveis, em especial da solar fotovoltaica, são tímidas quanto ao uso dessa energia como vetor de fortalecimento e desenvolvimento de cadeias produtivas nas comunidades a serem atendidas. Como já delineado no item anterior, tudo depende muito de quem e como concebe o programa de obras, o que recai, mais uma vez, sobre o papel da distribuidora e da Eletrobrás.

» Os recursos do Luz para Todos são destinados para a construção e viabilização dos empreendimentos de fornecimento de energia elétrica para as comunidades. Uma vez em operação, a responsabilidade pela sua manutenção recai sobre a distribuidora. E aí, em geral, esta acaba por fazer uso da CCC para cobrir os custos decorrentes. Ora, numa situação de penúria financeira destas, é de se ver com preocupação o futuro de alguns dos projetos desse programa.

Diante dessas barreiras, que papel poderia caber às comunidades e à sociedade civil?

Democratização da gestão dos sistemas de geração descentralizada nos sistemas isolados

Como já mencionado, o atendimento das regiões remotas é feito pelo programa Luz para Todos. Este chega até as comunidades por meio dos chamados programas de obras, concebidos pelas distribuidoras e viabilizados em SIGFI ou MIGDI. A novidade disso tudo é que, ao projetarem os programas de obras, para instalarem e operarem os sistemas de geração, sejam eles SIGFI ou MIGDI, as concessionárias de distribuição podem contratar terceiros.

Dentre estes “terceiros”, podem qualificar-se um leque grande de atores, como empresas especializadas, cooperativas e associações locais, organizações da sociedade civil (as quais não dei-

xam de ser associações), etc. (Els et al., 2012).

Como pontua Gómez e Silveira (2015), esses novos esquemas institucionais abrem a janela de oportunidade para arranjos que permitam a maior e mais efetiva participação das comunidades nos processos de concepção, instalação, operação e manutenção dos sistemas de geração elétrica. Podem atrair também empresas especializadas, suprimindo a lacuna da falta de know-how técnico ainda existente em muitas das distribuidoras.

Por outro lado, para que se avance nessa direção, há desafios a serem superados. Primeiramente, é de se lembrar que as distribuidoras continuam sendo legal e financeiramente responsáveis, perante o governo, pelos projetos, fazendo com que elas possam ter dificuldade em delegar determinadas atividades. Além disso, como já dito, estas empresas contam com equipes técnicas pouco capacitadas, não só para operar projetos alternativos aos tradicionais geradores a diesel, como também a gerenciar sistemas multi-stakeholders. No lado das comunidades, também há maior familiaridade com a tecnologia a diesel, podendo surgir resistência a novas tecnologias e novos entrantes. Essas comunidades também muitas vezes não têm experiência e histórico de gestão cooperativa (Gómez e Silveira, 2015).

A partir de projetos-piloto bem-sucedido, é preciso avançar para:

» uma discussão mais ampla sobre como dar escala para modelos de negócios que repliquem a comunidade como protagonista da auto-gestão da geração elétrica em suas localidades.

» a capacitação das comunidades para a gestão, manutenção e operação dos sistemas.

Num nível mais amplo, é preciso alinhar esforços para uma discussão sobre:

» o regime tributário estadual e suas consequências negativas sobre sistemática elétrica dos sistemas isolados;

» o maior monitoramento, por parte da sociedade, dos leilões de energia dos sistemas isolados, com a constante pressão por transparência de dados e informações por parte dos agentes públicos;

» a necessidade de maior transparência e participação social no processo de tomada de

decisão sobre a definição das prioridades do Luz para Todos.

» Ainda, no que toca à CCC, uma minuciosa “auditoria” pela sociedade civil para chamar atenção aos altos custos com a geração à Diesel e demonstrar o ganho de eficiência com transição para a geração renovável;

» a participação da sociedade dos processos de definição do orçamento anual da CDE e da CCC, a fim de garantir recursos para o Luz para Todos e pressionar maior efficientização da CCC;

» o acompanhamento direto da sociedade civil do processo de privatização das distribuidoras da região Norte, e sua atuação para preservação dos direitos relacionados à universalização do acesso à eletricidade.

ANEXO 1 – Mapeamento
jurídico-institucional do
fornecimento de eletricidade
nos sistemas isolados da
Amazônia

SUMÁRIO EXECUTIVO

Sistemas isolados e regiões remotas

- » Na perspectiva do Setor Elétrico, toda comunidade que não está conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), por razões técnicas ou econômicas, é qualificada como um sistema isolado.
- » Os grupamentos mais afastados das sedes municipais, com pouca densidade populacional e baixa economia de escala são classificados como **regiões remotas** dos sistemas isolados.
- » Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), os sistemas isolados conformam um total de 234 sistemas, somando cerca de 760 mil consumidores. Esse número exclui as regiões remotas.

Perfil energético dos sistemas isolados

- » Os sistemas isolados baseiam-se majoritariamente em usinas de geração a Diesel, havendo uma pequena fração a gás natural (3 dos 234 sistemas, todos no Amazonas). Também há uma pequena geração à biomassa (resíduos de madeira), uma PCH localizada em Roraima e 12 sistemas fotovoltaicos.
- » O fornecimento de eletricidade nos sistemas isolados é feito, em sua maioria, por pequenas e médias usinas termelétricas movidas a Diesel.
- » Nas regiões remotas, é obrigatória a adoção do microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica (MIGD) ou do Sistema Individual de Geração Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI). Basicamente, no SIGFI, o equipamento de geração é instalado para atendimento a uma única unidade de consumo e, no MIGDI, cria-se uma minirrede de distribuição, conectada aos equipamentos de geração.

Arranjos jurídico-institucionais de contratação de energia elétrica

- » O acesso aos serviços de eletricidade configura o direito, sendo que a concessionária ou permissionária de distribuição de eletricidade é a responsável pelo fornecimento de energia dentro de sua área de concessão.

Leilões

» No caso dos sistemas isolados, a obtenção da energia elétrica para o atendimento do mercado da concessionária passou a ser feito por meio de leilões de geração.

» Depois de várias mudanças legislativas, tais leilões passaram a seguir rito semelhante aos que ocorrem no Sistema Interligado, ou seja: anualmente, as distribuidoras fornecem à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) suas projeções de demanda; com base nesses dados, a EPE sinaliza ao Ministério de Minas e Energia (MME) a necessidade de aumento da capacidade de geração, e este então abre edital de contratação de mais energia. Os proponentes então se habilitam tecnicamente perante a EPE, e aqueles aprovados participam do certame. Ganha os que oferecerem o menor valor de tarifa. Ao final, é feito um contrato entre a empresa geradora e a distribuidora.

» Como a sistemática do leilão ainda é recente, os sistemas isolados ainda está passando por uma transição, ainda havendo casos de usinas de geração elétrica operadas diretamente pelas distribuidoras.

» Antes dessas mudanças, praticamente toda a definição técnica dos projetos que iam a leilão cabia às distribuidoras, o que tornava ainda mais difícil a entrada de projetos renováveis. Dentre os fatores, cita-se a não familiaridade técnica destas com as novas tecnologias e o alto poder econômico e político dos setores ligados à cadeia dos combustíveis.

» Com efeito, de todos os leilões realizados, os projetos vencedores foram de usinas termelétricas a Diesel. Os empreendedores desses projetos, em sua maioria, já são empresas tradicionalmente atuantes na região e que dominam o setor de distribuição e geradores de combustíveis.

Luz para Todos

» No caso das regiões remotas, a sistemática é diferente: por imposição legal, o atendimento a elas é feito no âmbito do programa Luz para Todos.

» O que o Luz para Todos faz é antecipar o atendimento das metas dos programas de universalização do acesso à eletricidade das distribuidoras, subsidiando os custos para viabilização dos empreendimentos de fornecimento de energia para as áreas de mais difícil acesso.

- » Vale esclarecer que, pela legislação, as distribuidoras de energia são obrigadas a elaborar e implantar planos de universalização, pelos quais se obrigam a ampliar sua rede de distribuição.
- » O Luz para Todos cobre os projetos de construção dos empreendimentos de geração e fornecimento de eletricidade, o que se dá pelos chamados “programas de obras”.
- » Tudo começa pela definição das comunidades que serão atendidas, e quem faz isso são os comitês estaduais do Programa junto com o Ministério de Minas e Energia.
- » São as distribuidoras as responsáveis por elaborar e implementar os programas de obras, os quais contemplam o projeto técnico e financeiro detalhado do empreendimento. À Eletrobrás era quem aprovava tecnicamente o programa de obras e fazia a fiscalização de sua implementação. Recente alteração legal estabeleceu regra de transição, e esse papel caberá a agente a ser definido pelo MME. Compete à CCEE os desembolsos dos pagamentos.
- » A distribuidora pode contratar terceiros para a execução das obras, bem como operação e manutenção dos empreendimentos.
- » Cabe apenas a ressalva de que os recursos do Luz para Todos cobrem apenas os gastos com a implantação dos empreendimentos, e não com sua operação/manutenção. Estes recaem sobre as tarifas de eletricidade, que passam a ser cobradas da comunidade.

CDE e CCC

Uso dos recursos nos sistemas isolados

- » Os projetos de geração elétrica podem ser subvencionados de duas formas principais – diretamente pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) ou pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Tais subvenções, contudo, só valem nos casos em que os projetos são formalmente reconhecidos no sistema elétrico, isto é, aqueles que se viabilizaram seja diretamente pela Distribuidora (na sistemática anterior aos leilões), por meio dos leilões ou por meio do programa Luz para Todos.
- » A CDE é um encargo setorial, criado pela Lei 10.438/2002, com a finalidade, dentre outras, de

viabilizar financeiramente a universalização dos serviços de energia elétrica.

- » Dentre as rubricas a que se destina, estão tanto o Luz para Todos quanto a CCC.
- » A CCC passou por várias alterações desde sua criação, e hoje destina-se a arcar com os custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados em geral, incluindo-se aí as regiões remotas.
- » Basicamente, o que a CCC faz é cobrir a diferença de custo da geração elétrica que se verifica nos sistemas isolados em relação aos custos do Sistema Interligado.
- » Em síntese, pode-se afirmar que: os recursos do Luz para Todos vêm diretamente da CDE e destinam-se, portanto, para a viabilização dos programas de obras, ou seja, os empreendimentos de fornecimento de energia elétrica nas regiões remotas dos sistemas isolados. Já os recursos da CCC destinam-se a cobrir os custos com a aquisição do Diesel ou com a geração de energia elétrica nos sistemas isolados como um todo, incluindo a operação e manutenção dos sistemas das regiões remotas.

Uso dos recursos nos sistemas isolados

- » Nos últimos 6 anos, a CCC configurou sozinha a principal destinação da CDE, somando mais de R\$ 33 bilhões. Enquanto o montante destinado à CCC aumentou mais de 50% nesse período, o recurso destinado ao Luz para Todos encolheu pela metade (somando apenas R\$ 7 bilhões no período).
- » Mudanças legislativas recentes na CDE têm forçado uma progressiva redução do orçamento desse encargo, pressionando para que as diferentes finalidades a que se destina a CDE acabem por disputar o recurso cada vez mais escasso.

Problemas e barreiras identificados

Barreiras institucionais e políticas

- » Instabilidade institucional decorrente do processo de privatização da Eletrobras: esta empresa é um dos atores mais importantes para o fornecimento de eletricidade na região Norte, seja porque é detentora da maior parte das distribuidoras com atuação na região, seja porque é quem tem as atribuições de validação e fiscalização técnica e financeira dos programas de obras do programa

Luz para Todos. As incertezas atuais quanto ao seu processo de privatização criam uma situação de instabilidade para o avanço de iniciativas, tais como os planos de universalização e os programas de obras.

» Situação financeira deficitária das empresas de distribuição atuantes na região Norte: em acréscimo ao mencionado, as distribuidoras estão atuando com deficits orçamentários, fazendo com que priorizem as operações mais básicas, o que não inclui projetos de expansão, por exemplo.

» Poder de influência exercido pelas empresas do ramo de combustíveis sobre os grupos políticos regionais e locais: segundo as entrevistas feitas, este poder extrapola a influência econômica e técnica nos leilões, por exemplo, chegando ao nível da influência sobre os grupos políticos regionais. Trata-se de uma barreira importante à entrada das tecnologias renováveis.

Barreiras ao avanço das renováveis na sistemática dos leilões

» Custos de investimento: renováveis têm custos de investimento maior, enquanto Diesel esse custo é menor. E, ainda que os custos de operação e manutenção se invertem, sendo maiores para o Diesel e bem menores para as renováveis em geral, a forma como são apresentadas as planilhas de custos e viabilidade econômica não deixa evidente essas diferenças.

» Financiabilidade: os maiores custos de investimento das renováveis exigem melhores condições de financiamento inicial, o que pode se tornar um obstáculo. A EPE explica que já há iniciativas no sentido de atacar essa barreira, como, por exemplo, a abertura de linha de financiamento no BNDES com recursos do Fundo Clima especificamente para apoio à segunda rodada do leilão de 2016, da Amazonas Energia.

» Tecnologias renováveis estão mais sujeitas à exposição cambial.

» Tributação: No caso da geração a Diesel, o PIE pode recuperar parte do ICMS pago na aquisição do óleo diesel, enquanto esses créditos não ocorrem no caso da geração com renováveis.

» Variabilidade/intermitência das renováveis, fazendo com que requeiram alguma fonte de complementação ou alternativa de armazenamento.

» Inovação: ainda é prevalente na região a cultura de que é o Diesel que funciona, que não deixa na mão. Além disso, há pleno conhecimento sobre operação e manutenção dos geradores.

» Custo de oportunidade dos atuais geradores: quem já está lá tem uma vantagem competitiva.

» vale mencionar também a forte e tradicional presença de empresas que atuam no ramo de distribuição de combustíveis e venda e aluguel de geradores, bem como o peso que a cadeia do combustível exerce sobre a arrecadação estadual (ICMS).

Barreiras ao acesso à eletricidade nas comunidades remotas

» Incertezas quanto a quem assumirá o papel atualmente exercido pela Eletrobras no processo decisório do programa, dado o processo de privatização desta.

» Eleição dos projetos se dá pelos comitês gestores estaduais, cuja composição é predominantemente governamental, abrindo espaço para escolhas políticas.

» Mudanças recentes da legislação exigem redução progressiva dos gastos da CDE, o que pode levar a uma disputa por “rubricas” entre as diversas finalidades deste encargo.

» Tecnologia solar, ainda que a prioritária, impõe desafios técnicos, particularmente os atinentes à sua manutenção. Contudo, o programa não abrange recursos para operação, a qual fica a cargo da Distribuidora.

» Luz para Todos, ainda que tenha previsto o atendimento de processos produtivos dentre as prioridades, traz requerimentos técnicos e burocráticos que podem minar o desenvolvimento desses processos.

» Em primeiro lugar, porque permite o atendimento intermitente a critério da distribuidora em MIGD, em segundo lugar, os kits dão conta de uma demanda mínima, cabendo a prévia aprovação do MME qualquer demanda acima disso.

» É preciso checar se o programa tem incluindo, na prática, dinâmicas de capacitação da comunidade para correta manutenção, uso e operação dos sistemas.

INTRODUÇÃO

Neste Anexo, buscou-se detalhar as informações sobre como, na perspectiva do setor elétrico, dá-se o fluxo de tomada de decisão para o fornecimento de energia elétrica nos sistemas isolados. Isso envolveu:

1. Inicialmente, trazer os conceitos e definições adotados pela legislação a respeito dos sistemas isolados, bem como uma fotografia sobre como estes sistemas são vistos na perspectiva do sistema elétrico. Para tanto, foram apresentados alguns dados sobre as principais características energéticas desses sistemas.

2. apresentar os dois principais regimes jurídicos adotados para a geração elétrica nos sistemas isolados – os leilões de energia e o Programa Luz para Todos.

3. rascunhar o fluxo de recursos públicos destinados à viabilização, operação e manutenção dos empreendimentos de geração elétrica, nomeadamente a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

4. Ao final, foram tecidas algumas conclusões e considerações.

Em cada capítulo, foi dado enfoque ao fluxo de tomada de decisão e à identificação dos tomadores de decisão e suas atribuições.

Buscou-se também chamar atenção para barreiras, problemas e questões envolvendo os mecanismos de política pública analisados, destacando-os em quadros em tom azul. Informações adicionais ou detalhamento de algum ponto foram inseridos por meio de boxes no decorrer da nota.

1 CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS NA PERSPECTIVA DO SETOR ELÉTRICO: ALGUNS CONCEITOS

1.1 Sistemas isolados e regiões remotas

Na perspectiva do Setor Elétrico, toda comunidade que não está conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), por razões técnicas ou econômicas, é qualificada como um Sistema Isolado (SISOL). Como fica evidente no **Mapa 1**, os SISOL

localizam-se nos estados da Região Norte e na Ilha de Fernando de Noronha.

Os sistemas isolados são formados por cidades maiores, como Boa Vista, de médio e de pequeno porte e também por pequenas vilas e comunidades rurais. Os agrupamentos mais afastados das sedes municipais, com pouca densidade populacional e baixa economia de escala são classificados como regiões remotas dos sistemas isolados, recebendo tratamento específico quanto ao acesso aos serviços de energia elétrica, conforme se verá mais tarde.

É a concessionária de Distribuição a responsável por definir se uma comunidade enquadra-se como sistema isolado ou como região remota (**Quadro 1**).

Vale mencionar que, nas entrevistas feitas junto à Eletrobras, EPE e à CELPA, foi explicitada a dificuldade técnica para definir qual o enquadramento a ser dado a uma comunidade. Isso se deve, em parte, pela carência de informações precisas sobre as próprias comunidades não atendidas, tais como a localização, número de pessoas, situação socioeconômica e demanda elétrica.

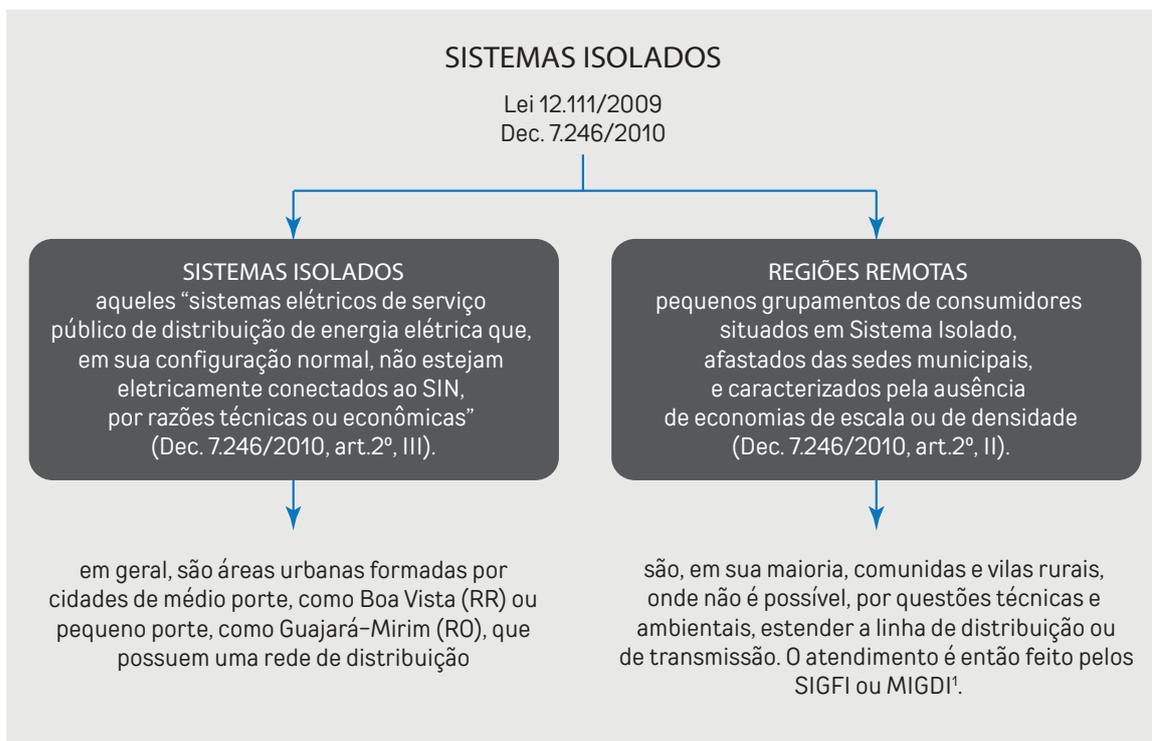
Com efeito, os dados sistematizados e divulgados pelo governo referem-se apenas aos sistemas isolados que excluem as regiões remotas e são aquelas compilados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS): conformam um total de 234 sistemas, somando cerca de 760 mil consumidores, conforme ilustra a **Figura 1**. A quase totalidade desses sistemas localiza-se na região Norte, sendo a única exceção a ilha de Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco.

Vejam, pela **Figura 1**, que apenas o estado de Roraima ainda se encontra totalmente atendido por sistemas isolados. Nos demais estados, a interconexão ao SIN vem ocorrendo progressivamente, como é o caso de Rio Branco no Acre, de Manaus no Amazonas, etc.

No site do ONS, é possível acessar o mapa atualizado das localidades atendidas como sistemas isolados, lembrando que, nestes casos, não se incluem as regiões consideradas remotas. O site pode ser acessado em: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>. O **Mapa 2** é um print feito no dia 25/11/2017 e mostra bem como a região amazônica é povoada desses sistemas.



Mapa 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN).
Fonte: ONS, 2017a.



