

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

ANTÔNIO CLÓVIS PACHECO NETO

Análise da Viabilidade Econômica da Medição Inteligente em Redes de
Distribuição de Energia Elétrica

São Carlos

2018

ANTÔNIO CLÓVIS PACHECO NETO

**Análise da Viabilidade Econômica da Medição Inteligente em Redes de
Distribuição de Energia Elétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Engenharia Elétrica – Ênfase
Sistemas de Energia e Automação, da Escola
de Engenharia de São Carlos da Universidade
de São Paulo, como parte dos requisitos para
obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Associada Daisy A. N.
Rebelatto

São Carlos
2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

P116a Pacheco, Antônio Clóvis Neto
 Análise da Viabilidade Econômica da Medição
 Inteligente em Redes de Distribuição de Energia
 Elétrica / Antônio Clóvis Neto Pacheco; orientadora
 Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto; coorientador
 Diogo Ferraz. São Carlos, 2018.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
 ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
 Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
 2018.

1. Medição Inteligente. 2. Distribuição. 3.
Regulação. 4. Energia Elétrica. I. Título.

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Antônio Clóvis Pacheco Neto

Título: "Análise da viabilidade econômica da medição inteligente em redes de distribuição de energia elétrica"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 06/12/2018,

com NOTA 8,0 (Oito), pela Comissão Julgadora:

*Profa. Associada Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto -
Orientadora - SEP/EESC/USP*

Profa. Assistente Luiza Maria Romeiro Codá - SEL/EESC/USP

Mestre Diogo Ferraz - Doutorando - SEP/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

DEDICATÓRIA

*À minha mãe, Rosa, meu exemplo
de resiliência.*

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e meus irmãos, que mesmo nos momentos mais difíceis, entenderam minha ausência e apoiaram a minha dedicação a este trabalho.

Aos meus amigos de São Carlos, em especial a Nathalia, Isis, Gabriel Bassan e Gabriel Pitta, que mais do que simples colegas de classe, foram amigos com quem compartilhei conhecimentos e momentos que levarei para a vida toda.

À professora Daisy e ao Me. Diogo, pelo suporte, pelas suas correções e incentivos, que me direcionaram e enriqueceram minhas análises.

Aos meus colegas da Elektro, que sempre se mostraram dispostos a compartilhar seu conhecimento, tanto durante a realização deste trabalho, quanto no meu dia-a-dia na empresa.

RESUMO

PACHECO, A. C. **Análise de Viabilidade Econômica da Medição Inteligente na Distribuição de Energia Elétrica.** 2018. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade para a implantação da medição inteligente na rede de distribuição de energia elétrica, especificamente para consumidores residenciais, em uma cidade de pequeno porte no Brasil. Por meio do levantamento das tecnologias disponíveis para a medição do consumo de energia elétrica e das vantagens operacionais trazidas ao negócio de distribuição, os custos de implantação e operação são comparados à redução de custos proporcionada. É considerado, ainda, o regime de regulação técnica e econômica que rege o setor de distribuição no Brasil e os desdobramentos das normas da ANEEL sobre novos investimentos na área de concessão por parte das distribuidoras.

Palavras-chave: Medição Inteligente, Medidores, Distribuição, Energia Elétrica, Regulação.

ABSTRACT

PACHECO, A. C. **Economic Viability Analysis of Smart Meter** in Electricity Distribution Network. 2018. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

This paper presents a study on the implementation of Smart Meters on an electricity distribution network for residential customers in a small city in Brazil. By surveying available technologies for the consumption measurements and the operational advantages brought to the distribution business, the implanting and operating costs are compared to the costs reduction provided. It also considers technical and economic regulation that rules the Brazilian distribution sector and the impacts of ANEEL's resolutions on new investments in the concession area by the distribution companies.

Keywords: Measurement, Smart Meter, Distribution, Electricity, Regulation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Partes integrantes do setor elétrico brasileiro	23
Figura 2: Número de UC's residenciais faturadas mensalmente no Brasil (em milhões).....	24
Figura 3: Classificação da receita requerida da distribuidora	30
Figura 4: Método de aferição do consumo em medidores do tipo ponteiro	33
Figura 5: Método de aferição do consumo em medidores ciclométricos	33
Figura 6: Medidor eletromecânico tipo ponteiro.....	34
Figura 7: Medidor eletrônico.....	35
Figura 8: Medidor inteligente.....	36
Figura 9: Sistema de comunicação da medição inteligente com o emprego de concentradores de dados	37
Figura 10: Entradas e saídas periódicas para fluxo de caixa.....	38
Figura 11: Método proposto para levantamento e análise de dados.....	42
Figura 12: Percentual de perdas não técnicas e perdas não técnicas regulatórias de distribuidoras com energia injetada superior a 5 milhões de MWh em 2017	44
Figura 13: Evolução dos valores anuais de investimento e respectiva remuneração	51
Figura 14: Evolução de custos e ganhos anuais	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Grupos de consumidores da distribuição e respectivos níveis de tensão	24
Tabela 2: Elementos considerados no cálculo do fluxo de caixa	46
Tabela 3: Valores de aquisição, COM e CA dos equipamentos.....	49
Tabela 4: Custos do serviço de telefonia móvel necessária à comunicação dos equipamentos	50
Tabela 5: WACC e taxa média de depreciação utilizados pela distribuidora	50
Tabela 6: Montantes de energia recuperada	52
Tabela 7: Montantes financeiros associados à recuperação de energia.....	53
Tabela 8: Custos totais com a remuneração de eletricistas	53
Tabela 9: Quantidade de atividades de corte e religação executadas em 2018	54
Tabela 10: Investimentos iniciais.....	57
Tabela 11: Custos de operação.....	57
Tabela 12: Ganhos com corte e religação remotos.....	57
Tabela 13: Ganhos com recuperação de energia	58
Tabela 14: Ganho total resultante da Remuneração de Capital.....	58
Tabela 15: Ganhos com leitura remota.....	58
Tabela 16: Fluxo de caixa do investimento.....	59
Tabela 17: Indicadores financeiros	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

UC.....	Unidade Consumidora
ANEEL.....	Agência Nacional de Energia Elétrica
RTA.....	Reajuste Tarifário Anual
RTP.....	Revisão Tarifária Periódica
kWh.....	<i>kilowatt hora</i>
CAA.....	Custo Anual dos Ativos
PDA.....	<i>Personal Digital Assistant</i>
PLC.....	<i>Power Line Communication</i>
GPRS.....	<i>General Packet Radio Services</i>
DEC.....	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
PRORET.....	Procedimentos de Regulação Tarifária
PRODIST.....	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
CapEx.....	<i>Capital Expenditures</i>
ERSE.....	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
VPL.....	Valor Presente Líquido
TIR.....	Taxa Interna de Retorno
TMA.....	Taxa Mínima de Atratividade

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	23
2.	OBJETIVO.....	26
3.	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	27
4.	REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	28
4.1	Regulação Técnica	28
4.2	Regulação Econômica.....	29
5.	TECNOLOGIAS DE MEDIÇÃO.....	32
5.1	Medidores Eletromecânicos	32
5.2	Medidores Eletrônicos.....	34
5.3	Medição inteligente.....	35
6.	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	38
6.1	Custo de Capital e Taxa Mínima de Atratividade	38
6.2	Valor Presente Líquido.....	39
6.3	Taxa Interna de Retorno	40
6.4	Payback Descontado	40
7.	METODOLOGIA	41
7.1	Viabilidade Técnica.....	41
7.2	Viabilidade Estratégica	41
7.3	Viabilidade Econômico-Financeira.....	42
7.3.1	Remuneração.....	43
7.3.2	Leitura	43
7.3.3	Perdas de Energia	43
7.3.4	Corte e Religação	45
7.3.5	Método de Cálculo	45
8.	COLETA DE DADOS	47
8.1	Cenário	47
8.2	Investimento Inicial.....	48
8.3	Custos de Operação.....	49
8.4	Ganhos e Eficiências	50
9.	RESULTADOS	56
9.1	Viabilidade Técnica.....	56
9.2	Viabilidade Estratégica	56
9.3	Viabilidade Econômico-Financeira.....	57

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS	61
REFERÊNCIAS	63
ANEXO I – Banco de Preços Referenciais (ANEEL)	66

1. INTRODUÇÃO

Com o crescimento da economia brasileira, o sistema elétrico vem sendo objeto de estudo cada vez mais relevante, dada a necessidade de energia elétrica para o desenvolvimento, desde atividades básicas até novas tecnologias em linhas de produção (LORENZO, 2002).

Parte de uma complexa estrutura, as redes de distribuição compõem um dos elementos do sistema elétrico, dividido em três principais componentes, sendo estes a geração, cujos agentes, representados pelas geradoras, são responsáveis pela transformação de outros tipos de energia, como eólica e potencial gravitacional, em energia elétrica; transmissão, em que a energia gerada pelas geradoras é transportada do local de geração aos grandes centros de consumo; e distribuição, na qual a energia transmitida até as subestações é distribuída entre os consumidores finais, caracterizados por indústrias, residências e propriedades comerciais (ABRADEE, 2018).

Figura 1: Partes integrantes do setor elétrico brasileiro



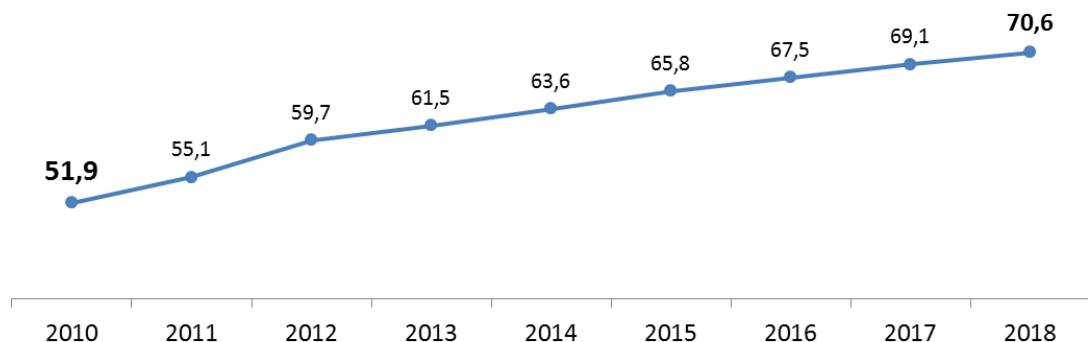
Fonte: Página “Setor Energético”. Modificado.

Todavia, as características físicas do sistema elétrico tornam economicamente inviável a operação simultânea de duas ou mais distribuidoras em uma mesma região de consumidores e por isso, a distribuição de energia elétrica constitui um monopólio natural, em que o interesse de todas as partes envolvidas no processo de distribuição é atendido através dos regimes de regulação, que preveem normas para as atividades das empresas distribuidoras, entre as quais estão a operação do sistema elétrico, os investimentos na rede e o faturamento de clientes por meio da medição de seu consumo, tarefa obstaculizada nas localidades rurais

com acessibilidade reduzida e intensa nos centros urbanos com grande número de consumidores (MACHADO, 2014).

