

Amanda de Almeida Ramos

**Avaliação da Atratividade da Implementação
das Redes Inteligentes para as Concessionárias
de Distribuição de Energia Elétrica: o caso da
CEB**

Brasília

julho de 2020

Amanda de Almeida Ramos

Avaliação da Atratividade da Implementação das Redes Inteligentes para as Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: o caso da CEB

Dissertação de Mestrado Acadêmico em Economia da Universidade de Brasília como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia.

Universidade de Brasília – UnB

Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas Públicas –
FACE

Departamento de Economia – ECO

Orientador: Paulo Cesar Coutinho, PhD

Brasília

julho de 2020

Amanda de Almeida Ramos

Avaliação da Atratividade da Implementação das Redes Inteligentes para as Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: o caso da CEB/ Amanda de Almeida Ramos. Brasília, julho de 2020, 78 p.

Orientador: Paulo Cesar Coutinho, PhD

Dissertação (Mestrado) – Universidade de Brasília – UnB
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas Públicas – FACE
Departamento de Economia – ECO, julho de 2020.

1. Redes Inteligentes. 2. Medição Inteligente. 3. Distribuição de energia. 4. CEB.

Amanda de Almeida Ramos

Avaliação da Atratividade da Implementação das Redes Inteligentes para as Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: o caso da CEB

Dissertação de Mestrado Acadêmico em Economia da Universidade de Brasília como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia.

Trabalho aprovado. Brasília, 31 de julho de 2020:

Paulo Cesar Coutinho, PhD
Orientador

Vander Mendes Lucas, PhD
Membro Interno

Rafael Campelo de Melo Ferraz, PhD
Membro Externo - Ministério da Economia

João Odilon Freitas e Silva, Dr.
Membro Suplente - ONS

Brasília
julho de 2020

Para minha família.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus, por me conceder mais alegrias do que mereço.

Aos meus pais, Luiz e Valneide, e à minha irmã, Aline, por acreditarem em mim, por me apoiarem em todos os momentos e por todo o cuidado comigo, especialmente durante o mestrado. Vocês são a minha vida.

Ao meu orientador, Prof. Paulo Coutinho, por acreditar na ideia desse trabalho, por todo o tempo dispendido em sua realização e pelas contribuições valiosas.

Aos meus amigos de mestrado, por tornarem o primeiro ano menos árduo. Obrigada pela ajuda, pelas conversas no cafezinho, pelas companhias nos estudos aos fins de semana, pelas risadas e pela amizade. Agradeço em especial à Adriana, que me ajudou até o fim dessa dissertação. Aos meus amigos fora do mestrado, por acreditarem que eu daria conta de mais essa loucura.

À minha psicóloga, que tanto me ajudou a lidar com meus problemas durante o mestrado e aos meus colegas de trabalho, por me ensinarem diariamente e com entusiasmo sobre o setor elétrico e pelas conversas sobre a vida.

Não há vida sem correção, sem retificação.
(Paulo Freire)

Resumo

Essa dissertação tem como objetivo avaliar a atratividade da implementação das redes inteligentes sob a ótica da concessionária de distribuição de energia elétrica no Brasil. Para tanto, será realizada uma análise custo-benefício de um projeto dessa natureza. Essa análise ocorrerá para o caso da Companhia Energética de Brasília (CEB) e considerará que os ativos instalados não terão reconhecimento tarifário por parte do Regulador. Os custos e benefícios foram calculados utilizando referências de outros trabalhos realizados para o Brasil e para outros países. Os resultados mostraram que a implementação desses ativos gera impactos expressivos especialmente para a redução do furto de energia elétrica e dos custos operacionais associados às atividades de leitura. Entretanto, esses benefícios não são o suficientes para justificar os custos associados, de forma que o projeto não é economicamente atrativo.

Palavras-chaves: Redes Inteligentes. Medição Inteligente. Distribuição de Energia Elétrica. CEB.

Abstract

The main purpose of our study is to evaluate the attractiveness of smart grid technologies in Brazil. The evaluation was made from the perspective of the electric power distribution's owner and considering the case of Companhia Energética de Brasília (CEB). The main hypothesis of our study is that smart grid assets are not included at CEB's regulatory asset base. We developed a cost-benefit analysis to measure the attractiveness of this project. The costs and benefits considered in our analysis were identified using references from Brazil and other countries' evaluation. Our results show that the main benefits of smart grid assets are related to energy theft and meter reading costs. However, these benefits are not enough to justify the costs. Thus, the project is not economically viable.

Key-words: Smart Grid. Smart Metering. Electric power distribution. CEB.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Cronograma de implementação considerado para o Brasil (Lamin (2013))	39
Figura 2 – Cronograma de implementação considerado para a Áustria (JRC (2014b))	39
Figura 3 – Cronograma de implementação considerado para a França (JRC (2014b))	39
Figura 4 – Cronograma de implementação considerado para a Grécia (JRC (2014b))	40
Figura 5 – Cronograma de implementação considerado para a Irlanda (JRC (2014b))	40
Figura 6 – Cronograma de implementação considerado para a Polônia (JRC (2014b))	40
Figura 7 – Cronograma de implementação considerado para a Romênia (JRC (2014b))	40
Figura 8 – Fluxo de custos e benefícios (em R\$ milhões)	67
Figura 9 – Valor presente líquido dos custos e benefícios (em R\$ milhões)	68

Lista de tabelas

Tabela 1 – Caracterização da CEB	30
Tabela 2 – Horizonte temporal das análises de outros países	32
Tabela 3 – Taxa de desconto das análises de outros países	33
Tabela 4 – Vida útil dos ativos considerada nas análises de outros países	35
Tabela 5 – Comparativo Vida Útil - Lamin (2013) e MCPSE 2015	36
Tabela 6 – Redução dos custos de aquisição considerados nas análises de outros países	36
Tabela 7 – Percentual de medidores instalados nas análises de outros países	37
Tabela 8 – Cronograma de implementação considerado nas análises de outros países	38
Tabela 9 – Condições de contorno da análise custo-benefício	41
Tabela 10 – Funcionalidades mínimas recomendadas para a UE (CE (2012))	42
Tabela 11 – Previsão de redução de perdas não técnicas (MME (2011), p. 113)	50
Tabela 12 – Custos identificados e quantificados	59
Tabela 13 – Custos com a compra de medidores básicos	59
Tabela 14 – Segregação da BAR conforme ANEEL (2015a)	62
Tabela 15 – Resultado - VPL Total	68
Tabela 16 – Sensibilidade - Cronograma de Implementação (em R\$ milhões)	70
Tabela 17 – Sensibilidade - Vida útil dos ativos (em R\$ milhões)	70
Tabela 18 – Sensibilidade - Taxa de Desconto (em R\$ milhões)	71
Tabela 19 – Sensibilidade - Redução anual dos custos (em R\$ milhões)	71
Tabela 20 – Sensibilidade - Saturação dos custos (em R\$ milhões)	72

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
2	REVISÃO DE LITERATURA	25
3	A COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA	29
4	ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO	31
4.1	Definição das Condições de Contorno e dos Parâmetros de Implementação	31
4.1.1	Horizonte temporal	31
4.1.2	Taxa de desconto	32
4.1.3	Taxa de crescimento de mercado e de unidades consumidoras	34
4.1.4	Vida útil dos ativos	34
4.1.5	Redução anual dos custos	35
4.1.6	Parâmetros macroeconômicos	36
4.1.7	Percentual de medidores instalados	37
4.1.8	Cronograma de implementação	38
4.2	Realização da Análise de Custo-Benefício	41
4.2.1	Apresentar e descrever as funcionalidades e os ativos considerados	41
4.2.2	Monetizar os benefícios	43
4.2.2.1	Melhoria da qualidade do serviço	46
4.2.2.1.1	Recuperação de Receita	47
4.2.2.1.2	Redução das compensações	49
4.2.2.2	Redução de perdas não técnicas	49
4.2.2.2.1	Receita adicional após a regularização do fraudador	51
4.2.2.2.2	Recuperação de Energia Fraudada	53
4.2.2.2.3	Compra de Energia Evitada	53
4.2.2.3	Redução de Custos Operacionais	54
4.2.2.3.1	Redução dos custos de leitura	54
4.2.2.3.2	Redução dos custos de corte	55
4.2.2.3.3	Redução da demanda por teleatendimento	56
4.2.2.4	Redução da inadimplência	56
4.2.3	Identificar e quantificar os custos	58
4.2.3.1	Custo Anual dos Ativos	58
4.2.3.2	Indenização	64
4.2.3.3	Custos Operacionais	65

5	RESULTADOS	67
5.1	Análise de Sensibilidade	69
5.1.1	Cronograma de implementação dos ativos	69
5.1.2	Vida útil dos ativos	70
5.1.3	Taxa de desconto	71
5.1.4	Redução anual dos custos	71
6	CONCLUSÃO	73
	REFERÊNCIAS	75

1 Introdução

A definição da tarifa de energia elétrica das concessões brasileiras é uma tarefa complexa e envolve análise de diversos componentes. Dentre esses componentes, está a avaliação dos investimentos realizados pelas concessionárias, sobre os quais a remuneração e amortização serão pagas pelo consumidor.

De forma geral, os investimentos realizados pelas distribuidoras de energia elétrica podem ser classificados em expansão, melhoria ou renovação. O primeiro está associado ao aumento da demanda dos consumidores e no número de clientes. O segundo tipo se refere à melhoria da qualidade do sistema existente e o último diz respeito aos investimentos necessários para substituir os ativos danificados ou que tenham chegado ao fim da vida útil.

O Contrato de Concessão das distribuidoras estabelece que elas têm ampla liberdade na direção dos negócios e dos investimentos que devem ser realizados na concessão. Entretanto, esses devem observar a legislação específica e as normas regulamentares da ANEEL. Além disso, devem ser realizados ao menor custo global para o sistema elétrico.

Atualmente, o setor elétrico brasileiro é caracterizado pelo crescimento da demanda, pelo alto nível de perdas de energia, pelo envelhecimento dos sistemas atuais e pela inserção de novas fontes de geração de energia (Silva (2016)). Entretanto, a rede elétrica atual é caracterizada pela existência de fluxo de energia unidirecional da alta para a baixa tensão, pela produção remota e centralizada, pela automação limitada da rede e pelo fato de ser passiva na entrega de energia elétrica aos consumidores domésticos (GESEL (2016)). Assim, as particularidades do setor demandam alterações na rede elétrica atual, de forma a viabilizar itens novos, a exemplo da geração distribuída. Nesse sentido, as redes elétricas inteligentes surgem como forma de alinhar o sistema atual ao conjunto de características do setor.

CGEE (2012) define a rede elétrica inteligente como *"a rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final"*. Essas funcionalidades fazem com que o conceito de rede elétrica inteligente represente uma mudança de paradigma no setor, dado que permitiria que o sistema elétrico fosse mais interativo para todos os agentes envolvidos (Rivera, Esposito e Teixeira (2013)).

Nos últimos anos, a discussão da modernização do setor elétrico brasileiro, da qual as redes inteligentes fazem parte, ocorreram em diferentes órgãos e instituições do governo: no Legislativo, por meio de três projetos de lei que tratam da implementação

dessas tecnologias, no Ministério de Minas e Energia (MME) e na ANEEL, por meio de consultas públicas realizadas.

No Legislativo Brasileiro, esse tema foi apresentado por meio dos Projetos de Lei nº 3.337/2012, nº 2.932/2015 e nº 356/2017, que dispõem sobre a implementação de medidores eletrônicos e de redes elétricas inteligentes nas concessões brasileiras. Dentre esses, destaca-se o PL nº 2.932/2015, que dispõe sobre o Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes (PNREI) e aponta como instrumentos do PNREI: a definição de metas para substituição dos medidores eletromecânicos de energia elétrica por medidores eletrônicos inteligentes e os incentivos regulatórios, financeiros, creditícios e fiscais associados a essa substituição (Brasil (2015)).

Em 2017, o MME, na ocasião da Consulta Pública nº 33/2017 apresentou propostas de mudanças significativas no chamado “modelo do setor elétrico” e que tinham como objetivo viabilizar o futuro do setor elétrico com sustentabilidade no longo prazo. Uma das medidas apresentadas pelo MME nessa ocasião se refere às ações que devem ser tomadas pelo governo para aprimoramento da infraestrutura de medição e implantação de redes inteligentes nas concessões brasileiras.

Posteriormente, em abril de 2019, por meio da Portaria nº 187/2019 e considerando as contribuições recebidas dos agentes na CP nº 33/2017, o MME instituiu um Grupo de Trabalho com o objetivo de desenvolver propostas de modernização do setor elétrico. O Grupo de Trabalho é formado por membros do MME, da ANEEL, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Dentre os temas que devem ser tratados pelo Grupo, destacam-se a inserção de novas tecnologias e a sustentabilidade dos serviços de distribuição de energia elétrica.

Na ANEEL, as discussões da implementação das novas tecnologias ocorreram em fevereiro de 2019 na ocasião da Consulta Pública nº 03/2019, cujo objetivo era obter subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica. Dentre os dezoito pontos de discussão levantados pela Agência, ao menos três buscavam avaliar se a atuação regulatória da Agência está fornecendo os incentivos adequados ao desenvolvimento e emprego de novas tecnologias no segmento da distribuição. Nas considerações da ANEEL no âmbito dessa CP, o Regulador indicou que a adoção de novas tecnologias no segmento de distribuição não deve ser entendida como uma finalidade em si, mas como uma alternativa para se atingir os objetivos regulatórios¹(ANEEL (2019b)).

Nessa mesma CP, a ANEEL especificou ainda que os desafios do Regulador são

¹ São eles: universalização do acesso à energia; qualidade técnica da energia (continuidade do serviço e conformidade da tensão); qualidade do atendimento comercial; redução de perdas; eficiência de custos; eficiência energética; e sustentabilidade econômico-financeira

de assegurar que o ambiente regulatório não seja uma barreira à implementação dessas tecnologias bem como garantir que a inserção desses aparatos não ocorram a qualquer custo. Especifica ainda a necessidade de que *"os custos e benefícios associados a essas tecnologias sejam compartilhados de forma equilibrada entre as distribuidoras, consumidores e demais partes envolvidas"* (ANEEL (2019b)).

As contribuições enviadas pelas distribuidoras para a ANEEL na CP n° 03/2019 indicaram o entendimento de que o modelo regulatório atual não é suficiente para incentivar a adoção de novas tecnologias (ABRADEE (2019)). Alguns grupos destacaram ainda a necessidade de que os investimentos em novas tecnologias tenham um regime especial reconhecimento e recuperação, assegurando que não serão julgados imprudentes pelo Regulador (CEMIG (2019), CPFL (2019), EDP (2019)).

Esse trabalho se insere no contexto abordado acima de discussões relativas à implementação das redes elétricas inteligentes nas concessões brasileiras, especialmente na discussão entre a ANEEL e as concessionárias de distribuição de energia elétrica no que tange à atratividade da implementação dessas tecnologias no Brasil. Nesse sentido, o objetivo dessa dissertação é avaliar se, no contexto regulatório e de desenvolvimento dessas tecnologias verificado atualmente, a implementação das redes elétricas inteligentes nas áreas de concessão é economicamente atrativa do ponto de vista das distribuidoras.

Para tanto, realizaremos uma análise custo-benefício da implementação de redes inteligentes na área de concessão da Companhia Energética de Brasília (CEB). A análise se dará com base nas recomendações disponibilizadas pela Comissão Europeia para avaliação econômica da inserção dessa tecnologia nos países da União Europeia.

Os dados referentes aos equipamentos e seus preços de compra, aquisição, manutenção e operação serão extraídos de trabalhos anteriores realizados para o Brasil. Adicionalmente, o levantamento das premissas e dos benefícios associados ao projeto também observarão as referências nacionais, além de estudos internacionais e as informações disponibilizadas pela ANEEL nos processos revisionais da CEB.

Ao final, esperamos obter um resultado inicial da atratividade econômica da implementação das redes inteligentes que possa ser utilizado e aperfeiçoado nas discussões e nos trabalhos futuros sobre o tema.

2 Revisão de Literatura

Diversas análises de custo benefício relativas à implementação de novas tecnologias no segmento de distribuição de energia elétrica foram realizadas nos últimos dez anos. A maioria delas se referem aos países da União Europeia e decorrem da Diretiva de Eficiência Energética nº 72/2009/EC que estabeleceu que os Estados-Membros deveriam assegurar a implementação de sistemas de medidores inteligentes e que essa implementação poderia ser submetida a uma avaliação de natureza econômica de seus custos e benefícios (Europeia (2014)).

Em observância a essa determinação, vinte países realizaram a análise custo-benefício da implementação de medição inteligente em seu território. Desses, em quatorze¹ (70%) o resultado foi positivo, indicando que, naquela época, os benefícios do *smart metering* superavam os custos associados (JRC (2014a), KEMA (2012b)).

No Brasil, ANEEL (2011a) avaliou a implementação de medição inteligente no Brasil em diversos cenários, os quais diferiam em relação aos equipamentos e funcionalidades implementadas. Nessa avaliação, a ANEEL considerou os benefícios relativos à redução da demanda de energia na ponta, da queda no furto de energia (Perdas Não-Técnicas), e da melhoria da qualidade (queda no número de interrupções).

Como resultado, o melhor custo-benefício estava associado ao cenário com implementação apenas para os consumidores que optassem pela adoção da tarifação horária, isto é, com base nessa avaliação, a ANEEL não deveria indicar a substituição massiva em todas as unidades consumidoras.

No mesmo ano, o MME elaborou relatório com análise do estado da arte da tecnologia de redes inteligentes no Brasil e no mundo, constatando os custos associados a determinados ativos e identificando os principais benefícios da tecnologia. O documento também apresentou os desafios da implementação de um programa dessa natureza no Brasil, os quais englobam tanto as limitações de logística e custos de implementação em larga escala, quanto a segurança dos dados da rede. Com base na análise realizada, conclui que a implantação de um plano nacional requer interação com diversos órgãos, mapeamento da legislação atual e análises de mudanças necessárias para o avanço dessa tecnologia e dos novos negócios por ele gerados (MME (2011)).