Quadro 1 – Definições legais de sistemas isolados e regiões remotas.
Fonte: baseado no Dec. 7.246/2010

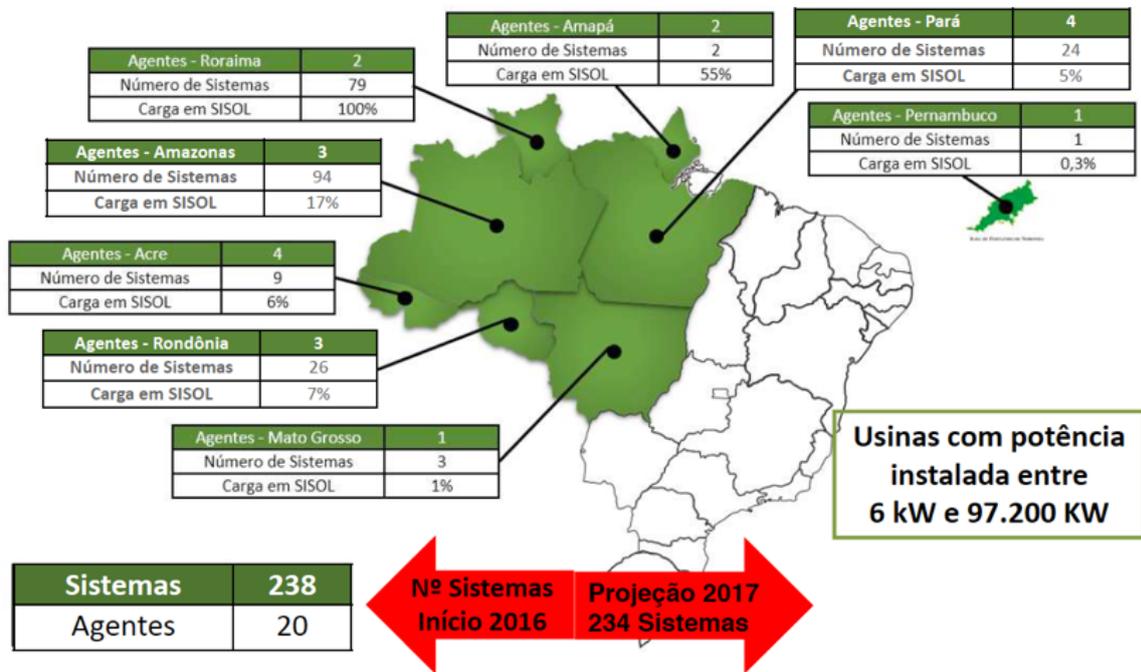
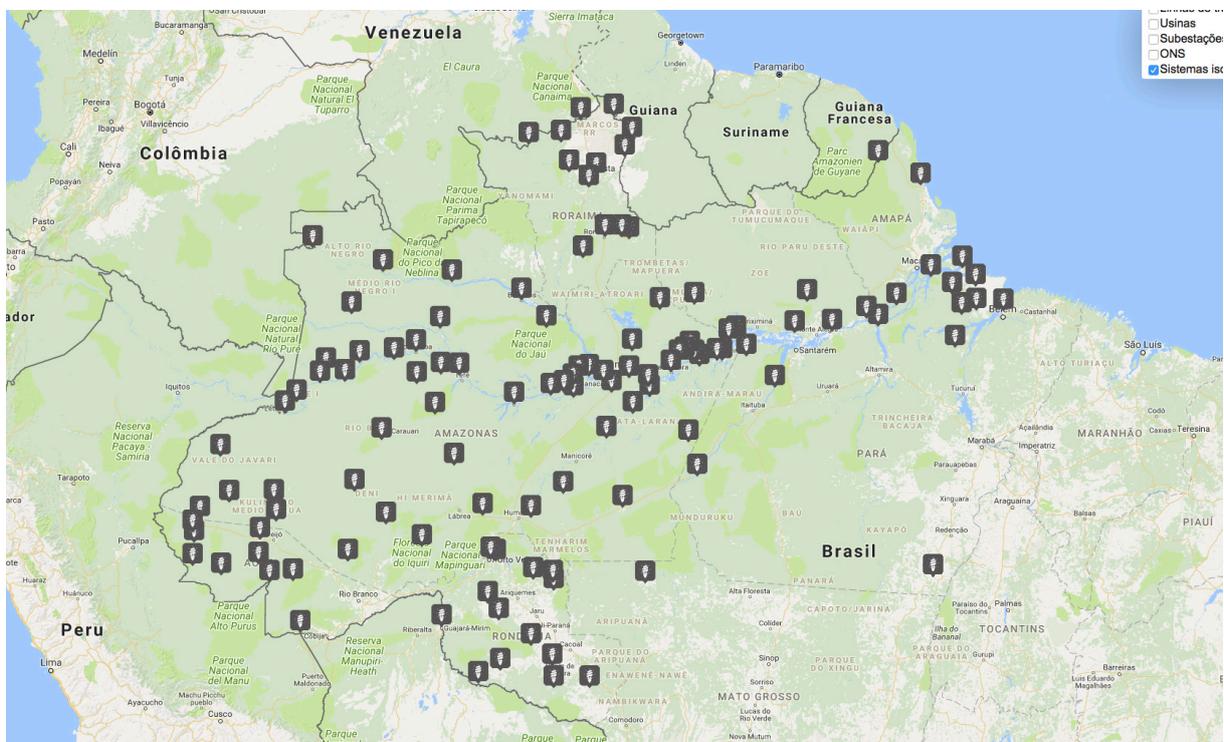


Figura 1 - Nº de sistemas isolados.
Fonte: ONS, 2017b.



1.2 MIGDI e SIGFI

A adoção do Sistema Individual de Geração Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI) e do Microssistema Isolado de Geração e Distribuição Elétrica (MIGDI) pela distribuidora configura exigência técnica nas situações em que não é possível levar a energia elétrica por meio da extensão da rede de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL 488/2012.

Como se verá mais adiante, o programa Luz para Todos também exige a adoção desses sistemas para atendimento nas regiões remotas dos sistemas isolados abarcado pelo programa.

O MIGDI é conceituado como o microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica (Res. ANEEL, 493/2012, art.2º, VI). Já o SIGFI é definido como sistema de geração de energia elétrica utilizado para o atendimento de uma única unidade consumidora, cujo fornecimento se dê exclusivamente por meio de fonte de energia intermitente (Res. ANEEL, 488/2012, art. 2º, VIII). Basicamente, no SIGFI, o equipamento de geração é instalado para atendimento a uma única unidade de consumo e, no MIGDI, cria-se uma minirrede de distribuição, conectada aos equipamentos de geração. Na **Figura 2**, é possível visualizar a principal diferença entre ambos.

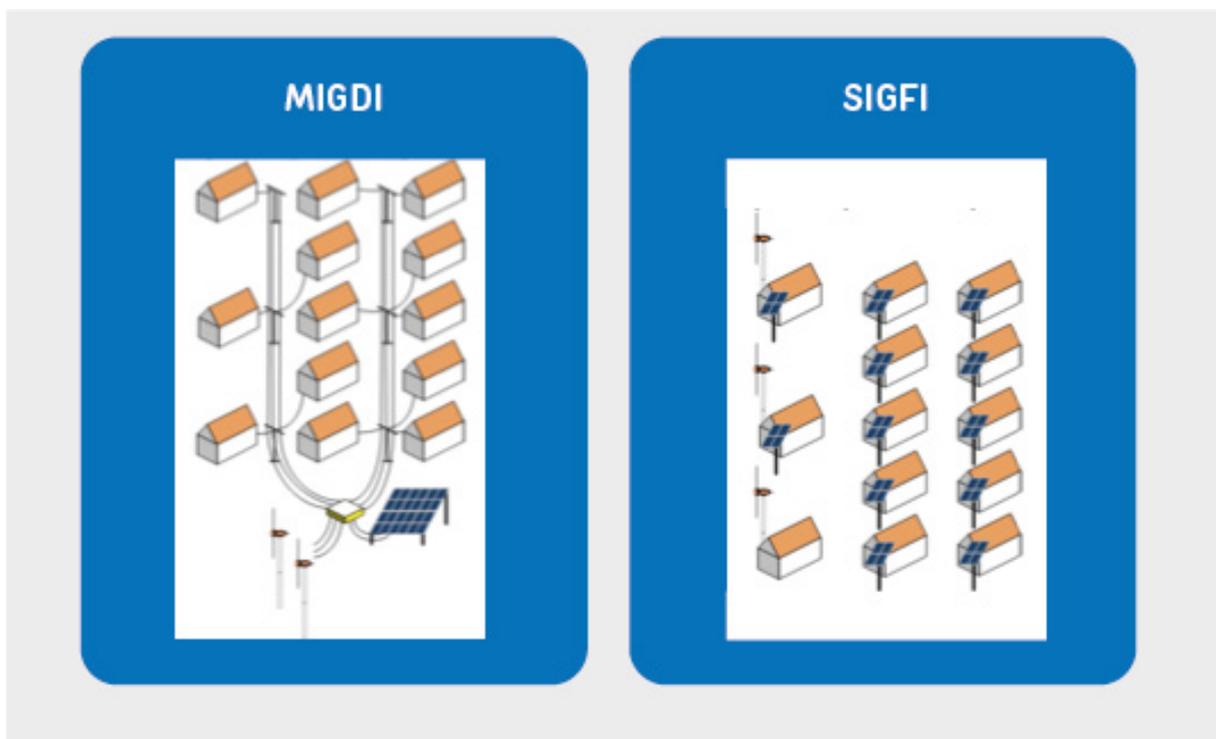


Figura 2 – Esquemas do MIGDI e do SIGFI.
Fonte: Blasques, 2014.

1.3 Perfil energético dos sistemas isolados

Os sistemas isolados baseiam-se majoritariamente em usinas de geração a Diesel, havendo uma pequena fração a gás natural (3 dos 234 sistemas, todos no Amazonas). Também há uma pequena geração à biomassa (resíduos de madeira), uma PCH localizada em Roraima e 12 sistemas fotovoltaicos (ver **Gráfico 1**).

Os sistemas isolados a Diesel compreendem desde térmicas de grande e médio porte para atendimento a centros urbanos, até mesmo pe-

quenos grupos de geradores para atendimento de vilas e comunidades rurais, localizadas nas regiões remotas. Veja essa multiplicidade pelos exemplos das usinas que atendem as cidades de Buritis/RO, com cerca de 32 mil habitantes e de Barcelos/AM, com quase 26 mil habitantes, e a comunidade de Boca da Mata, pertencente à Terra Indígena São Marcos, em Roraima (sem informação sobre número de habitantes), conforme ilustram as **Figuras 3, 4 e 5**.

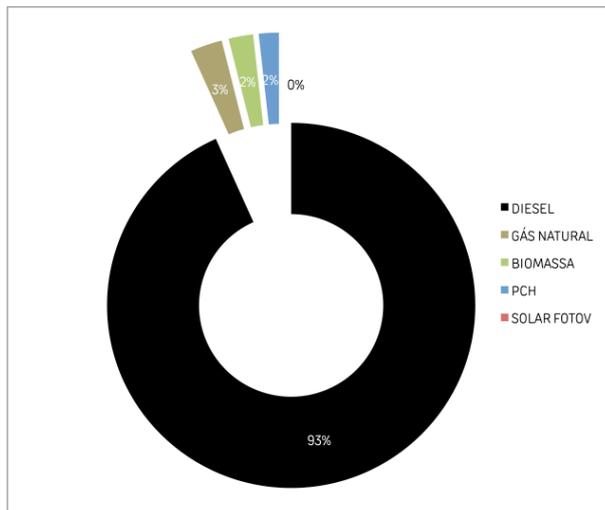


Gráfico 1 –Participação das fontes na geração de energia para atendimento dos sistemas isolados da Região Norte (% MWh).

Fonte: baseado em Eletrobras, 2016

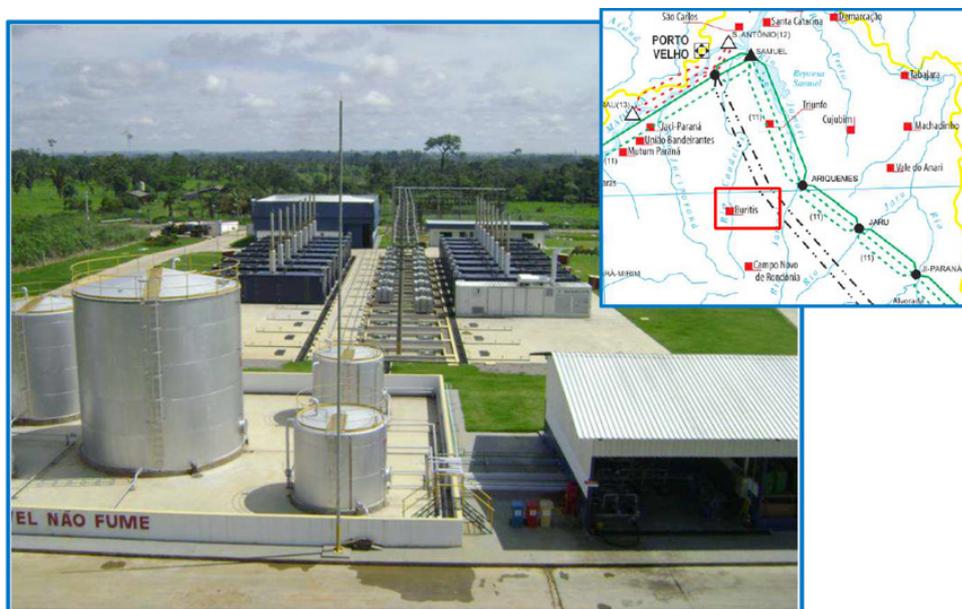


Figura 3 – Usina Termoelétrica de Buritis, com 18 MW.
Fonte: ONS, 2017b.



Figura 4 - Usina Termoeétrica de Barcelos, com 5,26 MW.
Fonte: ONS, 2017b.

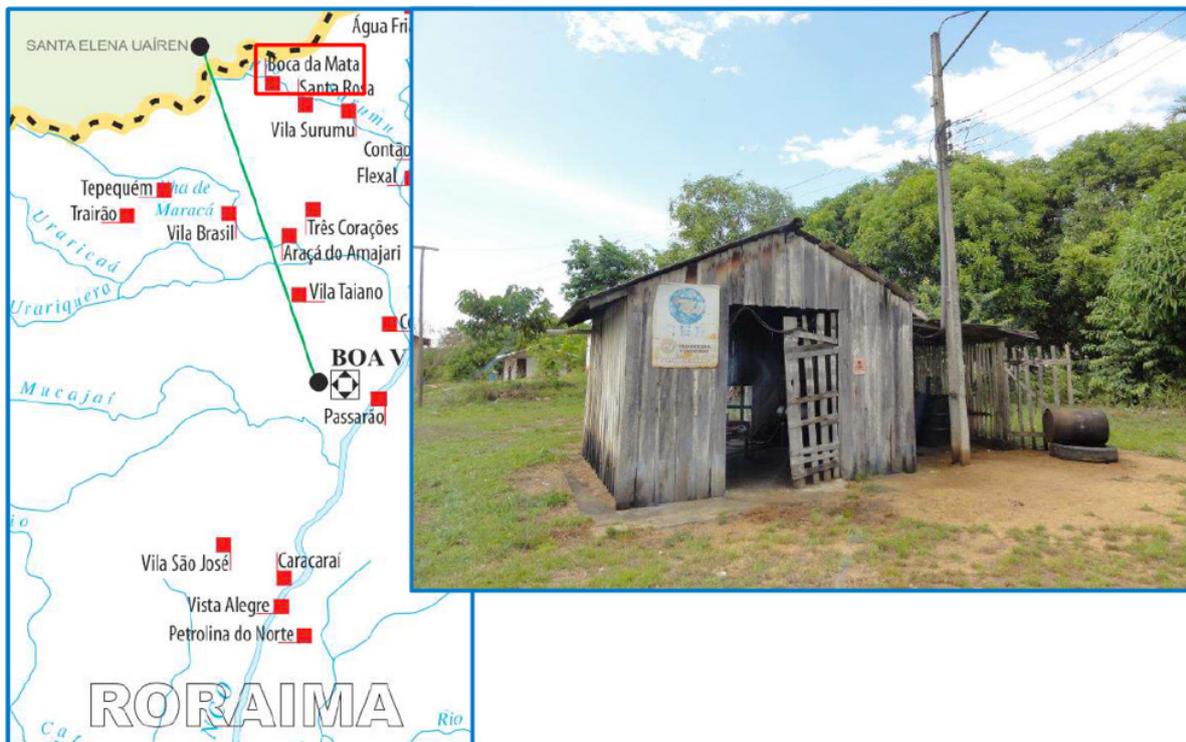


Figura 5- Usina termoeétrica Boca da Mata, com 123 kW.
Fonte: ONS, 2017b.

2 FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS SISTEMAS ISOLADOS

Esclarecidos os conceitos mais importantes, dedicaremos, neste capítulo, a descrever os arranjos formais pelos quais a energia elétrica é fornecida às populações dos SISOL

2.1 Arranjos jurídico-institucionais de contratação da geração de energia elétrica

Ter energia elétrica em sua casa, comércio, ou qualquer outro estabelecimento é um DIREITO.

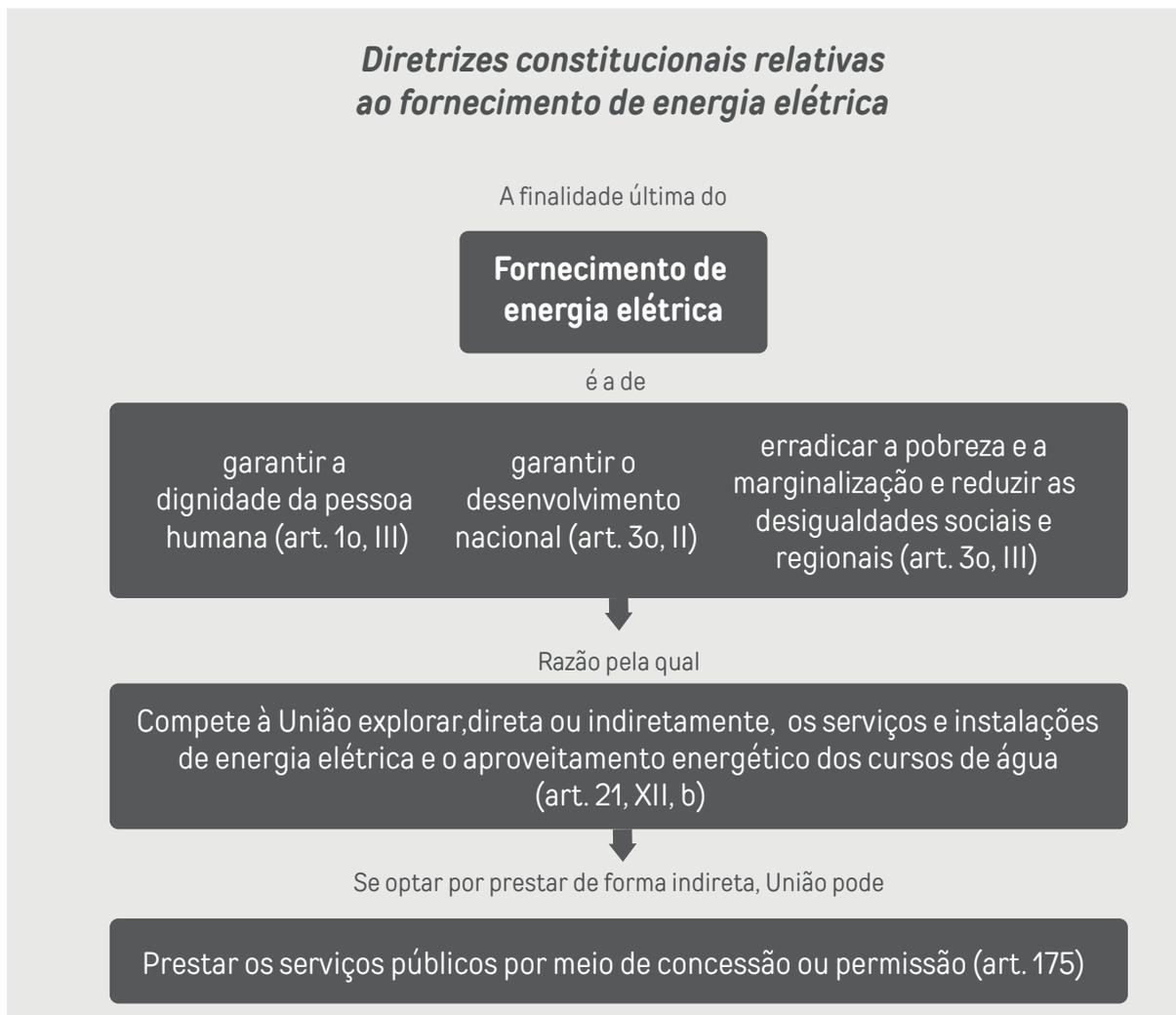
Segundo o que dispõe a Constituição Federal (ver **Quadro 2**), e conforme explicita a Lei 12.111/2009, que disciplina o fornecimento de eletricidade nos sistemas isolados, o acesso à

energia elétrica é um direito de qualquer pessoa que queira obter esse serviço (ver **Box 1**).

A Lei é clara quando estabeleceu a obrigação da concessionária ou permissionária de Distribuição atender à totalidade do seu mercado.

Assim, não importa se sou um cidadão que moro em Boa Vista, Jacareacanga ou Boca da Mata, se vivo na Aldeia Piyulaga ou Novo Airão. Desde que eu queira ter acesso aos serviços de eletricidade, a legislação garante meu direito de obtê-los. Mas como?

É aí que começam as complicações. É certo que será preciso formalizar essa solicitação perante a unidade mais próxima da Distribuidora que atende a região. E tudo depende principal-



Quadro 2 - Diretrizes constitucionais sobre o direito à energia elétrica.

* A União tem a competência sobre a energia elétrica, cabendo apenas aos órgãos federais regular, gerenciar e atuar no setor elétrico. Os entes estaduais e municipais não têm competência para, por exemplo, conceder o serviço de distribuição de eletricidade.

mente de onde se localiza a pessoa que fez o requerimento: se muito afastada de uma rede de distribuição ou não.

Da perspectiva do setor elétrico, a concessionária de distribuição é sempre a responsável pelo atendimento (ver **Box 3**). Porém, ela pode contratar a energia elétrica necessária por meio de dois principais arranjos, dependendo se a localidade conforma-se como sistema isolado padrão

ou como região remota: leilão ou o programa Luz para Todos. Vejamos.