Este faturamento deve abranger todos os clientes da área de concessão, cuja quantidade de unidades consumidoras (UC's) apresenta taxas expressivas de crescimento. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o número de consumidores residenciais faturados no Brasil teve aumento de 36% em 10 anos, passando de 51,9 milhões em janeiro de 2008 para 70,6 milhões em janeiro de 2018 (ANEEL, 2018), o que mostra a importância de processos de medição cada vez mais eficientes.

Figura 2: Número de UC's residenciais faturadas mensalmente no Brasil (em milhões)



Fonte: elaborada pelo autor.

Classificados conforme o nível de tensão de abastecimento, os clientes tem seu consumo monitorado pelas distribuidoras por meio de dispositivos instalados na entrada de cada unidade consumidora, que para a cobrança da energia consumida e dos demais componentes da fatura, devem ter seus dados consultados mensalmente.

Tabela 1: Grupos de consumidores da distribuição e respectivos níveis de tensão

Subgrupo	Tensão de fornecimento
A1	$\geq 203 \text{ kV}$
A2	$> 88 \text{ kV} \text{ e } < 138 \text{ kV}$
A3	69 kV
A3a	$> 30 \text{ kV} \text{ e } < 44 \text{ kV}$
A4	$> 2,3 \text{ kV} \text{ e } < 25 \text{ kV}$
B1	$< 2,3 \text{ kV}$ - Residencial
B2	$< 2,3 \text{ kV}$ - Rural
B3	$< 2,3 \text{ kV}$ - Demais classes
B4	$< 2,3 \text{ kV}$ - Iluminação pública

Fonte: ANEEL, 2010

Contudo, análises de investimentos no setor de distribuição devem considerar os impactos do regime de regulação sobre os deveres das distribuidoras na operação do serviço e no investimento na rede.

2. OBJETIVO

Analisar a viabilidade da implantação da medição inteligente para monitoramento do consumo para faturamento de clientes residenciais em uma cidade de pequeno porte, considerando impactos de remuneração, aumento da qualidade de serviço, redução de custos de mão-de-obra e perdas não técnicas.

Para atingir tal objetivo, são estabelecidos objetos específicos de maneira a direcionar a análise:

- a) Verificar as normas regulatórias, a disponibilidade das tecnologias de medição, funcionalidades extras e suas respectivas vantagens para a operação geral da distribuição de energia elétrica.
- b) Analisar os critérios técnicos, estratégicos e econômicos para verificação da viabilidade de implantação de medição inteligente para consumidores residenciais.
- c) Quantificar e utilizar os fatores levantados para o cálculo de indicadores conforme ferramental de análise de viabilidade econômica escolhido.

3. ESTRUTURA DO TRABALHO

O primeiro capítulo apresenta a introdução ao tema e a problemática acerca da necessidade de medição do consumo de energia elétrica na distribuição.

No capítulo seguinte, é apresentado o detalhamento dos objetivos geral e específicos do trabalho.

O quarto capítulo consiste na apresentação dos aspectos gerais da regulação técnica e econômica do sistema elétrico brasileiro e seu impacto em relação à decisão sobre novos investimentos por parte da distribuidora.

O quinto capítulo traz um levantamento das atuais tecnologias de medição, considerando os princípios de funcionamento dos equipamentos, suas funcionalidades e seus impactos sobre sua operação.

No sexto capítulo, é apresentado ferramental sobre viabilidade financeira a ser utilizado nas análises.

No sétimo capítulo, são apresentados os aspectos explorados na determinação de desembolsos e ganhos e a metodologia de cálculo.

No oitavo capítulo, são levantados os dados necessários à análise de viabilidade econômica conforme aspectos apresentados no capítulo anterior.

O nono capítulo mostra os resultados da análise de viabilidade econômica e uma breve discussão sobre a viabilidade técnica e estratégica do investimento.

O último capítulo apresenta as considerações finais sobre a análise e seus resultados, bem como oportunidades de estudos futuros.

4. REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Considerado um monopólio natural devido às limitações físicas do sistema elétrico, o mercado de distribuição de energia tem suas atividades baseadas nos regimes de regulação, compostos pelas condições de operação estabelecidas pelos órgãos reguladores. No Brasil, a prestação deste serviço aos habitantes de uma ou mais cidades (denominadas áreas de concessão) é realizada através de contratos firmados entre a ANEEL e as distribuidoras (ANEEL, 2015a).

Com duração de 30 anos, os contratos de concessão estabelecem as condições de fornecimento de energia determinando critérios de qualidade e metodologias de remuneração sobre as atividades desempenhadas através da fatura de energia elétrica a ser paga pelos consumidores.

Desta maneira, para proporcionar aos consumidores benefícios similares aos de mercados com concorrência e estimular a manutenção da qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras no Brasil, a ANEEL promove a regulação técnica e econômica da distribuição de energia elétrica.

4.1 Regulação Técnica

A regulação técnica compreende, entre outras atividades, a elaboração das regras de expansão e manutenção dos sistemas de distribuição por parte das distribuidoras, abrangendo ainda o incentivo ao investimento na eficiência de processos. Estabelece indicadores e normas que mensuram além da qualidade do serviço, a qualidade do produto e do atendimento aos clientes e prevê penalidades em caso de não cumprimento de tais critérios (ANEEL, 2016).

A qualidade do serviço compreende os parâmetros de continuidade do fornecimento como a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), indicador que mede o número de horas em média em que um consumidor fica sem energia elétrica durante um determinado período (ANEEL, 2017).

Limites de tensão em regime permanente, fator de potência e variação de frequência compõem por sua vez, são algumas das condições de fornecimento que norteiam a apuração da qualidade do produto e garantem o atendimento das necessidades dos consumidores a respeito da utilização da energia elétrica para o acionamento de equipamentos que apresentam condições específicas de funcionamento (ANEEL, 2017).

4.2 Regulação Econômica

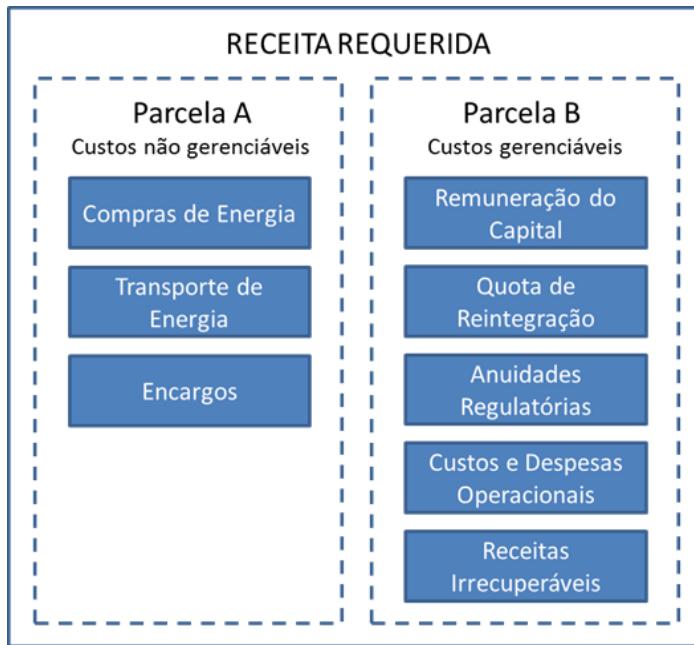
Baseada na manutenção das tarifas de consumo de energia elétrica, a regulação econômica do setor de distribuição é realizada por meio de um regime *price-cap*, baseado na determinação de um preço-teto e não somente no custo dos serviços, de maneira a assegurar a acessibilidade das tarifas pelo consumidor final, conhecida como modicidade tarifária (PIRES; PICCININI, 1998).

Para isso, o órgão regulador remunera a distribuidora pelos investimentos realizados por meio da determinação do valor da tarifa considerando ainda os ganhos de produtividade, qualidade e trajetória de custos operacionais, para permitir, conforme descrito no Submódulo 2.5 - Fator X do PRORET, a “[...] transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica” (ANEEL, 2015b).

Este processo é realizado por meio da revisão tarifária periódica (RTP) e do reajuste tarifário anual (RTA) que acontecem periodicamente, em intervalos de cinco e um ano, respectivamente. A RTP consiste no levantamento dos investimentos realizados e dos custos de operação eficiente e no estabelecimento da tarifa a ser utilizada no repasse dos gastos ao consumidor por meio da fatura. O RTA compõe o ajuste anual sobre a tarifa estabelecida na RTP, considerando inflação e depreciação dos ativos da distribuidora (ANEEL, 2008).

Nestes processos, há a classificação dos custos da distribuidora em custos gerenciáveis (determinados pelos custos da operação da distribuição) e não gerenciáveis (como compra de energia para revenda, encargos de transmissão e encargos setoriais). Assim, a ANEEL prevê a receita requerida da distribuidora, classificando seus componentes em duas parcelas e considerando técnicas de cálculo diferentes para cada um de seus componentes, apresentados na Figura 3.

Figura 3: Classificação da receita requerida da distribuidora



Fonte: Elaborado pelo autor

Todavia, neste trabalho serão considerados dois dos componentes específicos da parcela B: a Remuneração do Capital e os Custos e Despesas Operacionais, devido à pertinência destes tipos de custos à análise proposta.

A remuneração do capital consiste no montante destinado à cobertura dos investimentos realizados sobre os ativos da distribuidora, que quando considerados prudentes pela ANEEL, têm o seu desembolso repassado aos consumidores. O Manual de Contabilidade do Setor Elétrico define “prudência” como a:

[...] inclusão de certa dose de cautela na formulação dos julgamentos necessários na elaboração de estimativas em certas condições de incertezas no sentido de que ativos ou receitas não sejam superestimados e passivos ou despesas não sejam subestimados (ANEEL, 2015c).

Segundo o submódulo 2.3 do PRORET - Base de Remuneração Regulatória, a remuneração total a ser recebida pelas distribuidoras sobre os seus investimentos tem como finalidade possibilitar a reposição dos ativos depreciados por outros novos que desempenhem a mesma função e tem seu valor determinado pelo CAA (Custo Anual dos Ativos), calculado conforme a Equação 1:

$$\text{CAA} = \text{RC} + \text{QRR} + \text{CAIMI} \quad (1)$$

em que:

RC: Remuneração de Capital, incluindo remuneração líquida de capitais

QRR: Quota de Reintegração Regulatória

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

Assim, em uma análise simplificada, a remuneração a ser recebida anualmente é determinada pela remuneração do capital da base líquida (que considera a depreciação dos ativos) e o custo médio ponderado de capital; pela quota de reintegração (QRR), que utiliza a taxa média de depreciação das instalações sobre a base bruta dos ativos e pelo CAIMI, no qual são incluídos os gastos com aluguéis e veículos.

Assim, para investimentos classificados como *CapEx* (do inglês *Capital Expenditures*, ou Despesas com Bens de Capital), existe a necessidade de realização de investimentos eficientes, que resultem, por exemplo, em redução de perdas, já que há a remuneração, através da tarifa, dos investimentos prudentes e, portanto, o limite para a realização deste tipo de desembolso deve ser determinado de acordo com diretrizes estratégicas da empresa e limitações de caixa.