Ainda a nível nacional, Lamin (2013) realizou uma análise de impacto regulatório da implementação de redes elétricas inteligentes em todo o país. Utilizando as informações dos projetos-piloto desenvolvidos no Brasil, o autor identificou os principais ativos utilizados

¹ São eles: Irlanda, Reino Unido, Finlândia, Suécia, Dinamarca, Estônia, Holanda, França, Luxemburgo, Áustria, Grécia, Polônia, Romênia e Portugal

nos projetos e seus custos de compra, instalação e, quando fosse o caso, manutenção. Esses custos foram agrupados em blocos e valorados em R\$/unidade consumidora (UC).

Como o objetivo do trabalho era medir a viabilidade das redes elétricas para o Brasil, o autor considerou tanto os custos inerentes às distribuidoras quanto aqueles que poderiam estar associados ao setor público, por exemplo. Da mesma forma, os benefícios englobavam não apenas aqueles que seriam percebidos pelas concessionárias, como também os que poderiam ser externalizados para geradoras, transmissoras, consumidores e demais agentes. O resultado do trabalho apontou para uma atratividade maior no cenário em que ocorre a implementação massiva da medição inteligente nas unidades consumidoras. Entretanto, em todos os cenários os benefícios superavam os custos.

Por fim, complementando Lamin (2013) e utilizando as mesmas premissas de custo e benefícios do autor, Silva (2016) analisou o impacto das redes elétricas inteligentes nos indicadores de qualidade e em outros parâmetros específicos das concessionárias de distribuição. Os resultados apontaram que as principais variáveis determinantes para a atratividade das redes inteligentes no Brasil são: o nível de perdas não técnicas, a tarifa média, o tamanho do mercado atendido e a necessidade de melhoria da qualidade.

De forma geral, as análises custo-benefício realizadas tanto para o Brasil quanto para os países da União Europeia avaliam a atratividade econômica das redes e/ou da medição inteligente sob a perspectiva da sociedade como um todo, ou seja, levam em conta os custos e benefícios atribuídos às concessionárias, consumidores, geradores, transmissoras, comercializadores, governo e outros agentes. Apesar disso, alguns trabalhos apresentam o detalhamento dos custos e dos benefícios por agentes, é o caso das referências de Portugal, França, Holanda, Irlanda e do Brasil.

Para a França e Holanda, a análise custo-benefício englobava geradoras, distribuidoras e comercializadores e se mostrou atrativa. Entretanto, quando se tomou como perspectiva apenas a concessionária, a implementação do sistema de medição inteligente não se mostrou economicamente viável (KEMA (2012a)). Para a Irlanda, a instalação dos medidores inteligentes teve valor presente líquido positivo em oito dos doze cenários avaliados (66%). Dos oito, em seis (75%) o projeto permanecia atrativo do ponto de vista da distribuidora (CER (2011)).

Finalmente, para o Brasil, a análise de Lamin (2013) se mostrou positiva nos seis cenários avaliados. No melhor deles, o valor presente líquido dos benefícios para o país superavam R\$ 86 bi enquanto o dos custos era de R\$ 67,6 bi. Apesar do volume expressivo de benefícios, apenas 69,81% deles seriam atribuídos à concessionária (R\$ 60 bi), enquanto que praticamente a totalidade dos custos (99,85%, equivalente a R\$ 67,5 bi) são incorridos por elas. Dessa forma, nessa análise preliminar, a implementação das redes inteligentes não seria atrativa para o país quando se analisa apenas a perspectiva da concessionária (saldo negativo em R\$ 7 bi). Ou seja, de forma geral os resultados existentes na literatura

mostram que a viabilidade econômica está fortemente alicerçada nos benefícios externos que o projeto atribui aos demais agentes, especialmente aos consumidores.

Dado o descompasso entre a viabilidade social e empresarial dessas tecnologias, diferentes órgãos reguladores adotaram medidas específicas para incentivar a adoção dessas tecnologias pelas concessionárias de distribuição. De forma geral, os investimentos associados às redes inteligentes possuem custos elevados em relação aos ativos tradicionais. Dessa forma, podem não ser entendidos como investimentos prudentes pelo Regulador e, conseqüentemente, não são considerados na definição da tarifa da concessionária. Ou seja, a empresa deixa de ganhar os custos de capital associados ao investimento realizado.

Nesse sentido, para a França, por exemplo, a CRE estabeleceu que os medidores inteligentes não serão incorporados à base de remuneração da distribuidora. Entretanto, as reduções nos custos da prestação do serviço auferida pela empresa não serão repassados ao consumidor enquanto o investimento não for pago (GESEL (2016)). Em Portugal, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) desenhou incentivo regulatório para integração de instalações nas redes inteligentes. Trata-se de uma remuneração complementar recebida pela concessionária que depende fundamentalmente da quantidade de instalações integradas anualmente pela empresa (ERSE (2019)).

Este trabalho difere dos demais porque, ao contrário deles, aqui a análise desde o início se dará exclusivamente sob a ótica da concessionária de distribuição. Dessa forma, assumiremos que os ativos associados ao projeto não possuirão reconhecimento tarifário da ANEEL. Nesse sentido, os custos de capital regulatórios que as concessionárias recebem para os investimentos incorporados à sua base de remuneração são entendidos, nesse caso, como custos do projeto. Por outro lado, os benefícios considerados serão apenas aqueles auferidos pela concessionária e que se mostram pertinentes para as particularidades do mercado da CEB.

3 A Companhia Energética de Brasília

A CEB Distribuição é a empresa de distribuição de energia elétrica responsável por prestar o serviço à população do Distrito Federal. É controlada pela CEB Holding, cujo acionista majoritário (93,20%) é o Governo do Distrito Federal. Sua área de concessão é de 5.780 km² e está dividida em 24 conjuntos elétricos. Em 2019, atendia 1.085.002 unidades consumidoras, das quais 951.082 (87,66%) eram residenciais e 115.317 (10,6%) comerciais. (ANEEL (1999), CEB (2020a), CEB (2020b), ANEEL (2020c)).

Em 2019, o mercado consumidor da baixa tensão foi de 3.930.904 MWh, o que representa um decréscimo de -0,40% em relação a 2018. Quando comparada às demais concessionárias do país, a CEB apresenta o 21º maior mercado consumidor. Ainda em 2019, o consumo médio anual por unidade consumidora (cliente) da classe residencial foi de 2,29 MWh, o que representa uma redução de -0,93% em relação ao consumo de 2018 (2,31 MWh). O valor ainda é superior ao consumo anual médio Brasil, de 2 MWh/UC. Já entre os clientes comerciais, o consumo médio anual por unidade consumidora foi de 14,51 MWh, o que representa uma redução de -3,82% em relação a 2018 (15,08 MWh), mas é superior à média Brasil do mesmo ano (12,73 MWh) (ANEEL (2020c), ANEEL (2020a)).

No que tange à qualidade técnica do serviço prestado, os resultados dos indicadores globais de continuidade Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) mostraram que, em média, os consumidores da CEB ficaram 9,16h sem fornecimento de energia elétrica em 2019. No mesmo período, existiram, em média, mais de 7 interrupções no fornecimento na concessão. Os valores cresceram em relação ao ano de 2018, quando o DEC foi de 8,56h e o FEC foi de 6,04 interrupções. O crescimento fez com que em 2019, a CEB voltasse a violar o limite regulatório do DEC, que era de 8,63h. A nível nacional, o DEC Brasil de 2019 foi de 12,77h e o FEC foi de 6,63 interrupções. Assim, quando comparado ao país, a qualidade do serviço na concessão da CEB medida pelo DEC é superior, entretanto, não está compatível com os parâmetros esperados pela ANEEL (ANEEL (2020b)).

Outro problema relevante em geral enfrentado pelas distribuidoras brasileiras são as perdas de energia, especificamente as perdas não técnicas, que mensuram o volume de energia furtada na concessão. Em 2019, o nível de perdas não técnicas da CEB foi de 12,97% do mercado de baixa tensão da empresa. No mesmo ano, o percentual regulatório de perdas não técnicas foi de 7,05% e o percentual de perdas não técnicas do país foi de 15,35%. Dessa forma, o problema das perdas não técnicas na CEB é menor do que a média Brasil, mas é maior que o valor esperado pela ANEEL (ANEEL (2020a)).

A tabela 1 resume as principais informações apresentadas para a CEB Distribuição

e as compara com os valores para o Brasil.

	CEB	Brasil
Consumo Médio Anual por UC Residencial 2019 (MWh)	2,29	2,00
Consumo Médio Anual por UC Comercial 2019 (MWh)	14,51	12,73
DEC Real 2019 (h/ano)	9,16	12,77
DEC Regulatório 2019 (h//ano)	8,63	12,51
FEC Real 2019 (interrupções/ano)	7,51	6,63
FEC Regulatório 2019 (interrupções/ano)	6,92	9,25
Perdas Não Técnicas Real 2019 (% BT)	12,97%	15,35%
Perdas Não Técnicas Regulatório 2019 (% BT)	7,05%	16,93%

Tabela 1 – Caracterização da CEB

A caracterização da CEB Distribuição apresentada mostra que a implementação de redes inteligentes poderia trazer benefícios substanciais e desejáveis, principalmente no que tange às perdas não técnicas e à qualidade do serviço.

Postas as considerações iniciais, destacamos que nesse trabalho a atratividade das redes inteligentes será avaliada considerando implementação da tecnologia nos consumidores residenciais e comerciais da concessionária, tendo em vista que eles representam quase a totalidade dos consumidores do grupo B da empresa (98,3%).

4 Análise Custo-Benefício

O objetivo principal dessa dissertação é avaliar a atratividade da implementação das redes inteligentes sob a ótica da concessionária de distribuição. Para tanto, será realizada uma análise custo-benefício de um projeto dessa natureza. Essa análise estará baseada nas recomendações utilizadas pelos países da União Europeia, as quais estão apresentadas em [JRC \(2012a\)](#).

[JRC \(2012a\)](#) é um Guia de Análise de Custo-Benefício da União Europeia (UE), que foi elaborado pelo Joint Research Center para ser utilizado como referência das melhores práticas para realização da análise custo-benefício da implementação de *smart grids* em diferentes Estados Membros da UE. O documento estipula que a avaliação da atratividade econômica de um projeto dessa natureza se dá em três etapas principais. São elas: (i) definição das condições de contorno e dos parâmetros de implementação; (ii) identificação dos custos e benefícios; e (iii) realização de análise de sensibilidade.

Esse trabalho será realizado em observância as etapas destacadas na referência citada. Em todos os passos, priorizamos as recomendações apresentadas no Guia, entretanto, os trabalhos de [ERSE \(2012\)](#), [Lamin \(2013\)](#) e [ANEEL \(2011a\)](#) também serão utilizados. Destacamos ainda que, para fins de didática, neste capítulo serão detalhados os objetivos e os dados referentes aos tópicos (i) e (ii). A análise de sensibilidade indicada em (iii) será realizada juntamente com a apresentação dos resultados principais, em capítulo separado.

4.1 Definição das Condições de Contorno e dos Parâmetros de Implementação

Os parâmetros a serem considerados na realização de uma análise custo-benefício variam com base na natureza do projeto avaliado. Para esse caso, os principais itens que devem ser definidos a priori são: horizonte temporal, taxa de desconto, projeção do crescimento de mercado e de unidades consumidoras, vida útil dos ativos, redução anual dos custos, parâmetros macroeconômicos, percentual de medidores instalados e cronograma de implementação.

4.1.1 Horizonte temporal

É o período em que os custos e benefícios serão mensurados ([JRC \(2012a\)](#)). De acordo com [ERSE \(2012\)](#), o horizonte temporal definido deve ser tal que a vida útil de todos os ativos seja coberta e que possíveis efeitos de curto prazo sejam minimizados na avaliação. [Vitiello et al. \(2015\)](#) ressaltam que um bom horizonte temporal deve levar em

conta o tempo em que os benefícios perdurarão no futuro, o que é incerto, de acordo com os autores. [JRC \(2012a\)](#) destaca que uma boa referência para o horizonte temporal da ACB é a vida útil do principal ativo.

Nas análises realizadas em diferentes países, o horizonte temporal variou entre 10 e 50 anos, conforme tabela 2.

País	Horizonte Temporal	Referência
França	17 anos	KEMA (2012a)
Austrália (Victoria)	20 anos	KEMA (2012a)
Holanda	50 anos	KEMA (2012a)
Irlanda	21 anos	CER (2011)
Portugal	40 anos	KEMA (2012b)
Áustria	15 anos	JRC (2014b)
República Tcheca	26 anos	JRC (2014b)
Grécia	25 anos	JRC (2014b)
Romênia	20 anos	JRC (2014b)
Grã-Bretanha	18 anos	JRC (2014b)
Itália (Roma)	19 anos	Vitiello et al. (2015)
Itália (Isernia)	10 anos	Flego et al. (2018)
Brasil	15 anos	ANEEL (2011a)
Brasil	30 anos	Lamin (2013)

Tabela 2 – Horizonte temporal das análises de outros países

As análises de [ANEEL \(2011a\)](#) e [Lamin \(2013\)](#) realizadas para o Brasil consideraram um horizonte temporal de 15 e 30 anos, respectivamente.

Baseando-se nas considerações de [Vitiello et al. \(2015\)](#) sobre a necessidade de que o horizonte temporal seja tal que todos os benefícios possam ser materializados, esse trabalho adota um período de 30 anos para a análise, compatibilizando com a duração dos contratos de concessão, conforme art. 4º, § 3º da Lei nº 9.047/1995¹.

4.1.2 Taxa de desconto

É utilizada para tornar os valores dos benefícios e custos da ACB comparáveis no tempo. [JRC \(2012b\)](#) destaca que a taxa de desconto tem impacto significativo em projetos de *smart grid*, uma vez que esses são caracterizados pela predominância dos custos nos anos iniciais e dos benefícios apenas no longo prazo.

[Vitiello et al. \(2015\)](#) destacam que duas taxas podem ser utilizadas como taxa de desconto: (i) o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) do investidor privado; e (ii) a taxa social de desconto.

¹ [Brasil \(1995\)](#).

Para essa análise, o investidor do projeto é o acionista da distribuidora de energia elétrica, que tem sua taxa de desconto definida pela ANEEL. Essa regulamentação está apresentada no Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Na metodologia vigente, a ANEEL utiliza o WACC para definir a taxa de remuneração regulatória adequada para o investidor, a qual deve remunerá-lo por todos os riscos associados ao negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil (ANEEL (2015b)).

Por outro lado, a taxa social de desconto é a menor taxa pela qual a sociedade empresta dinheiro a longo prazo (JRC (2012b)). Dessa forma, ao utilizar essa taxa, obtém-se o valor social do projeto (Vitiello et al. (2015)).

A tabela 3 apresenta as taxas de desconto utilizadas nas análises realizadas em diferentes países.

País	Taxa de desconto	Referência
França	7,5% ² e 5,25% ³	KEMA (2012a)
Holanda	7%	KEMA (2012a)
Irlanda	4%	CER (2011)
Portugal	10%	KEMA (2012b)
Áustria	4,2%	JRC (2014b)
República Tcheca	6,1%	JRC (2014b)
Grécia	8%	JRC (2014b)
Romênia	7,5%	JRC (2014b)
Grã-Bretanha	3,5%	JRC (2014b)
Itália (Roma)	3% ⁴ e 2,5% ⁵	Vitiello et al. (2015)
Itália (Isernia)	4% ⁶ e 2,5% ⁷	Flego et al. (2018)
Brasil	10%	ANEEL (2011a)
Brasil	7,5%	Lamin (2013)

Tabela 3 – Taxa de desconto das análises de outros países

Em ambos os trabalhos realizados para o Brasil, foram utilizadas como referência a taxa regulatória de remuneração definida pela ANEEL e vigente à época da realização da avaliação. Os 10% adotados por ANEEL (2011a) equivale ao WACC real depois de impostos de 9,95% vigente de dezembro de 2006 a novembro de 2011 (ANEEL (2006) e ANEEL (2011b)). Da mesma forma, o 7,5% considerado em Lamin (2013) se refere ao WACC real depois de impostos vigente de novembro de 2011 a fevereiro de 2015 (ANEEL (2011b) e ANEEL (2015e)).

Dada a ótica considerada nesse trabalho, a taxa de desconto adotada também será o valor do WACC regulatório definido pela ANEEL para dezembro de 2019, a saber, 8,09% real depois de impostos.

4.1.3 Taxa de crescimento de mercado e de unidades consumidoras

São premissas importantes para essa avaliação. A taxa de crescimento de unidades consumidoras é utilizada para projetar a quantidade de medidores ao longo do tempo e, assim, afeta a mensuração de todos os custos e benefícios do projeto. Por outro lado, a taxa de crescimento de mercado é utilizada para calcular os benefícios de redução das perdas não técnicas e da melhoria da qualidade do serviço.

Para Portugal, [KEMA \(2012b\)](#) considerou crescimento de unidades consumidoras de 0,3% no primeiro ano, 0,4% no segundo e 0% no restante do período. Adicionalmente, considerou taxa de crescimento de mercado de 1,8% em todo o período.

No Brasil, [ANEEL \(2011a\)](#) não considerou taxa de crescimento de mercado em sua avaliação. Por outro lado, [Lamin \(2013\)](#) considerou crescimento anual de 1,78% no número de unidades consumidoras e de 4,3% no mercado de energia. O valor adotado para o crescimento de mercado é aquele estimado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2021. Trata-se, portanto, da taxa de crescimento considerada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela EPE para planejamento do setor até 2021 ([Lamin \(2013\)](#), p. 54).

Em 2020, a EPE publicou o PDE 2029 em que estima crescimento médio anual de consumidores residenciais de 1,8% entre 2019 e 2024 e de 1,4% de 2024 a 2029. Além disso, projeta também que a taxa de crescimento do consumo médio de eletricidade da classe residencial será de 2,1% entre 2019 e 2024 e 2,3% de 2024 a 2029 ([EPE \(2020\)](#), p. 44).