Se eu estou localizado num sistema isolado que não foi enquadrado como região remota, o que, em geral, é caracterizado por uma área urbana, eu faço a solicitação perante a distribuidora e esta fica obrigada a me estender a rede de distribuição, nos termos da Res. 414/2010 (ver **Box 1**).

BOX 1 - DIREITOS RELATIVOS AO ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA

Conforme regulado pela Resolução ANEEL 414/2010, qualquer pessoa tem o direito de ter acesso à energia elétrica. Para tanto, precisa formalizar uma solicitação perante a concessionária ou permissionária de distribuição mais próxima a seu domicílio.

A distribuidora tem prazos específicos para analisar os pedidos de fornecimento de energia elétrica: se o domicílio está localizado em área urbana, é de 3 dias, e se está em área rural, é de 5 dias. Quando for preciso fazer alguma obra ou adequação que seja de responsabilidade do solicitante, a distribuidora deve justificar o motivo. Quando não houver necessidades de adequações, os prazos para as ligações são de 2 e 5 dias da aprovação pelo solicitante, em se tratando, respectivamente, de áreas urbana e rural.

A distribuidora deve atender de forma gratuita à solicitação de fornecimento para unidade consumidora, localizada em propriedade ainda não atendida, cuja carga instalada seja menor ou igual a 50 kW, de caráter residencial, que possa ser efetivada mediante extensão de rede, em tensão inferior a 2,3 kV, inclusive instalação ou substituição de transformador, ainda que seja necessário realizar reforço ou melhoramento na rede em tensão igual ou inferior a 138 kV; ou em tensão inferior a 2,3 kV, ainda que seja necessária a extensão de rede em tensão igual ou inferior a 138 kV.

No atendimento de domicílios rurais com ligações monofásicas ou bifásicas, a instalação do padrão de entrada, ramal de conexão e instalações internas da unidade consumidora deve ser realizada pela distribuidora, sem ônus ao interessado, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, a título de subvenção econômica. Além de cumprir outras exigências, o interessado deve pertencer a uma família inscrita no Cadastro Único, com data da última atualização cadastral não superior a 2 anos e renda familiar mensal per capita de até meio salário mínimo ou renda familiar mensal de até 3 salários mínimos, o que deve ser verificado pela distribuidora por meio de consulta às informações do Cadastro Único.

Se a área onde o domicílio se localiza está contemplada no Plano de Universalização, a distribuidora pode seguir os prazos de universalização ali contemplados para viabilizar o atendimento solicitado. E se estiver numa região remota, sujeita-se a prazos e procedimentos específicos.

De todo modo, depois que a pessoa obtém acesso à energia elétrica, passa a ser considerada um **consumidor**, cabendo-lhe um conjunto de direitos, podendo-se destacar:

1. receber energia elétrica em sua unidade consumidora nos padrões de tensão e de índices de continuidade estabelecidos;
2. responder apenas por débitos relativos à fatura de energia elétrica de sua responsabilidade;
3. ter o serviço de atendimento telefônico gratuito disponível 24 horas por dia e sete dias por semana para a solução de problemas emergenciais;
4. ser atendido em suas solicitações e reclamações feitas à distribuidora sem ter que se deslocar do Município onde se encontra a unidade consumidora;
5. ser informado de forma objetiva sobre as providências adotadas quanto às suas solicitações e reclamações, de acordo com as condições e prazos de execução de cada situação, sempre que previstos em normas e regulamentos;
6. ser informado, por escrito, com antecedência mínima de 15 dias, sobre a possibilidade da suspensão de fornecimento por falta de pagamento;
7. ter a energia elétrica religada, no caso de suspensão indevida, sem quaisquer despesas, no prazo máximo de até 4 horas, a partir da constatação da distribuidora ou da informação do consumidor;
8. ter a energia elétrica religada, no prazo máximo de 24 horas para a área urbana ou 48 horas para a área rural, observadas as Condições Gerais de Fornecimento;
9. ser informado sobre a ocorrência de interrupções programadas, por meio de jornais, revistas, rádio, televisão ou outro meio de comunicação, com antecedência mínima de 72 horas.

Pode ocorrer que eu esteja num município que esteja contemplado no plano de universalização da distribuidora (ver **Box 2**). Neste caso, esta pode fazer o atendimento solicitado nos prazos descri-

tos neste plano, caso eu queira que o serviço de instalação seja feito sem ônus para mim (Res. ANEEL 414/2010, art. 27, § 1º).

BOX 2 - PLANOS DE UNIVERSALIZAÇÃO

Tendo em vista o reconhecimento das diferenças geográficas, sociais e econômicas de um país com dimensões continentais como o Brasil, em que as diferentes regiões estão em patamares diferentes de fornecimento de eletricidade, a legislação definiu uma sistemática que impõe às distribuidoras metas de universalização do atendimento à população residente na área de sua concessão. Para tanto, cada distribuidora fica obrigada a apresentar e implementar planos anuais de universalização, pelos quais precisam cumprir metas progressivas de inclusão de pessoas e domicílios ao acesso a serviços de energia elétrica (Lei 10.438/2002, arts. 14 e 15).

Segundo aponta Vieira (2011), um dos motivos por detrás do estabelecimento de metas de universalização progressivas é o fato de que se as distribuidoras fizessem todo o investimento necessário para garantir 100% do atendimento de uma só vez, o impacto tarifário seria muito alto, com consequências socioeconômicas mais graves.

As metas de universalização são estabelecidas por meio de Resoluções da ANEEL, usando como base o Índice de Atendimento (**Ia**), que é a razão entre o número de domicílios com fornecimento de energia elétrica pelo total de domicílios existentes na área de concessão da distribuidora, usando-se como referência os censos do IBGE (sendo o mais recente o de 2010).

A ANEEL estabeleceu um conjunto de normas que regulam as metas e os planos de universalização, sendo as principais a 223/2003 e a 488/2012. A primeira traz as regras gerais, definindo o conteúdo mínimo dos planos, indicadores de monitoramento e penalidades em caso de descumprimento das metas. A segunda aplica-se às distribuidoras que apresentam **Ia** em áreas rurais menores do que 95%.

Outro importante dado da Resolução 488/2012 é o fato de ela regular como as distribuidoras devem incorporar o programa Luz para Todos em seus planos de universalização. Daí que, conforme essa norma, tais planos devem conter, minimamente:

- » Justificativas técnicas e econômicas para a revisão do plano de universalização;
- » Relação individual das solicitações de atendimento para a área rural cadastradas pela distribuidora;
- » Histórico da quantidade de ligações realizadas na área rural, por ano, nos últimos 3 anos;
- » Quantidade e custo médio de atendimento das novas unidades consumidoras localizadas no meio rural, a serem atendidas por meio de extensão de rede convencional com recursos da distribuidora;
- » Quantidade e custo médio de atendimento das novas unidades consumidoras localizadas no meio rural, a serem atendidas por sistemas de geração descentralizada com recursos da distribuidora;
- » Quantidade e custo médio de atendimento das novas unidades consumidoras localizadas no meio rural, a serem atendidas por meio de extensão de rede convencional com recursos do Programa LUZ PARA TODOS;
- » Quantidade e custo médio de atendimento das novas unidades consumidoras localizadas no meio rural, a serem atendidas por sistemas de geração descentralizada com recursos do Programa LUZ PARA TODOS;
- » Extensão, em quilômetros, de redes de distribuição em tensão menor do que 2,3 kV, necessárias para o atendimento;
- » Extensão, em quilômetros, de redes de distribuição em tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 138 kV, necessárias para o atendimento;
- » Quantidade de transformadores de distribuição e potência em KVA;
- » Investimento total em reais, segregado de acordo com as seguintes origens: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Reserva Global de Reversão (RGR); Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); e recursos próprios;
- » As formas de divulgação do plano de universalização para as populações a serem atendidas.

Por fim, é preciso ressaltar que o atendimento das metas de universalização configura uma obrigação das distribuidoras e, portanto, os custos correlatos devem ser arcados por elas, salvo os casos em que há projetos viabilizados no âmbito dos programas de universalização, como o Luz para Todos

Considerando que a energia elétrica é um bem indispensável à dignidade da pessoa humana e condicionante ao desenvolvimento nacional e à erradicação da pobreza, definiu-se como serviços públicos as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia (Lei 9.074/1995, art.4º).

A atividade de geração consiste na transformação de fontes de energia em eletricidade. Como já visto, no caso dos sistemas isolados, o mais comum são as usinas térmicas baseadas em geradores à Diesel. Quando estas usinas são contratadas por meio de leilões, podem ser operadas pelos Produtores Independentes de Energia (PIE).

A atividade de transmissão pressupõe o transporte da eletricidade em altas tensões entre os centros de geração até as subestações de distribuição. No caso dos sistemas isolados, é bem mais comum não haver atores de transmissão envolvidos, já que, em geral, a geração de energia está diretamente conectada à rede de distribuição, já que se trata de uma produção baixa de energia.

O serviço de distribuição é o responsável por fazer com que a energia gerada nas usinas localizadas ao redor do país e transportada pela rede de transmissão chegue efetivamente aos consumidores finais, estejam eles em suas residências, comércios ou indústrias.

A distribuição consiste num sistema formado por subestações, as quais adequam as tensões de energia aos parâmetros usados para níveis de consumo médios e baixos, bem como uma rede de linhas que levam essa energia aos diferentes pontos de consumo.

As concessões e permissões dos serviços de distribuição foram disciplinadas nas leis 8.8987/1995, 9.074/1995, 10.438/2002, dentre outras. No Brasil, praticamente todo o serviço de distribuição foi delegado à iniciativa privada, havendo, segundo a ANEEL (2017), 117 distribuidoras na ativa, sendo 63 concessionárias e 38 permissionárias, além de 13 cooperativas de eletrificação rural.

Nos Sistemas Isolados da Amazônia, há nove distribuidoras, sendo que algumas delas está atuando sob designação da ANEEL, isto é, tiveram seu prazo de concessão expirado, não tendo ocorrido novo certame para contratação de nova concessionária, a ANEEL as mantém provendo o serviço como designadas. Esse é o caso, em particular, das empresas que são subsidiárias da Eletrobrás.

Com efeito, a maioria das distribuidoras que atuam nos sistemas isolados pertence ao grupo Eletrobrás, empresa de economia mista, controlada pelo governo federal. Nos últimos anos, estas distribuidoras têm apresentado balanços contábeis e financeiros negativos. Para o Acende Brasil (2017), parte desse déficit decorre dos altos índices de perdas comerciais (por exemplo, furto de energia elétrica) e de inadimplência, fatores que se agravaram com a crise econômica atual.

Conforme dispõe o relatório anual da Eletrobrás de 2016 (Eletrobrás, 2016), a intenção da empresa é finalizar o processo de venda de TODOS os seus ativos das distribuidoras até o fim de 2017. Para tanto, o governo federal está dando uma força: tais empreendimentos foram inseridos na lista do Programa de Parcerias para Investimentos (PPI), criado pelo atual governo com a intenção de facilitar parcerias público-privadas. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), entidade que ficou responsável por conduzir os processos de privatização no âmbito do PPI, já iniciou o processo relativo às distribuidoras da Eletrobrás, tendo feito chamada para contratação de serviços para diagnóstico das empresas e desenho técnico e financeiro das licitações (BNDES, 2017).

Na **Tabela 2**, são apresentadas informações de cada uma das distribuidoras relativas à composição acionária, área de concessão e população atendida por tipo de consumo.

A precariedade financeira das distribuidoras que atuam nos sistemas isolados pode ser uma barreira para a universalização do acesso à energia elétrica nas regiões remotas da Amazônia, seja porque reduz a velocidade dos atendimentos, seja porque diminui a qualidade dos serviços.

Por que interessa acompanhar o processo de desestatização das distribuidoras da Eletrobras que atuam nos sistemas isolados? Como veremos adiante, as distribuidoras são os atores mais importantes para o fornecimento de energia elétrica para as comunidades remotas da Amazônia. Portanto, quem e como irá assumir as distribuidoras da Eletrobras fará toda a diferença.

Tabela 2 Distribuidoras com concessão nos Sistemas Isolados da Amazônia Legal: número de consumidores atendidos em 2016, por tipo.-

DISTRIBUIDORAS	Pertence a algum grupo ?	Área de concessão	NÚMERO DE CONSUMIDORES - Dezembro 2016										Participação no Total Geral %
			Res.	Ind.	Com.	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público	Consumo Próprio	Total		
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	Governo do Amapá	AP	177.313	407	18.006	2.144	2.016	27	119	36	200.068	0,25	
Centrais Eletétricas do Pará - CELPA	Equatorial Energia (96,5%)	PA	2.095.488	4.218	176.161	144.786	19.014	462	2.101	263	2.442.493	3,03	
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	Equatorial Energia (65,1%)	MA	2.104.950	8.395	154.727	59.154	23.664	1.025	6.516	318	2.358.729	2,92	
Eletrobrás Distribuição Acre - Eletroacre	Eletrobras	AC	200.056	603	20.329	27.144	3.063	271	134	25	251.625	0,31	
Eletrobrás Distribuição Amazonas - Amazonas Energia	Eletrobras	AM	816.660	2.989	75.181	42.383	9.522	664	889	274	948.562	1,18	
Eletrobrás Distribuição Rondônia - CERON	Eletrobras	RO	439.160	1.824	39.842	122.917	4.664	281	252	140	609.080	0,76	
Eletrobrás Distribuição Roraima	Eletrobras	RR	98.715	343	9.430	3.003	814	102	76	15	112.498	0,14	
ENERGISA CEMAT	Energisa	MT	1.031.048	20.611	93.496	168.445	11.993	873	1.273	314	1.328.053	1,65	
ENERGISA CELTINS	Energisa	TO	459.633	1.891	35.944	59.915	7.107	743	721	215	566.169	0,70	
TOTAL AMAZÔNIA LEGAL	-	-	7.423.003	41.281	623.116	629.891	81.857	4.448	12.081	1.600	8.817.277	11	
TOTAL (63)	-	-	69.228.938	531.038	5.712.669	4.428.452	573.957	94.878	92.454	9.190	80.671.576	100,00	

Fonte: baseado em ABRADÉE (2017) e nas páginas eletrônicas de cada distribuidora.

Para que a distribuidora obtenha a energia elétrica que supre a sua demanda nos sistemas isolados, desde o advento da Lei 12.111/2009, passou-se a exigir a contratação de empresas de geração por meio de licitação na modalidade leilão. Em geral, tais unidades de geração localizam-se nas proximidades das cidades e manchas urbanas dos municípios.

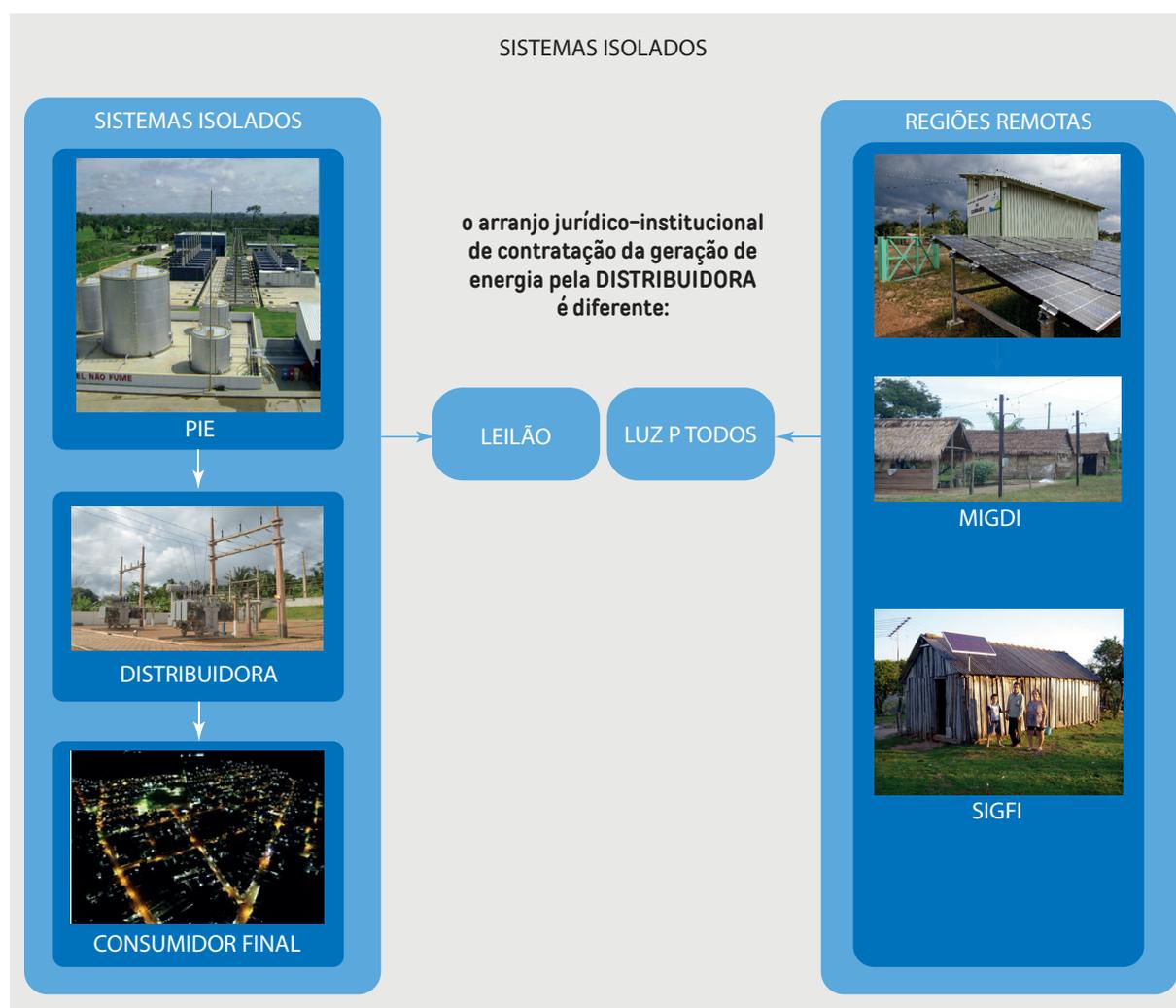
Porém, em 2015, foi editado o Decreto 8.493/2015, o qual estabeleceu que o atendimento das regiões remotas “deverá ser contratado pelo Programa “LUZ PARA TODOS”, aplicando-se os regramentos que o Programa adota para os contratos firmados no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN e o disposto neste Decreto,

e conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia” (art.1o).

Ou seja, se eu estou localizado numa área enquadrada como região remota, o fornecimento de energia elétrica em minha comunidade será viabilizado pelo programa Luz para Todos.

Em síntese, até o final da vigência do Programa Luz para Todos, a Distribuidora contrata a eletricidade de duas formas principais (**Quadro 3**):

- » Sistemas isolados: leilões de energia, com contratação de produtores independentes (PIE);
- » Regiões remotas: Programa Luz para Todos.



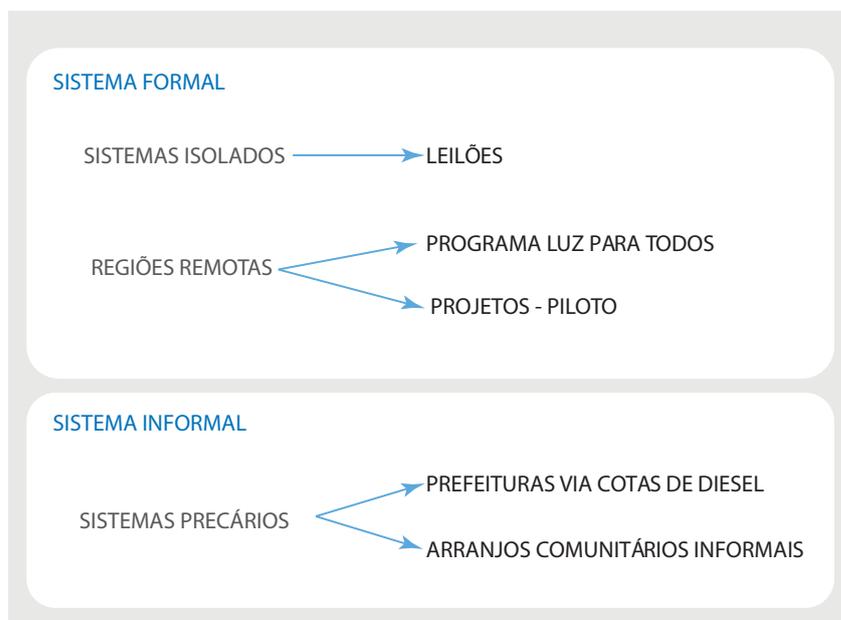
Quadro 3 – Arranjos jurídico-institucionais de contratação, pela Distribuidora de energia, da geração de eletricidade necessária para atendimento dos mercados dos sistemas isolados e das regiões remotas.

É de extrema importância ressaltar, contudo, que, apesar de existir estes instrumentos formais de fornecimento de energia elétrica nos sistemas isolados, é comum a demora na sua implantação e até mesmo a sua sequer adoção, particularmente, nas comunidades mais distantes dos centros urbanos.

O resultado é que boa parte das comunidades das regiões remotas acaba não atendida pelos sistemas formais, obtendo energia de sistemas precários e informais, majoritariamente basea-

dos em geradores a Diesel sem qualquer registro perante a ANEEL (ver **Box 5**).

Em muitos casos, são as próprias prefeituras que sustentam esses sistemas, seja doando grupos de geradores e provendo cotas de combustível, seja viabilizando projetos piloto por conta própria (Soares, 2008). Em outros, as comunidades se auto organizam. Por isso, são denominadas por Els et al. (2012) como sistemas precários. Ver **Quadro 4**.



Quadro 4 – Provimento de energia elétrica nos sistemas formais e informais

BOX 4 - ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS ANTERIORMENTE À SISTEMÁTICA DOS LEILÕES

Conforme explica a PSR (2015), até a Lei 12.111/2009, que introduziu a regra dos leilões, “as distribuidoras de energia eram responsáveis por todo o processo de contratação de energia para os sistemas isolados, definindo soluções técnicas e contratando empresas para construir e operar tais sistemas” (p.2).