As despesas operacionais, cujo repasse também é previamente estabelecido, são calculadas por metodologias de benchmarking, considerando comparações dos resultados das empresas do setor (ANEEL, 2015d).

Tanto sob o ponto de vista técnico quanto econômico, a análise bibliográfica do regime de regulação vigente no setor de distribuição contribui para a denominação de regulação por incentivo, pois mostra que (1) as decisões sobre novos investimentos que aumentam a produtividade e eficácia dos processos são incentivadas a partir da penalidade em caso de não atendimento dos critérios técnicos estabelecidos; (2) os cálculos dos componentes da receita requerida podem acarretar no prejuízo às distribuidoras com gastos superiores aos previstos ou na beneficiação das distribuidoras mais eficientes, de maneira a estimular em ambos a competência na gestão da receita.

5. TECNOLOGIAS DE MEDIÇÃO

Para analisar investimentos como o objeto de estudo do presente trabalho, é necessário conhecer as tecnologias disponíveis, explorando o impacto de seu uso de acordo com os desafios da distribuição de energia e suas funcionalidades não somente sobre a medição do consumo para faturamento, mas também sobre atividades correlacionadas.

No Brasil são mais comumente utilizados três tipos de equipamentos para medição e monitoramento do consumo de energia elétrica: os medidores eletromecânicos, os medidores eletrônicos e os medidores inteligentes, alvos de estudo nesta análise.

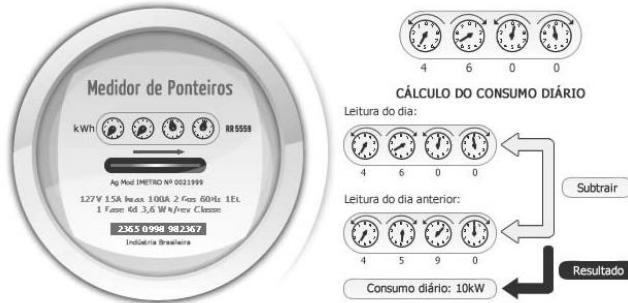
5.1 Medidores Eletromecânicos

Os medidores eletromecânicos consistem em aparelhos instalados no ponto de entrega da energia das unidades consumidoras, que podem determinar a quantidade acumulada de energia elétrica consumida em kWh (*kilowatt hora*), de maneira a permitir a determinação do consumo de cada unidade pelas distribuidoras por meio da consulta mensal dos valores indicados nos mostradores por um agente designado à leitura das medições, o leiturista.

Tais equipamentos têm seu funcionamento baseado no princípio da indução eletromagnética, que permite que a apresentação dos kWh consumidos seja realizada através de discos movimentados a partir da força resultante da exposição de um condutor percorrido por uma corrente elétrica a um campo magnético (MINGUEZ, 2017). Desta maneira, o medidor eletromecânico pode ser classificado como um motor de indução, cujo funcionamento detalhado não será abordado neste trabalho por não possuir impactos sobre os critérios considerados nesta análise de viabilidade.

A apresentação da medição ao agente leiturista depende do modelo do equipamento, podendo ser por meio de mostradores de ponteiros ou discos ciclométricos. Os medidores do tipo ponteiro consistem em relógios, representando diferentes ordens de grandeza (unidade, dezena, centena, milhar) do valor medido, com os algarismos de 1 a 9 em cada um (COELBA, 2018). Conforme apresentado na Figura 4, os ponteiros que representam a unidade e a centena giram no sentido horário, enquanto os outros giram no anti-horário, o que pode tornar a leitura menos intuitiva e mais suscetível a erros.

Figura 4: Método de aferição do consumo em medidores do tipo ponteiro



Fonte: Repositório online da COELBA Distribuidora

Os medidores do tipo disco ciclométrico por sua vez mostram a medição por meio de registrador com cinco algarismos, mostrado na Figura 5 o que pode tornar a leitura mais simples do que a realizada em medidores do tipo ponteiro.

Figura 5: Método de aferição do consumo em medidores ciclométricos



Fonte: Repositório online da COELBA Distribuidora

Sem o emprego de quaisquer circuitos eletrônicos, as interfaces dos medidores eletromecânicos têm custo relativamente menor e por isso possuem grande empregabilidade na medição do consumo dos consumidores do grupo B1 (Tabela 1), que segundo os relatórios de consumo e receita da ANEEL, compõem aproximadamente 86% do número de unidades consumidoras faturadas em janeiro de 2018 no Brasil (ANEEL, 2018).

No entanto, a ausência de sistema de transmissão de dados torna as etapas do processo de medição do consumo destes consumidores por meio de medidores eletromecânicos dependente do deslocamento e da atuação dos agentes leituras, o que consequentemente, aumenta os custos e o risco de falhas no processo.

Figura 6: Medidor eletromecânico tipo ponteiro



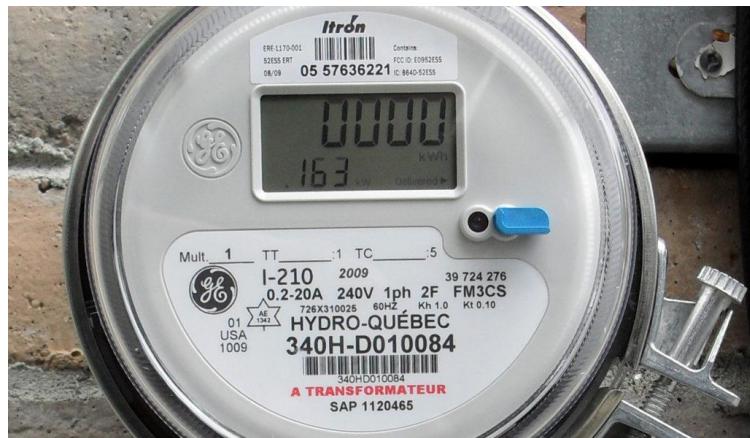
Fonte: Página da Internet “Setor Energético”

5.2 Medidores Eletrônicos

Assim como os eletromecânicos, os medidores eletrônicos também são instalados nas unidades consumidoras para medir a energia consumida, porém possuem, por sua vez, circuitos eletrônicos contendo conversores analógico-digitais que recebem e digitalizam o sinal de sensores de tensão e corrente das fases da instalação. Assim, os valores instantâneos de tensão e corrente medidos ao longo do tempo são multiplicados e integralizados para compor os valores de energia consumida pela unidade consumidora (SILVA; MEDEIROS, 2012).

Este tipo de medidor possui além de um mostrador LCD para apresentação dos valores de consumo medido ao leiturista, portas ópticas de comunicação ou dispositivos *bluetooth*, utilizadas para coletar os dados da leitura instantânea com o auxílio de PDA's (*Personal Digital Assistant*).

Figura 7: Medidor eletrônico



Fonte: Página da Internet “Eletricistas Brasil”

Desta maneira, a consulta da medição pode ser realizada a certa distância do equipamento e de forma automática, o que não exclui a necessidade de deslocamento mensal para aferição da medição, mas reduz a propensão do processo a erros de medição por parte dos agentes leituristas.

5.3 Medição inteligente

O equipamento de medição inteligente pode ser definido como:

um dispositivo de medição baseado em diferentes tipos de funcionamento (mecânico, elétrico e eletrônico) cada vez mais enriquecido com sistemas eletrônicos e recursos digitais (ANGLANI, 2011).

Tal denominação é dada aos medidores que permitem o compartilhamento de informação entre diferentes tipos de dispositivos e computadores, o que classifica como inteligentes os medidores que possuem, por exemplo, mecanismos para envio de dados de consumo ou recebimento de comandos de atuação na rede de maneira remota por meio de dispositivos de corte. Em outras palavras, estes instrumentos são capazes de receber e processar informações, permitindo respostas interativas e autônomas.

Este compartilhamento de informação pode ser realizado de inúmeras maneiras. Entre as mais utilizadas está a tecnologia de PLC (Power Line Communication), que tem seu funcionamento baseado no uso dos condutores da rede de distribuição para transmitir os dados

de medição em frequências diferentes daquela utilizada na distribuição da energia (ZHENG, 2013).

A radiofrequência, também já utilizada nos protocolos de comunicação de medidores inteligentes, permite a comunicação dos medidores entre si ou com uma torre de comunicação antes da central de coleta e monitoramento energia (NUNES et al, 2018).

Por conseguinte, a comunicação permitida pelos medidores inteligentes com as centrais de controle ou armazenamento de dados possibilita acima de tudo o registro nos servidores da informação de consumo mensal, diário e até mesmo horário, a depender da capacidade de armazenamento dos mesmos. Outras funcionalidades do medidor inteligente são os dispositivos de abertura e fechamento de chaves que possibilitam o corte e a religação remotos de clientes e sistemas de alarmes, utilizados no alerta de casos de fraude do equipamento. (ZHENG, 2013).

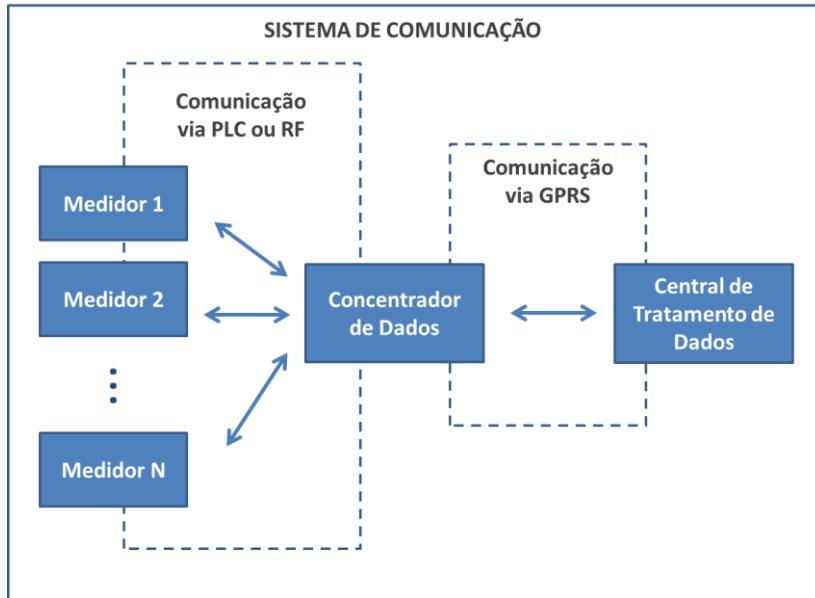
Figura 8: Medidor inteligente



Fonte: Intranet da Elektro Distribuidora

O estudo realizado pela Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE), de Portugal, propõe um modelo de comunicação na qual são utilizados concentradores de dados, responsáveis por receber os dados via radiofrequência ou PLC do medidor e enviar às centrais de armazenamento e tratamento de dados via rede de dados GPRS (*General Packet Radio Services*), cedida por operadoras de telefonia móvel (ERSE, 2012), como mostra a Figura 9.