As taxas de crescimento de mercado e de unidades consumidoras adotadas nesse trabalho serão aquelas calculadas pela EPE no PDE 2029. Assim, a taxa de crescimento de unidades consumidoras residenciais é de 1,8% entre 2019 e 2024 e de 1,4% de 2024 a 2029 e a taxa de crescimento de mercado é de de 2,1% entre 2019 e 2024 e 2,3% de 2024 a 2029. Para o período de 2030 a 2050 foram mantidos os percentuais de 2029, isto é, 1,4% para unidades consumidoras e 2,3% para o mercado. Além disso, os valores também foram mantidos para a classe comercial, em razão da ausência dessa informação detalhada para esses consumidores no PDE 2029.

4.1.4 Vida útil dos ativos

É considerada na mensuração dos custos e dos benefícios, os quais decrescem com a depreciação dos equipamentos. Dentre os custos, a vida útil dos ativos é necessária no cálculo dos custos de capital que o acionista da distribuidora não receberá em detrimento do não reconhecimento tarifário. No que tange aos benefícios, é utilizada para compatibilizar seus efeitos com a vida útil remanescente dos equipamentos.

A tabela 4 apresenta a vida útil considerada nas análises de diferentes países.

País	Vida útil	Referência
Austrália (Victoria)	15 anos (medidores e infraestrutura de comunicação) e 7 anos (valor para infraestrutura de TI)	KEMA (2012a)
Irlanda	15-20 anos (vida útil medidor)	CER (2011)
Portugal	15 anos (medidores) e 10 anos (infraestrutura de comunicação)	KEMA (2012b)
Áustria	15 anos (medidores)	JRC (2014b)
República Tcheca	12 anos (medidores)	JRC (2014b)
Grécia	15 anos (medidores)	JRC (2014b)
Romênia	20 anos (medidores)	JRC (2014b)
Grã-Bretanha	15 anos (medidores)	JRC (2014b)
Itália (Isernia)	10 anos (medidores)	Flego et al. (2018)
Brasil	15 anos (medidores)	ANEEL (2011a)
Brasil	13 anos (medidores, equipamentos de telecomunicação e automação), 5 anos (infraestrutura de TI) e 25 anos (medidor básico)	Lamin (2013)

Tabela 4 – Vida útil dos ativos considerada nas análises de outros países

Para o Brasil, [Lamin \(2013\)](#) considerou os valores de vida útil regulatória definidos pela ANEEL para os medidores eletrônicos, equipamentos de telecomunicação, automação e TI e que constam no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

A versão atual do MCPSE foi instituída pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 674 de 11 de agosto de 2015. Apesar de se tratar de uma versão revisada em relação à adotada pelo autor, a vida útil dos ativos considerados não foram alteradas, como mostra a tabela 5. Por essa razão, nesse trabalho será considerado período de depreciação de 13 anos para os medidores inteligentes e equipamentos de telecomunicação e automação, de 5 anos para equipamentos de TI e 25 anos para os medidores básicos, cuja incorporação no cálculo será detalhada posteriormente na análise dos custos do projeto.

4.1.5 Redução anual dos custos

Esse percentual é inserido para considerar a evolução na curva de aprendizagem, consequência da maior maturidade da indústria produtora dos equipamentos e os efeitos de economia de escala ([KEMA \(2012b\)](#), [KEMA \(2012a\)](#) e [Lamin \(2013\)](#)).

[JRC \(2012a\)](#) destaca que nos casos em que se espera uma alta redução dos custos dos equipamentos, é desejável que o cronograma de implementação dos ativos seja lento, de forma a tirar vantagem da queda no preço nos anos iniciais.

A tabela 6 apresenta os percentuais de redução anual dos custos de aquisição dos equipamentos considerados nas análises de outros países.

Bloco	Descrição	Vida Útil (Lamin (2013))	Vida Útil (MCPSE 2015)
Medição	Medidor eletromecânico	25 anos	25 anos
	Medidor eletrônico	13 anos	13 anos
	Concentrador	13 anos	13 anos
	Comparador/fiscal	13 anos	13 anos
Telecomunicações	Fibra ótica	15 anos	15 anos
	Sistema de comunicação e proteção <i>Carrier</i>	20 anos	20 anos
	Sistema de comunicação local	15 anos	15 anos
	Estação HF	15 anos	15 anos
	Estação VHF	15 anos	15 anos
	Estação micro-ondas	15 anos	15 anos
	Estação fibra ótica	15 anos	15 anos
Automação	Seccionadora, tensão inferior a 69 kV	15 anos	15 anos
	Sec. com lâmina de terra, tensão inferior a 69 kV	15 anos	15 anos
	Chave fusível, tensão inferior a 69 kV	15 anos	15 anos
	Chave fusível religadora, tensão inferior a 69 kV	15 anos	15 anos
	Chave de aterramento, tensão inferior a 69 kV	15 anos	15 anos
	Seccionalizador, tensão inferior a 69 kV	15 anos	15 anos
	Religador	25 anos	25 anos
	Sistema de proteção	15 anos	15 anos
	Sistema de teleproteção	15 anos	15 anos
	Sistema de telecontrole	15 anos	15 anos
	Sistema de telemedição	15 anos	15 anos
	Sistema de aquisição de dados	15 anos	15 anos
	Sistema de monitoramento	15 anos	15 anos
	TI	Software	5 anos
Licença de uso		5 anos	5 anos
Equipamento geral de informática		6 anos	6 anos

Tabela 5 – Comparativo Vida Útil - Lamin (2013) e MCPSE 2015

País	Redução anual dos custos	Referência
Austrália (Victoria)	1,5%	KEMA (2012a)
Portugal	2%	KEMA (2012b)
Brasil	1%	ANEEL (2011a)
Brasil	1,5%	Lamin (2013)

Tabela 6 – Redução dos custos de aquisição considerados nas análises de outros países

KEMA (2012b) e Lamin (2013) consideraram ainda um nível de saturação dos custos, dado pelo valor a partir do qual o custo do ativo não reduz mais. Para Portugal, esse nível correspondia a 20% do custo inicial do equipamento. Para o Brasil, Lamin (2013) considerou 70% do valor original do ativo.

Como será mostrado a seguir, os ativos considerados nesse trabalho e a valoração dos custos de aquisição e instalação dos equipamentos serão os mesmos listados em Lamin (2013). A valoração do custo de aquisição e instalação desses equipamentos também serão baseados nesse trabalho. Por essa razão, a redução anual de custos e o nível de saturação considerados serão similares à referência, a saber: 1,5% e 70% do valor original, respectivamente.

4.1.6 Parâmetros macroeconômicos

Se referem essencialmente à inflação assumida para o horizonte temporal da análise. Dentre os trabalhos analisados para outros países, KEMA (2012b) assumiu um percentual

de 2% de inflação para a maioria dos anos da análise de Portugal. Considerou também que o preço da eletricidade não crescia acima da inflação. [Vitiello et al. \(2015\)](#) também assumiram 2% de inflação na avaliação da implementação de *smart grids* em Roma. Para o Brasil, [Lamin \(2013\)](#) realizou a análise em termos reais, de forma que a inflação, variação na tarifa e na receita de fornecimento são iguais a 0%.

Nesse trabalho, a avaliação será realizada em termos reais, de forma que todos os itens de custo e benefício serão apresentados em termos reais, a preços de janeiro de 2019. Assim, utilizou-se o IPCA para trazer os preços para essa data, entretanto, a inflação e a variação de tarifa além do crescimento de mercado consideradas no horizonte da ACB é 0%.

4.1.7 Percentual de medidores instalados

É o percentual de medidores inteligentes que serão instalados até o final do cronograma de implementação adotado na ACB.

Com exceção do projeto *smart grid* de Roma, nas análises realizadas em outros países, o percentual de medidores inteligentes instalados ao final do período variou entre 5% e 100%, conforme tabela 7.

País	% de medidores instalados	Referência
Áustria	95%	JRC (2014b)
Grécia	80%	JRC (2014b)
República Tcheca	100%	JRC (2014b)
Finlândia	97%	JRC (2014b)
Holanda	100%	KEMA (2012a)
Austrália (Victoria)	100%	KEMA (2012a)
Irlanda	100%	CER (2011)
Itália (Roma)	0,075%	Vitiello et al. (2015)
Brasil	10% e 100%	ANEEL (2011a)
Brasil	50%, 80% e 100%	Lamin (2013)

Tabela 7 – Percentual de medidores instalados nas análises de outros países

Para o Brasil, [Lamin \(2013\)](#) considerou 6 cenários, nos quais os percentuais escolhidos são de 50%, 80% e 100% do total de unidades consumidoras do Brasil. Além disso, o autor considerou todas as classes de consumo do Grupo B na análise. [ANEEL \(2011a\)](#) admitiu 5 cenários com 10% e 100% dos medidores do Grupo B instalados.

Como destacado anteriormente, nesse trabalho consideraremos a implementação desses ativos nos clientes residenciais e comerciais da CEB Distribuição, os quais foram escolhidos pois somam quase a totalidade do Grupo B da empresa (98,3%). Assim, ao final do cronograma de implementação, todos os medidores dessas classes de consumo serão substituídos pelos inteligentes.

4.1.8 Cronograma de implementação

É o período e o planejamento considerados para a instalação dos ativos. [JRC \(2012a\)](#) destaca que o cronograma de implementação escolhido pode impactar de forma substancial no resultado da ACB. É afetado por diferentes variáveis, a exemplo do nível de maturação do mercado produtor dos equipamentos utilizados e da taxa de desconto considerada. Além disso, uma vez que esses projetos são caracterizados pela alta concentração de custos no curto prazo e pela postergação dos benefícios, então um cronograma acelerado acentuaria o valor presente dos custos de instalação ([JRC \(2012a\)](#), p. 14).

Nas análises realizadas em outros países, o período de implementação variou de 4 anos a 10 anos, conforme tabela 8.

País	Período de implementação	Referência
Áustria	8 anos	JRC (2014b)
República Tcheca	7 anos	JRC (2014b)
Grécia	7 anos	JRC (2014b)
Irlanda	4 anos	JRC (2014b)
Polônia	11 anos	JRC (2014b)
Romênia	10 anos	JRC (2014b)
Holanda	10 anos	KEMA (2012a)
Reino Unido	7 anos	KEMA (2012a)
Austrália (Victoria)	4 anos	KEMA (2012a)
França	5 e 10 anos	KEMA (2012a)
Portugal	7 e 9 anos	KEMA (2012a)
Brasil	10 anos	ANEEL (2011a)
Brasil	13 anos	Lamin (2013)

Tabela 8 – Cronograma de implementação considerado nas análises de outros países

Além do período escolhido, o planejamento da implementação dos equipamentos também difere as análises realizadas. Para o Brasil, por exemplo, [ANEEL \(2011a\)](#) considerou uma implementação uniforme, em que 10% dos medidores eram substituídos anualmente. Por outro lado, [Lamin \(2013\)](#) considerou perfil de implementação com folga nas pontas para os medidores. Esse cronograma leva em conta o fato de que o início do projeto é uma fase mais complexa e atribui uma quantidade menor de ativos a serem implementados nos anos iniciais e finais, conforme figura 1. O autor considerou ainda que o ciclo de implementação dos ativos de TI seria de 2 anos uma vez que esses equipamentos devem instalados previamente aos demais. Para esse caso, foi admitida implementação uniforme.

Na Europa, o plano adotado pelas países também são caracterizados pela baixa substituição no início e pela intensificação do processo de *roll-out* nos anos intermediários do período considerado. As figuras 2, 3, 4, 5, 6, 7 apresentam os perfis escolhidos em algumas dessas análises. A ACB de Portugal apresenta estratégia de substituição distinta

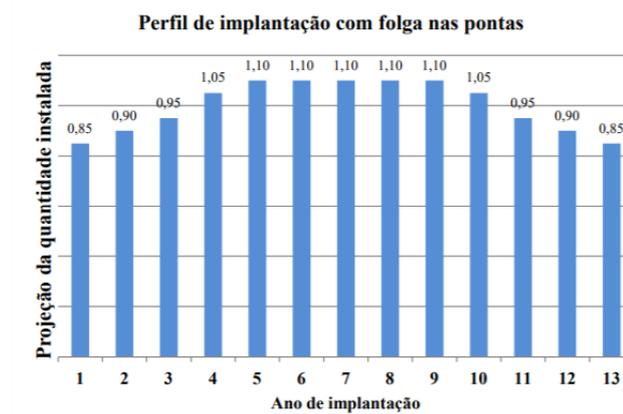


Figura 1 – Cronograma de implementação considerado para o Brasil (Lamin (2013))

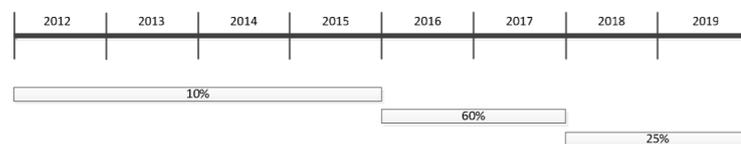


Figura 2 – Cronograma de implementação considerado para a Áustria (JRC (2014b))

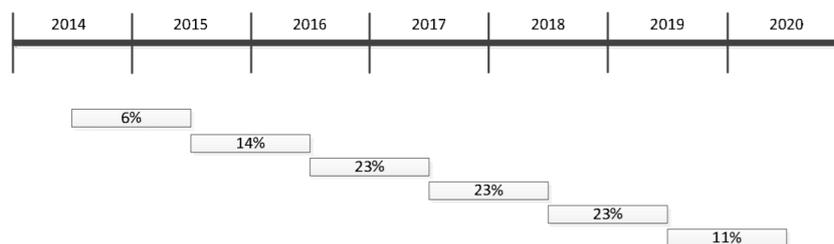


Figura 3 – Cronograma de implementação considerado para a França (JRC (2014b))

dos demais países e assume evolução linear no número de medidores instalados durante o período de *roll-out*. KEMA (2012b) ressalta que curvas de evolução em forma de "S" que são menos pronunciadas no início podem fazer com que os anos com maior instalação de ativos impliquem um aumento nos custos de logística, o que é evitado com a estratégia de Portugal.

Seguindo a estratégia adotada na maioria das análises, nesse trabalho consideraremos cronograma de implementação em que a maior parte dos ativos são instalados nos anos intermediários do período total de 10 anos, conforme figura 7. A escolha se deve ao fato de que é esperada redução anual significativa dos custos dos equipamentos, assim, instalar a maioria dos ativos nos anos medianos da janela faz com que o valor presente dos custos seja reduzido.

Ressaltamos que tanto o cronograma escolhido quanto o período adotado para a

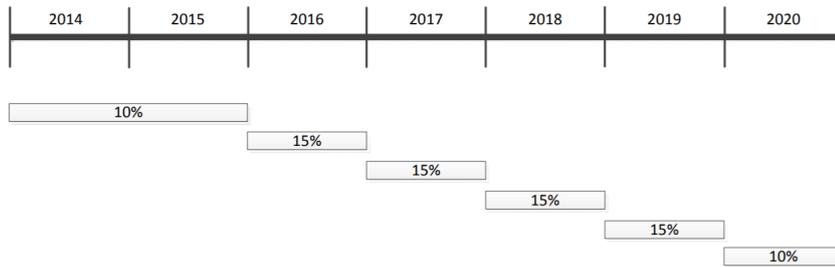


Figura 4 – Cronograma de implementação considerado para a Grécia (JRC (2014b))

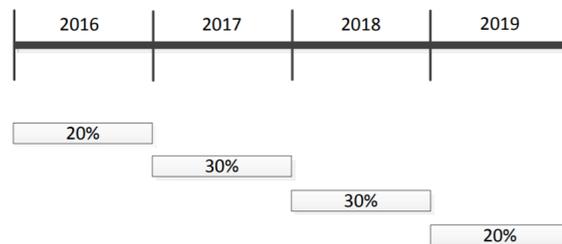


Figura 5 – Cronograma de implementação considerado para a Irlanda (JRC (2014b))

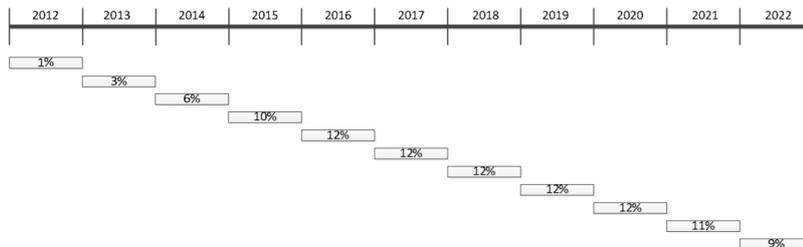


Figura 6 – Cronograma de implementação considerado para a Polônia (JRC (2014b))

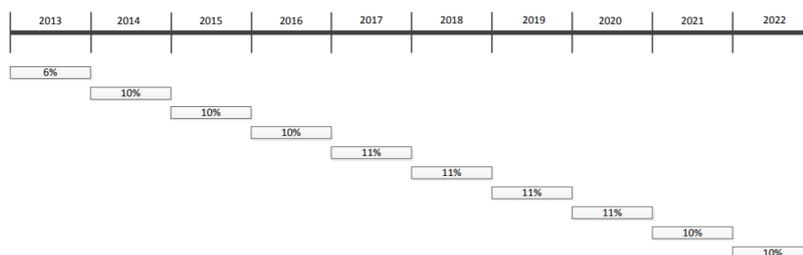


Figura 7 – Cronograma de implementação considerado para a Romênia (JRC (2014b))

implementação dos ativos serão flexibilizados nas análises de sensibilidade realizadas.

A tabela 9 condensa as condições de contorno e os parâmetros de implementação considerados nesse trabalho.