Com a publicação dessa Lei, passou-se a exigir a contratação da geração de energia por meio de licitação na modalidade leilão.

Por isso, ainda hoje se encontram situações em que é a Distribuidora que opera as usinas de geração elétrica: trata-se de casos que ainda estão abarcados no regime antigo e, conforme os termos de contratação vão se expirando, irão passar para a nova sistemática dos leilões.

A obrigação das distribuidoras de dar conta de todo o sistema abarcava também o atendimento às regiões remotas. Porém, dada a dificuldade de atendimento a essas localidades e o reconhecimento do caráter social deste, o governo vem viabilizando programas de universalização já há décadas, os quais, de certa forma, supriam uma parcela das carências dessas localidades.

Uma dessas iniciativas foi o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRO-DEEM) (por meio do Decreto de 27 de novembro de 1994), com o objetivo de viabilizar a instalação de microssistemas energéticos de produção e uso locais, em comunidades carentes isoladas não servidas por rede elétrica, destinados a apoiar o atendimento das demandas sociais básicas.

Em 2000, de forma complementar ao PRODEEM, o governo federal criou outro programa, chamado Luz no Campo, cujo objetivo era a universalização do acesso à energia elétrica no meio rural. Diferentemente do PRO-DEEM, o Luz no Campo focou mais a interligação por meio de rede de distribuição.

Como explica Vieira (2011), todos esses programas tinham como premissa o fato de o beneficiário arcar com os custos da infraestrutura de fornecimento de energia elétrica.

A mudança mais significativa veio a Lei 10.438/2002, a qual instituiu as obrigações de universalização das concessionárias de distribuição, eximindo os beneficiários dos ônus dos custos de instalação. Assim, já em 2003, a ANEEL definiu as regulações que disciplinam metas e obrigações de universalização das distribuidoras. Em paralelo, o governo federal instituiu o Programa Luz para Todos (LpT).

No âmbito do Luz para Todos, foi comum, por muito tempo, a realização de projetos-piloto, em parceria com universidades e centros de pesquisa. Como se verá mais oportunamente, somente recentemente, é que se passou a implementar os projetos por meio de programas de obras.

BOX 5 - REGISTRO E OUTORGA DA ANEEL

Nos termos da Lei 9.074/1995, os empreendimentos de geração elétrica com capacidade instalada de até 5 MW não precisam de outorga de concessão ou permissão da ANEEL, devendo, contudo, comunicar a sua existência a esta agência, o que se faz por meio de um **registro**. São denominados centrais geradoras de capacidade reduzida (CGCR). Para realizar o registro, é preciso acessar o site: <http://www2.aneel.gov.br/scg/rcg/default.asp> e inserir um conjunto de dados, tais como: titularidade, localização, capacidade instalada, combustível, etc. Vale ressaltar que esse registro não exige o proprietário do empreendimento de obter eventuais licenças ambientais, de uso de água, ou outras autorizações específicas.

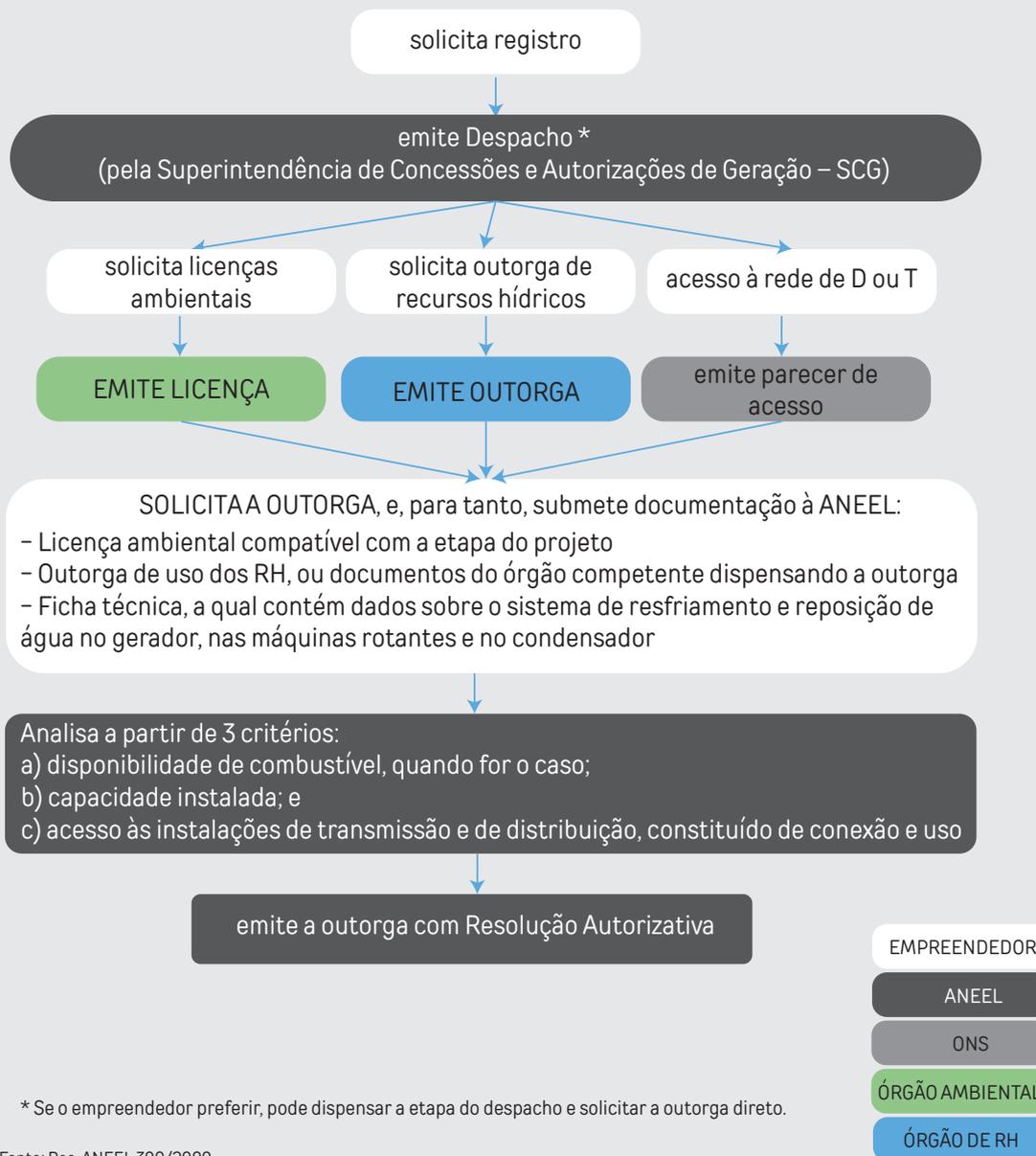
Os empreendimentos que possuem acima de 5 MW, por sua vez, necessitam de uma autorização a ser concedida pela ANEEL. No caso das termelétricas, a regulação desse procedimento foi dada pela Resolução da ANEEL 390/2009 e alterações. Em linhas gerais, exige-se que o empreendedor forneça um conjunto de dados detalhados do empreendimento, bem como apresente as licenças ambientais e de uso de água pertinentes como condição para obtenção da outorga de autorização. É o que mostra o **Fluxograma 1** da página seguinte.

Mais recentemente, foram criadas as figuras da mini e microgeração distribuída, por meio da Resolução da ANEEL 482/2012, ambas permitidas para sistemas de geração baseados em renováveis ou cogeração qualificada (a qual pode incluir o uso de gás natural). A primeira modalidade – minigeração – caracteriza-se por sistemas que têm mais de 75kW e até 5.000 kW (5MW) e a segunda – microgeração – por sistemas de até 75 kW.

Note que a mini e microgeração distribuídas só são permitidas para sistemas conectados diretamente à rede de distribuição, o que limita a sua adoção nos sistemas isolados, particularmente, nas regiões remotas.

BOX 5 - REGISTRO E OUTORGA DA ANEEL (continuação)

FLUXOGRAMA DECISÓRIO - UTE (OUTORGA ANEEL)



É importante destacar que os proprietários dos empreendimentos de geração elétrica de empreendimentos tanto de até 5 MW (excluindo-se aí a mini e microgeração distribuída) e acima de 5 MW necessitam qualificar-se como um Produtor Independente de Energia (PIE) ou como um autoprodutor:

» **PIE:** pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à produção independente de energia elétrica, ou seja, para o comércio da mesma;

» **Autoprodutor:** pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica em regime de autoprodução de energia elétrica.

2.2 Planejamento do suprimento de energia elétrica nos sistemas isolados

Em 2018, o MME editou a Portaria 67, alterando significativamente o modo pelo qual o planejamento do suprimento de eletricidade nos sistemas isolados deve ser feito. Se, até então, cabia exclusivamente a cada concessionária de distribuição a definição dos rumos da expansão da geração em sua área de concessão, com esta Portaria, o planejamento tornou-se mais centralizado no MME e foi dado o papel de análise técnica à EPE.

Assim, segundo a Portaria 67/2018, até junho de cada ano, as distribuidoras devem enviar ao MME, por meio da EPE, suas propostas de planejamento do atendimento de seus respectivos mercados. Tais propostas, na verdade, contemplam dados técnicos referentes a:

- » a descrição sucinta dos aspectos geográficos das localidades, incluindo coordenadas, população, subordinação político-administrativa, formas de acesso;
- » os valores históricos dos últimos três anos e as projeções de consumo, de perdas, de carga de energia e de demanda, no horizonte de planejamento de 5 anos;
- » as curvas de carga típicas e demandas máximas ano a ano, no horizonte de planejamento;
- » a descrição da atual oferta de geração de energia elétrica, bem como das demais soluções de suprimento disponíveis;
- » o prazo de vencimento de contratos existentes de compra de energia e potência e de aluguel de unidades geradoras;
- » a programação de desativação de geração própria;
- » a eventual substituição desejada de oferta existente;
- » as necessidades de contratação de solução de suprimento para expansão da oferta;
- » as eventuais necessidades de contratação de reserva de capacidade de geração;
- » a proposta de divisão de lotes, caso seja identificada necessidade de contratação;
- » as condições da rede de distribuição, bem

como o detalhamento das necessidades de reforços e ampliações;

- » a previsão de interligações com outros Sistemas Isolados ou com o SIN;
- » o cronograma de implantação de obras de distribuição determinativas;
- » a demonstração da inviabilidade técnica, econômica ou ambiental da interligação dos Sistemas Isolados ao SIN; e
- » a previsão de economia de energia elétrica em decorrência de programas de eficiência energética.

Caberá à EPE a análise técnica das informações encaminhadas, repassando ao MME parecer respectivo. Nos casos em que este entender pela necessidade de contratação de solução de suprimento, iniciará os procedimentos para a realização dos leilões. Para as regiões remotas, indicará a atuação do programa Luz para Todos.

2.3 Fornecimento de energia nos sistemas isolados: a sistemática dos leilões

Como visto, com o advento da Lei 12.111/2009, os leilões de energia começaram a ser adotados como o procedimento para viabilizar o fornecimento de energia elétrica nos sistemas isolados. Segundo o Decreto que regulamenta esta Lei (Dec. 7.246/2010), os leilões têm como finalidade específica:

- » A aquisição de energia e potência elétrica pela Distribuidora de agente vendedor qualificada por Produtor Independente de Energia (PIE).
- » O aluguel ou aquisição de unidades de geração de energia elétrica para operação pelos próprios agentes de Distribuição.

Pela regra, caberá a modalidade de leilão também para o fornecimento de energia elétrica às regiões remotas. Porém, como já explanado, desde 2015, por força do Decreto 8.493/2015, as regiões remotas passaram a ser atendidas pelo programa Luz para Todos. Assim, depois que o Luz para Todos for finalizado, as regiões remotas voltarão a ser atendidas pela sistemática dos leilões.

Da mesma forma como ocorre nos leilões de energia nova realizados no ambiente de contratação regulada do SIN, os dos sistemas isolados

são do tipo reverso, ou seja, o critério de seleção é quem oferece o menor preço de venda, o que é traduzido pelo menor custo total de atendimento das diversas soluções apresentadas pelos agentes vendedores participantes, considerando o valor presente líquido do fluxo de pagamentos, incluindo custos de investimento, de operação e manutenção, de combustível, quando couber, e a utilização de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

Tanto a Lei 12.111/2009 quanto o Dec. 7.246/2010 trazem algumas regras sobre o rito

que os leilões devem seguir. Porém, o detalhamento dos procedimentos foi dado por meio de Portarias do Ministério de Minas e Energia (MME), com destaque para a 67/2018, 341/2012 e a 521/2015, e pode ser visualizado no **Quadro 5**.

No **Quadro 6**, buscou-se especificar qual é a atribuição e a responsabilidade de cada órgão e entidade no procedimento do leilão, como uma forma de se identificar, com maior clareza, os processos decisórios mais importantes.

A sistemática dos leilões passou por uma recente mudança com a edição do Decreto 9.047/2017. Até então, a escolha dos projetos de geração era feita a partir dos projetos de referência definidos pelas distribuidoras. Estes “projetos de referência” condensavam as soluções tecnológicas formatadas pelas distribuidoras para atendimento de seus respectivos mercados. Ganhava o leilão quem propunha os projetos que melhor se encaixavam nos critérios definidos nos de referência com o menor custo. Caso algum proponente quisesse apresentar um projeto diferente ao de referência, abria-se uma etapa adicional, em que ele apresentava um “projeto alternativo”. Em ambos os casos, o papel da EPE era o de avaliar se as propostas apresentadas atendiam às exigências de carga e custo, mas, mesmo assim, era uma análise circunscrita ao que já havia sido delimitado no projeto de referência apresentado pela distribuidora.

Importante salientar que essa era uma barreira significativa à substituição do diesel e que foi minimizada com a edição do Dec.9.047/2017.

Como mencionado, segundo a Lei 12.111/2009 e o Dec. 7.246/2010, os leilões também têm como finalidade a contratação de energia para o atendimento das regiões remotas, sendo esta a regra. Em 2012, a ANEEL chegou até a conduzir um processo de definição dos modelos de edital que deveriam ser adotados para fins de contratação dos serviços que atenderiam essas regiões. Por força do Dec. 8.493/2015, estas passaram a ser atendidas pelo Luz para Todos.

É de se supor, assim, que, com o fim desse programa, as regiões remotas voltem a ser contempladas na sistemática dos leilões. Porém, o risco que se corre com isso é o de não haver interessados nos certames, já que se tratam de áreas com baixa atratividade econômica.



Quadro 5 – Passo-a-passo dos leilões de contratação de energia para atendimento dos sistemas isolados.

<p>MME</p>	<p>Define e implementa as políticas públicas de promoção do acesso aos serviços de energia elétrica nos sistemas isolados, incluindo as comunidades remotas.</p> <p>Aprova o planejamento do atendimento aos mercados dos sistemas isolados, feito anualmente pelas concessionárias de distribuição</p> <p>Define as diretrizes dos leilões de energia realizados nos sistemas isolados</p>
<p>EPE</p>	<p>Analisa tecnicamente o planejamento do atendimento aos mercados dos sistemas isolados, feito anualmente pelas concessionárias de distribuição</p> <p>Analisa e habilita tecnicamente os projetos para realização dos leilões de energia nos sistemas isolados</p>
<p>ANEEL</p>	<p>Realiza ou delega a execução dos leilões de energia dos sistemas isolados</p> <p>Regula as atividades das distribuidoras nos sistemas isolados</p> <p>Fiscaliza as atividades das concessionárias de distribuição nos sistemas isolados, aplicando as penalidades se cabíveis</p>
<p>CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO</p>	<p>Elabora planejamento anual do atendimento de seus mercados para o horizonte de 5 anos. Para tanto, deve especificar as seguintes informações:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) os montantes de consumo, demanda de energia elétrica e de potência associada a serem incorporados em cada mercado consumidor dos Sistemas Isolados; e b) os balanços de energia e demanda previstos para cada mercado consumidor <p>Contrata os prestadores de serviço que farão o atendimento nos sistemas isolados, conforme as regras dos editais</p>
<p>PIES VENCEDORES DO LEILÃO</p>	<p>Implementam e operam os empreendimentos, equipamentos e serviços de fornecimento de energia elétrica nas comunidades contempladas nos leilões, desde que vencedores destes certames</p> <p>Nos casos em que o atendimento é feito por motores a Diesel, são os responsáveis por garantir o fornecimento do combustível</p>

Quadro 6 – Estrutura institucional e atribuições relativas aos leilões no sistemas isolados.

2.3.1 Perfil dos geradores

Na medida em que vão sendo realizados os leilões, as atividades de fornecimento de energia saem das mãos das distribuidoras e passam a empresas constituídas para esta finalidade.

A configuração dos consórcios que fazem a geração de energia elétrica por Estado pode ser verificada na **Tabela 2**, cujos dados foram obtidos

junto ao Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2017, elaborado pelo antigo Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), que tinha a responsabilidade por gerenciar a operação dos sistemas isolados até maio deste ano. Nas **Tabelas 3 e 4**, apresentamos, respectivamente, as empresas que conformam os consórcios identificados e seus perfis de negócios.

Tabela 2 – Empresas atuantes em cada Estado da Região Amazônica na geração de energia elétrica para os sistemas isolados.

UF	CONCESSIONÁRIA	GERADORA	PORÇÃO DO MERCADO (%)
AP	CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	8,33
		Oiapoque Energia	91,66
AC	Eletrobrás Distribuição Acre	Consórcio Energia do Acre (CEA)	92,85
		Tecnogera Transformação e Locação de Energia Ltda	5,35
		Consórcio Brasil Bio Fuels Geração de Energia do Acre	6,07
		Eletrobrás Distribuição Amazonas	4,28
RO	Eletrobrás Distribuição de Rondônia	Consórcio Novo Horizonte	97,54
		Consórcio Brasil Bio Fuels Geração de Energia de RO	2,45
RR	CERR BOA VISTA	Eletronorte	65,08
		CERR	34,91
	CERR INTERIOR	CERR	71,87
		Importação Venezuela	28,12
PA	CELPA	CELPA	2,39
		Guascor	2,78
		Consórcio Energia do Pará	94,82
MT	ENERGISA	ENERGISA	100
AM	Eletrobrás Distribuição Amazonas	Eletrobrás Distribuição Amazonas	86,75
		Consórcio Geração Amazonas	10,21
		Eletrobrás Distribuição Acre	0,59
		BK	2,43

Fonte: Eletrobras, 2016.

Observação: no Acre, há uma pequena parcela do suprimento que é feita pela Amazonas Energia, que é a distribuidora responsável pelo atendimento no estado do Amazonas. Isso se deve à importação de energia que ocorre entre as cidades de Guajará/AM e Cruzeiro do Sul/AC.

Tabela 3 – Composição dos consórcios que atuam nos sistemas isolados

GERADORA	PORÇÃO DO MERCADO (%)
Consórcio Energia do Acre (CEA)	Integrado pelas empresas Guascor do Brasil LTDA. (18% – líder); Distribuidora Equador de Produtos de Petróleo Ltda. (82%)
Consórcio Brasil Bio Fuels Geração de Energia do Acre	Informação não encontrada
Consórcio Novo Horizonte	Informação não encontrada
Consórcio Brasil Bio Fuels Geração de Energia de RO	Integrado pelas empresas BBF Rondônia Geração de Energia Ltda. (13% – Líder); Amazonbio – Indústria e Comércio de Biodiesel da Amazônia Ltda. (86,9%) e Ailton Siqueira Consultoria Ltda. (0,1%)
Consórcio Energia do Pará	Formado pelas empresas Guascor do Brasil Ltda. (14,22% – líder), Distribuidora Equador de Produtos de Petróleo Ltda. (82%) e Soenergy Sistemas Internacionais de Energia S.A. (3,78%).
Consórcio Geração Amazonas	Formado pelas empresas Aggreko Energia Locação de Geradores Ltda. (99% – líder) e Brasil Bio Fuels S.A. (1%).

Fonte: resultados dos leilões publicados no portal da ANEEL (ANEEL, 2017)

Tabela 4 – Perfil das empresas atuantes nos sistemas isolados

EMPRESA	INFORMAÇÕES
Gaia Participações	Braço do Grupo Bertin voltado para exploração de projetos renováveis
Brasil BioFuels e AmazonBio	Exploração de óleo de palma no Norte do país (p/ biodiesel) + geração elétrica nos SISOL.
A AmazonBio é uma das plantas de produção de biodiesel	Informação não encontrada
Aggrekko	Empresa de origem holandesa, especializada em aluguel de geradores e bancos de carga
Guascor	de origem espanhola, tem por objetivo promover estudos, projetos, comércio, construção e operação de sistemas de geração de energia elétrica, através da implantação de unidades geradoras completas a diesel, gás natural, pequenas hidrelétricas
Distribuidora Equador de Produtos de Petróleo	Armazenagem e distribuição de combustíveis
Tecnogera	locação de Grupos Geradores de Energia, Bancos de Carga, Transformadores, Subestações, QTA, QTR, cabos elétricos, Tanques de Combustíveis
Soenergy	de origem americana. Especializada em projeto, engenharia, aquisição, construção, instalação, operação e manutenção de soluções de energia temporárias e a longo prazo de grande escala para clientes que necessitam de carga base, peak shaving [geração para suprir demanda em horários de pico], produção distribuída, energia complementar e de geração de energia de reserva emergencial, bem como compressão de gás e estações de bombas industriais.

Fonte: pesquisa nas páginas oficiais das empresas.

Chama atenção o fato de que a maior parte das empresas vencedoras dos leilões dos sistemas isolados serem do ramo de negócios associados à distribuição de combustíveis e ao comércio, venda e aluguel de geradores e motores. Isso implica em uma cadeia de valor já estabelecida na região, o que acaba dificultando a entrada de outra tecnologia, como a solar.

2.3.2 Resultado dos leilões

Desde a implantação da sistemática dos leilões, a partir da Lei 12.111/2009, ocorreram três leilões, sendo que o último foi realizado em duas etapas, conforme detalha a **Figura 6**.