Figura 9: Sistema de comunicação da medição inteligente com o emprego de concentradores de dados



Fonte: Elaborada pelo autor

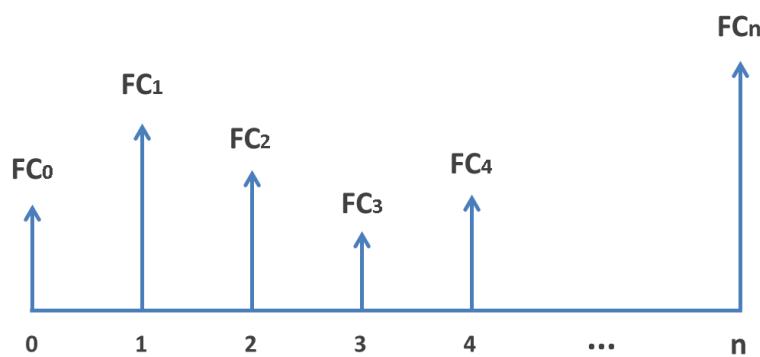
Já empregadas por distribuidoras como a CPFL Energia, tais tecnologias são utilizadas no Brasil na coleta de dados de medição de clientes do grupo A de maneira remota através de redes de comunicação baseadas em rádio frequência (CPFL, 2018). Entretanto, ainda é escasso o emprego dos medidores inteligentes em grandes blocos de consumidores do grupo B.

Portanto, esta pesquisa revela, sobretudo, uma oportunidade de investimento na distribuição que seja conveniente não somente ao processo de medição em si como também a diretrizes estratégicas da distribuição ainda não exploradas.

6. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para determinar se uma opção de investimento é financeiramente viável para uma distribuidora, é necessário avaliar a relação entre seus custos e seu retorno financeiro. Para isso, existem técnicas que envolvem o cálculo e a análise das entradas (ganhos) e saídas (custos) de caixa resultantes do investimento por um período de tempo pré-estabelecido. Ao conjunto destes montantes dá-se o nome de fluxo de caixa (GITMAN, 2010).

Figura 10: Entradas e saídas periódicas para fluxo de caixa



Fonte: Elaborada pelo autor

A partir do fluxo de caixa, é possível então quantificar a viabilidade econômica de um projeto por meio de indicadores que consideram o valor do dinheiro no tempo, tais como o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o Payback Descontado.

6.1 Custo de Capital e Taxa Mínima de Atratividade

No que diz respeito a investimentos realizados por empresas, a discussão sobre sua viabilidade econômica deve considerar o Custo de Capital das mesmas, pois o recurso investido possui custos de acordo com sua origem, seja este próprio ou de terceiros (GITMAN, 2010).

A composição e proporção deste capital, que impactarão diretamente em um maior ou menor custo de capital, dependem, entre outros fatores, das políticas de financiamento. Por isso, o resultado deste cálculo pode ser adotado como Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que representa qual é a rentabilidade mínima que um investimento precisa ter para que a empresa mantenha seu valor no mercado e para que o capital de investidores seja atraído (GITMAN, 2010).

No Brasil, a ANEEL realiza periodicamente o cálculo do Custo de Capital das empresas distribuidoras de energia elétrica para determinar as taxas de Remuneração do Capital, por meio da metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital ou WACC, do inglês Weighted Average Cost of Capital, cuja ponderação é apresentada na Equação 2 (ANEEL, 2015f).

$$r_{WACC} = \left(\frac{P}{V}\right) \cdot r_p + \left(\frac{D}{V}\right) \cdot r_d \quad (2)$$

onde:

r_{WACC} : Custo Médio Ponderado de Capital

r_p : custo do capital próprio real

r_d : custo da dívida real

P: capital próprio

D: capital de terceiros

V: soma do capital próprio e de terceiros

6.2 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) consiste na subtração dos valores de investimento iniciais do total de total de entradas e saídas do período analisado, corrigidas para a data presente a uma taxa que deve ser igual ao Custo de Capital da empresa (GITMAN, 2010).

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \quad (3)$$

em que:

FC_j : fluxo de caixa do mês j

n: número de meses considerados

i: taxa de retorno

O resultado deste cálculo é avaliado segundo ao seguinte critério de decisão:

- VPL positivo: o investimento é economicamente viável
- VPL negativo: o investimento é economicamente inviável

6.3 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno consiste em uma taxa de rentabilidade do investimento. Pode ser resumida como sendo o retorno anual a ser obtido se o montante total de entradas for igual à soma dos investimentos iniciais e dos custos, ou seja, se o VPL do investimento for igual a zero. Em termos práticos, na Equação 3, é a taxa que zera o VPL (GITMAN, 2010).

$$FC_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} \quad (4)$$

em que:

FC_0 : investimento inicial

FC_j : fluxo de caixa do mês j

n : número de meses considerados

TIR: Taxa Interna de Retorno

A taxa resultante deve então ser comparada à Taxa Mínima de Atratividade escolhida para o investimento, segundo o seguinte critério:

- TIR maior do que a TMA: o investimento é economicamente viável
- TIR menor do que a TMA: o investimento é economicamente inviável

6.4 Payback Descontado

O Payback Descontado considera o valor do dinheiro no tempo, atualiza as entradas e saídas futuras do fluxo de caixa a uma taxa igual ao Custo de Capital da empresa, trazendo os fluxos a valor presente, para então calcular o período necessário para a recuperação dos desembolsos realizados (ASSAF, 2011).

7. METODOLOGIA

Conhecido o contexto da medição inteligente no Brasil e o regime de regulação das distribuidoras, deve ser verificada a viabilidade da implementação da medição inteligente para monitoramento do consumo de energia elétrica para a distribuição. Conforme apresentado no capítulo anterior, como no Brasil, a medição inteligente já é utilizada para consumidores do grupo A, a viabilidade técnica, estratégica e por fim econômica deve ser verificada considerando neste trabalho os consumidores residenciais do grupo B.

7.1 Viabilidade Técnica

Conhecidas as técnicas e tecnologias disponíveis para a medição do consumo de energia elétrica na distribuição, é necessário verificar a viabilidade de aplicação destes no processo segundo as resoluções normativas e suas diretrizes no tocante à realização da leitura do consumo de consumidores do grupo B.

7.2 Viabilidade Estratégica

Antes de considerar a viabilidade econômica, será verificada ainda a consistência da implementação considerando a adequação ou contribuição aos objetivos traçados no planejamento estratégico de empresas de distribuição. É necessário, ainda, destacar os desdobramentos que estes fatores podem ter sobre os financeiros.

Para tanto, serão considerados os impactos, negativos ou positivos, sobre a estratégia envolvida na operação das distribuidoras, discorrendo-se sobre os mesmos a partir das limitações impostas pelo regime de regulação e as tendências do mercado.

Dado perfil de consumo dos clientes de uma distribuidora brasileira, caracterizado pelo consumo industrial (muitas vezes contínuo) e residencial (com maior concentração noturna), a curva de carga, ou seja, a disposição da demanda de capacidade na rede apresenta a concentração nos períodos em que o consumidor residencial está em casa.

No entanto, grandes quantidades de cargas simultaneamente ligadas aumentam a demanda de potência da rede nos períodos mencionados, podendo sobrecarregar transformadores ou danificar condutores e causando a interrupção do fornecimento de energia.

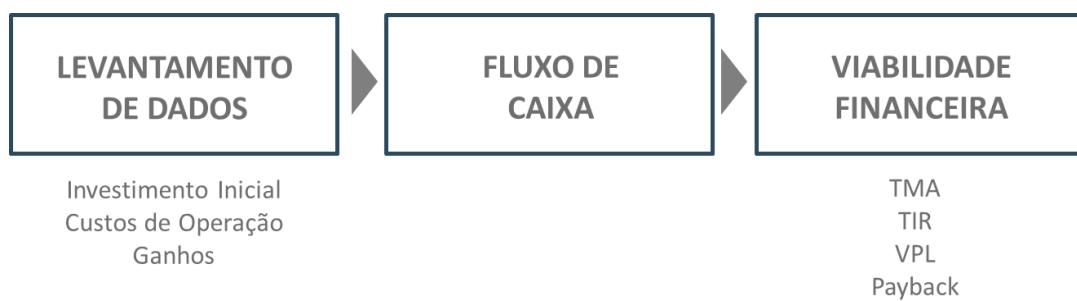
Para diminuir o impacto da concentração das cargas nos horários de pico sobre a continuidade do fornecimento, uma alternativa a ser empregada é a modalidade de tarifa branca, que consiste na cobrança diferenciada por cada período do dia. Para vigorar, esta modalidade necessita da verificação horária do consumo de energia elétrica de um cliente, para tarifar o mesmo de acordo não só com o montante de energia consumida, mas também com o período do dia em que o consumo é realizado.

Desta maneira, os medidores inteligentes podem ser de grande valia ao aumento da confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico, pois o uso da modalidade pode incentivar o consumo fora de ponta uma vez que os valores de tarifa cobrados são mais baixos quando comparados àqueles para períodos de maior consumo.

7.3 Viabilidade Econômico-Financeira

Por fim, podem ser considerados os custos e ganhos financeiros envolvidos na implementação da tecnologia em um parque já existente, de maneira a determinar o montante de investimentos a serem realizados e o respectivo retorno. Tal análise deverá incluir custos diretamente envolvidos na execução do monitoramento sem o uso da tecnologia e potenciais reduções de despesas após implementação, além dos futuros custos de operação da tecnologia utilizada, conforme fluxo da Figura 11:

Figura 11: Método proposto para levantamento e análise de dados



Fonte: elaborado pelo autor

Nos parágrafos seguintes, são abordados todos os impactos financeiros gerados pelos investimentos e considerados no cálculo do fluxo de caixa relacionado à realização do investimento.

7.3.1 Remuneração

Determinado o investimento a ser reconhecido pela ANEEL como investimento prudente, pode-se calcular a remuneração anual sobre a Base de Remuneração Regulatória, conforme apresentado no submódulo 2.3 do PRORET - Base de Remuneração Regulatória.

Assim como apresentado no capítulo 5.2, a distribuidora deve ser remunerada pelos ativos em operação até sua total depreciação a partir do custo médio ponderado estabelecido pela ANEEL e da taxa média de depreciação de ativos calculada pela distribuidora, conforme Manual de Controle Patrimonial (ANEEL, 2015g). Uma vez que os medidores constituem investimentos sobre os quais as distribuidoras podem ser remuneradas, é possível calcular o montante a ser recebido a cada ano a partir da remuneração até o momento de total depreciação dos equipamentos.

7.3.2 Leitura

Com os medidores atualmente empregados, é preciso realizar leituras mensais para faturamento dos clientes. Estas leituras são realizadas diretamente no medidor no local da instalação. Por isso, é necessário que para conhecer o consumo dos clientes, a distribuidora envie mensalmente um profissional leiturista ao local da residência de cada um destes.

Essa atividade gera um custo mensal para as distribuidoras, diretamente proporcional ao tamanho da área de concessão. O sistema de comunicação dos medidores inteligentes elimina a necessidade deste tipo de tarefa, tornando a leitura automática através do sistema de comunicação.