Variável	Valor	Comentário
Horizonte temporal	30 anos	Período de uma concessão
Taxas de Depreciação dos Ativos	7,6% e 20%	MCPSE
Taxa de Desconto	8,09%	WACC Distribuição (dez/19)
Crescimento de Mercado	2,1% (até 2024) e 2,3% (em diante)	PDE 2029
Crescimento de UCs	1,8% (até 2024) e 1,4% (em diante)	PDE 2029
Redução anual dos custos	1,5%	Lamin (2013)
Inflação	0%	Não serão considerados
Variação na tarifa		(análise a valores reais)
Percentual de medidores instalados	100%	Todos os medidores das classes residencial e comercial
Cronograma de implementação	10 anos (medidores inteligentes) e 25 anos (medidores básicos)	O <i>roll-out</i> dos medidores será pouco expressivo no início, com vistas a apropriar-se da redução de custos e economias de escala. Para TI, será considerada implementação uniforme

Tabela 9 – Condições de contorno da análise custo-benefício

4.2 Realização da Análise de Custo-Benefício

Após a definição das premissas utilizadas é realizada a análise custo-benefício, a qual ocorrerá em quatro etapas principais, são elas:

1. Apresentar e descrever as funcionalidades e os ativos considerados;
2. Monetizar os benefícios;
3. Identificar e quantificar os custos; e
4. Comparar os custos e os benefícios.

4.2.1 Apresentar e descrever as funcionalidades e os ativos considerados

Para a Europa, a Recomendação da Comissão Europeia n° 148/2012 estipulou um conjunto mínimo de funcionalidades a serem atendidas pelos países, listadas na tabela 10.

Para o Brasil, ANEEL (2011a) considerou três cenários com diferentes funcionalidades incluídas. No cenário mais avançado, as funcionalidades elencadas foram:

- Comunicação remota e bidirecional entre o sistema de medição e a distribuidora;
- Diferenciação do consumo de energia em quatro postos tarifários;
- Medição de energia reativa consumida pela UC;
- Registro de maior demanda instantânea requerida pela UC durante o ciclo de faturamento;
- Apuração dos indicadores de conformidade de tensão;
- Registro da hora e data do início e fim das interrupções no fornecimento; e

Classificação	Descrição
Cliente	(i) Fornecer as leituras diretamente ao cliente e a terceiros designados pelo consumidor; e (ii) Atualizar as leituras com frequência suficiente para que essa informação possa ser utilizada para poupar energia.
Concessionária	(i) Permitir a leitura à distância dos medidores pelo operador; (ii) Assegurar uma comunicação bidirecional entre o sistema de medição inteligente e as redes externas de manutenção e controle desse sistema; e (iii) Permitir que as leituras sejam efetuadas com uma frequência suficiente para que as informações possam ser utilizadas no planejamento da rede.
Aspectos comerciais do fornecimento de energia	(i) Apoiar a aplicação de sistemas tarifários avançados; e (ii) Permitir ativação/desativação do fornecimento e/ou de limitação do fluxo ou da potência à distância.
Segurança e a proteção dos dados	(i) Fornecer comunicações de dados seguras; e (ii) Prevenção e detecção de fraudes.
Geração distribuída	Proporcionar leituras da energia importada/exportada e energia reativa.

Tabela 10 – Funcionalidades mínimas recomendadas para a UE (CE (2012))

- Atuação remota para suspender e reativar o fornecimento

Essas funcionalidades foram consideradas também por [Lamin \(2013\)](#) que incluiu ainda outras especificações. A relação final de funcionalidades do autor será a mesma considerada nessa ACB e é dada por:

- Medição de energia ativa e reativa;
- Capacidade de aplicação de tarifas horárias;
- Demanda programável;
- Possibilidade de faturamento em pré-pagamento ou pós-pagamento eletrônico;
- Inversão de fluxo (geração distribuída);
- Registro de eventos e apuração de indicadores de continuidade e conformidade;
- Medição de neutro, sensor de abertura da tampa e alertas anti-fraude;
- Corte e religamento remoto;
- Saídas ou entradas de pulsos (ou saída serial) e porta ótica de comunicação local; e
- Comunicação remota bidirecional.

A escolha dessa referência foi motivada pelo fato de que o trabalho engloba as funcionalidades de [ANEEL \(2011a\)](#) e apresenta os ativos⁸ necessários para viabilizá-las,

⁸ A referência considera também a instalação dos mostradores digitais (*in home display*). Entretanto, esses ativos não serão considerados na análise em razão dos benefícios aos quais estão associados (redução do consumo e da demanda de ponta) que não serão computados nessa avaliação em razão das particularidades do mercado brasileiro, abordadas com mais detalhes na seção que trata dos benefícios. Por essa razão, a funcionalidade "Mostrador LCD parametrizável" foi desconsiderada na listagem.

além de elencar os custos dos equipamentos para o Brasil.

4.2.2 Monetizar os benefícios

As funcionalidades destacadas anteriormente determinam os benefícios associados às redes inteligentes que serão obtidos com o projeto. Nesse sentido, como as funcionalidades foram extraídas de [Lamin \(2013\)](#), então todos os benefícios listados pelo autor inicialmente deveriam ser considerados nesse trabalho.

Cabe destacar que a referência analisou a atratividade das redes inteligentes sob a ótica do país como um todo. Por outro lado, aqui analisamos a atratividade sob a ótica da concessionária, de forma que alguns benefícios podem não ser aplicáveis a esse caso ou se tratariam de custos para a empresa. Há ainda os que podem não ser relevantes para as características do mercado de eletricidade brasileiro.

Para definir quais benefícios considerados em [Lamin \(2013\)](#) se enquadram nos casos enumerados acima, a seguir listamos e descrevemos todos os benefícios incluídos pelo autor. Em seguida, apresentamos as justificativas para a exclusão ou inclusão dos benefícios nessa análise.

1. Redução no consumo de energia elétrica: a automação residencial e o aumento da informação disponibilizada ao consumidor decorrentes dos ativos instalados promovem o uso mais racional da energia elétrica. Nas análises custo-benefício da Europa, esse item é o principal benefício dos projetos ([JRC \(2014b\)](#), [KEMA \(2012a\)](#) e [KEMA \(2012b\)](#)).

Na Nota Técnica nº 98/2012, a ANEEL destaca que nos países desenvolvidos, esse item promove ganhos equivalentes aos custos de implementação ([ANEEL \(2012a\)](#)). No mesmo documento, a Agência analisa a aplicabilidade desse benefício para o Brasil e afirma que:

"apesar da energia desperdiçada com as perdas não técnicas, o consumo elétrico residencial per capita no Brasil ainda é baixo, cerca de oito vezes inferior ao de países desenvolvidos [...]. Além disso, nos países desenvolvidos, o mercado elétrico atingiu um nível de maturidade em que o consumo de energia tende a ser mais estabilizado ao longo dos anos ou sofrer um pequeno crescimento. Por outro lado, no Brasil, em pleno desenvolvimento e universalização dos serviços elétricos, há tendência de aumento do consumo per capita. Ou seja, reduzir o consumo da população não é um vetor determinante para uso de redes elétricas inteligentes em um país em desenvolvimento de baixo consumo per capita."([ANEEL \(2012a\)](#), p. 9)

Cabe destacar ainda que o regime regulatório atual do segmento de distribuição

é o price-cap, conforme instituído pela Lei nº 9.427/1996 (Brasil (1996)). Esse regime é caracterizado pela fixação do preço-teto da atividade, o qual é revisado periodicamente com base nos custos da firma regulada. Entre essas revisões, esse preço é ajustado pela inflação subtraída de um fator de produtividade, o Fator X. (Cowan (2002)). Ao dissociar as receitas dos custos por determinado período, o regime price cap faz com que as flutuações de mercado sejam diretamente repassadas à receita da concessionária, ou seja, no price cap o risco de mercado é alocado para as empresas reguladas, característica que é atrativa para mercados em crescimento como o Brasil (ANEEL (2019b)).

Em razão do regime regulatório estabelecido em lei para as distribuidoras brasileiras, sob a perspectiva da CEB, a redução do consumo é entendida como custo do projeto. Entretanto, dado que o consumo *per capita* ainda é baixo para o mercado brasileiro, optamos por não incluir esse item na análise.

2. Redução de demanda de ponta: com o projeto, é esperado que os consumidores otimizem seu consumo em horários contrários à ponta. Dessa forma, como o sistema da distribuidora é desenhado para atender a demanda máxima do dia, esse alívio na ponta leva a uma postergação da necessidade de investimento em expansão.

Do ponto de vista regulatório, os investimentos dessa natureza possuem cobertura tarifária e, assim, a concessionária recebe a remuneração de capital, quota de reintegração regulatória (amortização) e o custo das instalações móveis e imóveis associados a ele. Dessa forma, para essa análise, esse item seria considerado como custo, pois sobre ele incidiria determinada quantia que não será mais recebida pela empresa. Entretanto, em razão do baixo consumo da população brasileira e dos consumidores da CEB em relação à média Brasil, optamos por não considerar esse item nessa avaliação.

3. Redução da necessidade de novas plantas de geração: decorre da redução da demanda da ponta e é atribuído às geradoras. Por essa razão, não será considerado nessa análise.

4. Redução da Energia Não Distribuída: refere-se à redução no prejuízo imposto à sociedade com a interrupção no fornecimento de energia elétrica. Pelo fato de ser atribuído a toda a sociedade, não é considerado nesse trabalho.

5. Recuperação de receita associada à melhoria da qualidade: refere-se ao ganho de receita da concessionária com a redução da interrupção no fornecimento de energia. Será considerado nessa análise.

6. Redução de compensações: redução na quantia paga anualmente pela concessionária aos consumidores em razão da violação aos limites de qualidade do serviço. Será considerado nessa análise.

7. Redução de Perdas Não Técnicas: as funcionalidades incluídas dificultam a fraude no sistema de medição. Além disso, permitem que a concessionária identifique as

irregularidades com rapidez, adotando ações corretivas e, conseqüentemente, reduzindo seus percentuais de perdas não técnicas. É um dos principais benefícios desse projeto para o Brasil e será considerado nessa análise.

8. Redução de Perdas Técnicas: é causada pela redução no consumo e na demanda. Como ambos os itens não serão considerados nessa análise em razão do baixo consumo médio da população brasileira, a redução das perdas técnicas também não será contabilizada.

9. Redução de custos de leitura: decorre da possibilidade de executar a leitura dos medidores de forma remota, diminuindo o custo operacional associado. Esse benefício será contabilizado nessa análise.

10. Redução de custos de corte e religação (atividade não programada): decorre da possibilidade de executar as atividades de corte e religação de forma remota, diminuindo o custo operacional associado. Entretanto, conforme estabelece a Resolução Normativa nº 479/2012, o custo de religação faz parte da lista de serviços cobráveis de forma que é o consumidor quem o paga. Em razão disso, esse benefício será parcialmente contabilizado nessa análise, considerando apenas a valoração da atividade de corte.

11. Redução nos custos decorrente de desligamentos programados: decorre da possibilidade de executar os desligamentos solicitados pelos consumidores de forma remota, diminuindo o custo operacional associado à essa atividade. A Resolução Normativa nº 479/2012 estabelece que o desligamento programado faz parte dos serviços cobráveis das concessionárias. O valor dessa atividade é definido pela ANEEL anualmente e pago pelo consumidor que requer o desligamento (ANEEL (2012b)). No Submódulo 2.7 do PRORET, a ANEEL estabelece ainda que a receita decorrente dos serviços cobráveis será compartilhada com os consumidores, de forma que apenas 40% desse valor é atribuído à concessionária (ANEEL (2018)). Assim, esse benefício deveria ser considerado como custo à concessionária. Entretanto, não será considerado nessa avaliação.

12. Redução de emissão de dióxido de carbono: a redução na emissão se dá por conta da economia de energia decorrente da redução no consumo, das perdas técnicas e das perdas não técnicas. É um benefício atribuído à sociedade e, por essa razão, não será considerado.

13. Redução de inadimplência: as informações disponibilizadas aos consumidores permitirão que eles tenham mais gerência sobre o consumo de energia elétrica, evitando grandes dívidas com a concessionária. Além disso, a possibilidade de corte remoto pela distribuidora reduz os custos associados ao combate da inadimplência. Esse benefício é considerado nesse trabalho, em razão do segundo motivador.

14. Redução de gastos com teleatendimento: ocorrem por conta da redução nos erros de leitura e na duração das interrupções. Considera ainda que os custos podem

aumentar inicialmente em decorrência do aumento de chamadas relativas à dúvidas sobre as novas funcionalidades dos equipamentos. Entretanto, o saldo final é favorável à concessionária. Esse benefício será contabilizado nessa análise.

15. Redução de emissão de faturas de papel: as funcionalidades dos ativos permitem que as faturas sejam disponibilizadas pela *internet*, reduzindo os custos de impressão para as distribuidoras. Cabe destacar que, apesar de ter sido considerado em Lamin (2013), esse benefício não é viabilizado apenas com as redes inteligentes. O próprio autor ressalta que esse procedimento já é adotado para a maioria das concessionárias, mesmo com medição convencional. Por essa razão, não será considerado.

16. Custos evitados com compras de medidores básicos: refere-se ao gasto que a empresa teria para substituir os medidores convencionais na ausência do projeto. Assim como os investimentos de expansão destacados no item 2, o CAPEX referente aos custos de compra e instalação desses medidores teria reconhecimento tarifário integral, de forma que a concessionária receberia a remuneração de capital, quota de reintegração regulatória e o custo anual das instalações móveis e imóveis associado a ele. Esse item será incorporado no cálculo dos custos dessa análise.

Portanto, os benefícios considerados nesse trabalho são aqueles relativos à⁹:

- **Melhoria da qualidade do serviço:** engloba a recuperação de receita de fornecimento e a redução das compensações;
- **Redução das perdas não técnicas:** engloba a receita adicional após a regularização do fraudador, a cobrança retroativa do consumo fraudado e o prejuízo evitado com compra de energia fraudada;
- **Redução dos custos operacionais:** engloba a redução nos custos de leitura, corte e a redução na demanda por teleatendimento; e
- **Redução da inadimplência.**

4.2.2.1 Melhoria da qualidade do serviço

No Brasil, a qualidade do serviço das concessionárias é medido por dois indicadores principais: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Trata-se dos indicadores globais de continuidade definidos pela ANEEL no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). O DEC e o FEC são apurados tanto para a concessionária, como para subdivisões de sua área de concessão denominados conjuntos elétricos. Os dados são apresentados por mês e ano.

⁹ Além desses benefícios, existe pelo menos outro que pode ser atribuído à concessionária com a implementação das redes inteligentes e que não foi mensurado nesse trabalho: o benefício decorrente do melhor dimensionamento da rede à entrada de tecnologias de geração distribuída.

Além dos indicadores globais, o Módulo 8 do PRODIST define também quatro indicadores individuais de continuidade: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC) e Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DICRI).

Os limites dos indicadores globais e individuais da concessionária são definidos pela ANEEL utilizando metodologia própria. Caso a concessionária viole os limites regulatórios individuais deve pagar compensação financeira aos consumidores afetados (ANEEL (2017a)).

Como mostrado no capítulo 3, em 2019 o DEC da CEB Distribuição foi de 9,16 e o FEC foi de 7,51, indicando que, em média, os consumidores ficaram 9,16h sem fornecimento e tiveram mais de 7 interrupções no ano. Com a implementação de medição inteligente, é esperado que o reestabelecimento do fornecimento ocorra mais rapidamente, diminuindo o DEC da concessionária.

KEMA (2012b) aponta que em Portugal a duração média anual das interrupções era de 120 minutos e que, após a implementação da medição inteligente, essa duração caiu 8%. Para o Brasil, ANEEL (2011a) considerou que o DEC passaria de 18h para 6h em 15 anos, equivalente a uma redução de 33% em relação à qualidade atual. Lamin (2013) considerou redução de 40% no DEC médio do país. Em 2012, início da ACB do autor, o DEC médio era de 18,65h. Com a implementação das redes inteligentes, esse valor passaria para 11,19h após o primeiro ciclo de implementação dos ativos.

Além dos benefícios decorrentes da recuperação de receita, a concessionária também aufere ganhos com a redução das compensações pagas aos consumidores. Para Portugal, KEMA (2012b) considerou redução de 15% nas compensações pagas. Para o Brasil, Lamin (2013) admitiu redução de 50%.

Em 2019, o DEC médio do Brasil foi de 12,77h. Assim, observa-se que a qualidade do serviço para a CEB é superior à média Brasil, entretanto, ainda é substancialmente inferior à referência europeia. Em razão disso, nesse trabalho também consideramos redução de 40% no DEC médio da concessionária e de 50% nas compensações pagas após o primeiro ciclo de implementação dos equipamentos (10 anos).

4.2.2.1.1 Recuperação de Receita

Refere-se à receita que será arrecadada pela concessionária com consumo em decorrência do rápido reestabelecimento do fornecimento. Para monetizar esse valor, utilizamos a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Fio B (TUSD Fio B), que é a

componente tarifária que tem como objetivo remunerar a distribuidora pelos custos de capital e operacional associados à prestação do serviço (ANEEL (2017b)).

Antes de detalhar o cálculo desse benefício, cabe uma ressalva sobre a estimativa da tarifa realizada nesse trabalho. De forma geral, a tarifa é composta por diferentes componentes que remuneram contas distintas associadas ao serviço de distribuição, dentre as quais está a TUSD Fio B. Para 2019, a TUSD Fio B convencional da classe residencial e comercial da CEB foi de R\$ 102,90¹⁰

Nos demais anos dessa análise, o valor da TUSD Fio B é dada pelo valor no ano anterior ajustada pelo crescimento de mercado, conforme 4.1.

$$T_j = \frac{T_{j-1}}{(1 + \%BT_j)} \quad (4.1)$$

onde T_j é a TUSD Fio B no ano j e $\%BT_j$ é o crescimento de mercado assumido para o ano j .

O ajuste apresentado é apenas uma simplificação do cálculo tarifário de cada ano. Em razão da limitação de dados, considerou-se que, como os ativos não possuem reconhecimento tarifário, então em cada um dos anos da análise os custos de capital e operacional regulatórios da CEB seriam próximos aos valores vigentes. Assim, a tarifa seria ajustada unicamente com base no crescimento de mercado. Entretanto, algumas funcionalidades do projeto reduzirão os custos operacionais da concessionária, os quais seriam revertidos em modicidade tarifária. Dessa forma, a aproximação adotada possivelmente superestima a tarifa calculada para a maioria dos anos dessa análise e, conseqüentemente, os benefícios a ela associados.