Como já informado, até meados de 2017, os leilões tinham duas etapas: na primeira, os proponentes apresentavam suas propostas conforme os projetos de referência, e, caso alguém quisesse propor algo diferente ao de referência, abria-se

uma segunda etapa de apresentação de projetos alternativos. Com a mudança legislativa, acabou-se com os projetos de referência e hoje todos os proponentes concorrem igualmente, desde que seu projeto cumpra os requisitos de atendimento à carga, aos critérios técnicos e econômicos definidos pela EPE, sendo que cabe a esta fazer essa análise na etapa de habilitação.

Na totalidade dos casos ocorridos no modelo antigo, os projetos de referência apresentados

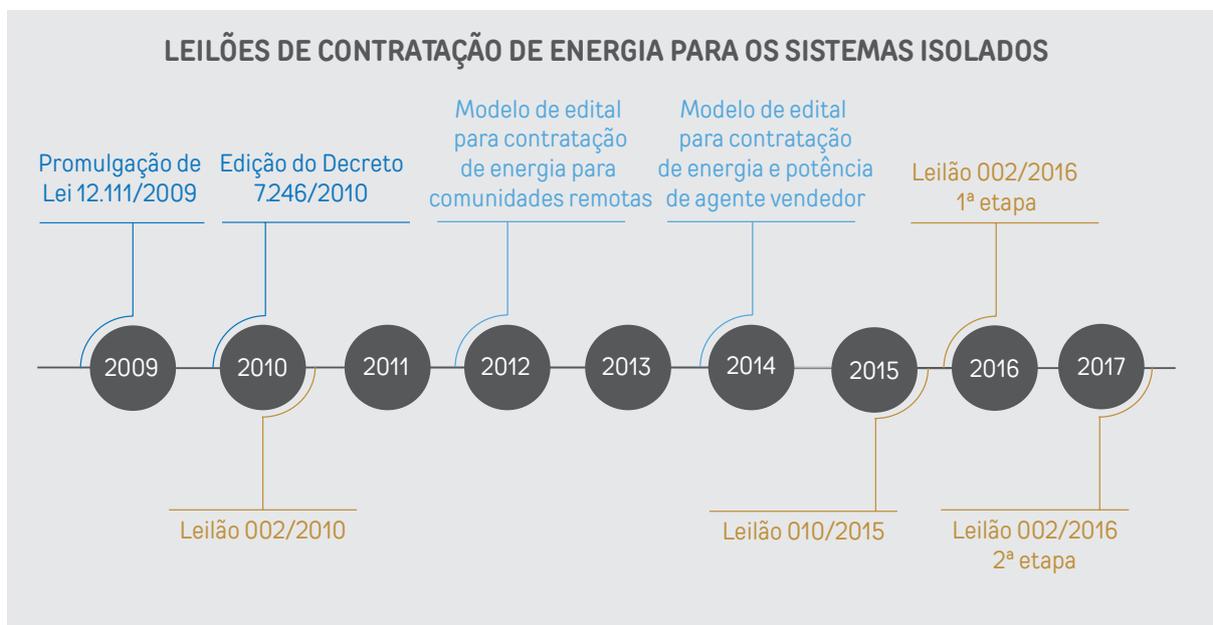


Figura 6 - Leilões de contratação de energia nos sistemas isolados

pelas Distribuidoras tinham como matriz usinas termelétricas baseadas em geradores a Diesel.

Como mostra a **Tabela 5** (página seguinte), não era comum a propositura de projetos alternativos e, menos ainda, de estes vencerem os certames.

A maior mudança veio na 2ª etapa do leilão da Amazonas Energia, que ocorreu em 2017, quando foram propostos 36 projetos alternativos. Segundo o que explicou a EPE, neste momento, ainda não estava em vigor a nova sistemática do Dec. 9.047/2017, mas já haviam sido feitas outras alterações, como proporcionar mais tempo para a propositura e análise de projetos alternativos (de 30 para 60 dias) e a concessão, pelo BNDES, via Fundo Clima, de financiamento a eventuais proje-

tos de geração renováveis que lograssem vencedores (EPE, 2017).

Mesmo com as mudanças e a grande propositura de projetos alternativos, o certame também resultou em projetos vencedores 100% baseados em geração fóssil. Segundo a EPE (2017), alguns fatores podem estar por detrás dessa situação, tais como a presença de empresas que já atuam há muitos anos no setor de combustíveis e de geração termelétrica na região, os maiores custos da tecnologia solar, influenciados pela variação cambial e os altos custos iniciais de investimento associados às renováveis.

Tabela 5 – Resultados dos leilões dos sistemas isolados

Ano	Estado	Sistemas Isolados	Projetos Alternativos cadastrados	Projeto Alternativo Vencedor
2014	Rondônia	16	0	-
	Amapá	1 (Oiapoque)	1	1
2015	Acre	9	1	-
	Rondônia	10	1	-
2016	Pará	23	1	-
	Amazonas	32	3	-
2017	Amazonas	55	36	1

Fonte: EPE, 2017.

BARREIRAS ÀS RENOVÁVEIS NA SISTEMÁTICA DOS LEILÕES

Em entrevista com a EPE, esta ainda vê a existência de barreiras ao avanço de renováveis nos leilões dos sistemas isolados, destacando:

- » *Custos de investimento: as renováveis têm custos de investimento maior, enquanto Diesel esse custo é menor. E, ainda que os custos de operação e manutenção se invertem, sendo maiores para o Diesel e bem menores para as renováveis em geral, a forma como são apresentadas as planilhas de custos e viabilidade econômica não deixa evidente essas diferenças.*
- » *Financiabilidade: os maiores custos de investimento das renováveis exigem melhores condições de financiamento inicial, o que pode se tornar um obstáculo. A EPE explica que já há iniciativas no sentido de atacar essa barreira, como, por exemplo, a abertura de linha de financiamento no BNDES com recursos do Fundo Clima especificamente para apoio à segunda rodada do leilão de 2016, da Amazonas Energia.*
- » *Tecnologias renováveis estão mais sujeitas à exposição cambial.*
- » *Tributação: citou o caso específico do ICMS no Amazonas sobre geração de energia elétrica no PIE, já que o estado cobra este tributo sobre a geração elétrica. No caso da geração a Diesel, o PIE pode recuperar parte do ICMS pago na aquisição do óleo diesel, enquanto esses créditos não ocorrem no caso da geração com renováveis.*
- » *Variabilidade/intermitência das renováveis, fazendo com que requeiram alguma fonte de complementação ou alternativa de armazenamento.*
- » *Inovação: ainda é prevalente na região a cultura de que é o Diesel que funciona, que não deixa na mão. Além disso, há pleno conhecimento sobre operação e manutenção dos geradores.*
- » *Custo de oportunidade dos atuais geradores: quem já está lá tem uma vantagem competitiva.*

*Para além desses fatores mencionados pela EPE, vale mencionar também a forte e tradicional presença de empresas que atuam no ramo de distribuição de combustíveis e venda e aluguel de geradores, bem como o peso que a cadeia do combustível exerce sobre a arrecadação estadual (ICMS) (ver **box 6**).*

BOX 6 - O ICMS

Uma das principais barreiras às renováveis nos sistemas isolados diz respeito à sistemática atual da arrecadação do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), de competência estadual.

Segundo explica Bandeira (2005), apesar de a regra constitucional ditar que o ICMS deve seguir o princípio da não cumulatividade, o que está ocorrendo nos sistemas isolados é uma situação de cumulatividade na arrecadação estadual, fazendo com que as administrações dos governos estaduais acabem por, indiretamente, privilegiar a manutenção dos sistemas a diesel. Expliquemos melhor.

Segundo o princípio da não cumulatividade, o ICMS devido numa etapa da cadeia produtiva deve ser compensado na etapa seguinte, o que, em geral, dá origem a créditos. Veja o exemplo simples a seguir, a ocorrer num estado imaginário onde a alíquota do ICMS é de 10%:

“A” vendeu um produto para “B” por R\$ 100,00. O ICMS incidente é de R\$10,00. A conta é mais complexa, mas, concluamos que o preço final de venda será a soma do valor do produto mais o imposto, ou seja, R\$ R\$ 110,00.

“B”, por sua vez, vendeu o mesmo produto a “C”, só que, desta vez, por R\$ 200,00. O ICMS sobre essa operação será de R\$ 20,00, certo? Neste caso, o preço final será R\$ 200,00 + R\$20,00 do ICMS = R\$ 220,00. Porém, o valor de ICMS que “B” deverá recolher aos cofres estaduais será a diferença entre o que ele deve (R\$ 20,00) do que já foi pago anteriormente na cadeia (R\$ 10,00), ou seja, R\$ 10,00. Isso porque, ao comprar de “A”, ele informou à Receita estadual ter pago pelo produto o preço de R\$ 100,00 + R\$ 10,00 de ICMS, o qual, para ele significa um crédito que pode ser compensado de sua própria dívida tributária.

“C” também vende o mesmo produto por R\$ 500,00 a “D”. O preço final será: R\$500,00 + R\$50,00 (ICMS) = R\$ 550,00. Ele conta com um crédito de R\$ 20,00, pago na etapa anterior. Deverá, portanto, recolher aos cofres estaduais um ICMS de R\$ 30,00.

É assim que, em geral, ocorre na cadeia do diesel. Porém, com a Lei Kandir (Lei Complementar 87/1996), o ICMS incidente sobre a energia elétrica passou a ser cobrado apenas na etapa de distribuição da eletricidade ao consumidor final. Ou seja, a cadeia de transferência de créditos tributários quebrou-se, de modo que a empresa de geração, mesmo possuindo créditos que poderiam ser compensados, não o faz, porque não há incidência de ICMS na venda da eletricidade que ela gera a partir do diesel para a distribuidora. A cadeia fica mais ou menos assim, supondo-se a mesma alíquota fictícia de 10%:

1. Produtora e refinaria de Diesel “A” vende diesel para a distribuidora “B”:
 - Valor final = R\$ 100,00 + R\$ 10,00 (ICMS) = R\$ 110,00
 - ICMS a ser recolhido = R\$ 10,00
 - Crédito gerado para a próxima etapa = R\$ 10,00.
2. Distribuidora de Diesel “B” vende o combustível para a empresa de geração elétrica “C”
 - Valor final = R\$ 200,00 + R\$ 20,00 (ICMS) = R\$ 220,00
 - ICMS a ser recolhido = R\$ 20,00
 - Crédito a ser compensado = R\$ 10,00
 - ICMS recolhido = R\$ 10,00
 - Crédito gerado para a próxima etapa = R\$ 20,00.
3. A geradora “C” vende energia elétrica para a concessionária de distribuição “D”
 - Segundo a Lei Kandir, a incidência do ICMS foi transferida para o consumo final
4. A concessionária de distribuição “D” entrega a eletricidade ao consumidor final “E”
 - Aquele crédito de R\$ 20,00 perdeu-se e acabou acumulado pelos cofres públicos.

2.4 Fornecimento de energia elétrica nas regiões remotas: o Programa Luz para Todos

Como já delineado, por força do Decreto 8.493/2015, o atendimento das regiões remotas dos sistemas isolados passou a ser atribuição do programa Luz para Todos (LpT).

O LpT foi instituído em 2003 tendo como objetivo a universalização do acesso à energia elétrica às parcelas da população que viviam no meio rural. Desde sua criação, o programa desenvolveu-se em ciclos, conforme detalha o **Quadro 7**.



Quadro 7 – Ciclos do Programa Luz para Todos

Como se observa do Quadro 7, à medida que o LpT atingia suas metas de universalização, os focos do programa iam mudando, para mirar cada vez mais as comunidades localizadas nos lugares de mais difícil acesso, seja por questões geográficas, seja pelos altos custos dos investimentos da eletrificação. Por exemplo, o atendimento das regiões remotas dos sistemas isolados já estava contemplado no LpT desde o início do programa, porém, foi a partir de 2015 que explicitamente se tornou um dos focos prioritários.

E como o LpT funciona? Segundo explicou o MME em entrevista concedida ao IEMA, a essência do programa está no fato de ele haver incorporado o subsídio à universalização na sistemática regulatória já existente, ou seja: o que o programa faz é fornecer recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para que as distribuidoras de energia antecipem o atendimento

a comunidades que ficariam em último lugar nos seus planos de universalização, principalmente, por se tratarem daquelas de mais difícil acesso e/ou de maior custo econômico de fornecimento de eletricidade. Há, assim, uma aceleração no cumprimento das metas de universalização das distribuidoras.

É por esta razão que tanto o Manual de Operacionalização do LpT para o período 2015–2018 (MME, 2015a) quanto o Manual para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados (MME, 2015b) exigem das distribuidoras que receberão recursos do LpT a assinatura de um Termo de Compromisso com o MME, tendo como intervenientes a ANEEL e a ELETROBRAS. Tais termos devem explicitar as metas anuais de atendimento no meio rural e os percentuais de participação financeira de cada uma das fontes de recursos que compõem o programa.

É preciso destacar que o LpT visa a alocar recursos para a construção e implantação dos empreendimentos de geração e da infraestrutura de fornecimento de energia elétrica, não abarcando os custos de operação e manutenção desse fornecimento. Tais custos são cobertos pelas tarifas de energia que passam a ser cobradas pela distribuidora, já que o fornecimento de energia foi formalizado. A distribuidora, por sua vez, cobre seus custos por meio da CCC.

É critério de elegibilidade para o LpT, no ciclo 2015–2018, que os projetos a serem contemplados no programa devam propiciar o atendimento de comunidades isoladas, ***preferencialmente da Amazônia Legal***, que não possam ser atendidas por extensão de rede elétrica convencional, devido a limitações financeiras, técnicas ou ambientais.

Também foram definidos como critérios de elegibilidade o atendimento a prioritário a:

- a) domicílios a serem beneficiados pelo Plano Brasil Sem Miséria;
- b) domicílios localizados nos Municípios participantes do Programa Territórios da Cidadania;
- c) domicílios localizados em assentamentos rurais, ***comunidades indígenas, quilombolas e outras comunidades localizadas em reservas extrativistas*** ou em Áreas de Empreendimentos de Geração ou Transmissão de Energia Elétrica, cuja responsabilidade não seja do respectivo Concessionário;
- d) escolas, postos de saúde e poços de água comunitários; e
- e) demais pedidos de energia elétrica que não atendam a nenhuma das condições anteriores, desde que estejam dentro das premissas do LpT e obedeçam à ordem de priorização elencada neste item.

BOX 7 - POLÍTICAS DE UNIVERSALIZAÇÃO ANTERIORES AO LPT: O PRODEEM

Antes do LpT, o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM) foi o programa governamental que chegou mais próximo do atendimento a comunidades remotas da Amazônia.

Instituído em 1994, o PRODEEM vigorou até 2002, quando perdeu força e acabou definhando.

O Programa foi coordenado e implementado pelo MME, com o apoio de coordenações estaduais, sendo que, na região Norte, contou-se com o apoio da Eletronorte. Teve como escopo a implantação prioritária de sistemas fotovoltaicos em comunidades rurais, incluindo na Amazônia. Entre 1996 e 2003, cerca de 9.000 desses sistemas foram instalados (Els et al., 2012).

Para fins deste relatório, é relevante destacar algumas lições aprendidas com o PRODEEM (Els et al., 2012, TCU, 2003):

» O programa adotou apenas uma opção tecnológica, a solar fotovoltaica, desconsiderando as alternativas mais apropriadas para cada comunidade;

» 46% dos sistemas foram instalados de forma inadequada e 36% pararam de funcionar pouco tempo depois de instalados, o que indicou problemas na instalação;

» O programa foi implementado por meio de acordos entre o MME e os estados com o foco na instalação dos sistemas, não tendo definido de forma clara as responsabilidades relativas à operação e manutenção. Além disso, não houve capacitação técnica adequada para a operação e manutenção dos equipamentos;

» 100% dos componentes usados à época eram importados, não havendo a criação de um mercado interno paralelo de equipamentos e peças de reposição;

» O programa foi implementado de forma bastante centralizada, sem a adequada participação nem das coordenações estaduais, tampouco das comunidades atendidas. Como resultado, muitos sistemas foram instalados em regiões que já tinham sido eletrificadas ou cuja infraestrutura existente não suportava adequadamente as unidades de geração. A centralização do MME e a falta de comunicação acabou por gerar ineficiências desnecessárias do Programa.

Vale também trazer algumas das recomendações feitas pelo Tribunal de Contas da União (TCU), em acórdão editado em 2003, de avaliação do PRODEEM :

» Incorporar mecanismos de participação e consulta das prefeituras e das comunidades a serem atendidas no processo de concepção dos projetos de fornecimento de energia elétrica;

» Dar orientação e capacitação aos usuários para o correto uso, operação e manutenção dos sistemas de geração, o que pode ser feito por meio de manuais e treinamentos.

Neste acórdão, o TCU aponta um local onde tais recomendações foram implementadas com sucesso: a localidade de Alcobras, no município de Capixaba, no Acre.

2.4.1 Viabilização dos projetos de eletrificação por meio do Luz para Todos

Até há pouco tempo atrás, os projetos do LpT eram implementados, em sua maioria, por meio de projetos piloto ou especiais.

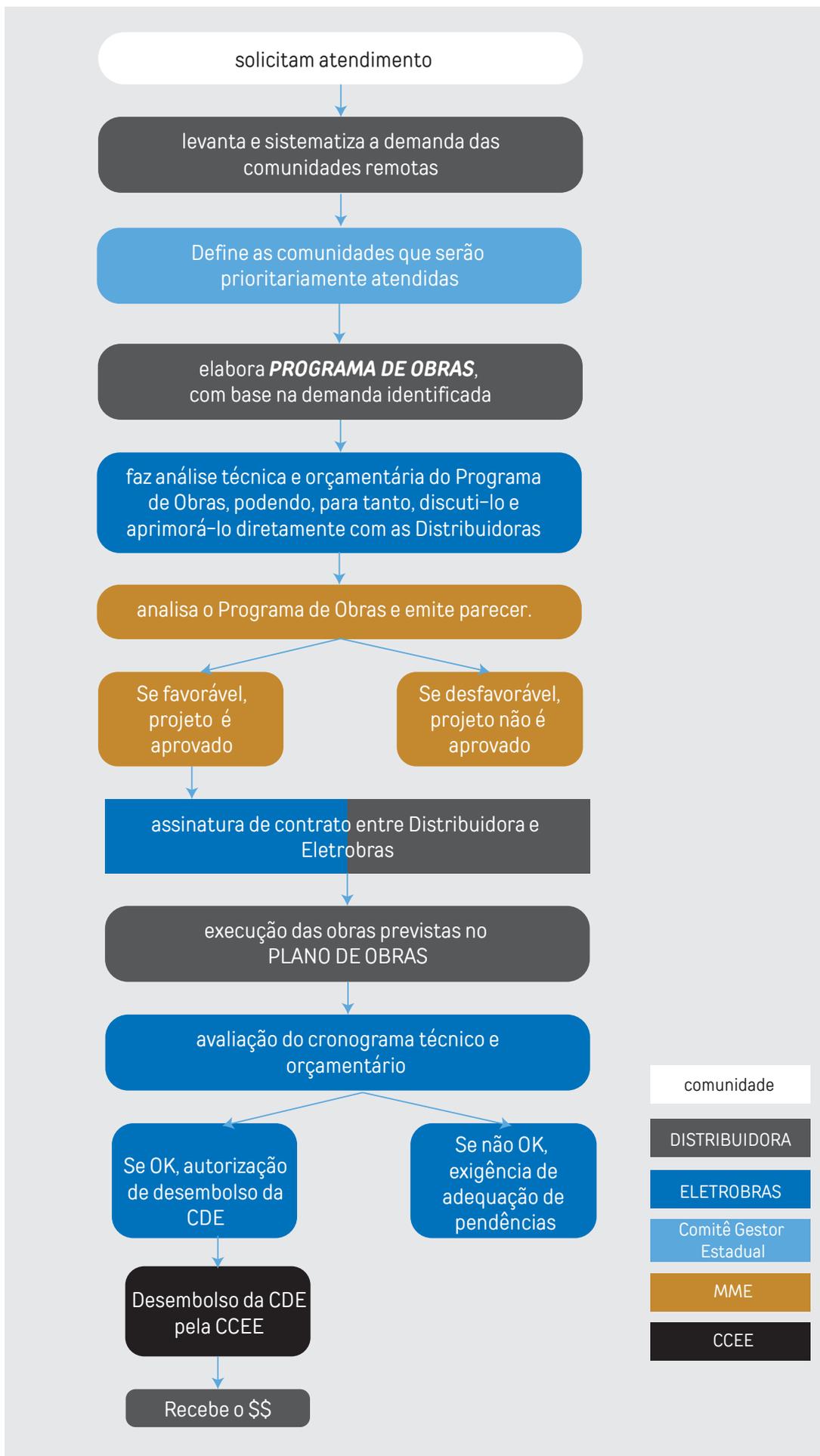
Recentemente, com a estruturação de manuais técnicos e específicos para os sistemas isolados, a eletrificação das regiões remotas passou a ser feita por meio de programas de obras.