7.3.3 Perdas de Energia

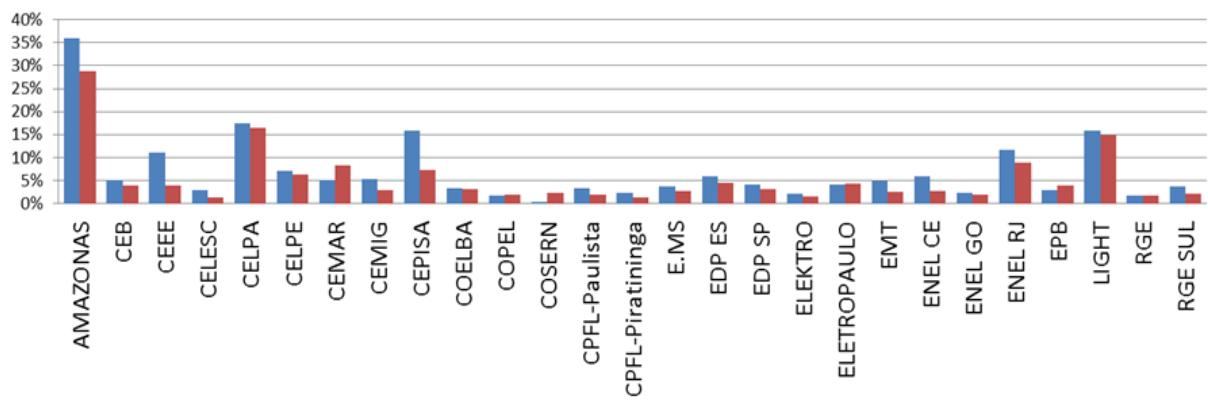
Dentre os fatores que aumentam a importância da medição, estão as perdas de energia elétrica na rede de distribuição, classificadas como técnicas e não técnicas. As perdas técnicas consistem na energia perdida nos elementos da rede devido a limitações físicas de seus componentes, como as perdas de calor por Efeito Joule nos cabos e transformadores operando “a vazio”. As perdas não técnicas (também conhecidas como perdas comerciais) são compostas pela energia consumida pelos clientes das distribuidoras, porém não faturada

devido a fraudes nos medidores ou instalações clandestinas, popularmente conhecidas como “gatos”.

Dada a quantidade de consumidores, dimensões físicas da área de concessão e limitações da tecnologia atualmente empregada na distribuição de energia, o montante referente à cobertura das perdas é incluído na remuneração. Assim como apresentado no Submódulo 2.6 - Perdas de Energia do PRORET, a ANEEL estabelece o repasse, na fatura, das perdas calculando a chamada perda técnica regulatória por meio de modelos simplificados que consideram dimensões das redes, tipos de condutores utilizados e energia fornecida às unidades consumidoras. As distribuidoras por sua vez indicam ao órgão as perdas totais da distribuição e a diferença entre estas e as calculadas pela ANEEL são classificadas como perdas não técnicas (ANEEL, 2015e).

As perdas não técnicas também são repassadas para o consumidor, no entanto, este repasse é limitado de maneira a incentivar a eficiência das distribuidoras no combate às irregularidades. A Figura 12 mostra o percentual de perdas não técnicas (calculadas a partir das perdas totais subtraídas das perdas técnicas regulatórias) e as perdas não técnicas regulatórias, repassadas ao consumidor.

Figura 12: Percentual de perdas não técnicas e perdas não técnicas regulatórias de distribuidoras com energia injetada superior a 5 milhões de MWh em 2017



Fonte: ANEEL (2018)

É possível realizar a melhoria da rede de maneira a diminuir as perdas técnicas, no entanto, outra ferramenta para que haja o maior repasse do percentual de perdas aos consumidores é a diminuição das perdas não técnicas através da verificação e correção de irregularidades.

Assim, a verificação de irregularidades será abordada dado o potencial de recuperação de energia pela distribuidora, nomenclatura dada à energia novamente faturada a partir da constatação de fraudes em sistemas de medição, por exemplo (PENIN, 2008). Para isso, será

realizado o cálculo do potencial de recuperação de energia recuperada através da instalação de medidores que possibilitem a busca e o rastreio de irregularidades de maneira remota através de alarmes contra violação.

7.3.4 Corte e Religação

Para lidar com a inadimplência dos clientes no pagamento das faturas, as distribuidoras podem adotar medidas de interrupção do fornecimento de energia para tais clientes, como previsto na Resolução Normativa 414 da ANEEL, realizando o corte do cliente em sua residência e permitindo a religação somente com a quitação dos débitos do cliente (ANEEL, 2010).

No entanto, para tomar tal medida, é necessário o deslocamento de equipes, que está sujeito à acessibilidade do local e que incorre em custos operacionais às distribuidoras. Por isso, a operação remota nos procedimentos de corte e religação contribui não só para a diminuição da inadimplência como também dos custos operacionais envolvidos na tratativa da situação.

7.3.5 Método de Cálculo

Cada impacto financeiro do projeto é determinado para que seja possível o cálculo do fluxo de caixa relacionado ao investimento, por meio da soma resultante das entradas e saídas em cada período, que possibilitam mensurar o saldo resultante ao longo do tempo.

Conhecidos os aspectos impactados pela implantação, é possível definir a os elementos do fluxo de caixa para análise da viabilidade do investimento. Neste fluxo deverão ser considerados os desembolsos com o investimento inicial, os custos de operação do processo de medição e os ganhos obtidos nos processos beneficiados de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2: Elementos considerados no cálculo do fluxo de caixa

Elemento do fluxo	Dados mensuráveis
Investimento inicial	Custos do dispositivo de medição Custos da rede de comunicação
Custos de operação	Custos de operação da comunicação Custos da leitura presencial da medição
Ganhos	Custos de corte e religação Recuperação de energia Remuneração de Capital

Fonte: Elaborada pelo autor

O primeiro passo da análise será a determinação da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), de maneira a definir uma referência de retorno para investimentos realizados por distribuidoras de energia elétrica no Brasil em seus parques. Como estas empresas podem se financiar de capital próprio ou de terceiros, é necessário considerar o custo de cada tipo de capital ao determinar as expectativas de retorno aos investidores.

Considerando estes aspectos assim como a influência das determinações dos órgãos regulatórios sobre os investimentos no setor, neste trabalho a determinação do Custo de Capital seguirá o método proposto pela ANEEL, no cálculo do WACC, sendo esta a TMA escolhida para o setor.

Estabelecido este parâmetro, será realizado o cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR), que representará a taxa de retorno do investimento durante o período de depreciação dos medidores e concentradores, em que ainda há remuneração sobre os medidores instalados.

Além da TIR, será determinado o Valor Presente Líquido (VPL) do investimento, adotando como taxa para correção dos valores para o presente, o custo médio de capital para empresas de distribuição calculado pela ANEEL (WACC).

Por fim, a análise será complementada pelo cálculo do *Payback* descontado, considerando períodos necessários à instalação da totalidade dos ativos e de sua total depreciação, uma vez que há remuneração destes ativos durante este período. No cálculo, os elementos do fluxo de caixa para cada ano são trazidos para o presente utilizando-se o WACC para que seja determinado o saldo resultante do investimento e o tempo necessário para que ele seja maior ou igual a zero.

8. COLETA DE DADOS

Conforme citado anteriormente, o fluxo de caixa no período escolhido será determinado pelas saídas e entradas, nesta análise, representadas pelos desembolsos e custos evitados, respectivamente. Assim, se faz necessário determinar a magnitude de cada elemento do fluxo a partir dos aspectos do negócio de distribuição de energia levantados no capítulo 7.3 para períodos de um ano.

8.1 Cenário

Para o cálculo de cada uma das variáveis, foi elaborado um cenário considerando o perfil das cidades atendidas pela empresa de distribuição Elektro Redes. A fim de conservar a conformidade do cenário com os dados cedidos pela distribuidora para esta análise foi verificado o número de habitantes e o IDH médio das cidades da área de concessão, visto que variáveis do fluxo de caixa estão relacionadas ao nível de inadimplência dos clientes, por exemplo. O cenário foi então escolhido determinando-se aquele com o menor desvio entre seu número de habitantes e o IDH e as médias da distribuidora, conforme a fórmula 5:

$$\Delta_{\text{Total}} = \Delta_{\text{Hab}} \cdot 0,6 + \Delta_{\text{IDH}} \cdot 0,4 \quad (5)$$

em que:

Δ_{Total} : Desvio total

Δ_{Hab} : Diferença entre o número de habitantes e a média

Δ_{IDH} : Diferença entre o IDH e a média

Assim, partindo da lista de cidades da área de concessão, foi escolhido como cenário para a instalação dos medidores inteligentes o município de Conchal-SP, que possui aproximadamente 27.820 habitantes. Para determinar o número de UC's do cenário, foi utilizada uma taxa de 2,5 habitantes por UC (conforme média da distribuidora), o que resultou em um número de 11.128 UC's. A partir do número de UC's total na área de concessão da Elektro, que chega a aproximadamente 2,5 milhões, é possível afirmar também que o cenário corresponde a cerca de 0,45% do parque total da distribuidora.

Conforme apresentado na Tabela 2, os desembolsos são compostos pelos custos com a compra e instalação de medidores e concentradores de dados e operação da comunicação dos equipamentos, sendo os primeiros classificados como custos de aquisição de ativos e o último como custo operacional adicional, a ser calculado para cada ano da análise, assim como os demais elementos.

8.2 Investimento Inicial

A determinação dos custos com a aquisição dos medidores inteligentes foi realizada por meio de consulta a fornecedores nacionais, considerando especificação dos equipamentos que cumpram todas as funções descritas no capítulo 7.3. Desta maneira, foi considerado para esta análise um valor de R\$ 155,00 para a compra do medidor inteligente.

Devido à necessidade de elaboração de projetos cuja complexidade fogem ao escopo desta análise para orçamentos diretamente com fornecedores, os custos com a aquisição dos concentradores foram calculados a partir de consulta ao estudo do caso da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), de Portugal, no qual foi empregado um concentrador para cada cem medidores. O preço de compra apresentado em 2012 foi de 1.200,00 € por concentrador (ERSE, 2012). Tal valor foi corrigido a partir do preço do euro em 2012 (R\$ 2,30) e do IPCA acumulado de 2012 a 2018, chegando a um total de R\$ 4.049,90 por equipamento.

Conhecidos os valores de aquisição dos componentes principais, foi consultado o banco de preços referenciais estabelecido pela ANEEL, na nota técnica nº 71/2015, que determina a dimensão de custos adicionais (CA), que “compreendem os custos necessários para a colocação do bem em operação e deve ser composto dos custos do projeto, gerenciamento, montagem e frete” e de custos de componentes menores (COM), determinado pelo “conjunto de componentes fixos vinculados a um determinado padrão construtivo, como por exemplo: cabos de controle” (ANEEL, 2015h). O Anexo I traz estes dois componentes do custo para cada tipo de equipamento, a serem somados ao valor de aquisição para determinar o valor total dos investimentos, conforme Tabela 3.