Posta a observação, o cálculo do benefício em questão ocorreu com base no passo-a-passo a seguir.

Passo I: Compatibilizando com a curva de implementação dos ativos, calculou-se, para cada ano, a redução esperada no DEC da concessionária em relação ao valor de 2019, conforme fórmula 4.2.

$$RDEC_j = 40\% \times I_j \times DEC_{2019} \quad (4.2)$$

onde $RDEC_j$ é a redução, em horas, verificada para o DEC do ano j em relação ao valor referência de 2019, I_j é o percentual dos ativos instalados até o ano j , $DEC_{2019} = 9,16$ e 40% é a redução no DEC médio considerada nessa análise, a qual ocorrerá quando todos os ativos estiverem instalados, ou seja, quando $I_j = 1$.

¹⁰ Informação extraída da Estrutura Tarifária da CEB determinada pela ANEEL para o ano de 2019, apresentada na planilha 5160 PCAT CEB-DIS 2019.xlsx. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>> Acessado em 01 de maio de 2020.

Passo II: Cálculo do consumo, em MWh, correspondente à redução do DEC verificada para esse ano, conforme equação 4.3.

$$C_j = RDEC_j \times \frac{BT_j}{24 \times 365} \quad (4.3)$$

onde C_j é o consumo, em MWh, correspondente à redução de DEC do ano j , $RDEC_j$ foi obtida em 4.2, BT_j é o mercado BT projetado para o ano j e 24×365 é a quantidade de horas no ano. A fração da equação denota o mercado, em MWh/h, projetado para a empresa no ano j de forma que o produto total apresenta o mercado, em MWh, que será consumido em decorrência do rápido reestabelecimento do fornecimento.

Passo III: Cálculo da receita associada ao consumo incremental, em MWh, para o respectivo ano, dada por 4.4.

$$R_j = C_j \times T_j \quad (4.4)$$

onde R_j é a receita, em R\$, associada ao consumo do mercado incremental C_j , obtido conforme 4.3 para o ano j , T_j é a TUSD Fio B para o ano j obtida de acordo com 4.1.

4.2.2.1.2 Redução das compensações

Em 2019, a CEB Distribuição pagou aproximadamente R\$ 7,58 milhões em compensações por violação dos indicadores de continuidade¹¹. Baseando-se nesse valor, a quantificação do benefício de redução das compensações ocorreu de acordo com 4.5.

$$RComp_j = 50\% \times I_j \times Comp_{2019} \quad (4.5)$$

onde $RComp_j$ é a redução, em R\$ obtida pela concessionária no pagamento das compensações no ano j , I_j é o percentual dos ativos instalados até o ano j , $Comp_{2019} =$ R\$ 7,58 milhões e 50% é a redução assumida para as compensações com o projeto, alcançada quando todos os ativos estiverem em operação, isto é, quando $I_j = 1$.

4.2.2.2 Redução de perdas não técnicas

As perdas na distribuição se referem à energia elétrica gerada que passa pelas redes de distribuição da concessionária, mas que não chega a ser comercializada. É obtida pela diferença entre a energia injetada na rede da distribuidora e o total de energia vendida e entregue. Dentro das Perdas na Distribuição estão as Perdas Técnicas, as quais correspondem à energia dissipada no sistema de distribuição devido a fenômenos físicos e as Perdas Não Técnicas, que se referem à todas as demais perdas associadas à distribuição

¹¹ Informação extraída de <<https://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>. Acessado em 05 de maio de 2020.

de energia elétrica e são dadas, principalmente, pelos furtos de energia ([ANEEL \(2015d\)](#) e [ANEEL \(2007\)](#)).

As perdas não técnicas (PNT) são obtidas pela diferença entre as perdas na distribuição (PD) e as Perdas Técnicas (PT), conforme 4.6, são comumente apresentadas como um percentual do mercado de baixa tensão da concessionária.

$$PNT = PD - PT \quad (4.6)$$

onde PD e PT estão expressas em megawatt-hora (MWh).

Assim como a qualidade, os percentuais de perdas não técnicas são regulados pela ANEEL conforme metodologia apresentada no Submódulo 2.6 do PRORET. Utilizando um conjunto de regras definidas a priori, a Agência define o percentual de perdas não técnicas que as concessionárias devem ter, o qual é considerado no cálculo dos custos de compra de energia com cobertura tarifária. Caso a concessionária não cumpra o patamar regulatório, deve arcar com a diferença do prejuízo de compra de energia furtada.

Em 2019, o percentual de perdas não técnicas sobre o mercado BT (%PNT) da CEB foi de 12,97%, enquanto o percentual regulatório foi de 7,05%. Em 2018, o percentual da concessionária foi de 9,5% contra o regulatório de 7,05%, mostrando que, nos últimos anos, o problema das perdas não técnicas tem se agravado para a CEB ([ANEEL \(2019c\)](#), [ANEEL \(2016a\)](#), [CEB \(2020a\)](#)).

Com a implementação das redes inteligentes, é esperada redução nessas perdas em decorrência das funcionalidades que dificultam a fraude no sistema de medição e, quando ocorrem, permitem que a concessionária a detecte rapidamente, adotando ações corretivas ao consumidor fraudador. O benefício de redução das perdas não técnicas foi considerado por [ANEEL \(2011a\)](#), [Lamin \(2013\)](#) e [MME \(2011\)](#) em suas análises para o caso brasileiro. Para os dois primeiros trabalhos, o percentual de redução das perdas não técnicas considerado foi de 35,8% e 33%, respectivamente. No relatório do MME, foram considerados diferentes níveis de redução a depender do percentual de perdas não técnicas atual da concessionária, conforme tabela 11.

% PNT Atual	% PNT após as redes inteligentes
Até 3,5%	Mantém-se igual
Entre 3,5% e 5%	3,5%
Entre 5% e 6%	4,5%
Entre 6% e 8%	5,5%
Entre 8% e 10%	7%
Entre 10% e 15%	9%
Maior que 15%	10%

Tabela 11 – Previsão de redução de perdas não técnicas ([MME \(2011\)](#), p. 113)

Na análise do Ministério, a perda não técnica foi medida em relação à energia injetada. Para a CEB, esse valor foi de 6,68% em 2019 (CEB (2020a)). Assim, de acordo com a premissa do MME, o percentual de perdas não técnicas da CEB passaria para 5,5% com a implementação das redes inteligentes, ou seja, reduziria em 1,18 p.p. ou 17,6%. Esse benefício também foi inserido na análise custo-benefício de Portugal (KEMA (2012b)), da Romênia, República Tcheca e da Polônia (JRC (2014b)). Para Portugal, por exemplo, apesar do consumo ilegal representar apenas 0,05% do mercado, a análise considerou redução de 90% desse valor com a medição inteligente. Para a Romênia, a redução estimada é de 60%.

Existem três benefícios associados à redução de perdas não técnicas para a concessionária. Para quantificar todos eles, assumimos redução de 30% nas perdas não técnicas da CEB após o primeiro ciclo de implementação do projeto.

4.2.2.2.1 Receita adicional após a regularização do fraudador

Refere-se à receita que será adicionada ao faturamento da concessionária após a detecção das unidades consumidoras fraudadoras e sua regularização. O cálculo ocorreu com base no passo-a-passo a seguir:

Passo I: Cálculo do consumo médio de uma unidade consumidora fraudadora, considerando-se que, em casos assim, o consumo é 15% maior¹². Dessa forma, dado que o consumo médio dos consumidores residenciais da CEB em 2019 foi de 2,29 MWh/ano e dos consumidores comerciais foi de 14,51 MWh/ano¹³, então o consumo médio anual dos fraudadores residenciais seria de 2,63 MWh/ano e dos comerciais seria de 16,68 MWh/ano.

Passo II: Compatibilizando com a curva de implementação dos ativos, calculou-se, para cada ano, a redução incremental esperada nas perdas não técnicas da concessionária em relação ao valor de 2019, conforme fórmula 4.7.

$$rpnt_j = 30\% \times (I_j - I_{j-1}) \times \%PNT_{2019} \quad (4.7)$$

onde $rpnt_j$ é a redução incremental, em pontos percentuais, estimada para o percentual real de perdas não técnicas no ano j em relação ao valor de 2019, I_j é o percentual de ativos instalados até ano j , I_{j-1} é o percentual de ativos instalados no ano anterior, $\%PNT_{2019} = 12,98\%$ e 30% é a redução assumida para as perdas com a implementação das redes inteligentes. Em razão da inexistência de dados desagregados de perdas por classe de consumo, consideramos que o nível de 12,97% é o mesmo para os consumidores residenciais e comerciais.

¹² O percentual de racionalização do consumo foi obtido com base em dados de uma distribuidora nacional, como destaca MME (2011).

¹³ Informação extraída de <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acessado em 07 de maio de 2020.

Passo III: Cálculo da proporção das classes residencial e comercial no mercado BT total da empresa. Os dados da planilha SPARTA de cálculo do reposicionamento tarifário de 2019 indicam que, do mercado BT total, 57% se refere à classe residencial e 26% à classe comercial.

Passo IV: Estimativa da quantidade de unidades consumidoras regularizadas anualmente conforme 4.8 e 4.9.

$$ucres_j = \frac{rpnt_j \times BT_j \times \%res}{cfres} \quad (4.8)$$

onde $ucres_j$ é a quantidade de unidades consumidoras residenciais regularizadas no ano j , $\%res$ é a proporção da classe residencial no mercado BT da empresa, de 57%, $rpnt_j$ é a redução das perdas incremental estimada no ano j com a implementação do projeto em relação ao valor de 2019, BT_j é o mercado BT estimado para o ano j e $cfres$ é o consumo médio do fraudador residencial, de 2,63 MWh/ano de acordo com dados de 2019 da empresa.

$$ucom_j = \frac{rpnt_j \times BT_j \times \%com}{cfcom} \quad (4.9)$$

onde $ucom_j$ é a quantidade de unidades consumidoras comerciais regularizadas no ano j , $\%com$ é a proporção da classe comercial no mercado BT da empresa, de 26%, $rpnt_j$ é a redução das perdas incremental estimada no ano j com a implementação do projeto em relação ao valor de 2019, BT_j é o mercado BT estimado para o ano j e $cfcom$ é o consumo médio do fraudador residencial, de 16,68 MWh/ano de acordo com dados de 2019 da empresa.

O numerador das equações acima transformam a redução incremental obtida no ano j em pontos percentuais para MWh. Por fim, o montante de energia recuperado é dividido pelo consumo médio do fraudador de cada classe, de forma a obter o número de unidades consumidoras regularizadas em cada classe no ano j .

Passo V: Estimativa do cálculo de receita incremental anual para a concessionária conforme 4.10 e 4.11.

$$recpnt_j = [(ucres_j \times cmres_{2019}) + (ucom_j \times cmcom_{2019})] \times T_j \quad (4.10)$$

onde $recpnt_j$ é a receita do consumo das unidades consumidoras regularizadas no ano j , $ucres_j$ é o número de unidades consumidoras residenciais regularizadas no ano j , $cmres_{2019}$ é o consumo médio anual do consumidor residencial da CEB em 2019 de 2,29 MWh/ano, $ucom_j$ é o número de unidades consumidoras comerciais regularizadas no ano j , $cmcom_{2019}$ é o consumo médio anual do consumidor comercial da CEB em 2019 de 14,51 MWh/ano e T_j é o valor da TUSD Fio B no ano j , conforme 4.1.

$$RECPNT_j = \sum_{k=2020}^j recpnt_k \quad (4.11)$$

onde $RECPNT_j$ é a receita arrecadada pela concessionária com a regularização das unidades consumidoras até o ano j . É dada pela soma de todas as receitas provenientes da redução de perdas ocorrida nos anos anteriores.

4.2.2.2.2 Recuperação de Energia Fraudada

Refere-se à cobrança retroativa da fraude para as unidades consumidoras regularizadas naquele ano, como previsto no art. 130 da Resolução Normativa ANEEL n° 414/2010. Foi valorada conforme 4.12.

$$crpnt_j = [(ucres_j \times cfres) + (ucom_j \times cfcom)] \times tarifa_{j-1} \quad (4.12)$$

onde $ucres_j$ e $ucom_j$ estimam a quantidade de unidades consumidoras regularizadas residenciais e comerciais anualmente conforme 4.8 e 4.9, $cfres = cfres_{2019} = 2,63$ MWh/ano é o consumo médio do fraudador residencial, $cfcom = cfcom_{2019} = 16,68$ MWh/ano é o consumo médio do fraudador comercial e $tarifa_{j-1}$ é a tarifa média paga pelos consumidores residenciais da concessionária no ano anterior, englobando todas as componentes tarifárias, não apenas a TUSD Fio B¹⁴. Ressaltamos que essa equação considera a hipótese simplificadora de que o furto comprovado pela concessionária foi de um ano.

4.2.2.2.3 Compra de Energia Evitada

Refere-se à redução do prejuízo financeiro incorrido pela empresa com a compra de energia fraudada. Foi calculada conforme 4.13 e 4.14

$$RPNT_j = 30\% \times I_j \times \%PNT_{2019} \quad (4.13)$$

onde $RPNT_j$ é a redução, em pontos percentuais, verificada nas perdas não técnicas até o ano j , I_j é o percentual de ativos instalados até o ano j , $\%PNT_{2019} = 12,98\%$ e 30% é a premissa de redução de perdas não técnicas adotada nessa análise, a qual será realizada quando todos os ativos estiverem instalados, ou seja, quando $I_j = 1$.

$$CEE_j = RPNT_j \times BT_j \times Pmix_j \quad (4.14)$$

onde CEE_j é o gasto evitado com compra de energia no ano j , $RPNT_j$ foi obtida em 4.13, BT_j é o mercado BT do ano j e $Pmix_j = \text{R\$ } 202,87/\text{MWh}$ é o preço médio de compra de energia verificado para a CEB em 2019, o qual será mantido o mesmo para todos os anos.

¹⁴ Para 2019, por exemplo, a tarifa convencional da classe residencial foi de R\$ 518,01/MWh (ANEEL (2019d)). Para os anos seguintes, o valor foi ajustado seguindo a lógica de 4.1.

4.2.2.3 Redução de Custos Operacionais

Com a implementação das redes inteligentes, a distribuidora pode atuar de forma remota nas atividades de faturamento e de operação e manutenção dos ativos, reduzindo os custos associados à execução desses procedimentos. Além disso, o projeto também levaria a uma redução nos custos de teleatendimento.

Na Europa, os benefícios associados aos custos operacionais, especialmente no que se refere à redução dos custos de leitura, tiveram destaque nas análises da Áustria, República Tcheca, Grécia, Polônia, Romênia e Portugal (JRC (2014b) e KEMA (2012b)). No Brasil, esses itens correspondem a mais de 8% dos benefícios totais do projeto no cenário mais avançado (Lamin (2013)).

Na análise custo-benefício de Portugal, KEMA (2012b) considerou redução de 95% nas atividades de leitura dos medidores¹⁵. Além disso, os custos de teleatendimento referentes a pedidos de informação seriam reduzidos em 75%, enquanto que os atendimentos para reclamação diminuiriam 90%. Para a Irlanda, CER (2011) considerou redução de 60% nos custos de leitura dos medidores e de 18% a 20% nas chamadas de atendimento ao consumidor.

Para o Brasil, Lamin (2013) considerou 95% de redução nos custos de leitura, corte e religação após o primeiro ciclo de implementação dos ativos. Para os gastos de teleatendimento, o autor admitiu aumento de 10% nesses custos no primeiro ciclo de implementação, em decorrência do aumento de chamadas para atender dúvidas sobre as funcionalidades dos ativos instalados e redução de 30% nos ciclos seguintes.

Nessa análise, consideramos redução de 95% nos custos de leitura e corte dos medidores e redução de 20% nos custos de teleatendimento.

4.2.2.3.1 Redução dos custos de leitura

Em 2008, o modelo de Empresa de Referência, utilizado para calcular o custo operacional regulatório das distribuidoras, atribuiu à CEB custo anual de R\$ 8,17 para leitura de medidor urbano sem impressão (ANEEL (2008)). Trazendo o valor acima, que está a preços de mai/2008, para jan/2019 por IPCA, têm-se que o custo anual de leitura de medidor da CEB é de R\$ 14,83. Uma vez definido esse valor, o benefício foi valorado com base nos seguintes passos:

Passo I: Cálculo da redução esperada no custo anual de leitura por medidor com base no cronograma de implementação dos ativos, conforme fórmula 4.15.

$$RCL_j = 95\% \times I_j \times CL_{2019} \quad (4.15)$$

¹⁵ Ou seja, admitiu-se taxa de falha de 5%.

onde RCL_j é a redução, em R\$, no custo anual de leitura por unidade consumidora, I_j é o percentual dos ativos instalados até o ano j , $CL_{2019} = R\$ 14,83$ e 95% é a premissa de redução de custos de leitura adotada nessa análise, a qual será realizada quando todos os ativos estiverem instalados, ou seja, quando $I_j = 1$.

Passo II: Cálculo do benefício para a concessão de forma geral com base em 4.16.

$$RCLTotal_j = RCL_j \times UC_j^{B1/B3} \quad (4.16)$$

onde $RCLTotal_j$ é a redução total, em R\$, que a concessionária terá nos custos de leitura no ano j , $RCLUC_j$ foi obtido em 4.15 e $UC_j^{B1/B3}$ é o número de unidades consumidoras residenciais e comerciais projetadas para o ano j .

4.2.2.3.2 Redução dos custos de corte

O modelo de Empresa de Referência atribuiu à CEB Distribuição custo de R\$ 2,58 por corte realizado pela empresa em maio/2008. Trazendo o valor para jan/2019 por IPCA, obtém-se custo de R\$ 4,68 por corte. Em 2008, a ANEEL também definiu que, em média, 17,63% das unidades consumidoras teriam o fornecimento interrompido no ano.