Um ponto a destacar é que, para que uma comunidade seja contemplada, o primeiro passo continua sendo a solicitação formal de atendimento a ser feita perante alguma unidade da distribuidora que atua na região. Cabe à distribui-

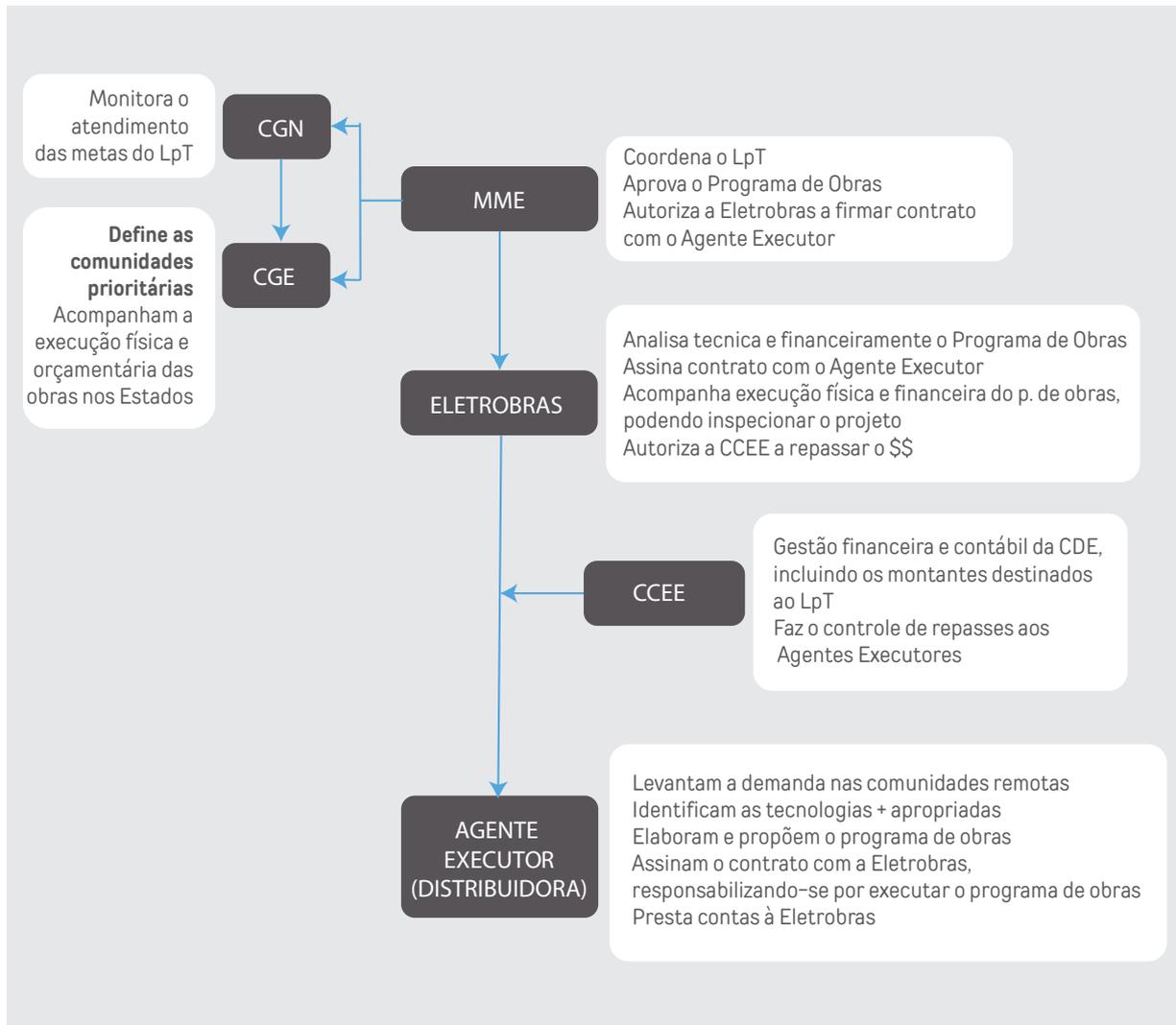
dora sistematizar os pedidos feitos e encaminhar ao Comitê Gestor Estadual (CGE) do LpT, já que é este o responsável por definir quais serão as comunidades a serem prioritariamente atendidas no âmbito do programa.

Definidas as comunidades, o MME autoriza a distribuidora a elaborar o programa de obras, o qual deverá contar com a aprovação financeira e técnica da Eletrobrás.

No **Quadro 8**, ilustrou-se o passo-a-passo do processo de aprovação dos projetos de eletrificação das regiões remotas via LpT. A estrutura institucional foi detalhada no **Quadro 9**. A composição do Comitê Gestor Estadual pode ser vista no **Quadro 10**.



Quadro 8 - Passo-a-passo da viabilização dos projetos do Luz para Todos nas regiões remotas



Quadro 9 - Estrutura institucional do Luz para Todos nas regiões remotas da Amazônia

COMITÊS GESTORES ESTADUAIS

ATRIBUIÇÕES

1. Encaminhar para o Agente Executor correspondente, os pedidos de ligação de energia elétrica apresentados ao CGE;
2. Previamente à elaboração de cada Programa de Obras, classificar, de acordo com os critérios insertos no Manual do Programa, a totalidade de pedidos de ligação rural que não foram atendidos e que se encontram registrados junto às Concessionárias
3. Aprovar e encaminhar ao MME, a relação dos pedidos de ligação que integrarão o Programa de Obras a ser elaborado pelo Agente Executor, identificando a quantidade de domicílios, por Município, classificados de acordo com os Critérios definidos no Manual do Programa;
4. Atuar visando o efetivo cumprimento, pelos Agentes Executores, das Metas do Programa "LUZ PARA TODOS" que atendam, simultaneamente, às Metas estabelecidas pela ANEEL e ao Termo de Compromisso;
5. Acompanhar a Execução Física e Financeira das Obras nos Estados, verificando o cumprimento de Cronogramas, dificuldades encontradas na execução e o cumprimento da priorização dos atendimentos;
6. Encaminhar ao MME a relação de ODI's cadastradas no Sistema de Gerenciamento de Projetos da Eletrobras e que não atenderam à priorização do CGE;
7. Encaminhar à Eletrobras, de sua área de Concessão, mensalmente, Relatório das Atividades Desenvolvidas no CGE, incluindo o Acompanhamento Físico e Financeiro dos Contratos dos Agentes Executores, e a relação das ligações efetuadas em cada mês, de acordo com a relação dos pedidos de ligação aprovados para cada Contrato;
8. Identificar e articular ações de desenvolvimento rural integrado que possibilitem o uso social e produtivo da energia elétrica.

COMPOSIÇÃO

9 titulares

COORDENADOR: representante do MME

representante do GOVERNO DO ESTADO

representante de ASSOCIAÇÃO DE PREFEITOS

representante da CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

representante da ANEEL

representante de PERMISSIONÁRIAS, quando agentes executores

Demais Representantes serão definidos pelo Coordenador do CGE em conjunto com o Representante do Governo do Estado

Quadro 10 – Atribuições e composição do Comitê Gestor Estadual do Luz para Todos

2.4.2 Programa de obras

O programa de obra é o instrumento técnico e financeiro pelo qual a Distribuidora detalha desde a configuração dos sistemas de geração elétrica que atenderão determinada comunidade ou grupos de comunidades, até mesmo as planilhas de cálculo de todos os custos para implantação das obras do projeto.

Para ser viabilizado, o programa de obras precisa primeiramente atender aos critérios de elegibilidade do Programa Luz para Todos, detalhados no **Quadro 11**.

O conteúdo mínimo dos programas de obras foi detalhado no **Quadro 12**. Vale reforçar que, no caso das regiões remotas dos sistemas isolados, os manuais do LpT exigem a implantação dos sistemas do tipo SIGFI ou MIGDI (já explicados no item 1.2).

O programa de obras também deve seguir um conjunto de requisitos técnicos, tais como: os dados de custos devem seguir planilhas prestabelecidas pela Eletrobras, os projetos devem cumprir o dimensionamento mínimo imposto nos manuais, etc. É o que detalha o **Quadro 13**.

Critérios de elegibilidade

1. Projetos devem contemplar as prioridades definidas no Manual de Operacionalização do Programa Luz para Todos, que são:

- a) domicílios a serem beneficiados pelo Plano Brasil Sem Miséria;
- b) domicílios localizados nos Municípios participantes do Programa Territórios da Cidadania;
- c) domicílios localizados em assentamentos rurais, comunidades indígenas, quilombolas e outras comunidades localizadas em reservas extrativistas ou em Áreas de Empreendimentos de Geração ou Transmissão de Energia Elétrica, cuja responsabilidade não seja do respectivo Concessionário;
- d) escolas, postos de saúde e poços de água comunitários; e
- e) demais pedidos de energia elétrica que não atendam a nenhuma das condições anteriores, desde que estejam dentro das premissas do LpT e obedeçam à ordem de priorização elencada neste item.

2. Projetos devem propiciar o atendimento de comunidades isoladas, preferencialmente da Amazônia Legal, que não possam ser atendidas por extensão de rede elétrica convencional, devido a limitações financeiras, técnicas ou ambientais;

3. Projetos devem utilizar tecnologia que melhor aproveite os potenciais energéticos locais ou regionais;

4. Programas de Obras apresentados devem observar a legislação vigente;

5. Para propostas não contempladas pela regulamentação, os Agentes Executores devem apresentar anuência formal do órgão regulador competente, anexada ao Programa de Obra.

Quadro 11 – Critérios de elegibilidade dos programas de obras

Conteúdo mínimo dos programas de obras

Dados das localidades a serem atendidas

Quantidade de unidades consumidoras a serem atendidas (meta de ligações)
Georreferenciamento
Recurso energético renovável do local
Disponibilidade energética garantida às Unidades Consumidoras (kWh/UC/mês)

Características da tecnologia a ser implantada e a justificativa técnica de sua implantação

1. Configuração: solução adotada e configuração geral do SIGFI/MIGDI, dimensionamento e Módulo básico selecionado

2. Cálculo do consumo específico adaptado: Estudo que demonstre um consumo específico adaptado inferior a 0,3 l/kWh caso o programa contemple o uso de combustível fóssil, no caso da implantação de sistema híbrido resultante da combinação de fontes renováveis com unidade geradora diesel. Este consumo específico adaptado será calculado pela divisão do consumo anual em litros de combustível fóssil previsto para unidade geradora diesel, pelo valor do fornecimento anual em kWh para a disponibilidade energética média projetada.

3. Logística para o transporte de materiais

4. Detalhamento do cálculo de mão de obra: Composição e quantidade de equipes, salários, adicionais, hospedagem, alimentação, transporte de pessoal etc.

5. Especificações técnicas: Memória de cálculo do dimensionamento dos equipamentos, especificações técnicas e catálogos dos principais equipamentos adotados como referência para o projeto. Contempla, por exemplo: os módulos fotovoltaicos, as baterias, os controladores de carga, obras civis, redes de distribuição e desenhos

6 Orientação dos usuários: Orientação dos usuários quanto ao uso eficiente e racional da energia elétrica.

7 Orçamento: Detalhamento das rubricas orçamentárias e do valor total de investimento.

Quadro 12 – Conteúdo mínimo dos programas de obras

Critérios técnicos

1. O Agente Executor deve elaborar o Programa de Obras de forma que sejam apresentadas as informações requeridas pelas planilhas do Programa Luz para Todos, disponíveis na página do MME (www.mme.gov.br/luzparatodos).
2. O Agente Executor deve realizar a instalação interna em todos os domicílios atendidos, com kit de instalação composto de:
 - 01 (um) ponto de iluminação por cômodo, até o limite de 03 (três) pontos,
 - 02 (duas) tomadas e demais materiais necessários, inclusive lâmpadas fluorescente compactas de 9 W ou 11 W (ou outro tipo de lâmpada, desde que com tecnologia com eficiência equivalente ou superior), conforme o caso.
3. Para atendimento de estabelecimentos coletivos, tais como escolas, postos de saúde e centros comunitários de produção, o agente executor deve compatibilizar o tipo de ligação com a carga a ser atendida, devendo também incluir o kit de instalação interna completo, contendo lâmpadas fluorescentes compactas (ou outro tipo de lâmpada, desde que de tecnologia com eficiência equivalente ou superior), tomadas e demais materiais necessários.
4. O custo referente ao fornecimento e instalação do kit deverá constar do Programa de Obras apresentado pelo Agente Executor, na planilha referente ao módulo “Kit de instalação interna”;
5. A instalação interna é de total responsabilidade do Agente Executor, e deve ser executada em conformidade com as normas técnicas e de segurança vigentes;
6. O Agente Executor deve apresentar a relação do(s) beneficiado(s) com o kit de instalação.
7. Para cada Unidade Consumidora de uso individual residencial, o atendimento deverá ser feito por meio de Sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente (SIGFI) ou microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica (MIGDI) com disponibilidade mensal garantida de 45 kWh/UC,
Para cada Unidade Consumidora de uso coletivo ou de processo produtivo, o atendimento deverá ser feito por meio de SIGFI ou MIGDI, com no mínimo disponibilidade mensal garantida de 45 kWh/UC.
Para os atendimentos de disponibilidades mensais superiores, as propostas serão analisadas pelo MME e ELETROBRAS

Quadro 13 – Critérios técnicos para análise e aprovação dos programas de obras

2.4.3 Tecnologias permitidas no âmbito dos programas de obras

O manual técnico para atendimento às regiões remotas dos sistemas isolados pontua que a solar fotovoltaica deve ser de uso prioritário, dada a sua característica de modularidade. Referido documento chega a detalhar os métodos a serem adotados para o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos e dos jogos de baterias.

O manual também permite a adoção de geradores diesel-elétricos nos MIGDIs de maior porte, a fim de reduzir a quantidade de baterias e a dependência da intermitência do recurso solar, desde que esta escolha seja fundamentada em estudo econômico mostrando a solução de menor custo no ciclo de vida do projeto.

Outras tecnologias renováveis que não a solar, tais como eólicas, pequenos geradores hidrelétricos, etc., podem ser adotadas, desde que seja comprovada sua viabilidade econômica.

Conforme pontuam Bassani e Ferreira (2017), a priorização das tecnologias renováveis, como a solar fotovoltaica, é um sinal positivo, na medida em que esta fornece modularidade, simplicidade, baixos custos de manutenção e benefícios ambientais. Os mesmos autores, porém, argumentam que é preciso tomar cuidado com alguns fatores que podem dificultar ou mesmo inviabilizar

tais empreendimentos no longo prazo.

A aquisição de equipamentos de baixa qualidade diminui a vida útil dos equipamentos, aumentando a desconfiança e o descrédito da população em relação à segurança que estas tecnologias oferecem no provimento de energia elétrica.

Se a população não é envolvida desde a concepção do projeto, a sua apropriação e, depois, a facilidade de operação e manutenção tornam-se mais difíceis. Mais importante, é o envolvimento da população que vai dizer qual a tecnologia mais apropriada, a qual nem sempre pode coincidir com o painel solar.

É preciso capacitar a população para a adequada manutenção e manuseio dos equipamentos.

2.4.4 Dimensionamento dos sistemas de geração elétrica

Segundo a Resolução ANEEL 488/2012, o atendimento por SIGFI ou por MIGDI deve cumprir as disponibilidades mensais explicitadas na **Tabela 6**, até o limite de 80 kWh mensais por unidade consumidora. A distribuidora pode fornecer disponibilidade maior do que 80 kWh por mês, a seu critério, desde que garanta autonomia mínima de 48 horas. E a cobertura deste custo adicional é com recurso da distribuidora.

Tabela 6 – Disponibilidades mensais a serem atendidas pela distribuidora por meio dos SIGFI e MIGDI

Disponibilidade mensal garantida (kWh/ mês UC)	Consumo de referência (Wh/dia/UC)	Autonomia mínima (horas)	Potência mínima (W/UC)
13	435	48	250
20	670	48	250
30	1.000	48	500
45	1.500	48	700
60	2.000	48	1.000
80	2.650	48	1.250

Fonte: Resolução ANEEL 492/2012, art.5º.

Além dessa exigência, a distribuidora também deve considerar:

a) Os critérios de mínimo dimensionamento técnico possível e menor custo global, observados os padrões de qualidade da prestação do serviço

e de investimento prudente definidos pela ANEEL e as normas técnicas da distribuidora, contemplando um horizonte de planejamento de 5 anos.

b) A obra a ser realizada deve disponibilizar potência mínima capaz de atender as necessida-

des básicas dos domicílios, tais como iluminação, comunicação e refrigeração.

A distribuidora que implantar um MIGDI pode, a seu critério, implantar fornecimento diário reduzido na localidade atendida. Essa redução deve garantir o fornecimento por no mínimo 8 horas consecutivas ou divididas por 2 períodos diários.

Para viabilizar a redução do fornecimento diário, a distribuidora deve realizar audiência pública prévia com a comunidade afetada para estabelecer as horas do dia em que ocorrerá o fornecimento de energia elétrica, bem como a sua eventual divisão em dois períodos, considerando ainda a ocorrência de datas especiais que façam parte do calendário da localidade, durante as quais se verificará a razoabilidade do atendimento por períodos e horários diferenciados. Referida audiência pública deve ser amplamente divulgada na localidade, com antecedência mínima de 30 dias, informando-se aos habitantes a sua finalidade, o local e o horário da sua realização (Res. ANEEL 493/2012).

A distribuidora deve, ao instalar o MIGDI, apresentar as seguintes informações junto com a solicitação de registro:

- » Identificação geográfica da localidade em relação à rede de distribuição de energia elétrica convencional mais próxima, incluindo suas coordenadas;
- » Carga instalada prevista em kW, quantidade de unidades consumidoras e população;
- » Energia anual prevista, em MWh, e demanda máxima anual, em kW;
- » Identificação e localização do(s) sistema(s) de geração de energia elétrica que atenderá(ão) a localidade e respectivas características técnicas – arranjo e número de unidades geradoras, potência nominal total (kW), potência efetiva total (kW) e tipo de fonte primária;
- » Estimativa do consumo específico do sistema de geração, quando for o caso, observando-se os limites estabelecidos pela ANEEL;
- » Detalhamento dos motivos técnicos e econômico-financeiros que inviabilizam o atendimento da localidade 24 horas por dia, por sistema de geração, anexando-se memorial de cálculo dos custos variáveis e fixos evitados; e

» Forma de fornecimento pretendida, contendo período diário de atendimento em horas, eventual sazonalidade semanal ou mensal e divisão do período diário.

2.4.5 Novos atores

Um ponto de destaque em relação à implementação do programa Luz para Todos nas regiões remotas dos sistemas isolados é o fato de que, para instalarem e operarem os sistemas de geração, sejam eles SIGFI ou MIGDI, as concessionárias de distribuição podem contratar terceiros.

Dentre estes “terceiros”, podem qualificar-se um leque grande de atores, como empresas especializadas, cooperativas e associações locais, organizações da sociedade civil (as quais não deixam de ser associações), etc. (Els et al., 2012).

Como pontua Gómez e Silveira (2015), esses novos esquemas institucionais abrem a janela de oportunidade para arranjos que permitam a maior e mais efetiva participação das comunidades nos processos de concepção, instalação, operação e manutenção dos sistemas de geração elétrica. Podem atrair também empresas especializadas, suprimindo a lacuna da falta de know-how técnico ainda existente em muitas das distribuidoras.

Por outro lado, para que se avance nessa direção, há desafios a serem superados. Primeiramente, é de se lembrar que as distribuidoras continuam sendo legal e financeiramente responsáveis, perante o governo, pelos projetos, fazendo com que elas possam ter dificuldade em delegar determinadas atividades. Além disso, como já dito, estas empresas contam com equipes técnicas pouco capacitadas, não só para operar projetos alternativos aos tradicionais geradores a diesel, como também a gerenciar sistemas multistakeholders. No lado das comunidades, também há maior familiaridade com a tecnologia a diesel, podendo surgir resistência a novas tecnologias e novos entrantes. Essas comunidades também muitas vezes não têm experiência e histórico de gestão cooperativa (Gómez e Silveira, 2015).

REFLEXÕES SOBRE A ADOÇÃO DO PROGRAMA LUZ PARA TODOS PARA ATENDIMENTO ÀS REGIÕES REMOTAS DA AMAZÔNICA

A partir das informações levantadas, é possível delinear algumas considerações iniciais sobre a adoção do programa Luz para Todos como mecanismo de atendimento às regiões remotas dos sistemas isolados:

Papel do Luz para Todos

O fato de o governo ter determinado, via Decreto, a adoção do programa como mecanismo de universalização nessas regiões aponta o reconhecimento, por um lado, da incapacidade de as distribuidoras o fazerem pelos meios convencionais (planos de universalização da ANEEL) e, por outro, a importância do atendimento a essas populações como uma questão de ordem social.

Por outro lado, o programa ainda foca no fornecimento da energia elétrica para as necessidades mínimas das comunidades. As demandas que podem ir além, como por exemplo, para fomento ou expansão de cadeias produtivas dependem muito do desenho de cada programa, de análises caso a caso por parte do MME e da Eletrobrás, etc. A lógica poderia ser partir dessa perspectiva, ou seja, considerar a eletricidade um insumo para o desenvolvimento de sistemas produtivos que pudessem promover o desenvolvimento local em bases-sustentáveis.

Tomada de decisão no Luz para Todos

As distribuidoras sobressaem-se como o ator mais relevante, uma vez que são as responsáveis pela concepção técnica e financeira dos programas de obras, bem como por sua implementação. Só que, como visto, boa parte delas está em processo de privatização e vive uma situação financeira deficitária, o que pode impactar negativamente tanto a qualidade dos projetos, quanto a velocidade de sua implantação.

Outro ponto que chama a atenção é o papel da Eletrobras de validação técnica e financeira dos programas de obras, bem como de fiscalização da execução destes. Uma questão que se levanta é que, no caso da região Norte, como dito, a maior parte das distribuidoras pertence ao grupo Eletrobrás, o que levanta questionamentos sobre o nível de imparcialidade com que a Eletrobrás cumpre suas atribuições. E, no contexto atual de discussão sobre a privatização desta empresa, quem assumiria estas atribuições? O novo Dec. que prorroga o Programa até 2022 deixa para o MME definir quem assumirá esse papel. Mais um motivo para ficarmos de olho.

O sucesso do programa depende diretamente do nível de envolvimento das comunidades desde a etapa de concepção dos projetos. É preciso verificar se isso está ocorrendo de fato. A possibilidade de contratação, pela distribuidora, de terceiros, abre a oportunidade de arranjos mais participativos, tais como cooperativas/associações comunitárias, NGOS, etc., como gestoras dos sistemas de geração.

Por fim, a implantação dos SIGFI e MIGDI deve seguir regras detalhadas por resoluções da ANEEL, as quais preveem um conjunto de direitos e garantias às comunidades. É preciso checar: se as comunidades conhecem tais direitos; se fazem uso deles.