Tabela 3: Valores de aquisição, COM e CA dos equipamentos

Equipamento	Observação	Custo Aquisição Corrigido	COM	CA	Custo Total Equipamento	Custo Total para o Cenário	Investimento Total
Medidor	Custo orçado com fornecedores nacionais.	R\$ 155	R\$ 24	R\$ 98	R\$ 277	R\$ 3.079.897	
Concentrador	Um concentrador de dados para cada cem medidores, segundo levantado em Euros para o estudo de caso da ERSE (2012).	R\$ 4.050	R\$ 180	R\$ 499	R\$ 4.729	R\$ 526.210	R\$ 3.606.106

Fonte: Elaborada pelo autor

8.3 Custos de Operação

Os custos de operação considerados no estudo referem-se ao desembolso necessário para a operação do sistema de comunicação escolhido. A pesquisa no mercado brasileiro dos preços deste tipo de serviço é complexa e dificultada pela confidencialidade de contratos e competitividade entre os fornecedores do serviço.

Desta maneira, assim como os custos do concentrador, para o cálculo deste elemento do fluxo de caixa, foi estimada uma tarifa a ser paga no contrato de um pacote de dados GPRS entre o concentrador e a central da distribuidora, a partir do estudo de caso da ERSE, que apresentou em 2012 um custo anual de 10 € para cada UC (ERSE, 2012). Este valor também foi corrigido através da conversão da moeda e do IPCA acumulado, o que retornou um valor de R\$ 409,44 ao ano por UC. Os valores são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4: Custos do serviço de telefonia móvel necessária à comunicação dos equipamentos

Serviço	Observação	Custo por mês para cada UC levantado (2012)	Custo por mês para cada UC corrigido (2018)	Custo por ano para cada UC (2018)
Pacote de dados GPRS	Um concentrador de dados para cada cem medidores. Levantado em Euros para o estudo de caso da ERSE (2012).	10 €	R\$ 34,12	R\$ 409,44

Fonte: Elaborada pelo autor

8.4 Ganhos e Eficiências

Uma vez calculados os desembolsos, se faz necessário o cálculo dos custos evitados já relacionados na Tabela 2, que representam as entradas do fluxo de caixa ao longo do período escolhido. Assim como as saídas representadas pelos custos de comunicação, as entradas são determinadas para cada ano de operação.

Desta maneira, são considerados o WACC antes dos impostos calculados para a Quarta Revisão Tarifária Periódica da ANEEL e a taxa média de depreciação calculada e informada pela Elektro (conforme previsto no Manual de Controle Patrimonial) para compor a parcela anual de remuneração sobre os investimentos considerados, conforme Tabela 5.

Tabela 5: WACC e taxa média de depreciação utilizados pela distribuidora

Taxa	Observação	Valor
$WACC_{PRÉ}$	WACC antes do Imposto de Renda. Determinado pela ANEEL	12,26%
$WACC_{PÓS}$	WACC depois do Imposto de Renda. Determinado pela ANEEL	8,09%
δ	Taxa média de depreciação da distribuidora. Calculada e informada pela Elektro	3,88%

Fonte: Elaborada pelo autor

Dessa forma, é possível calcular remuneração obtida para os investimentos até que os ativos instalados estejam completamente depreciados, considerando por fim, uma alíquota de

34% de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) sobre o valor remunerado, conforme apresentado na Equação 6, obtida a partir da Equação 1.

$$RA = (1 - IR) \cdot (BRR_L \cdot WACC_{PRÉ} + BRR_b \cdot \delta) \quad (6)$$

em que:

RA: Remuneração anual

BRR_L: Base de ativos líquida (com depreciação)

WACC_{PRÉ}: Custo médio ponderado de capital antes dos impostos

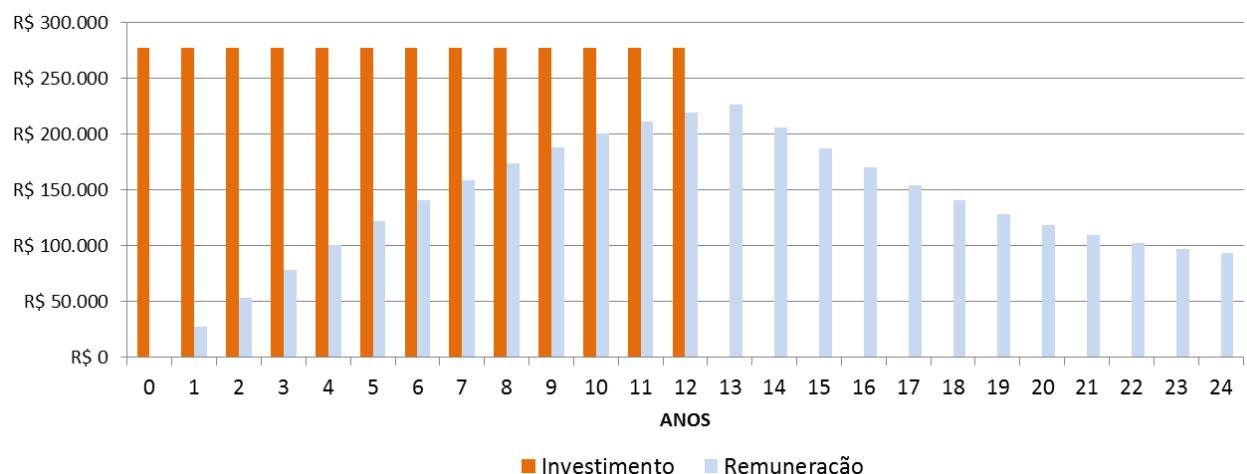
BRR_B: Base de ativos bruta

δ : Taxa média de depreciação da distribuidora

IR: Alíquota do imposto de renda

No caso dos medidores inteligentes, os investimentos devem ser remunerados por um período 13 anos a partir de sua instalação, referente ao tempo em que ocorre a completa depreciação dos medidores e concentradores. Por isso, para a análise em questão, os investimentos totais devem ser realizados durante um período de 13 anos, o que assegura que medidores antigos não serão retirados antes de sua total depreciação e que a capacidade das equipes de trabalho seja suficiente para a instalação de todos os medidores. Com isso, conforme depreciação e taxas de remuneração, foi calculada a remuneração esperada para um período de 24 anos após o inicio dos investimentos, apresentada na Figura 10.

Figura 13: Evolução dos valores anuais de investimento e respectiva remuneração



Fonte: Elaborada pelo autor

A partir do levantamento realizado pela ANEEL no Segundo Ciclo de Revisão Tarifária, os custos evitados com a leitura presencial dos medidores nesta análise foram calculados usando-se o custo anual da leitura de uma UC de R\$ 10,33, corrigido conforme IPCA acumulado (LEITE, 2013). Logo, para os ganhos advindos dos desembolsos anualmente evitados com leitura presencial, tem-se o montante de R\$ 199.413,76 para o cenário escolhido.

O cálculo dos custos evitados com fraudes do sistema de medição foi realizado a partir dos números de recuperação de energia já realizados pela Elektro no ano de 2017 e dos valores de perdas não técnicas na distribuidora, informados pela ANEEL. Para isso, foi o calculado o percentual de energia que em 2017 foi recuperada a partir da regularização de fraudes com medidores.

Em seguida, foi verificado o montante total de perdas técnicas reconhecidos pela ANEEL e com base no percentual encontrado, foi estimando quantos MWh seriam reconhecidos pela ANEEL em perdas causadas por medidores fraudados. Por fim, a diferença entre o montante de energia já recuperado e o total de perdas não técnicas originadas por fraudes em medidores foi considerada como sendo a energia recuperada a partir da instalação dos medidores inteligentes, que multiplicada pela tarifa média da distribuidora de R\$ 172,57 informada pela ANEEL, resulta no montante financeiro recuperado anualmente de R\$ 49.080 (ANEEL, 2018).

Tabela 6: Montantes de energia recuperada

Energia Recuperada 2017 Total (MWh)	Energia Recuperada 2017 correspondente a Fraudes (MWh)	Percentual correspondente a Fraudes	Perdas Não Técnicas Reconhecidas pela ANEEL 2017 (MWh)	Perdas Totais por Fraude Estimadas	Perdas ainda Não Recuperadas por Ano
126.637	35.071	28%	357.349	98.966	63.895

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 7: Montantes financeiros associados à recuperação de energia

Montante Financeiro Associado Total	Montante Financeiro Associado ao Cenário
R\$ 11.026.321	R\$ 49.080

Fonte: Elaborada pelo autor

O ganho em operações de corte e religação de clientes inadimplentes foi calculado a partir dos dados de realização dessas atividades em 2018 informados pela Elektro. A distribuidora compartilhou o número de homem hora desprendido com a execução de serviços de corte e desligamento de janeiro a setembro de 2018. Realizada a previsão de realização para os próximos meses do ano, foi considerado o custo de cada homem hora, calculado a partir dos custos totais de um funcionário na função de eletricista determinados após pesquisas de mercado para determinar os custos totais da Elektro com a atividade no ano, cujo salário base é de R\$ 1.695,00 (GUIA DA CARREIRA, 2018), considerando também os encargos trabalhistas. Este custo foi então calculado proporcionalmente à quantidade de UC's do cenário escolhido, como mostra a Tabela 9.

Tabela 8: Custos totais com a remuneração de eletricistas

Tipo de custo	Valor	Custo Total Eletricista Mensal	Horas trabalhadas no Mês	Custo do Homem Hora
Salário	R\$ 1.695,20			
Férias (11,11%)	R\$ 188,34			
13º Salário (8,33%)	R\$ 141,21			
FGTS (8%)	R\$ 135,62	R\$ 3.007,96	160	R\$ 18,80
INSS (20%)	R\$ 339,04			
Insalubridade (30%)	R\$ 508,56			

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 9: Quantidade de atividades de corte e religação executadas em 2018

Operação	Observação	Quantidade de Serviços Executados de Jan a Set de 2018 (HH)	Serviços Executados Anualizados 2018 (HH)	Custo Total com os Serviços	Custo para o Cenário
Corte e religação de clientes inadimplentes	Quantidade de serviços informada pela Elektro para o ano de 2018	124.825	166.433	R\$ 3.128.897	R\$ 13.927

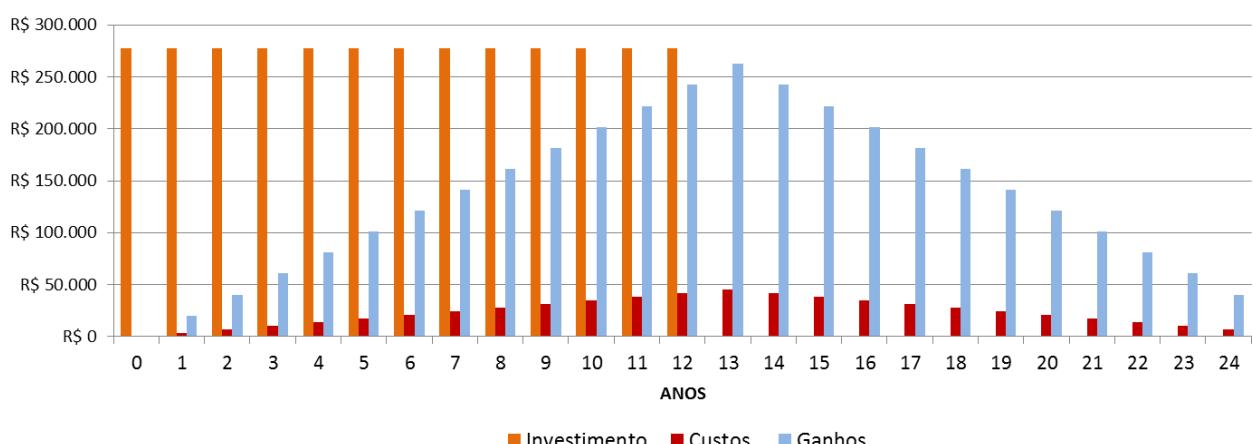
Fonte: Elaborada pelo autor

Por fim, para realizar o cálculo do fluxo de caixa, foi necessário considerar a evolução dos ganhos e custos levantados ao longo do tempo, visto que a cada ano, são instalados 7,69% da quantidade total de medidores para a qual os ganhos foram calculados. Dessa forma, foi adotado um crescimento dos ganhos e despesas totais à mesma taxa, até se atingir o valor calculado, com a instalação de 100% dos medidores, depois de 13 anos.