Baseando nessas premissas, o benefício decorrente da redução dos custos de corte de energia foi calculado conforme passo-a-passo a seguir.

Passo I: Cálculo da redução no custo de corte com base no cronograma de implementação dos equipamentos, conforme 4.17.

$$RCC_j = 95\% \times I_j \times CC_{2019} \quad (4.17)$$

onde RCC_j é a redução, em R\$, no custo do corte no ano j , I_j é o percentual de ativos instalados até o ano j , $CC_{2019} = R\$ 4,68$ é o custo do corte em 2019 e 95% é a premissa de redução de custos de corte adotada nessa análise, a qual será realizada quando todos os ativos estiverem instalados, ou seja, quando $I_j = 1$.

Passo II: Cálculo da quantidade de cortes realizados anualmente, conforme 4.18.

$$QC_j = 17,63\% \times UC_j^{B1/B3} \quad (4.18)$$

onde $UC_j^{B1/B3}$ é o número de unidades consumidoras residenciais e comerciais projetadas para o ano j e 17,63% é a premissa de frequência de corte utilizada pela ANEEL em 2008 e adotada nesse trabalho.

Passo III: Cálculo do benefício decorrente da redução do custo de corte de energia de acordo com 4.19.

$$RCCTotal_j = RCC_j \times QC_j \quad (4.19)$$

onde $RCCTotal_j$ é a redução total, em R\$, que a concessionária terá com a realização das atividades de corte no ano j , RCC_j é dada por 4.17 e QC_j é obtido em 4.18.

4.2.2.3.3 Redução da demanda por teleatendimento

Em 2008, o modelo de Empresa de Referência atribuiu à CEB custo total anual de R\$ 2.371.582 referente aos gastos com atendimento comercial aos consumidores¹⁶, o que equivalia a um custo anual de R\$ 3,04 por unidade consumidora. A preços de jan/2019, o custo equivale a R\$ 5,52/UC. O cálculo de 2008 considerou ainda que 30% das unidades consumidoras solicitariam teleatendimento da concessionária.

Com base nessas premissas, o benefício de redução da demanda por teleatendimento foi obtido conforme itens a seguir.

Passo I: Cálculo da queda na quantidade anual de teleatendimentos por meio de 4.20.

$$RQTAC_j = 20\% \times I_j \times QTAC_j \quad (4.20)$$

onde $RTAC_j$ é a redução da quantidade de teleatendimentos da concessionária no ano j , I_j é o percentual de ativos instalados até o ano j , $QTAC_j = 30\% \times UC_j^{B1/B3}$ é a quantidade de teleatendimentos caso o projeto não fosse implementado e 20% é a premissa de redução de teleatendimento adotada nesse trabalho, a qual será atingida quando todos os ativos estiverem em operação, isto é, quando $I_j = 1$.

Passo II: Cálculo do benefício com a redução da demanda por teleatendimento com base na equação 4.21.

$$BTAC_j = CTAC_j \times RTAC_j \quad (4.21)$$

onde $BTAC$ é o benefício, em R\$, que a concessionária terá com a redução da demanda por teleatendimento no ano j , $CTAC_j$ é o custo anual de teleatendimento de R\$ 5,52/UC obtido com os dados da Empresa de Referência da CEB e $RTAC_j$ foi obtido em 4.20.

4.2.2.4 Redução da inadimplência

A redução da inadimplência está diretamente associada ao barateamento das ações de corte por parte da concessionária após a implementação dos ativos, em decorrência da possibilidade de efetua-las de forma remota.

Em sua análise de impacto regulatório para o Brasil, Lamin (2013) considerou que a inadimplência também seria reduzida em razão das modalidades de pré-pagamento e da maior gestão do consumo por parte dos consumidores, que poderão compatibilizar o gasto com energia elétrica com sua capacidade de pagamento. Com base nisso, assumiu redução esperada de 35% na inadimplência do setor após a implementação das redes inteligentes.

Regulatoriamente, a inadimplência do segmento de distribuição de energia elétrica é medida pela parcela da receita faturada que não foi arrecadada até o 49º e 60º mês após

¹⁶ A preços de mai/2008

sua emissão (ANEEL (2019c)). Portanto, se refere à receita que provavelmente não será arrecadada pela concessionária. O valor é apurado pela ANEEL por classe de consumo, tendo como base as informações enviadas pelas distribuidoras. Com base nesse critério, em 2019, a inadimplência da classe residencial da CEB foi de 0,64%¹⁷, ou seja, é esperado que 0,64% da receita total da classe residencial não seja recuperada pela concessionária.

A Resolução Normativa nº 414/2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, determina no art. 172 que a suspensão do fornecimento em detrimento de inadimplência do consumidor pode ser realizada apenas até o 90º dia contado da data da fatura vencida e não paga (ANEEL (2010)). Ou seja, a concessionária tem até o 3º mês da vida da fatura para efetuar as ações de corte. Nesse sentido, uma vez que o benefício de redução de inadimplência dessa análise está associado ao barateamento das ações de corte, então é esperado que a inadimplência do 4º mês de vida da fatura decresça. Isso porque, a partir desse mês, a concessionária já executou todas as ações de corte economicamente viáveis sob seu ponto de vista.

Para 2019, a base de dados da ANEEL apontou que, 7,09% do faturamento da classe residencial da CEB de agosto não foi recebido até dezembro, ou seja, a estimativa aponta que 7,04% do faturamento dos consumidores residenciais da CEB não são recebidos até o 4º mês após a emissão. Para a classe comercial, esse percentual foi de 2,12%

Nessa avaliação também assumiremos redução de 35% na inadimplência dos clientes residenciais e comerciais da concessionária. O cálculo do benefício gerado ocorrerá conforme segue:

Passo I: Cálculo da redução esperada no percentual de inadimplência dos consumidores residenciais e comerciais com base no cronograma de implementação, de acordo com 4.22 e 4.23.

$$RInad_j^{res} = 35\% \times I_j \times Inad_{2019}^{res} \quad (4.22)$$

onde $RInad_j^{res}$ é a redução esperada para a inadimplência da classe residencial do ano j em relação a 2019, em pontos percentuais, I_j é o percentual de ativos instalados até o ano j , $Inad_{2019}^{res} = 7,04\%$ e 35% é a redução máxima, ocorrida quando todos os ativos estiverem operando ($I_j = 1$).

$$RInad_j^{com} = 35\% \times I_j \times Inad_{2019}^{com} \quad (4.23)$$

onde $RInad_j^{com}$ é a redução esperada para a inadimplência da classe comercial do ano j em relação a 2019, em pontos percentuais, I_j é o percentual de ativos instalados até o ano j , $Inad_{2019}^{com} = 2,12\%$ e 35% é a redução máxima, ocorrida quando todos os ativos estiverem operando ($I_j = 1$).

¹⁷ Informação extraída de base de dados no site da ANEEL. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br>>, no caminho Tarifas - Cálculo Tarifário e Metodologia - Distribuição - Receitas Irrecuperáveis. Acessado em 01 de junho de 2020.

Passo II: Cálculo do benefício decorrente da redução da inadimplência por meio da equação 4.24.

$$BInad_j = (RInad_j^{res} \times Rec_j^{res}) + (RInad_j^{com} \times Rec_j^{com}) \quad (4.24)$$

onde $BInad_j$ é o benefício, em R\$, que a concessionária terá com a redução da inadimplência, Rec_j^{res} é a receita arrecadada pela concessionária para a classe residencial no ano j dada por: $BT_j \times \%res \times T_j$ e Rec_j^{com} é a receita arrecadada pela concessionária para a classe comercial no ano j dada por: $BT_j \times \%com \times T_j$.

4.2.3 Identificar e quantificar os custos

A aplicação das funcionalidades apresentadas anteriormente dependem dos ativos que serão instalados. Dessa forma, assim como elas, os ativos considerados como custos nessa ACB também serão aqueles apontados por Lamin (2013) e terão os mesmos preços da referência, trazidos a valores de jan/2019 pelo IPCA acumulado.

Como apresentado no detalhamento dos benefícios, os efeitos relativos à redução do consumo e da demanda de ponta não serão considerados nessa análise. Nesse sentido, os mostradores digitais (*in home display*) incluídos dos custos da análise de Lamin (2013) não serão contabilizados nessa ACB tendo em vista que, no trabalho, suas funcionalidades estão associadas à redução do consumo e da demanda.

A tabela 12 lista os custos que serão considerados nessa análise e apresenta os preços aos quais serão valorados¹⁸.

Os custos referentes à aquisição dos medidores inteligentes, dos equipamentos de automação da rede e da infraestrutura de telecomunicações e TI serão reduzidos 1,5% ao ano até atingir valor equivalente a 70% do preço original, conforme definido na tabela 9. A mesma regra se aplicará aos gastos anuais de operação e manutenção dos ativos.

4.2.3.1 Custo Anual dos Ativos

A hipótese inicial desse trabalho é que os ativos implementados não teriam reconhecimento tarifário, de forma que eles seriam instalados com o propósito de melhorar a performance da empresa em diferentes itens.

Dessa forma, os custos dessa análise são dados por todas as remunerações que a empresa receberia caso os ativos instalados tivessem cobertura tarifária, são elas: Remuneração de Capital (RC), Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR). De forma geral, os dois primeiros itens se referem à remuneração recebida pela concessionária pelo capital investido na concessão enquanto a QRR se refere à amortização dos ativos implementados.

¹⁸ Para trazer os preços a valores de 01/01/2019, considerou-se que os custos de Lamin (2013) se referiam a janeiro de 2013. Assim, a inflação acumulada no período foi de 40%.

Item	R\$/UC (jan/13)	Unidade	R\$/UC (jan/19)
Aquisição do Medidor Inteligente	355,00	R\$	498,35
Instalação do Medidor Inteligente	20,00	R\$	28,08
Aquisição e Instalação Infraestrutura de Telecomunicações	142,00	R\$	199,34
Gastos anuais de O&M para Infraestrutura de Telecomunicações	3,55	R\$/ano	4,98
Subscrição dos serviços de Telecomunicações	10,65	R\$/ano	14,95
Aquisição e Instalação Equipamentos de Automação	53,25	R\$	74,75
Gastos anuais de O&M para Equipamentos de Automação	5,33	R\$/ano	7,48
Aquisição e Instalação Infraestrutura de Tecnologia da Informação	53,25	R\$	74,75
Gastos anuais de O&M para Infraestrutura de Tecnologia da Informação	5,33	R\$/ano	7,48

Tabela 12 – Custos identificados e quantificados

Na ausência do projeto, a empresa substituiria os medidores convencionais a medida que esses atingissem sua vida útil. O investimento referente aos custos de compra e instalação desses medidores teria reconhecimento tarifário integral, de forma que a concessionária receberia a RC, QRR e o CAIMI associado a ele.

Dessa forma, nessa análise, foi considerado que, apesar do investimento do projeto não ter reconhecimento tarifário, a parcela desse valor que seria obtida com a substituição dos medidores convencionais será repassada à tarifa. Portanto, apenas a RC, QRR e CAIMI referentes à diferença entre o investimento do projeto e dos medidores convencionais são tomados como custo pela empresa de fato.

Assim como os ativos do projeto, os medidores básicos foram valorados de acordo com [Lamin \(2013\)](#) e trazidos a preços de jan/2019 pelo IPCA, conforme [13](#).

Item	R\$/UC (jan/13)	Unidade	R\$/UC (jan/19)
Aquisição do Medidor Básico	25,00	R\$	35,10
Instalação do Medidor Básico	20,00	R\$	28,08

Tabela 13 – Custos com a compra de medidores básicos

Para entender as contas de Remuneração de Capital, Quota de Reintegração Regulatória e Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis e suas regras de cálculo,

traçamos considerações sobre as normas regulatórias vigentes relativas a base de ativos e sobre o processamento da Revisão Tarifária Periódica (RTP) das concessionárias.

O Submódulo 2.3 do PRORET apresenta as regras de regulatórias de contabilização dos equipamentos na base de ativos das concessionárias e estabelece que, de forma geral, os ativos são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória (BRR) ou da Base de Anuidade Regulatória (BAR) da empresa (ANEEL (2015a)).

Os ativos reconhecidos na BRR são aqueles que de fato são utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica, a exemplo de máquinas e equipamentos. Caso não sejam classificados dessa forma, a exemplo de *softwares*, passam a compor a BAR da distribuidora, (ANEEL (2016a)).

Para os ativos que comporão a BRR da empresa, o Submódulo 2.3 do PRORET determina que a avaliação deve observar os seguintes itens:

- A base de remuneração da última revisão tarifária periódica da concessionária deve ser "blindada", ou seja, não serão mais reavaliados pela concessionária;
- Os ativos incluídos entre as datas-bases da revisão anterior e da atual que ainda estiverem em operação comporão a Base Incremental da empresa;
- Os valores finais da nova BRR são obtidos somando os valores atualizados da base de remuneração blindada com os valores das inclusões ocorridas entre a revisão tarifária anterior e a atual (base incremental);
- A data-base é dada pelo último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária da RTP;
- A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA entre a data-base e a data da revisão da empresa.

A última revisão tarifária da CEB ocorreu em 22/10/2016. Como o horizonte temporal da análise é de 30 anos e o ciclo tarifário da empresa¹⁹ é de 5 anos, então a CEB terá 6 revisões tarifárias durante a análise. A primeira delas ocorrerá em 22/10/ 2021 e a última em 22/10/2046. Assim, com base nas regras acima, a data-base para a incorporação dos ativos na BRR da empresa é 30/04 do respectivo ano. Dessa forma, para a RTP de 2021, por exemplo, serão considerados os ativos incluídos até 30/04/2021. Para a RTP de 2026, os ativos reconhecidos em 2021 passarão a formar a base blindada da concessionária, e a base incremental será dada por aqueles instalados entre 01/05/2021 e 30/04/2026 e que ainda estão em operação, ou seja, não foram totalmente depreciados. A análise se repete para as demais revisões da análise.

O Submódulo 2.3 explicita ainda que na valoração de cada bem são incluídos tanto os custos dos equipamentos quanto a quantia necessária para colocar o bem em

¹⁹ Período entre duas revisões.

operação. Em razão disso, para esse trabalho, os custos de aquisição e instalação dos medidores, da infraestrutura de telecomunicações e de automação serão incorporados à base de remuneração da concessionária. Os investimentos relativos à infraestrutura de TI não são inclusos porque seu tratamento ocorre de outra forma, por meio da BAR.

Uma vez definida a BRR da concessionária, calculamos a Base de Remuneração Bruta (BRRb) da concessionária, conforme 4.25.

$$BRRb = AIS - Bens Tot. Depreciados \quad (4.25)$$

onde:

- *AIS*: é o Ativo Imobilizado em Serviço, dado pelos ativos que foram incorporados desde o início do projeto até a data-base da revisão. Refere-se aos ativos em operação na concessão. O AIS compõe a BRR da empresa, que inclui também outras contas. Como, para esse caso, essas outras contas não serão valoradas, então o AIS será a própria BRR da empresa;
- *Bens Tot. Depreciados*: engloba os ativos que já atingiram toda a vida útil regulatória de 13 anos definida nas condições de contorno.

Assim, podemos reescrever 4.25 como

$$BRRb = BRR - Bens Tot. Depreciados \quad (4.26)$$

De posse da BRRb, calculamos a Base de Remuneração Líquida (BRRl) da concessionária conforme 4.27.

$$BRRl = BRRb - Depreciação Acumulada \quad (4.27)$$

onde *Depreciação Acumulada* engloba os valores dos ativos que já foram depreciados e amortizados em anos anteriores, mas ainda não atingiram o fim da vida útil.

Por outro lado, no que se refere à BAR, o Submódulo 2.3 define que ela é obtida como uma função dos ativos incorporados à BRR conforme equação 4.28.

$$BAR = 2,7159 \times (AIS - IA)^{-0,167+1} \times (IPCA_1/IPC A_0)^{0,167} \quad (4.28)$$

onde:

- *AIS* : é o Ativo Imobilizado em Serviço que, como destacado anteriormente, é a própria BRR;
- *IA* : é o Índice de Aproveitamento Integral é aplicado sobre o grupo de ativos que compõe uma subestação com vistas a considerar o fator de utilização da subestação. Para essa análise, $IA = 0$; e
- $IPCA_0$ e $IPCA_1$ são os valores do índice nas revisões da empresa. Como a análise será realizada em termos reais, essa parcela da equação será desconsiderada.

Assim, para essa análise 4.28 pode ser escrita como:

$$BAR = 2,7159 \times (BRR)^{-0,167+1} \quad (4.29)$$

De forma geral, a BAR engloba os ativos que não são diretamente utilizados na execução do serviço de distribuição. Ou seja, estão inclusos nela, dentre outros elementos, os edifícios administrativos, mobiliário de escritório, veículos utilizados para fins administrativos e sistemas de TI. Dada essa composição, os ativos da BAR são segregados em três grupos principais, a saber: BAR aluguéis (BAR_A), BAR veículos (BAR_V) e BAR sistemas (BAR_I). A segregação é definida com base em percentuais médios regulatórios definidos em ANEEL (2015a) e apresentados em 14.

Grupo de Ativos	% da BAR
Aluguéis (BAR_A)	45%
Veículos (BAR_V)	12%
Sistemas (BAR_I)	43%

Tabela 14 – Segregação da BAR conforme ANEEL (2015a)

Por fim, em razão da limitação de reconhecimentos de ativos até a data-base da revisão da empresa (30/04 para o caso da CEB), a BRR, BRRb, BRRl e BAR foram calculadas tomando como base o ano tarifário da empresa, iniciado em maio e finalizado em abril. Entretanto, a valoração inicial do investimento total foi realizada considerando o ano civil. Nesse sentido, apesar do investimento total de 2020 ter sido de R\$ 55,45 milhões, a BRR desse ano será de R\$ 18,48 milhões, correspondente ao valor investido até abril de 2020²⁰.

Em 2021, ainda que o investimento tenha sido de R\$ 91,08 milhões, a BRR desse ano englobará além da BRR de 2020, os R\$ 36,96 milhões investido de maio a dezembro de 2020 e os R\$ 30,36 milhões investidos até abril de 2021, totalizando R\$ 67,33 milhões.