Tecnologias adotadas

Há uma clara e detalhada especificação das metodologias, sistemas e tecnologias que podem ser adotados. Por um lado, isso simplifica e facilita a implementação dos projetos, por outro, isso padroniza num nível perigoso, particularmente considerando a complexidade e a diversidade amazônica. Por exemplo: ainda que positivo ver a solar fotovoltaica como tecnologia prioritária, é preciso lembrar o conceito de tecnologia mais apropriada e a importância de preservá-lo no caso da Amazônia (sobre isso, ver Anexo 2). A esse respeito, cabe resgatar as lições aprendidas com o PRODEEM, em que a adoção exclusiva de painéis, sem qualquer avaliação caso a caso da melhor opção, acabou corroborando para o fracasso do programa:

- » A tecnologia solar exige capacitação técnica para operação e manutenção adequados por parte da população usuária, e é preciso averiguar se o LpT está atento a isso;
- » A tecnologia solar também exige equipamentos de boa qualidade, sem os quais as exigências de reposição e manutenção, com custos correlatos mais altos, recairão em etapas posteriores. É preciso verificar se este é o caso.

3 FINANCIAMENTO DA GERAÇÃO ELÉTRICA NOS SISTEMAS ISOLADOS – A CDE E A CCC

Como os diferentes mecanismos de provimento de energia elétrica nos sistemas isolados se viabilizam financeiramente?

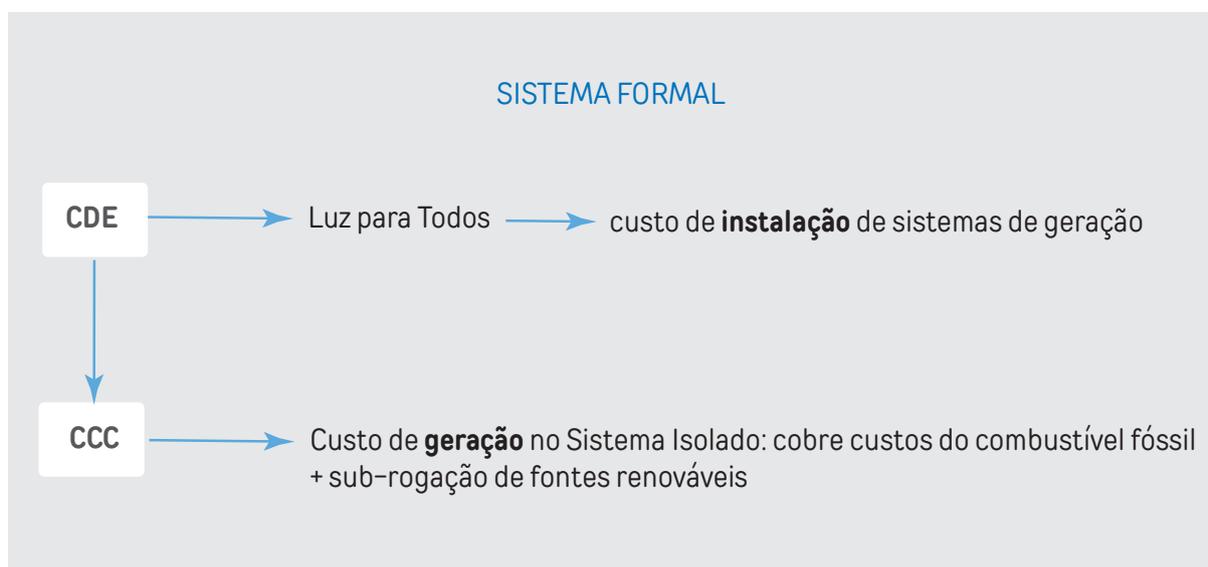
Os projetos de geração elétrica podem ser subvencionados de duas formas principais – diretamente pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) ou pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Tais subvenções, contudo, só valem nos casos em que os projetos são formalmente reconhecidos no sistema elétrico, isto é, aqueles que se viabilizaram seja diretamente pela Distribuidora (na sistemática anterior aos leilões), por meio dos leilões ou por meio do programa Luz para Todos.

A alocação dos recursos segue como lógica (**Quadro 14**):

A CDE é a fonte de recursos usada para o Programa Luz para Todos. Todos os custos de obras e instalação dos sistemas de geração previstos nos programas de obras do LpT é coberto pela CDE. Trata-se, portanto, da principal fonte de recursos hoje destinada ao atendimento à regiões remotas dos sistemas isolados.

A CCC, por sua vez, tem como objetivo cobrir os custos da geração elétrica nos sistemas isolados, abrangendo atualmente não apenas os custos dos combustíveis fósseis, como também de outras fontes, como a seguir será melhor detalhado.

Aqueles projetos considerados “precários”, ou seja, que são operacionalizados na marginalidade do sistema elétrico não fazem jus a qualquer subvenção, mantendo-se, em geral, por meio da colaboração das pessoas da comunidade ou por doações de prefeituras e políticos locais, o que implica em grandes custos para a população pelo elevado preço do diesel, já que o uso de geradores prevalecem nesses arranjos.



Quadro 14 – Aplicação da CDE e da CCC no sistemas isolados

3.1 Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A CDE é um encargo setorial, criado pela Lei 10.438/2002, com a finalidade, dentre outras, de viabilizar financeiramente a universalização dos serviços de energia elétrica, conforme detalhado no **Quadro 15**.

O orçamento da CDE é definido anualmente pela ANEEL, sendo que as duas principais fontes, em geral, são os recursos orçamentários da União

e as cotas pagas pelos agentes que comercializam energia com os usuários finais (o que acaba sendo abatido nas tarifas de eletricidade).

O cálculo das cotas é feito pela diferença entre o que foi alocado na CDE pelas demais fontes de recursos e o que precisa ser arrecadado para saldar todos os compromissos a serem pagos por este encargo. Esse valor é rateado de forma proporcional aos mercados das distribuidoras.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

MARCO LEGAL

Criada pela Lei 10.438/2002.
Modificada pelas Leis 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016 e 13.360/2013
Regulamentada pelos Decretos 4.541/2002 e 9.022/2017

NATUREZA

É um encargo setorial

ORIGEM DOS RECURSOS

1. Os pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP;
2. Os pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL;
3. Os pagamentos de quotas anuais efetuados pelos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final;
4. A transferência de recursos do Orçamento Geral da União, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira, inclusive:
 - a) os créditos que a União e a ELETROBRÁS detêm contra Itaipu Binacional, conforme os art. 17 e art. 18 da Lei 12.783/2013, observado o limite do art. 16 da Lei 12.865/2013; e
 - b) o pagamento da bonificação pela outorga de que trata o § 7º do art. 8º da Lei nº 12.783/2013, observado o limite de R\$ 3,5 bilhões
5. As transferências da Reserva Global de Reversão – RGR;
6. Os saldos dos exercícios anteriores;
7. Os juros de mora e as multas aplicados nos pagamentos em atraso à CDE; e
8. Os rendimentos auferidos com o investimento financeiro de seus recursos.

FINALIDADE

1. Universalização do serviço de energia elétrica no território nacional

2. A subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.
3. Os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.
4. A competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, com cobertura do custo de combustível primário e secundário de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998.
5. A competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termosolar e fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis, na forma estabelecida em ato do Ministro de Estado de Minas e Energia;
6. Os descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, a que se referem os art. 1º e art. 2º do Decreto 7.891/2013, e conforme regulamentação da ANEEL;
7. Os descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão, conforme regulamentação da ANEEL;
8. O pagamento dos valores relativos à gestão e à movimentação da CDE, da CCC e da RGR pela CCEE
9. Os custos com a compra de energia, para fins tarifários, e o custo total de geração, para fins de reembolso da CCC, necessários para atender a diferença entre a carga real e o mercado regulatório, nos termos do art. 4º –A da Lei nº 12.111, de 2009;
10. O programa de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica.
11. A compensação do impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal distribuidora supridora, na forma definida pela ANEEL

Na **Tabela 7**, é possível ter uma ideia do montante de recursos que compõem a CDE e a sua distribuição entre as diferentes finalidades entre os anos de 2013 e 2018.

Como explica o Quadro 15 e a Tabela 7, as quotas de ressarcimento da CDE configuram a principal fonte de receita desse encargo. Tais quotas tratam-se de valores que recaem sobre os agentes de geração, transmissão e distribuição

Tabela 7 – Orçamento da CDE entre 2013 e 2018.

ORÇAMENTO (em R\$ milhões)							
DESPESAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
restos a pagar	-	1.627	3.000	0	0	0	4.627
universalização – LpT	2.027	875	875	973	1.172	1.160	7.082
Tarifa social – baixa renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.530	13.732
carvão mineral nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	784	6.041
CCC – sistemas isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	6.220	33.539
descontos tarifários distribuição	4.461	4.092	5.454	6.156	6.022	7.719	33.904
descontos tarifários transmissão	-	-	-	-	288	503	791
subvenção cooperativas de eletrificação rural	-	-	-	-	-	79	79
fontes renováveis e gás natural	-	-	-	-	-	-	0
kit instalação	-	-	-	-	-	12	12
CAFT CCEE	-	-	-	-	15	9	24
indenização concessões	-	3.179	4.898	1.242	-951	-	8.368
subvenção RTE	386	389	389	310	0	0	1.474
honorários de sucumbência	-	-	-	-	-	105	105
verba MME	-	31	24	27	0	0	82
TOTAL	14.121	18.073	25.245	18.291	15.009	19.121	109.860
RECEITAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
saldo em conta	3.786		435	64	714	0	4.999
UBP	674	558	585	612	668	672	3.769
Multas	177	218	127	180	176	214	1.092
recursos da União	8.460	11.805		0	0	0	20.265
recursos da RGR (quotas/rep. Financ)		2.295	1.974	2.002	260	946	7.477
outras disponibilidades (parcelamentos/restituições)		1.498	69	108	184	631	2.490
quotas ressarcimento CDE Energia (Dec. 7945/2013)			3.137	3.472	3.690	3.811	14.110
quotas CDE uso	1.024	1.700	18.920	11.853	9.319	12.847	55.663
total	14121	18074	25247	18291	15011	19121	109.865

Fonte: CCEE, 2017.

de energia elétrica. No final, acabam na tarifa de energia elétrica que é cobrada do consumidor ativo, ou seja, todos nós que estamos obrigatoriamente vinculados a uma distribuidora.

Vejam que, em 6 anos, foram investidos mais de R\$ 100 bilhões na CDE, dos quais a CCC sozinha foi a principal destinação (cerca de R\$ 33,5 bilhões). Na tabela 7, constam R\$ 33,9 bilhões para os chamados descontos tarifários da distribuição, mas estes referem-se a um conjunto diverso de destinações, que vão desde os incentivos às renováveis, até mesmo as isenções ou reduções tarifárias que são dadas para a área de saneamento, irrigação, etc.

Como já explicitado, a CDE é o que viabiliza o LpT. São seus recursos que arcam com os custos de investimento e instalação dos sistemas de

geração elétrica implantados nos programas de obras deste programa. E outro dado que chama atenção é que o recurso da CDE que é destinado para o Luz para Todos reduziu-se de 2017 para 2018 em 15%.

É preciso chamar atenção para o fato de que a CDE subsidia diretamente apenas a instalação, não abarcando aí custos de operação e manutenção. Estes podem ser financiados pela CCC.

Para 2018, o MME já fez o orçamento do LpT, prevendo os gastos e metas de interligações conforme descrito na **Tabela 8**.

Vale destacar que a partir de maio de 2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passou a ser a responsável pelo gerenciamento desse encargo, o que inclui as atividades

Tabela 8 – Orçamento da CDE para o Programa Luz para Todos em 2018

PROGRAMA LUZ PARA TODOS Orçamento da CDE - ano de 2018		
Estado	Ligações	Valor (R\$)
Acre	3.270	34.329.743,97
Amazonas	7.484	251.713.991,30
Amapá	7.000	67.457.420,00
Maranhão	7.233	94.068.095,00
Mato Grosso	9.794	105.437.648,00
Pará	20.818	278.910.652,94
Rondônia	5.200	58.418.120,00
Roraima	339	19.472.040,00
Tocantins	5.900	31.755.008,00
Alagoas	1.013	5.407.733,00
Bahia	20.000	168.838.525,00
Goiás	2.285	14.527.848,00
Piauí	4.978	29.662.086,00
Total	95.314	1.159.998.911,21

Fonte: Portaria do MME 363/2017

É preciso acompanhar o processo de definição do orçamento anual da CDE, o que se faz sob a coordenação da ANEEL. Como a Lei 13.360/2016 é clara no sentido de se buscar a racionalização e a redução progressiva da CDE, é de se esperar movimentações políticas diversas para “puxar” os recursos para determinadas finalidades em detrimento de outras.

Além disso, entrar nesta discussão também é uma oportunidade de se questionar prioridades. Por exemplo, segundo mostra a Tabela 7, o orçamento para o subsídio do carvão nacional quase se equiparou ao do LpT para 2018.

de: coordenar os procedimentos para cálculo e recebimento dos recursos dos agentes do setor elétrico (cálculo das quotas anuais, o pagamento do Uso de Bem Público – UBP, etc.); realizar os desembolsos; monitorar os fluxos financeiros; etc.

Assim, no fluxo de desembolso do LpT, as transferências dos recursos da CDE são feitas diretamente para as distribuidoras, mediante prévia autorização da Eletrobras. Esta autorização é encaminhada à CCEE que, então realiza o pagamento. A CDE pode cobrir com até 90% dos custos, sendo que os demais ficam a cargo da própria distribuidora. O fluxo foi descrito no Quadro 8.

Por fim, cabe destacar que as recentes alterações legais, como a Lei 13.360/2016, vêm reforçando comandos para que a CDE passe a progressivamente ter seu orçamento reduzido. Em conversa com os representantes da ANEEL, eles colocaram este fato como um ponto de preocupação, na medida em que pode começar a haver disputa por recursos entre as diversas finalidades da CDE.

3.2 Conta de Consumo de Combustíveis – CCC

A CCC passou por várias alterações desde sua criação, e hoje destina-se a arcar com os custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados em geral, incluindo-se aí as regiões remotas (ver **Quadro 16**).

Até a reforma feita pela Lei 13.360/2016, a CCC era rateada de forma proporcional por cada agente de distribuição e transmissão. Agora, como já mencionado, o recurso é arcado pela CDE.

O cálculo e a gestão da CCC era feito pelo Grupo de Técnico de Operação da Região Norte (GTON), cuja secretaria executiva era ocupada pela Eletrobrás. Desde maio, a gestão financeira passou para a CCEE e a gestão operacional, ou seja, quem faz os cálculos do consumo de combustível, ficou com o ONS.

De todo modo, o cálculo da CCC ainda se mantém baseado no equivalente de geração do Sistema Interligado. Ou seja, o que este encargo cobre é a diferença entre o custo de geração no sistema isolado e o custo médio de geração no sistema interligado (ver **Quadro 17**).

Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	
MARCO LEGAL	Criada pela Lei 8.631/1993 Modificada pelas Leis 10.438/2002, 12.111/2009, 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016 e 13.360/2016. Regulamentada pelo Decreto 7.246/2010
NATUREZA	É um encargo setorial
ORIGEM DOS RECURSOS	Passou a ser a CDE, a partir das modificações trazidas pelas Leis 13.299/2016 e 13.360/2016
FINALIDADE	Reembolso do montante igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR do SIN. Incluem-se no cálculo do custo total de geração elétrica mencionado: 1. Contratação de energia e de potência associada; 2. Geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica; 3. Encargos do Setor Elétrico e impostos; 4. Investimentos realizados. 5. Custos diretamente associados à prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados.

Quadro 16 – Conta de Consumo de Combustíveis

Cálculo do reembolso da CCC

A CCC deve ser calculada em bases mensais e corresponderá à diferença entre o custo total de geração no sistema isolado e o custo médio de geração no sistema interligado. O cálculo do custo total de geração corresponde ao custo total que é arcado pelas concessionárias de distribuição para fornecimento de energia para seus mercados, e é ilustrado pela seguinte equação:

$$CTISOL = CTCOMB + CTGP + CTCE$$

ONDE:

CTISOL = custo total de geração

CTCOMB = custo de aquisição dos combustíveis fósseis. Este custo deve ser apurado pelo ONS a partir do montante de energia gerado, da quantidade de combustível consumida, do preço do combustível, dos limites de consumo específico, dos limites de preço de combustíveis e de despesas acessórias (tais como transporte de combustíveis, reserva de capacidade de transporte dutoviário e de reserva de consumo mínimo) ao contrato de fornecimento de combustíveis. Essas informações são obtidas por meio do Sistema de Coleta de Dados Operacionais (SCD), um sistema de dados eletrônico a que toda distribuidora/geradora está obrigada a preencher e manter atualizado. O valor do consumo específico é dado por empreendimento de geração.

CTGP = custo de geração própria da distribuidora (como visto, as concessionárias de distribuição ainda são diretamente responsáveis pelo gerenciamento de alguns sistemas de geração). A geração própria associada a ativos próprios ser valorada pela soma de parcela referente à depreciação e remuneração dos ativos, obtida dos dados da última revisão tarifária, e método de cálculo de custos de operação e manutenção constantes da Resolução ANEEL 427/.2011. Para o caso de aluguel de máquinas, o custo de geração será limitado ao valor total de referência também definido nesta norma.

CTCE – custo total de contratação de energia e potência (equivale ao custo da energia que é gerada pelas empresas que foram contratadas por meio das licitações viabilizadas na modalidade leilão). Este custo deverá ser informado pela distribuidora mensalmente ao ONS inclusive os contratos de importação de energia e de reserva de capacidade firmados. Referida informação deve conter:

- declaração do agente quanto ao valor a ser considerado para cálculo do reembolso;
- resumo das informações contratuais de preço e respectivo critério de reajuste, vigência, montante de energia e/ou potência comercializada, discriminadas por contrato;
- valores faturados em cada contrato, com e sem impostos; e
- cópias das faturas e notas de débito de cada contrato.

Para fins do reembolso, considera-se um preço de referência do combustível, o qual corresponde ao valor médio praticado na região, conforme levantamento feito pelo Agência Nacional do Petróleo:

- óleo diesel: a referência será o preço de compra pelos postos de combustíveis;
- óleo combustível (OC1A): a referência será o preço médio de produtores por região ou por localidade, ao qual deve ser acrescida a margem de distribuição informada pela distribuidora de combustíveis, que será equiparada à margem praticada para o óleo diesel, caso não apresente os valores específicos;
- combustíveis de uso exclusivo das centrais termelétricas (óleo combustível para turbinas geradoras de energia elétrica – OCTE e o óleo combustível para geração elétrica – PGE): será considerada, para fins de reembolso do custo de geração, a mesma base de preços, respectivamente, do óleo diesel e do óleo combustível (OC1A), até que se comprove a necessidade da prática de preços superiores.

3.3 Sub-rogação da CCC

A Lei 9.648/1998 autorizou que determinados tipos de empreendimentos pudessem obter os mesmos reembolsos da CCC, desde que comprovassem a redução do consumo de combustíveis derivados de petróleo, sendo:

- » pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), destinadas à produção independente de energia ou à autoprodução;
- » usinas à biomassa, independentemente do porte;
- » usinas que usam como fonte eólica ou solar, independentemente do porte;
- » usinas à gás natural, independentemente do porte. Neste caso, os benefícios da sub-rogação serão rateados pelo transportador, pelo dis-

tribuidor e pelo gerador, conforme determinação da ANEEL.

» empreendimento que promova a redução do dispêndio atual ou futuro da conta de consumo de combustíveis dos sistemas elétricos isolados.

Com o Decreto 9.047/2017, o montante total a ser sub-rogado passou a abarcar 100% do projeto básico do empreendimento aprovado na ANEEL (até então era de 75%). Esse valor é dividido em parcelas mensais, que começam a ser pagas a partir da entrada em operação comercial do empreendimento.

O detalhe do cálculo do reembolso da sub-rogação pode ser visto no **Quadro 18**.

Cálculo da sub-rogação da CCC

Para empreendimentos que usam combustíveis renováveis ou gás natural:

$$V_i = G \text{ REALIZADA} \cdot (CT \text{ TERMELÉTRICA} - CG \text{ EMPREENDIMENTO})$$

ONDE:

V_i : valor do benefício a ser pago no mês i (R\$);

$G \text{ REALIZADA}$: energia gerada pelo empreendimento (MWh);

$CT \text{ TERMELÉTRICA}$: custo total da energia termelétrica substituída (R\$/MWh); e

$CG \text{ EMPREENDIMENTO}$: custo total de geração do empreendimento que reduziu o dispêndio da CCC (R\$/MWh).