Contudo, é necessário considerar a vida útil dos medidores inteligentes e dos concentradores, que segundo o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, devem ter o correto funcionamento garantido por 13 anos, o que implica na redução dos ganhos depois deste período para cada lote de medidor instalado.

Assim, para garantir a validade da análise, os ganhos serão decrescidos a partir do 13º ano de investimento, visto que os primeiros medidores instalados irão ter sua completa depreciação.

Figura 14: Evolução de custos e ganhos anuais



Fonte: Elaborada pelo autor

Na Figura 14, pode-se notar então a evolução dos custos operacionais e dos ganhos do investimento, que crescem a medida que novos equipamentos são instalados e reduzem a quando estes chegam ao final da útil.

9. RESULTADOS

9.1 Viabilidade Técnica

Em consulta aos procedimentos publicados pela ANEEL sobre a medição do consumo de energia, foi verificado que os requisitos impostos pela regulação técnica da distribuição no Brasil são contemplados pelos medidores inteligentes.

Quanto à leitura, o módulo 5 do PRODIST – Sistemas de Medição, especifica que todos “todos os sistemas de medição devem permitir a aquisição de leituras locais, por um leiturista ou de forma remota” pelas distribuidoras, permitindo que as distribuidoras escolham, no caso do grupo B, como será realizada a aquisição dos dados.

No mesmo módulo, também é estabelecida a obrigatoriedade de disponibilização de um mostrador eletrônico ou analógico, para leitura local dos consumidores, até mesmo no caso da medição centralizada, nos quais são empregados os concentradores de dados considerados nesta análise.

A consulta permitiu ainda verificar uma tendência para a medição remota do consumo de energia elétrica, visto que para clientes do grupo A, já é determinada a obrigatoriedade de disponibilização online destes dados em tempo real.

9.2 Viabilidade Estratégica

Os impactos abordados no estudo permitiram identificar também a compatibilidade deste tipo de investimento com estratégias das distribuidoras para a melhoria de serviços, uma vez que a maior disponibilidade de dados sobre o consumo dos clientes permite o melhor diagnóstico das condições de fornecimento e a personalização dos serviços de acordo com diferentes perfis de consumo.

A modernização tarifária, que desponta como tendência no mercado de distribuição de energia internacional (SMART GRID FORUM, 2018), também é viabilizada pela medição inteligente, que permite a determinação do consumo horário de cada consumidor e portanto, seu faturamento de acordo com tarifas horárias.

É importante ressaltar ainda que a viabilidade da aplicação deste tipo de tecnologia depende, sobretudo, de normas de regulação que incentivem os investimentos em telecomunicações e assegure o reconhecimento de sua prudência pela ANEEL, permitindo a remuneração deste tipo de ativo.

9.3 Viabilidade Econômico-Financeira

Para o cálculo dos indicadores financeiros utilizados, foi determinado o fluxo de caixa para um período de 25 anos, tempo necessário para que haja a completa depreciação de todos os ativos instalados. O investimento e os custos de operação, que compõem as saídas do fluxo, são apresentados nas Tabelas 10 e 11.

Tabela 10: Investimentos iniciais

Equipamento	Custo por UC	Custo Total
Medidor	R\$ 155	R\$ 1.724.840
COM Medidor	R\$ 24	R\$ 265.069
CA Medidor	R\$ 98	R\$ 1.089.988
Concentrador	R\$ 40	R\$ 450.673
COM Concentrador	R\$ 2	R\$ 20.039
CA Concentrador	R\$ 5	R\$ 55.498
Investimento Total	R\$ 324	R\$ 3.606.106

Fonte: elaborada pelo autor

Tabela 11: Custos de operação

Serviço	Custo Anual	Custo Anual Total
Plano GPRS por concentrador	R\$ 4,09	R\$ 45.562,48

Fonte: elaborada pelo autor

As entradas do fluxo, determinadas pelos custos evitados, são apresentadas nas Tabelas 12, 13, 14 e 15.

Tabela 12: Ganhos com corte e religação remotos

Serviço	HH	Custo
Corte e Religação - ACM SET 2018	124.825	R\$ 2.346.673
Estimativa Anual	166.433	R\$ 3.128.897
Estimativa Anual - Cenário	741	R\$ 13.927

Fonte: elaborada pelo autor

Tabela 13: Ganhos com recuperação de energia

Dado	Montante Anual (MWh)	Custo Anual
Energia recuperada em 2017	126.637	R\$ 21.853.663
Energia recuperada em 2017 - Fraudes	35.071	R\$ 6.052.272
Perdas Reconhecidas	357.349	R\$ 61.667.717
Perdas por Fraude estimadas	98.966	R\$ 17.078.593
Energia a Recuperar	63.895	R\$ 11.026.321
Energia a Recuperar - Cenário	284	R\$ 49.080

Fonte: elaborada pelo autor

Tabela 14: Ganho total resultante da Remuneração de Capital

Ganho	Montante Total
Remuneração	R\$ 3.412.963

Fonte: elaborada pelo autor

Tabela 15: Ganhos com leitura remota

Serviço	Custo Anual por UC	Custo Anual Total
Leitura de medidor	R\$ 17,92	R\$ 199.414

Fonte: elaborada pelo autor

A Tabela 10 mostra os resultados distribuídos ao longo dos anos conforme a taxa de instalação e depreciação dos equipamentos instalados, resumidos sem correção para o valor presente. O fluxo em cada ano é apresentado considerando a soma de todos os ganhos obtidos com despesas evitadas (valores positivos) a cada parcela do investimento, aos custos com operação (valores negativos).

Tabela 16: Fluxo de caixa do investimento

Ano	Fluxo de Caixa
	Ano
0	-R\$ 277.393
1	-R\$ 232.889
2	-R\$ 190.112
3	-R\$ 149.061
4	-R\$ 109.737
5	-R\$ 72.139
6	-R\$ 36.268
7	-R\$ 2.124
8	R\$ 30.294
9	R\$ 60.985
10	R\$ 89.950
11	R\$ 117.188
12	R\$ 142.700
13	R\$ 443.877
14	R\$ 406.477
15	R\$ 370.803
16	R\$ 336.856
17	R\$ 304.635
18	R\$ 274.141
19	R\$ 245.374
20	R\$ 218.333
21	R\$ 193.018
22	R\$ 169.430
23	R\$ 147.569
24	R\$ 127.435

Fonte: Elaborada pelo autor

A partir do fluxo de caixa apresentado, foi calculada a TIR conforme a Equação 3, que retornou um valor de 9,22% para o período selecionado (em que ainda há remuneração sobre os ativos instalados).

O cálculo do Valor Presente Líquido para o investimento foi realizado considerando como taxa o WACC de 8,09% após impostos estabelecido pela ANEEL (conforme Tabela 5) para empresas do setor de distribuição de energia elétrica. Assim, foi possível verificar um VPL de R\$ 141.029.

Por fim, o cálculo do *Payback* descontado foi realizado a partir do cálculo do Valor Presente do fluxo de cada ano, o que possibilitou verificar que o retorno total dos investimentos é alcançável a partir do 13º ano. Os resultados encontrados são mostrados na Tabela 17:

Tabela 17: Indicadores financeiros

Indicador	Resultado	Observação
VPL	R\$ 141.029	Valor Positivo: indica investimento viável
TIR	9,22%	Valor maior do que a TMA: indica investimento viável
Payback Descontado	13 anos	

Fonte: Elaborada pelo autor

Determinados os indicadores financeiros, é necessário estabelecer os limites de aplicação destes resultados, visto que tais valores estão diretamente relacionados às taxas anuais de inadimplência e furto de energia informados pela distribuidora consultada, tornando a análise bastante apropriada para cidades de pequeno porte.

Uma vez que em grandes centros urbanos, em que há, por exemplo, bairros com moradias irregulares, podem haver proporções diferentes entre o número total de clientes e as ocorrências de furto de energia, a aderência destes resultados fica condicionada a cenários cujas taxas de inadimplência e furto de energia sejam próximas às encontradas na área de concessão neste trabalho estudada.

Todavia, próximos passos podem envolver a determinação de relações entre os índices de irregularidades e localidade, número de habitantes e índice de desenvolvimento humano, permitindo a correção de tais taxas para cenários com perfis mais diversificados.

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O cálculo permitiu determinar um VPL com valores positivos e uma TIR maior do que o custo médio ponderado adotado pelas distribuidoras brasileiras, o que indica a viabilidade do investimento considerando os impactos levantados, sobretudo por estarem presentes na análise os ganhos com a remuneração dos ativos instalados na rede, promovida pela regulação do país. Este resultado ilustra o incentivo às distribuidoras para investimentos na rede, que tendem a beneficiar os clientes e diminuir os efeitos do monopólio natural do setor, simulando os benefícios de um mercado com concorrência.

Todavia, é necessário estabelecer critérios de priorização de investimentos utilizando conceitos como os abordados neste estudo, levantando impactos e ganhos secundários do investimento, de maneira a atrelar à remuneração sobre ativos instalados, os benefícios gerados pelos mesmos para a operação da distribuidora.

O cálculo do *Payback* descontado mostrou tempo de retorno relativamente alto quando comparado a outros investimentos disponíveis no mercado. No entanto, devem-se considerar os desafios do setor elétrico no Brasil, que vem apresentando uma modernização em seus processos, principalmente no âmbito de redes inteligentes, que já são objetivos de grandes investimentos no exterior.

Neste sentido, este estudo propõe uma reflexão sobre os maiores ofensores à viabilidade deste tipo de investimento, caracterizados, por exemplo, por altos custos com a comunicação e envio de dados. Isso mostra a necessidade de novos investimentos que ampliem a autonomia da distribuidora neste tipo de tarefa, como redes particulares de telefonia.