Uma vez reconhecidos os ativos, a ANEEL calcula a remuneração referente a eles que a distribuidora receberá anualmente. Novamente, essas remunerações também foram obtidas para o ano tarifário da concessionária. Ao final, adaptamos os valores novamente para o ano civil, para então calcular o VPL associado aos itens de custo.

A remuneração a ser recebida pelas concessionárias é incorporada ao cálculo da receita total necessária para a prestação do serviço de distribuição durante o ano de análise (Receita Requerida). De forma específica, são materializados no Custo Anual dos Ativos (CAA), que mensura toda a remuneração recebida pelos ativos em operação e que ainda não foram amortizados (ANEEL (2016b)). Assim, o CAA é a remuneração que

²⁰ Aqui incorremos em uma hipótese de simplificação de que a quantidade investida no ano é uniformemente distribuída nos 12 meses.

quer mensurar nessa seção tendo em vista que, como os ativos não terão reconhecimento tarifário, então ele mensura os custos do projeto para a concessionária.

O CAA é calculado pela soma da Remuneração de Capital (RC), da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e do Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) (ANEEL (2016b)).

A QRR corresponde à amortização dos investimentos realizados e é dada por 4.30.

$$QRR = BRRb \times \delta \quad (4.30)$$

onde $BRRb$ é a Base de Remuneração Bruta que foi calculada conforme 4.26 e δ é a taxa média de depreciação dos ativos de 7,69% para essa análise.

A RC corresponde à remuneração regulatória do capital investido pela concessionária e é dado por 4.31.

$$RC = BRRl \times r_{WACCpré} \quad (4.31)$$

onde $BRRl$ é a Base de Remuneração Líquida calculada por 4.27 e $r_{WACCpré} = 12,26\%$ é o custo médio ponderado de capital real antes de impostos vigente em dez/2019 (ANEEL (2016b), ANEEL (2015b)).

Por fim, o CAIMI é segregado em Custo Anual de Aluguéis (CAL), Custo Anual de Veículos (CAV) e Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI), de forma a remunerar a BAR_A , BAR_V e BAR_I , respectivamente. As fórmulas de cálculo estão apresentadas em 4.32, 4.33 e 4.34.

$$CAL = BAR_A \times \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACCpré}}{2} \right] \quad (4.32)$$

onde $r_{WACCpré} = 12,26\%$ e VU é a vida útil dos ativos. Para o caso dos aluguéis, é igual a 19,5 (ANEEL (2016b), p.7).

$$CAV = BAR_V \times \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACCpré}}{2} \right] \quad (4.33)$$

onde $r_{WACCpré} = 12,26\%$ e VU é a vida útil dos ativos. Para o caso dos veículos, é igual a 7 (ANEEL (2016b), p.7).

$$CAI = BAR_I \times \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACCpré}}{2} \right] \quad (4.34)$$

onde $r_{WACCpré} = 12,26\%$ e VU é a vida útil dos ativos. Para o caso dos sistemas de informática, é igual a 5,3 (ANEEL (2016b), p.8).

O CAA faz parte da Parcela B das concessionárias, que se refere aos custos gerenciáveis do serviço. A Parcela B e, conseqüentemente, o CAA são calculados apenas na ocasião da revisão tarifária da empresa. Nos demais anos do ciclo, o valor é atualizado conforme 4.35.

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGPM - X) \quad (4.35)$$

onde VPB_0 é o valor da Parcela B no ano anterior, $IGPM$ é o índice de preços utilizado e X é o Fator X definido pela ANEEL com o objetivo de compartilhar com os consumidores os ganhos de eficiência obtidos pela concessionária ao longo do ciclo tarifário (ANEEL (2016c)). Por simplificação, o Fator X considerado nessa análise será a produtividade média de 1,53% para o segmento de distribuição utilizada nos processos tarifários de 2019²¹.

A equação 4.35 foi ajustada em função do regime regulatório atual do segmento de distribuição (*price-cap*). Como destacado anteriormente, esse regime é caracterizado pela alocação do risco de mercado para a concessionária (Brasil (1996)). Essa particularidade faz com que, caso o mercado cresça em determinado ano, então a receita faturada pela empresa será maior que a estimada pelo Regulador para definir a tarifa, fazendo com que a empresa tenha ganhos até a próxima revisão. Similarmente, em caso de retração do mercado, a receita faturada é inferior à requerida, levando a prejuízos até a próxima RTP.

Nessa avaliação, consideramos crescimento de mercado de 2,1% até 2024 e de 2,3% em diante. Ou seja, caso os ativos do projeto fossem incorporados ao cálculo da Parcela B, então, para os anos em que não há revisão tarifária, a CEB receberia o valor de Parcela B estimado pela ANEEL acrescido do crescimento de mercado.

Como o CAA faz parte da Parcela B da empresa, então nos anos em que não há RTP, seu valor será dado por 4.36, que corresponde à equação 4.35 adaptada para cenário sem inflação e com crescimento de mercado.

$$CAA_1 = CAA_0 \times (1 + M) \times (1 - X) \quad (4.36)$$

onde M é o crescimento de mercado, em %, assumido para o ano em questão.

4.2.3.2 Indenização

Além do CAA, também incluímos na análise o custo referente à indenização que a concessionária receberia ao final do período da concessão, dado pelo valor residual dos ativos instalados e que ainda não foram totalmente depreciados. O direito à indenização após a extinção da concessão está previsto na subcláusula segunda da cláusula décima segunda do contrato de concessão da CEB (ANEEL (1999)). Dessa forma, caso os ativos

²¹ Formalmente, o Fator X é dado pelos componentes Pd, Q e T. O componente Pd se refere à produtividade média da concessionária e depende tanto do valor médio de 1,53% quanto do crescimento de mercado e de unidades consumidoras da empresa em relação à média Brasil. No reajuste tarifário de 2019, o componente Pd da CEB foi de 1,20%, indicando que a produtividade da concessionária é menor que a média Brasil. O componente Q tem o objetivo de ajustar a Parcela B com base na performance de qualidade do serviço e comercial da concessionária. Para 2019, foi de -0,03%. Finalmente, o componente T busca ajustar os custos operacionais da empresa aos valores eficientes. Para 2019, foi de -1,21% (ANEEL (2015c), ANEEL (2019a), ANEEL (2016a)). Assim, em 2019 o Fator X da CEB foi de -0,04%, valor substancialmente inferior à premissa adotada nesse trabalho. Ressalta-se que o valor de 2019 não foi considerado porque o Fator X é afetado pela qualidade e pelos custos operacionais, contos que são alteradas com esse projeto. Assim, entende-se que a estimativa anterior é mais adequada, por reportar um valor maior para o X e, conseqüentemente, uma estimativa mais conservadora (menor) do VPL dos custos.

tivessem reconhecimento tarifário, a parcela não amortizada ao final dos 30 anos da concessão seriam pagas pelo Poder Concedente à concessionária. Como os ativos do projeto não serão incorporados à base regulatória, então deve-se calcular ainda o valor associado à esse direito. Assim como na valoração do CAA, a indenização será calculada pela diferença entre o investimento do projeto e dos medidores convencionais não amortizado e é dada pelas equações 4.37, 4.38 e 4.39 a seguir.

$$CAPEX\ Final_j = CAPEX_j^{SG} - CAPEX_j^{MC} \quad (4.37)$$

onde $CAPEX_j^{SG}$ é o investimento referente ao projeto realizado no ano j , $CAPEX_j^{MC}$ é o investimento que seria realizado no ano j para a substituição dos medidores convencionais²².

$$Dep\ ac.\ restante_j = \sum_{l=2038}^j CAPEX\ Final_j \times \delta \quad (4.38)$$

onde $Dep\ ac.\ restante_j$ é a depreciação acumulada dos ativos que ainda não foram totalmente depreciados (restante), $\delta = 7,69\%$ é a taxa média de depreciação considerada nessa análise. A delimitação iniciando em 2038 ocorre porque todos os ativos instalados até 2037 foram totalmente depreciados no horizonte do projeto, assim, a depreciação acumulada restante é obtida com base nos ativos que foram instalados após esse período. Para os anos de 2020 a 2037, $Dep\ ac.\ restante_j = 0$.

$$Ind = \sum_j CAPEX\ Final_j - Bens\ Tot.\ Depreciados_j - Dep\ ac.\ restante_j \quad (4.39)$$

onde Ind é a indenização que a concessionária receberia ao final do horizonte temporal em decorrência dos ativos que ainda não atingiram a vida útil.

Procedendo conforme equações acima, $Ind = R\$ 364$ milhões, valor que foi incorporado aos custos do último ano do fluxo (2050).

4.2.3.3 Custos Operacionais

Além dos custos relativos à remuneração e indenização dos ativos instalados, a distribuidora também incorreria em despesas de operação e manutenção associadas aos equipamentos. A tabela 12 lista os gastos anuais, por unidade consumidora, atrelados à infraestrutura de telecomunicações, aos equipamentos de automação e à infraestrutura de TI.

Utilizando as informações apresentadas e a projeção de unidades consumidoras para cada ano da ACB, estimamos o custo operacional de cada ativo por meio das equações

²² O cronograma de investimentos para a substituição dos medidores convencionais foi devidamente alinhado à sua vida útil, de 25 anos. Ou seja, nesse caso, o início de cada ciclo de investimentos ocorre apenas 25 anos depois do anterior. No cenário do projeto, o intervalo é de 13 anos dada pela vida útil dos equipamentos das redes inteligentes.

4.40, 4.41 e 4.42.

$$COT_j = COTUC_j \times Med_j \quad (4.40)$$

onde COT_j é o gasto total com operação e manutenção da infraestrutura de telecomunicações no ano j , $COTUC_j$ é o gasto, em R\$/UC, para o ano j , conforme premissas em 12 e 9 e Med_j é a quantidade de medidores em operação no ano j .

$$COA_j = COAUC_j \times Med_j \quad (4.41)$$

onde COA_j é o gasto total com operação e manutenção dos equipamentos de automação no ano j , $COAUC_j$ é o gasto, em R\$/UC, para o ano j , conforme premissas em 12 e 9 e Med_j é a quantidade de medidores em operação no ano j .

$$COTI_j = COTIUC_j \times Med_j \quad (4.42)$$

onde $COTI_j$ é o gasto total com operação e manutenção dos ativos de tecnologia da informação no ano j , $COTIUC_j$ é o gasto, em R\$/UC, para o ano j , conforme premissas em 12 e 9 e Med_j é a quantidade de medidores em operação no ano j .

Similarmente à definição do custo anual dos ativos, o custo operacional total do projeto foi deduzido do valor que a concessionária teria para operação e manutenção do sistema de medição convencional. O modelo de Empresa de Referência de 2008 da CEB atribuiu à concessionária custo anual de R\$ 1,54 milhões para execução das tarefas de O&M referentes ao sistema de medição da empresa, o que equivalia a um custo de R\$ 1,98/UC em maio de 2008. A preços de jan/2019, o custo equivale a R\$ 3,59/UC. Dessa forma, o custo operacional do sistema de medição usual da concessionária é dado por 4.43.

$$COMC_j = COMCUC_j \times MedC_j \quad (4.43)$$

onde $COMC_j$ é o gasto total com operação e manutenção que seria incorrido pela distribuidora no ano j caso o projeto não ocorresse, isto é, caso os medidores fossem apenas substituídos por equipamentos convencionais, $COMCUC_j = R\$ 3,59/UC$ é o gasto com tarefas de O&M do sistema de medição por unidade consumidora para o ano j e $MedC_j$ é a quantidade de medidores convencionais que estaria em operação na ausência do projeto.

Para esse cenário, a quantidade de medidores em operação anualmente foi ajustada de forma a considerar a vida útil maior desses equipamentos (26 anos) em relação aos ativos do projeto (13 anos).

5 Resultados

A figura 8 apresenta o fluxo de custos e benefícios ao longo do horizonte temporal de análise. Nota-se que, em razão dos diversos ciclos de implementação adotados, tanto os itens de custo quanto os de benefício apresentam valores substanciais em todos os anos da análise. Para a curva de benefícios, observa-se que os valores crescem acentuadamente até 2029 em decorrência da premissa de dez anos para a instalação dos ativos. Nos demais anos, os benefícios são mantidos no patamar máximo, uma vez que os ativos são substituídos assim que atingem sua vida útil e, portanto, todo o benefício potencial do projeto se mantém. Para os anos a partir de 2029, observa-se ainda que os benefícios crescem continuamente, o que é explicado pelo crescimento de mercado e de unidades consumidoras.

Por outro lado, no que tange aos custos, o gráfico mostra que o último ano do projeto tem um valor atípico, causado pelo pagamento da indenização. Para os demais anos, de forma geral, observamos que os valores se elevam substancialmente nos anos de revisão tarifária da concessionária e são mantidos constantes nos demais. Esse comportamento é esperado, uma vez que, caso os ativos tivessem reconhecimento tarifário, sua incorporação na Parcela B da empresa e, conseqüentemente, na apuração da Remuneração de Capital, Quota de Reintegração Regulatória e no Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis ocorreria apenas na Revisão Tarifária Periódica da companhia.

Os fluxos de custos e benefícios foram trazidos a valores de janeiro de 2020 por meio da taxa regulatória de capital do segmento de distribuição vigente no mês, que é de 8,09% (em termos reais, depois de impostos). A figura 9 apresenta o valor presente líquido de cada um dos itens de benefícios e custos considerados nessa análise.

Os principais benefícios do projeto são aqueles associados à redução das perdas

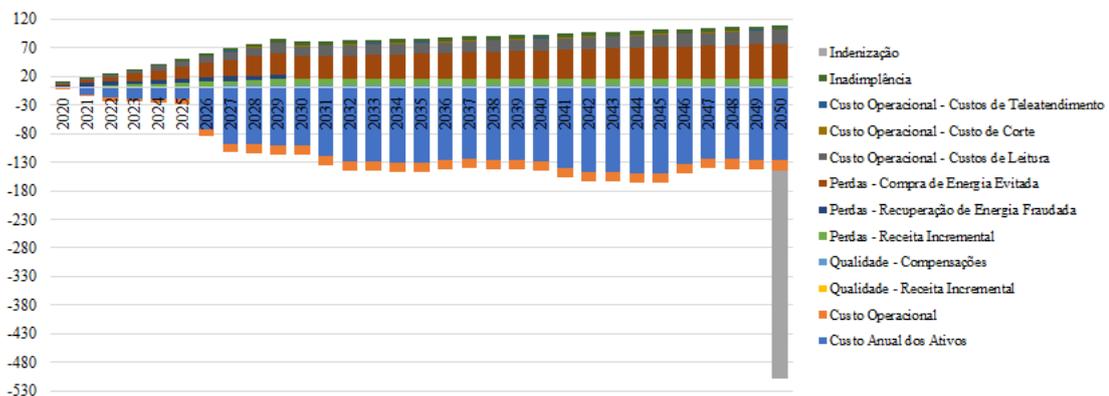


Figura 8 – Fluxo de custos e benefícios (em R\$ milhões)

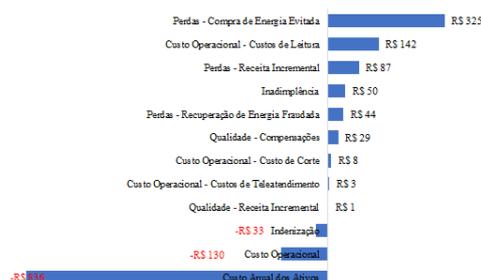


Figura 9 – Valor presente líquido dos custos e benefícios (em R\$ milhões)

não técnicas, dos quais se destacam a compra de energia evitada (VPL = R\$ 325 milhões) e a receita incremental associada à regularização dos fraudadores (VPL = R\$ 87 milhões). No agregado, os benefícios de perdas valem R\$ 456 milhões, o que corresponde a 66% dos benefícios totais do projeto. Também foram relevantes os benefícios sobre o custo operacional da empresa, essencialmente os associados à redução do custo de leitura (VPL = R\$ 142 milhões). No agregado, os benefícios de custos operacionais valem R\$ 154 milhões, o que corresponde a 22% dos benefícios totais do projeto. Os benefícios associados à qualidade e inadimplência somam, juntos, 12% do total. Assim, o valor presente de todos os benefícios do projeto é de R\$ 689 milhões.

Por outro lado, para os itens de custo, observamos quase a totalidade dele (84%) decorre do custo anual dos ativos perdido em razão do não reconhecimento tarifário dos ativos (R\$ 835 milhões). Os custos operacionais e a indenização respondem por 16% do total, valendo R\$ 130 milhões e R\$ 33 milhões, respectivamente. Similarmente, o valor presente dos custos do projeto somam R\$ 998 milhões.

Os resultados obtidos mostram que, para o contexto atual, a implementação de um programa dessa magnitude traria ganhos expressivos na redução das perdas não técnicas e nos custos operacionais da concessionária. Entretanto, eles não seriam suficientes para cobrir os custos decorrentes da perda de receita de capital associada ao não reconhecimento tarifário dos ativos. O saldo final do projeto, apresentado na tabela 15 é de R\$ -282 milhões.

	VPL (em R\$ milhões)
Custos	998
Benefícios	689
Saldo (B-C)	-309

Tabela 15 – Resultado - VPL Total

Buscamos ainda um ponto de reconhecimento tarifário ótimo que fizesse o VPL do projeto ser R\$ 0. O valor obtido foi de 20,3%. Entretanto, cabe destacar que a forma como foram calculados os benefícios indicam que eles seriam integralmente repassados à empresa, ou seja, não seriam compartilhados com o consumidor por meio da redução

dos custos operacionais e do aumento na exigência nos indicadores de qualidade e perdas, por exemplo. Caso esse compartilhamento ocorra, o percentual de cobertura tarifária dos ativos que viabiliza o projeto será maior.