Para empreendimentos que proporcionam maior eficiência no consumo do combustível:

$$V_i = E \text{ MEDIDA} \cdot k \cdot (CT \text{ TERMELÉTRICA} - CG \text{ EMPREENDIMENTO})$$

ONDE:

V_i : valor do benefício a ser pago no mês i (R\$)

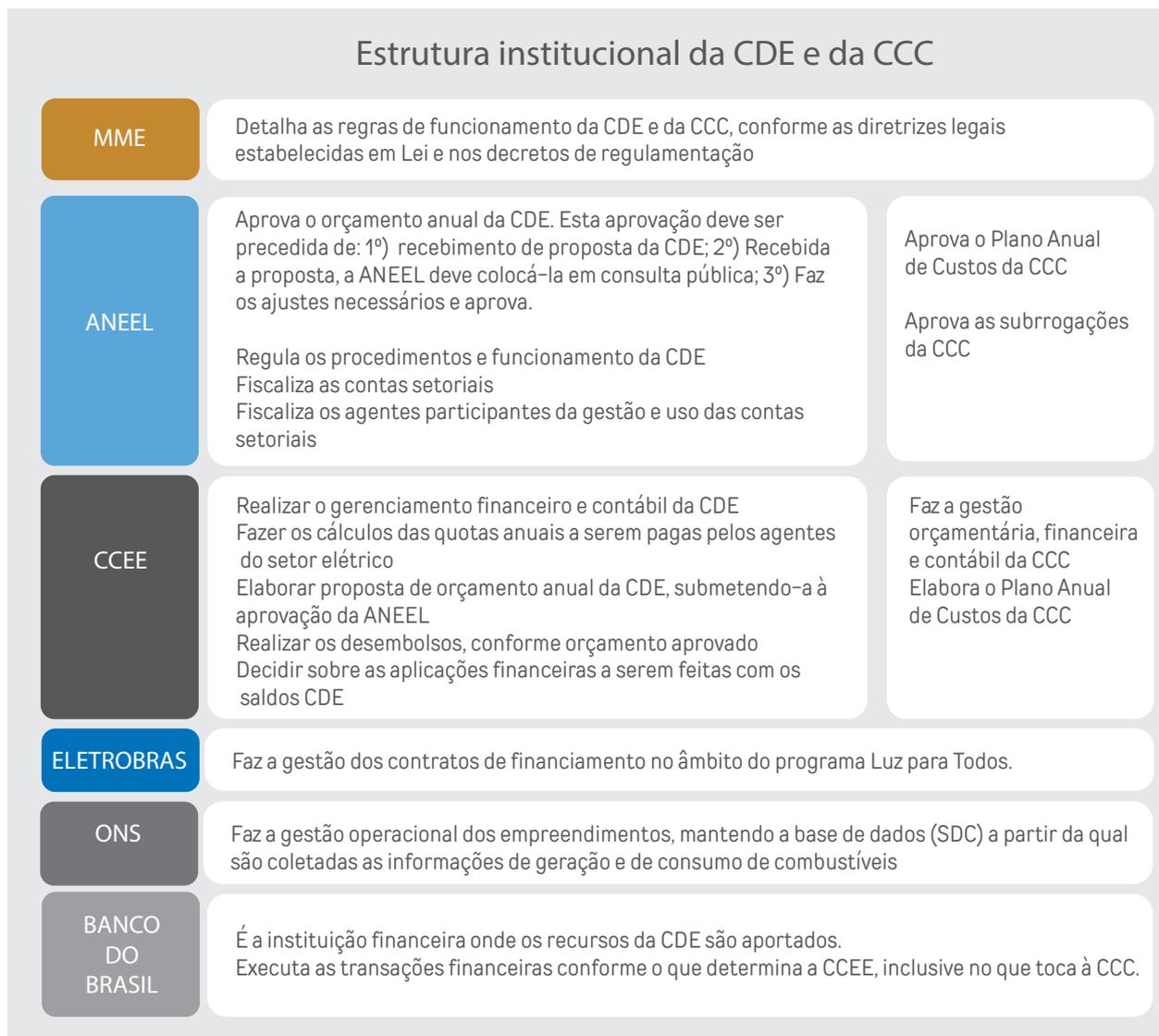
$E \text{ MEDIDA}$: energia medida no ponto de entrega (MWh); e

k : fator de redução dos dispêndios da CCC, igual a 0,7, e, a partir de 1o de janeiro de 2015, igual a 0,5;

$CT \text{ TERMELÉTRICA}$: custo total da energia termelétrica substituída (R\$/MWh); e

$CG \text{ EMPREENDIMENTO}$: custo total de geração do empreendimento que reduziu o dispêndio da CCC (R\$/MWh)

Estrutura institucional da CDE e da CCC



Quadro 19 – Estrutura institucional da CDE e da CCC

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta nota para discussão teve como objetivo apresentar os resultados do mapeamento jurídico-institucional feito pelo IEMA como parte de seu esforço de buscar soluções de políticas públicas de efetivação do acesso à energia elétrica renovável às comunidades amazônicas.

Neste processo, identificou-se que o sistema formal de fornecimento de eletricidade para os sistemas isolados da região Norte estrutura-se principalmente em torno ou dos leilões, por meio dos quais as distribuidoras contraram a energia para as cidades, áreas urbanas e comunidades maiores, ou do programa Luz para Todos, pelo qual

as distribuidoras viabilizam empreendimentos e a infraestrutura de fornecimento de eletricidade em comunidades remotas.

É inegável o avanço proporcionado por estes instrumentos nos últimos anos, porém, ainda é uma realidade em muitas comunidades urbanas e rurais da Amazônia e prevalência de sistemas informais de geração elétrica, baseados no Diesel, extremamente caros para as populações, de má qualidade e insuficientes para prover os benefícios sociais e econômicos que se esperam dos serviços de eletricidade.

Dentre as barreiras e desafios identificados, pode-se destacar:

Barreiras institucionais e políticas

» Instabilidade institucional decorrente do processo de privatização da Eletrobras: esta empresa é um dos atores mais importantes para o fornecimento de eletricidade na região Norte, seja porque é detentora da maior parte das distribuidoras com atuação na região, seja porque é quem tem as atribuições de validação e fiscalização técnica e financeira dos programas de obras do programa Luz para Todos. As incertezas atuais quanto ao seu processo de privatização criam uma situação de instabilidade para o avanço de iniciativas, tais como os planos de universalização e os programas de obras.

» Situação financeira deficitária das empresas de distribuição atuantes na região Norte: em acréscimo ao mencionado, as distribuidoras estão atuando com deficits orçamentários, fazendo com que priorizem as operações mais básicas, o que não inclui projetos de expansão, por exemplo.

» Poder de influência exercido pelas empresas do ramo de combustíveis sobre os grupos políticos regionais e locais: segundo as entrevistas feitas, este poder extrapola a influência econômica e técnica nos leilões, por exemplo, chegando ao nível da influência sobre os grupos políticos regionais. Trata-se de uma barreira importante à entrada das tecnologias renováveis.

Barreiras ao avanço das renováveis na sistemática dos leilões

» Custos de investimento: renováveis têm custos de investimento maior, enquanto Diesel esse custo é menor. E, ainda que os custos de operação e manutenção se invertem, sendo maiores para o Diesel e bem menores para as renováveis em geral, a forma como são apresentadas as planilhas de custos e viabilidade econômica não deixa evidente essas diferenças.

» Financiabilidade: os maiores custos de investimento das renováveis exigem melhores condições de financiamento inicial, o que pode se tornar um obstáculo. A EPE explica que já há iniciativas no sentido de atacar essa barreira, como, por exemplo, a abertura de linha de financiamento no BNDES com recursos do Fundo Clima especificamente para apoio à segunda rodada do leilão de 2016, da Amazonas Energia.

» Tecnologias renováveis estão mais sujeitas

à exposição cambial.

» Tributação: cita-se o caso específico do ICMS no Amazonas sobre geração de energia elétrica no PIE, já que o estado cobra este tributo sobre a geração elétrica. No caso da geração a Diesel, o PIE pode recuperar parte do ICMS pago na aquisição do óleo diesel, enquanto esses créditos não ocorrem no caso da geração com renováveis.

» Variabilidade/intermitência das renováveis, fazendo com que requeiram alguma fonte de complementação ou alternativa de armazenamento.

» Inovação: ainda é prevalente na região a cultura de que é o Diesel que funciona, que não deixa na mão. Além disso, há pleno conhecimento sobre operação e manutenção dos geradores.

» Custo de oportunidade dos atuais geradores: quem já está lá tem uma vantagem competitiva.

» vale mencionar também a forte e tradicional presença de empresas que atuam no ramo de distribuição de combustíveis e venda e aluguel de geradores, bem como o peso que a cadeia do combustível exerce sobre a arrecadação estadual (ICMS).

Barreiras ao acesso à eletricidade nas comunidades remotas

» Incertezas quanto à continuidade e nova configuração do Luz para Todos.

» Incertezas quanto a quem assumirá o papel atualmente exercido pela Eletrobras no processo decisório do programa, dado o processo de privatização desta.

» Eleição dos projetos se dá pelos comitês gestores estaduais, cuja composição é predominantemente governamental, abrindo espaço para escolhas políticas.

» Mudanças recentes da legislação exigem redução progressiva dos gastos da CDE, o que pode levar a uma disputa por “rubricas” entre as diversas finalidades deste encargo.

» Tecnologia solar, ainda que a prioritária, impõe desafios técnicos, particularmente os atinentes à sua manutenção. Contudo, o programa não abrange recursos para operação, a qual fica a cargo da Distribuidora.

» É preciso checar se o programa tem incluído, na prática, dinâmicas de capacitação da comunidade para correta manutenção, uso e operação dos sistemas.

A partir do mapeamento dessas barreiras, o IEMA identificou algumas possibilidades de atuação e incidência da sociedade civil organizada:

A ANEEL define anualmente o orçamento da CDE. É preciso um trabalho de *whatchdog* desse processo, para garantir recursos adequados à universalização do acesso à energia elétrica.

Tendo em vista que a Distribuidora é o ator com a responsabilidade jurídica pelo fornecimento de eletricidade e que já há garantia de um conjunto de direitos para o acesso à energia elétrica, pode ser um caminho a capacitação das comunidades para o fortalecimento de sua capacidade de exigência e pressão sobre este ator.

O Comitê Gestor Estadual tem um papel fundamental ao definir quais comunidades serão prioritariamente atendidas pelo LpT. É preciso, contudo pressionar para mudar sua composição, tornando-a mais democrática.

Contudo, como se trata de uma investigação feita a partir de uma perspectiva top-down e sem o respaldo das organizações que atuam na base, é preciso promover o debate e a discussão sobre essas possibilidades com toda a rede.

Somente com esse diálogo amplo, aberto e aprofundado, e com essa troca de informações e experiências, é que se pode chegar a uma estratégia efetiva para a garantia de acesso à energia limpa, socialmente justa e economicamente eficiente às comunidades isoladas da Amazônia.

Anexo 2- Mapa - tecnologia mais apropriada

Tecnologias mais apropriadas para eletrificação de comunidades isoladas/r

A melhor tecnologia será aquela que ampliar o olhar para além da eletrificação e perceber que a energia elétrica é i
Ações devem ter como princípio a conservação do meio ambiente, a participação social e o desenvolvimento local. Necessário um plano
Projetos de sucesso tiveram forte envolvimento da população local e a eletrificação foi integrada com atividades da comunidade e, garantindo a
comunidade)

Critérios para escolha da tecnologia mais apropriada

Disponibilidade local da fonte/combustível:

- Radiação solar
- Ventos
- Biomassa
- Rios perenes com mínima profundidade e velocidade, além de ter poucos detritos flutuantes

Características locais:

- Distância das casas (possibilidade de minirrede)
- Geografia (existência de barreiras)
- Clima

Condições socioeconômicas da comunidade:

- Atividades produtivas (fonte de renda)
- Como a comunidade usa a energia em suas diversas formas (quais as formas tradicionalmente usadas para resolver problemas energéticos associados a diferentes tarefas agrícolas e domésticas)
- Nível educacional para gestão do sistema

Características da tecnologia:

Simplicidade de operação, confiabilidade, baixo custo de manutenção (automação e sistema remoto são uma boa opção)

Demanda por eletricidade:

- População (residente e flutuante)
- Nº de casas, comércio, escola...
- Principais usos da energia (eletrodomésticos, iluminação)
- Demanda reprimida

Em geral, mais 70% da demanda é para eletrodomésticos. Iluminação também é um uso importante. Maior demanda no horário da noite, entre 18 e 21h. (MME, 2008).

Importante considerar que com a eletrificação, geralmente há liberação da demanda reprimida e aumento populacional devido ao desenvolvimento local (aumento de atividade econômica, desenvolvimento do comércio, aumento da renda familiar, etc). Necessário ter estratégias de suporte para esse crescimento.

Tecnologias disponíveis

Fonte	Vantagem	Desvantagem
Diesel	Investimento inicial menor	Emissão CO2 e poluentes locais; elevado custo do combustível (PSR: R\$3/litro); logística complexa; baixa eficiência; elevada frequência e custo da manutenção;
Solar FV	Baixo impacto ambiental; fonte renovável; baixo custo de manutenção	Área para painel; Custo inicial elevado; Intermitência (necessidade de armazenamento ou sistema de controle); Necessidade de controladores caso use bateria, para preservar a vida útil;
Turbina Hidrocinética	Baixo impacto ambiental; Usa componentes de baixo custo e de fácil reposição/manutenção (peças automotivas);	Pequena potência (mas suficiente para abastecer uma pequena comunidade);
Biomassa	Fonte renovável	Desmatamento
Eólica	Baixo impacto ambiental; fonte renovável; baixo custo de manutenção	Impactos sonoros e visuais; Custo inicial elevado;
Biomassa gaseificada	Fonte renovável	Tecnologia ainda em desenvolvimento; apropriado apenas para geração em pequena escala; desmatamento; emissão de poluentes locais; geração de cinzas e alcatrão; necessidade de limpeza e descarte dos resíduos; necessário pré tratamento da biomassa;
Sistemas híbridos	Eliminação de intermitência; combinação para redução de custos	Necessidade de sistema de controle e quadro geral para não ter problemas com a geração simultânea de diferentes frequências;

temas

indutora do desenvolvimento local.
o de gestão participativo e sustentável.
a sustentabilidade do sistema (capacitação da

Modelos de Negócio e de Gestão

Comunidades isoladas, com mais de 4 mil habitantes, são atendidas pela distribuidora local e são beneficiadas pela CCC (conta de consumo de combustível), ou seja, pagam uma tarifa condizente com a tarifa do SIN. CCC só atende geradores com capacidade instalada mínima de 2MW.

Comunidades remotas, que possuem menor população, não acessam a CCC e os moradores pagam pelo diesel. Em alguns casos o poder municipal faz algum tipo de gestão (cotas mensais).

Cooperativas e associações locais para eletrificação e gestão dos sistemas.

Agência municipal para eletrificação rural (auxílio na instalação dos projetos).

Mapa sobre avaliação das tecnologias mais apropriadas à luz do contexto das realidades amazônicas

Marco normativo – atendimento no sistemas isolados

NORMA	NÚMERO/ANO	EMENTA
Lei	13.360/2016	Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências.
Lei	12.111/2011	Dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas isolados; Altera as Leis 9.991 de 24.07.2000, 9.074 de 07.07.1995, 9.427 de 26.12.1996 e 10.848 de 15.03.2004; Revoga dispositivos das Leis 8.631 de 04.03.1993, 9.648 de 27.05.1998 e 10.833 de 29.12.2003; e dá outras providências.
Lei	10.438/2002	Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.
Lei	9.648/1998	Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.
Lei	9.074/1995	Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.
Lei	8.987/1995	Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.
Decreto	9.357/2018	Altera o Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, que institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”
Decreto	9.047/2017	Altera o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, que regulamenta a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos Sistemas Isolados, as instalações de transmissão de interligações internacionais no Sistema Interligado Nacional – SIN, e dá outras providências.
Decreto	8.493/2015	Altera o Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, que institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”.
Decreto	7.520/2011	Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”, para o período de 2011 a 2014, e dá outras providências.
Decreto	7.246/2010	Regulamenta a Lei no 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos Sistemas Isolados, as instalações de transmissão de interligações internacionais no Sistema Interligado Nacional – SIN, e dá outras providências.
Decreto	27 de 11 de 1994	Institui o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM)
Portaria do MME	363/2017	Aprova o orçamento do Luz para Todos para 2018

Portaria do MME	217/2017	Delega competência ao Secretário de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia para a prática de atos que visem estabelecer diretrizes específicas não previstas no Manual de Operacionalização do Programa "LUZ PARA TODOS" e no Manual para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS".
Portaria do MME	521/2015	Aprova o Manual para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados, que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades que serão aplicados no atendimento das comunidades isoladas, preferencialmente com o uso de fontes alternativas de energia, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS", para o período de 2015 a 2018, na forma do Anexo divulgado no endereço eletrônico do Ministério de Minas e Energia, no sítio - www.mme.gov.br
Portaria do MME	493/2011	Define diretrizes para o atendimento em energia elétrica das Regiões Remotas dos Sistemas Isolados por meio do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS".
Portaria do MME	600/2010	Aprova as diretrizes para que a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL realize, direta ou indiretamente, Leilões de Contratação de Energia Elétrica e Potência Associada para atendimento do mercado consumidor das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica que atuem nos Sistemas Isolados.
Resolução Normativa da ANEEL	662/2015	Define o custo de referência de geração a partir de tecnologia solar fotovoltaica para fins de reembolso da CCC, e ajusta o limite de consumo específico de usinas a gás natural, a constar dos Anexos III e IV da Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011.
Resolução Normativa da ANEEL	563/2013	Altera as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural, altera os arts. 2º, 3º, 4º e revoga o parágrafo 5º do art. 3º da Resolução Normativa ANEEL 488 de 15.05.2012; bem como altera o art. 27 da Resolução Normativa ANEEL 414 de 09.09.2010.
Resolução Normativa da ANEEL	427/2011	Regulamenta a Lei n. 12.111, de 2009, e o Decreto n. 7.246, de 2010, e estabelece os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC.
Resolução Homologatória da ANEEL	1.295/2012	Aprova o modelo de Edital para leilões de contratação de suprimento de energia elétrica a regiões remotas dos sistemas isolados, por meio de sistemas de geração descentralizada com ou sem redes associadas e delega a realização desses leilões às concessionárias de distribuição de energia elétrica com atuação nos sistemas isolados, conforme as diretrizes constantes das Portarias MME n. 341/2012, n. 493/2011 e n. 600/2010.
Resolução Homologatória da ANEEL	1.397/2012	Altera o modelo de Edital e respectivos Anexos para leilões de contratação de suprimento de energia elétrica a regiões remotas dos sistemas isolados, por meio de sistemas de geração descentralizada com ou sem redes associadas, de que trata a Resolução Homologatória no 1.295, de 5 de junho de 2012.
Extrato de compromisso	2016	Extrato de Compromisso celebrado entre o Ministério de Minas e Energia - MME e a Centrais Elétricas de Rondônia S.A - CERON, com a interveniência da ANEEL e da Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás, para estabelecer as metas de atendimento rural, na área de concessão ou atuação das Centrais Elétricas de Rondônia S.A - CERON.
Extrato de compromisso	2016	Extrato de Compromisso celebrado entre o Ministério de Minas e Energia - MME e a Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA, com a interveniência da ANEEL e da Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás, para estabelecer as metas de atendimento no meio rural, na área de concessão ou atuação da CELPA.
Despacho	018/2017	Anui à vinculação de receitas das Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA, em garantia ao Contrato a ser celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras, destinado à execução do plano de obras do Contrato de Subvenção para Regiões Remotas, no âmbito do Programa Luz Para Todos, no estado do Pará.

- ABRADEE. Dados de mercado. Disponível em: <http://www.abradee.org.br/imprensa/noticias/130->. Acesso em 11 de junho de 2017.
- ACENDE BRASIL. Perdas comerciais e inadimplência no setor elétrico. White paper 18, fev 2017. Disponível em: http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2017_WhitePaperAcendeBrasil_18_PerdasInadimplencias.pdf. Acesso em 20 de julho de 2017
- ANEEL. Banco de Informações de Geração. <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 02 de junho de 2018.
- _____. Resultados dos leilões. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/geracao4>. Acesso em 13 de junho de 2017. 2017.
- _____. Universalização. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/universalizacao>. Acesso em 13 de junho de 2017. 2017.
- BASSANI, M.L., FERREIRA, L.V. The energy access in rural or isolated areas in Brazil: a viability review. In BRANT, L.N.M.C. (org.). Sustainable development and energy matrix in Latin America: the universal clean energy accessibility. Belo Horizonte: Konrad-Adenauer-Stiftung, 2017. Pp.353-379.
- BLASQUES, L.C.M. Otimização de sistemas híbridos para a eletrificação de minirredes com fontes renováveis: aspectos de projeto, operação e gestão. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Instituto de Tecnologia – Universidade Federal do Pará, Belém, 2014.
- BNDES. Pregões eletrônicos. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/licitacoes-contratos/licitacoes/pregoes-eletronicos/pregoes-eletronicos-2016/>. Acesso em 19 de julho de 2017.
- CCEE. Conta Consumo Combustíveis. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_ccc?_adf.ctrl-state=h97axgxe3_4&_afzLoop=459955677899455. Acesso em 25 julho 2017.
- ELS, R.H., VIANNA, J.N.S., BRASIL JR., A.C.P. The Brazilian experience of rural electrification in the Amazon with decentralized generation – The need to change the paradigm from electrification to development. In Renewable and Sustainable Energy Reviews 16, p.1450– 1461, 2012.
- ELETROBRAS. Relatório Anual 2016. Disponível em: http://eletrobras.com/pt/SobreaEletrobras/Relatorio_Anual_Sustentabilidade/2016/Relatorio-Anual-Eletrobras-2016.pdf. Acesso em 20 de julho de 2017.
- EPE. Leilão dos sistemas isolados do Amazonas. Maio 2017.
- GÓMEZ, M.F., SILVEIRA, S. The last mile in the Brazilian Amazon – A potential pathway for universal electricity access. Energy Policy, n. 82, 2015, p.23–37.
- IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/index.php>. Acesso em 02 de junho de 2018.
- IPS. Índice de Progresso Social. Disponível em: https://s3-sa-east-1.amazonaws.com/ipsx.tracersoft.com.br/documents/ReExec_ipsAmazoniaPORT_2014_Final.pdf. Acesso em 02 de junho de 2018.
- MME. Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica: manual de operacionalização para o período de 2015 a 2018. Ministério de Minas e Energia, 2015a.
- _____. Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica: manual para atendimento das regiões remotas dos sistemas isolados. Ministério de Minas e Energia, 2015b.
- MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética, 2017.
- ONS. Mapa dinâmico do SIN. Disponível em: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso novembro 2017. 2017a.
- ONS. Workshop contas setoriais – abril 2017. Operador Nacional do Sistema, 2017b.
- PSR. Desafios e oportunidades. Energy Report, n.105, setembro 2015, pp.1–11.
- SOARES, M.Y. Avaliação do desempenho dos sistemas isolados no estado do Amazonas a partir de um estudo de caso: o Município de Uarini (AM). 2008. 182 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica/ Faculdade de Economia/ Instituto de Eletrotécnica e Energia/ Instituto de Física) – Universidade de São Paulo, São Paulo.
- TCU. Acórdão 593/2003. Disponível em: <https://contas.tcu.gov.br/pesquisaJurisprudencia/#/detalhamento/11/%252a/DTRELEVANCIA%253A%255B20030528%2520T0%252020030528%2525D/DTRELEVANCIA%2520desc%252C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/false/17/false>. Acesso em 20 de julho de 2017.