Além dos ganhos quantificados neste estudo, o emprego de tarifas horárias por meio dos medidores inteligentes pode reduzir a necessidade de investimentos que aumentem a capacidade da rede. A distribuição da demanda ao longo do dia pode reduzir a demanda máxima em determinados dias, eliminando a necessidade de investimentos que visem, por exemplo, o aumento da potência de transformadores (subutilizados nos períodos em que a demanda é menor). Logo, futuros estudos podem abordar ainda o cálculo do desembolso com a manutenção da confiabilidade da rede, que pode ser reduzido e substituído por ações com retornos financeiros e operacionais maiores.

Considerando a magnitude encontrada para cada indicador é necessário ainda fazer uma análise crítica acerca da atratividade geral do investimento, de maneira a reforçar a motivação para investimentos em medição inteligente.

Para tanto, podem ser considerados os resultados das análises de viabilidade técnica e estratégica, que neste trabalho mostraram, respectivamente, a adequação dos medidores inteligentes às normas de medição estabelecidas pela ANEEL (assegurando, por exemplo, contingência em caso de indisponibilidade da rede de comunicação por meio da leitura convencional, que ainda é possível nos medidores inteligentes) e a convergência das funcionalidades deste tipo de equipamento com as tendências do setor elétrico.

Tais tendências simbolizam, por fim, ganhos não só para as distribuidoras, como também para os consumidores, visto que a disponibilização dos dados de consumo via redes de telecomunicações possibilita o diagnóstico mais rápido de falhas na rede e a consulta *online* (a depender de investimentos extras em estruturas de Tecnologia da Informação) do consumo em tempo real por cada cliente, aumentando a consciência deste sobre o consumo eficiente de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. Redes de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.abradee.com.br/setor-eletro/rede-de-energia-eletrica>>. Acesso em 21 de junho de 2018.

ANEEL. Cartilha por Dentro da Conta de Luz - Informação de Utilidade Pública. Brasília, 2008.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA 414/2010 - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. 2010.

ANEEL. Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em 8 de junho de 2018.

ANEEL. Contratos de Concessão. 2015. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/contratos1>>. Acesso em 8 de junho de 2018.

ANEEL. Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. 2015.

ANEEL. PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária. Módulo 2 - Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 2.2A - Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis. 2015.

ANEEL. PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária. Módulo 2 - Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 2.5 - Fator X. 2015.

ANEEL. PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária. Módulo 2 - Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 2.6 - Perdas de Energia. 2015.

ANEEL. Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica. 2015

ANEEL. Manual do Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. 2015. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b>. Acesso em 20 de outubro de 2018.

ANEEL. Base de Remuneração Regulatória – Banco de Preços Referenciais. 2015. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_71-2015_brr.pdf>. Acesso em 10 de outubro de 2018

ANEEL. Regulação dos Serviços de Distribuição. 2016. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>>. Acesso em 8 de junho de 2018.

ANEEL. PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8. 2017.

ANEEL. Metodologia de Cálculo Tarifário da Distribuição. Receiras Irrecuperáveis. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/receitas-irrecuperaveis/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em 3 de junho de 2018.

ANGLANI et al. Energy Smart Meters Integration in Favor of the End User. University of Pavia, Italy, 2011.

ASSAF NETO, Alexandre; LIMA, Fabiano Guasti. Curso de administração financeira. São Paulo: Atlas, 2011.

ERSE. Contadores Inteligentes de Eletricidade e Gás Natural. Documento de Consulta Pública. 2012. Disponível em http://www.erne.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/40_1/Contadores_Inteligentes_eletricidade_gas_CPublica_15052012.pdf. Acesso em 10 de outubro de 2018.

COELBA. Aprenda a Ler seu Medidor. Disponível em <<http://servicos.coelba.com.br/residencial-rural/Pages/Baixa%20Tens%C3%A3o/aprenda-a-ler-seu-medidor.aspx>>. Acesso em 17 de fevereiro de 2018.

CPFL. Energia Smart Grid. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx>>. Acesso em 2 de junho de 2018.

GITMAN, Lawrence J. Princípios de Administração Financeira. 10ª Ed, Editora Pearson, 2004.

GUIA DA CARREIRA. Piso Salarial do Eletricista. Disponível em <https://www.guiadacarreira.com.br/salarios/quanto-ganha-um-eletricista/>. Acesso em 23 de setembro de 2018.

LEITE, D. R. V. Medidores Eletrônicos: Análise de Viabilidade Econômica. Brasília, 2013.

LORENZO, H. O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro. São Paulo, 2002.

MACHADO, M. C. N. Fiscalização das Distribuidoras de Energia Elétrica com a aplicação da ferramenta de Gestão da Qualidade Ciclo PDCA. Itajubá, 2014.

MINGUEZ, A. Medidores de Energia Ativa: Funcionamento, Práticas Usuais, Principais Ensaios e Análise das Fraudes Mais Comuns. 2017.

- NUNES, I. et al. Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica. 1 ed. Editora ArtLiber. 2018.
- PENIN, C. Combate, prevenção e otimização das perdas comerciais de energia elétrica. São Paulo, 2008.
- PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. Rio de Janeiro, 1998.
- SCHROEDER et al. O Custo de Capital como Taxa Mínima de Atratividade na Avaliação de Projetos de Investimento. Revista Gestão Industrial. 2005.
- SMART GRID FORUM. 11º Fórum Latino-Americano de Smart-Grids. "Como os sistemas inteligentes de energia e seus consumidores estão transformando as cidades do futuro", 2018.
- SILVA, P; MEDEIROS, T. Utilização de Medidores Eletrônicos de Energia na Supervisão e Controle do Fator de Potência. 2012.
- ZHENG, Jixuan e al. Smart Meters in Smart Grid: An Overview. 2013 IEEE Green Technologies Conference.

ANEXO I – Banco de Preços Referenciais (ANEEL)

Cód.	Descrição	Cód.	Módulo SISBASE			TUC	Categoria	Cód.	Valorização [R\$]			Grupo 1	CA	COM	Grupo 2	CA	COM	Grupo 3	CA	COM
			Descrição Geral	Cód.	UN				Grupo 1	CA	COM									
30 a 34 de Distribuição	SED - Subestação	MRD305	Medidor Eletrônico ou Eletrônico Registrador de Tensão	Essencial	295	un.														
30 a 34 de Distribuição	SED - Subestação	MRD306	Medidor Concentrador_ Energia / Energia e Demanda / Energia Ativa e Reativa Monofásico	Essencial	295	un.														
30 a 34 de Distribuição	SED - Subestação	MRD307	Medidor Concentrador_ Energia / Energia e Demanda / Energia Ativa e Reativa Polifásico	Essencial	295	un.														
30 a 34 de Distribuição	SED - Subestação	MRD308	Medidor Concentrador_ Multifunção Programável / Registrador de Tensão	Essencial	295	un.														
30 a 34 de Distribuição	SED - Subestação	MRD309	Medidor Comparador/Fiscal_ Energia / Energia e Demanda / Energia Ativa e Reativa	Essencial	295	un.														
30 a 34 de Distribuição	SED - Subestação	MRD310	Medidor Comparador/Fiscal_ Multifunção Programável / Registrador de Tensão	Essencial	295	un.														
93 e 40 a 43	Medição R - Redes Distrib	MRD401	Medidor Eletrônico ou Eletrônico_ Energia e Demanda / Energia Ativa e Reativa Monofásico	Essencial	295	un.	7.87	56.94	6.09	51.18	5.34	42.60	5.22	33.07	4.44	25.13				
93 e 40 a 43	Medição R - Redes Distrib	MRD402	Medidor Eletrônico ou Eletrônico_ Energia e Demanda / Energia Ativa e Reativa_ Polifásico	Essencial	295	un.	21.06	137.09	16.30	123.21	14.28	102.55	10.82	71.46	9.20	54.31				
93 e 40 a 43	Medição R - Redes Distrib	MRD403	Medidor Eletrônico ou Eletrônico_ Multifunção Programável_ Monofásico	Essencial	295	un.	30.78	108.99	23.82	97.95	20.87	81.52								
93 e 40 a 43	Medição R - Redes Distrib	MRD404	Medidor Eletrônico ou Eletrônico_ Multifunção Programável_ Polifásico	Essencial	295	un.	122.29	262.38	94.64	235.81	82.90	196.26	81.10	152.39	68.98	115.80				
93 e 40 a 43	Medição R - Redes Distrib	MRD405	Medidor Eletrônico ou Eletrônico Registrador de Tensão	Essencial	295	un.														

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Cód.	Descrição	Cód.	Módulo SISBASE	TUC	Valoração [R\$]															
					Categoria	Cód.	UN	Grupo 1	CA	COM	CA	COM	CA	Grupo 3	CA	COM	CA	Grupo 4	CA	COM
RAU,RAR,RSURS R - Redes Distrib																				
SMD - Sistema de Medição a 43 R - Redes Distrib	MRD406		Medidor Concentrador_Energia / Energia e Demanda Energia Ativa e Reativa_Monofásico	Essencial	295	un.	232,71	554,91	180,08	498,72	157,75	415,08								
SMD - Sistema de Medição a 43 R - Redes Distrib	MRD407		Medidor Concentrador_Energia / Energia e Demanda Energia Ativa e Reativa_Polifásico	Essencial	295	un.	902,97	1.533,78	698,77	1.378,47	612,10	1.147,30								
SMD - Sistema de Medição a 43 R - Redes Distrib	MRD408		Medidor Concentrador_Multifunção Programável / Registrador de Tensão	Essencial	295	un.														
SMD - Sistema de Medição a 43 R - Redes Distrib	MRD409		Medidor Comparador/Fiscal_Energia / Energia e Demanda Energia Ativa e Reativa	Essencial	295	un.														
SMD - Sistema de Medição a 43 R - Redes Distrib	MRD410		Medidor Comparador/Fiscal_Multifunção Programável / Registrador de Tensão	Essencial	295	un.														
RAU - Rede Distrib aérea Urbana	CDR101		Condutor de Rede Aérea Urbana_Nu_Monofásico_Cobre	Essencial	190	kg	9,37	18,14	7,25	16,30	6,35	13,57	6,98	13,18	5,94	10,02				
RAU - Rede Distrib aérea Urbana	CDR102		Condutor de Rede Aérea Urbana_Nu_Monofásico_(Alumínio)	Essencial	190	kg	5,32	18,14	4,12	16,30	3,61	13,57	3,96	13,18	3,37	10,02				
RAU - Rede Distrib aérea Urbana	CDR103		Condutor de Rede Aérea Urbana_Nu_Monofásico_(Aço)	Essencial	190	kg	5,32	18,14	4,12	16,30	3,61	13,57	3,96	13,18	3,37	10,02				
RAU - Rede Distrib aérea Urbana	CDR104		Condutor de Rede Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_Cobre	Essencial	190	m	2,82	6,14	2,18	5,52	1,91	4,59	2,10	4,46	1,78	3,39				
RAU - Rede Distrib aérea Urbana	CDR105		Condutor de Rede Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Alumínio)	Essencial	190	m	2,26	6,14	1,75	5,52	1,53	4,59	1,68	4,46	1,43	3,39				

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.