Assim, nosso resultado indica que o arcabouço regulatório atual não é suficiente para garantir a atratividade das redes inteligentes sob a ótica do concessionário de distribuição. Ou seja, a implementação desse tipo de tecnologia não ocorrerá com o modelo regulatório atual. Nesse sentido, cabe avaliar a atratividade desse projeto sob a perspectiva da sociedade como um todo de forma que, se o resultado for positivo, haverá ganhos sociais com a implementação dos ativos, sendo necessária a flexibilização do arcabouço regulatório atual.

5.1 Análise de Sensibilidade

A análise custo-benefício está fundamentada em condições de contorno extraídas de outras referências. Dado o grau de incerteza inerente a esses valores, é fundamental a realização de análise de sensibilidade sobre os principais parâmetros de forma a avaliar a atratividade do projeto a essas oscilações (JRC (2012a)). Será realizada mantendo todas as demais premissas constantes. Os parâmetros selecionados para realização de análise de sensibilidade são:

- Cronograma de implementação dos ativos;
- Vida útil dos ativos;
- Taxa de desconto; e
- Redução anual dos custos.

5.1.1 Cronograma de implementação dos ativos

Essa avaliação considerou período de implementação de dez anos e cronograma similar ao adotado na Romênia, no qual a maior parte dos ativos é implementada ao final do ciclo, como apresentado na figura 7. Na análise de sensibilidade, consideramos outros perfis de implementação citados nesse trabalho que variam com relação ao período de implementação e/ou com relação à uniformidade do cronograma de instalação.

De forma geral, a decisão de postergar a maior parte dos investimentos para os últimos anos do ciclo acaba por reduzir o custo do projeto, em razão da curva de redução dos custos dos equipamentos. Por outro lado, como os benefícios dependem da quantidade de ativos instalados, então também são reduzidos com essa decisão.

A tabela 16 apresenta os resultados para outros 4 cronogramas de implementação, dos quais o de 13 anos com folga nas pontas está detalhado na figura 1 e o de 6 anos está apresentado na figura 3.

Cronograma	Saldo (B-C)
10 anos, Romênia (ACB)	-R\$ 309
13 anos, folga nas pontas	-R\$ 289
13 anos, uniforme	-R\$ 298
10 anos, uniforme	-R\$ 336
6 anos, França	-R\$ 414

Tabela 16 – Sensibilidade - Cronograma de Implementação (em R\$ milhões)

Os resultados mostram que, para todos os casos, o alongamento da janela de instalação e a definição de cronograma assimétrico tornam o projeto economicamente mais atrativo. Para o período de implementação de 10 anos, por exemplo, a definição de um cronograma uniforme levaria o saldo para R\$ -336 milhões, ou seja, reduziria o valor do projeto em R\$ 27 milhões.

Além disso, a tabela mostra ainda que o saldo final dessa análise poderia ser reduzido em R\$ 20 milhões assumindo período equivalente à vida útil dos medidores inteligentes (13 anos) e perfil de implementação com folga nas pontas.

5.1.2 Vida útil dos ativos

Nesse trabalho, consideramos que a vida útil dos ativos associados ao projeto é de 13 anos, levando a uma taxa de depreciação de 7,69%. Trata-se da taxa regulatória de depreciação utilizada pela ANEEL no cálculo da QRR (amortização) dos ativos. Quando analisamos outros trabalhos, observamos que a vida útil de 15 anos foi comumente empregada nas avaliações de outros países.

Assim, testamos para uma vida útil de 15 anos considerando o caso em que tanto o cronograma da concessionária quanto a taxa de depreciação regulatória são alterados. Ou seja, o intervalo entre dois ciclos de implementação passaria de 3 para 5 anos e a taxa de depreciação que atualmente é de 7,69% seria de 6,67%. A tabela 17 apresenta os resultados.

Depreciação	Saldo (B-C)
7,69%, 13 anos (ACB)	-R\$ 309
6,67%, 15 anos	-R\$ 267

Tabela 17 – Sensibilidade - Vida útil dos ativos (em R\$ milhões)

O saldo apresentado mostra que a vida útil definida tem impacto significativo no resultado. A extensão desse parâmetro em apenas 2 anos gerou uma redução de mais de 13% no saldo do projeto (R\$ 42 milhões). Dessa forma, entende-se que, caso a adoção dessas tecnologias se mostre necessária para o Brasil, é importante que esse parâmetro seja revisado antecipadamente.

5.1.3 Taxa de desconto

A taxa de desconto utilizada deve refletir a melhor rentabilidade que o investidor teria em outro ativo. Como, nesse caso, o investidor é o acionista da concessionária, então a taxa de desconto é igual à taxa de remuneração regulatória definida pela ANEEL. No trabalho, consideramos o valor vigente em dezembro de 2019, de 8,09%. Entretanto, em abril de 2020 o valor foi recalculado pela ANEEL e reduziu para 7,32%.

Cabe destacar que a taxa regulatória também é considerada no cálculo do custo anual dos ativos, já que define a remuneração de capital recebida pelo acionista. Nessa análise, alteramos o parâmetro tanto no cálculo do CAA quanto do VPL, considerando a nova rentabilidade para o segmento de distribuição. A tabela 18 apresenta os resultados.

Taxa de desconto	Saldo (B-C)
8,09% (ACB)	-R\$ 309
7,32%	-R\$ 314

Tabela 18 – Sensibilidade - Taxa de Desconto (em R\$ milhões)

Os resultados mostram que a queda na taxa de desconto reduziria ainda mais o saldo do projeto em R\$ 5 milhões.

5.1.4 Redução anual dos custos

Nessa avaliação consideramos redução de 1,5% no custo dos ativos por ano como consequência da curva de aprendizagem e dos efeitos de economia de escala inerentes ao projeto. Sobre esse parâmetro, outras referências consideraram redução de 1% e de 2% no valor dos ativos anualmente. A tabela 19 apresenta os resultados da análise de sensibilidade desse parâmetro.

Redução anual	Saldo (B-C)
1,5% (ACB)	-R\$ 309
1%	-R\$ 358
2%	-R\$ 273

Tabela 19 – Sensibilidade - Redução anual dos custos (em R\$ milhões)

As oscilações na premissa de redução anual dos custos dos ativos possuem impactos expressivos na atratividade do projeto. Caso a redução assumida fosse de 1%, conforme adotado por ANEEL (2011a), o saldo do projeto reduz em 15%. Por outro lado, caso as reduções anuais fossem de 2%, o saldo aumentaria em R\$ 36 milhões, entretanto, permaneceria negativo.

Outra premissa associada à redução dos custos se refere ao nível de saturação dos custos, valor a partir do qual o preço dos ativos não se reduz mais. Na análise, adotamos

nível de saturação equivalente a 70% do valor original do bem. A tabela 20 apresenta o saldo do projeto caso esse nível fosse de 80% e 60% do custo inicial.

Saturação dos custos	Saldo (B-C)
50% (ACB)	-R\$ 309
80%	-R\$ 329
60%	-R\$ 306

Tabela 20 – Sensibilidade - Saturação dos custos (em R\$ milhões)

A diferença nos impactos das oscilações do nível de saturação na atratividade do projeto se devem ao fato de que, no cenário original, a estacionariedade do projeto só ocorre a partir do 23º ano do fluxo (2043) no cenário original. Para o nível de saturação de 80%, o valor constante seria atingido no 14º do fluxo (2034), impactando o saldo em R\$ -20 milhões. Por outro lado, para o nível de 60%, a saturação não seria atingida nos 30 anos da análise, afetando o valor do projeto em R\$ 3 milhões.

6 Conclusão

O objetivo principal dessa dissertação foi avaliar a atratividade da implementação das redes inteligentes sob a ótica da concessionária de distribuição. Baseando no caso da Companhia Energética de Brasília (CEB), desenvolvemos uma análise custo-benefício utilizando as recomendações listadas aos países da União Europeia, apresentadas em [JRC \(2012a\)](#). A hipótese central da avaliação é de que os ativos associados às redes inteligentes não possuem reconhecimento tarifário.

As condições de contorno, os itens de custo e de benefício foram listados e valorados utilizando análises custo-benefício realizadas em trabalhos anteriores para o Brasil e para outros países. Dada a hipótese central de não reconhecimento tarifário, o valor obtido para o investimento do projeto não foi integralizado diretamente ao custo da empresa. Ao contrário, realizamos o cálculo das receitas regulatórias de capital que a concessionária receberia para esses ativos, utilizando as regras de cálculo definidas pela ANEEL.

Assim, estimamos, para cada ano, a Remuneração de Capital, a Quota de Reintegração Regulatória e o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis associados à diferença entre o CAPEX do projeto e aquele que seria realizado para a substituição dos medidores convencionais. A soma dessas contas, denominada Custo Anual dos Ativos, é o principal custo do projeto. O outro item de custo é dado pelos gastos anuais de operação e manutenção dos equipamentos, subtraídos os gastos para O&M dos ativos convencionais.

Por outro lado, os benefícios decorriam da redução das perdas não técnicas, da inadimplência, do custo operacional e da melhoria da qualidade. Para mensurá-los, utilizamos as premissas de redução de cada item verificada nas referências nacionais e internacionais, bem como dados da concessionária analisada.

Os resultados obtidos mostraram que os principais benefícios são aqueles associados à redução das perdas não técnicas (66%), dos quais se destacam a compra de energia evitada e a receita incremental associada à regularização dos fraudadores. Também foram relevantes os benefícios sobre o custo operacional da empresa, essencialmente os associados à redução do custo de leitura. No agregado, os benefícios de custos operacionais corresponderam a 22% dos benefícios totais do projeto. Os benefícios associados à qualidade e inadimplência somaram, juntos, 12% do total. No total, o valor presente de todos os benefícios do projeto foi de R\$ 689 milhões.

Por outro lado, para os itens de custo, observamos quase a totalidade dele (84%) se refere do custo anual dos ativos perdido em razão do não reconhecimento tarifário dos ativos. No total, o valor presente de todos os custos do projeto somaram R\$ 998 milhões.

O saldo final do projeto foi de R\$ -309 milhões e está coerente com o resultado das demais análises considerando apenas os benefícios atribuídos somente às distribuidoras. Assim, nessa análise identificamos que, para o contexto atual, implementação de um programa dessa magnitude traria ganhos expressivos na redução das perdas não técnicas e nos custos operacionais da concessionária. Entretanto, eles não seriam suficientes para cobrir os custos decorrentes da perda de receita de capital associada ao não reconhecimento tarifário dos ativos.

Dessa forma, caso os serviços viabilizados pelas redes inteligentes se mostrem necessárias para o consumidor de energia elétrica brasileiro e atrativas sob o ponto de vista da sociedade como um todo, há a necessidade de discussão e atuação regulatória no sentido de viabilizar essas tecnologias, tendo em vista que o modelo regulatório atual se mostra insuficiente.

Para estudos futuros, sugerimos o uso do procedimento adotado para realizar a análise para outras concessionárias; o recálculo dos custos operacionais regulatórios, das metas de perdas e qualidade, de forma a considerar o compartilhamento dos ganhos com o consumidor bem como a reavaliação das premissas adotadas na definição dos custos e dos benefícios e das fórmulas de mensuração.

Referências

ABRADEE. Contribuições à Consulta Pública ANEEL nº 03/2019. 2019.

ANEEL. Contrato de Concessão nº 66/1999-ANEEL: Para distribuição de energia elétrica que celebram a União e a CEB - Companhia Energética de Brasília. Processo nº 48500.001613/98-73. 1999.

ANEEL. Resolução Normativa nº 246, de 21 de dezembro de 2006: Estabelece a estrutura ótima de capital e o custo de capital a ser utilizado no segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica. 2006.

ANEEL. Nota Técnica n 348/2011-SRE/ANEEL: Metodologia de Tratamento Regulatório para Perdas Não Técnicas de Energia Elétrica. Processo nº 48500.006955/2007-41. 2007.

ANEEL. Nota Técnica nº 244/2008-SRE/ANEEL: Segunda Revisão Tarifária Periódica da CEB. Processo nº 48500.004327/2006-32. 2008.

ANEEL. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010.

ANEEL. Nota Técnica n 073/2011-SRD-CGA-ASS-SPG-SGE-SPE-SMA/ANEEL: Registro das atividades do Grupo de Trabalho sobre Análise de Impacto Regulatório – AIR e recomendações para implementação da metodologia na ANEEL (Anexo III - Projeto Piloto - Implantação de Medição Eletrônica em unidades consumidoras do Grupo B). Processo nº 48500.005666/2011-19. 2011.

ANEEL. Resolução Normativa nº 457, de 8 de novembro de 2011: Aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, o qual define a metodologia e os procedimentos gerais para realização do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. 2011.

ANEEL. Nota Técnica n 098/2012-SRD/ANEEL: Proposta de Resolução Normativa com base na avaliação do processo de Audiência Pública nº 43/2010, instaurada com o objetivo de coletar subsídios acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B. Processo nº 48500.005714/2009-46. 2012.

ANEEL. Resolução Normativa nº 479, de 3 de abril de 2012: Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2012.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Módulo 2, Submódulo 2.3: Base de Remuneração Regulatória. 2015.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Módulo 2, Submódulo 2.4: Taxa Regulatória de Remuneração de Capital da Distribuição. 2015.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Módulo 2, Submódulo 2.5: Fator X. 2015.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Módulo 2, Submódulo 2.6: Perdas de Energia. 2015.

ANEEL. Resolução Normativa nº 684, de 3 de fevereiro de 2015: Aprova a revisão do Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, o qual estabelece a metodologia para a definição da estrutura ótima de capital e do custo de capital a serem utilizados para cálculo das Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. 2015.

ANEEL. Nota Técnica nº 340/2016-SGT/ANEEL: Quarta Revisão Tarifária Periódica da CEB - Distribuição. Processo nº 48500.000021/2016-96. 2016.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Módulo 2, Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais. 2016.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Módulo 3, Submódulo 3.1: Procedimentos Gerais. 2016.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição, Módulo 8, Revisão 10: Qualidade da Energia Elétrica. 2017.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Módulo 7, Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais. 2017.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Módulo 2, Submódulo 2.7: Outras Receitas. 2018.

ANEEL. Nota Técnica nº 181/2019-SGT/ANEEL: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à CEB-DIS - CEB Distribuição S/A e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2019. Processo nº 48500.002115/2019-42. 2019.

ANEEL. Nota Técnica nº 27/2019 -SRM-SGT-SPE-SRD/ANEEL, de 22/02/2019. Abertura de Consulta Pública visando coletar subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio (item nº 31 da Agenda Regulatória 2018/2019). Processo nº 48500.000018/2019-15. 2019.

ANEEL. Nota Técnica nº 81/2019-SRM/SGT/ANEEL: Avaliar a necessidade de atualização dos parâmetros dos submódulos 2.2/2.2 a (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) do PRORET. Processo nº 48500.000599/2019-95. 2019.

ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.625, de 15 de outubro de 2019: Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à CEB Distribuição S/A - CEB-DIS, e dá outras providências. 2019.

ANEEL. Base de dados de perdas de energia. disponível em <<https://www.aneel.gov.br>>, no caminho Tarifas - Cálculo tarifário e metodologia - Distribuição - Perdas de energia. acessado em 20 de maio de 2020. 2020.

ANEEL. Indicadores coletivos de continuidade. disponível em <<https://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. acessado em 20 de maio de 2020. 2020.

- ANEEL. Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição. disponível em <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. acessado em 06 de maio de 2020. 2020.
- BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995: Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. *Legislação Federal*, 1995.
- BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996: Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. *Legislação Federal*, 1996.
- BRASIL. Projeto de Lei nº 2.932/2015: Dispõe acerca do Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes, e altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. 2015.
- CE. 2012/148/EU: Commission Recommendation of 9 March 2012 on preparations for the roll-out of smart metering systems. 2012.
- CEB. Relatório da Administração 2019 - CEB Distribuição. 2020.
- CEB. Relatório da Administração 2019 - Companhia Energética de Brasília. 2020.
- CEMIG. Contribuições à Nota Técnica nº 27/2019-SRM-SGT-SPE-SRD/ANEEL. 2019.
- CER, C. for Energy Regulation. Cost-Benefit Analysis (CBA) for a National Electricity Smart Metering Rollout in Ireland. 2011.
- CGEE. Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional. *Centro de Gestão e Estudos Estratégicos*, v. 16, 2012.
- COWAN, S. Price-cap regulation. *Swedish economic policy review*, Economic Council of Sweden, v. 9, n. 2, p. 167–188, 2002.
- CPFL. Contribuições à Consulta Pública nº 03/2019. 2019.
- EDP. Contribuições à Consulta Pública nº 03/2019. 2019.
- EPE, E. de P. E. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. 2020.
- ERSE. Contadores Inteligentes de Eletricidade e de Gás Natural. *Documento de Consulta Pública*, 2012.
- ERSE. Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto de 2019: Aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica. 2019.
- EUROPEIA, U. Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009. Estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade e que revoga da Directiva 2003/54/ce. *EUR-Lex*, v. 18, 2014.
- FLEGO, G. et al. Cost-benefit analysis of smart grid projects: Isernia. 2018.
- GESEL. Políticas públicas para redes inteligentes. 2016.
- JRC. Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid projects. 2012.
- JRC. Guidelines for cost-benefit analysis of smart metering deployment. 2012.

- JRC. Cost-benefit analyses state of play of smart metering deployment in the eu-27. 2014.
- JRC. Country fiches for electricity smart metering. *European Commission*, 2014.
- KEMA. Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural. Relatório 2E/G: Experiência de Outros Países. 2012.
- KEMA. Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural. Relatório 3E/G: Análise Custo-Benefício para os sectores da electricidade e do gás natural. 2012.
- LAMIN, H. Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil. 2013.
- MME. Relatório Smart Grid: Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes. 2011.
- RIVERA, R.; ESPOSITO, A. S.; TEIXEIRA, I. Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2013.
- SILVA, L. M. Contexto regulatório, técnico e as perspectivas brasileiras em Redes Elétricas Inteligentes aplicadas em concessões de distribuição. 2016.
- VITIELLO, S. et al. A smart grid for the city of Rome: a cost benefit analysis. *JRC Science and Policy Report*, 2015.