



Weules Fernandes Correia

**Inclusão de métodos estatísticos como apoio ao
faturamento de energia realizado por medidores
inteligentes**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Redes Elétricas Inteligentes) da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Rodrigo Flora Calili

Rio de Janeiro
Maio de 2018



Weules Fernandes Correia

**Inclusão de métodos estatísticos como apoio ao
faturamento de energia realizado por medidores
inteligentes**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Rodrigo Flora Calili

Orientador

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

Prof. Vitor Hugo Ferreira

Chefe do Departamento de Engenharia Elétrica – UFF

Prof. Daniel Ramos Louzada

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 11 de maio de 2018

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Weules Fernandes Correia

Formado em Engenharia de Produção pela Universidade Salgado de Oliveira e Telecomunicações pela Estácio de Sá ambas do Rio de Janeiro. Tem experiência em Gerenciamento de Projetos. Trabalha na Enel Brasil como Gerente de Qualidade de Materiais e Componentes. Atualmente Mestrando do Programa de Pós-Graduação em Metrologia pela PUC Rio.

Ficha Catalográfica

Correia, Weules Fernandes

Inclusão de métodos estatísticos como apoio ao faturamento de energia realizado por medidores inteligentes / Weules Fernandes Correia; orientador: Rodrigo Flora Calili – 2018.

99 f. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Centro Técnico Científico, Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação, 2018.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Metrologia. 3. Redes elétricas inteligentes. 4. Medidores inteligentes. 5. Faturamento. I. Calili, Rodrigo Flora. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Centro Técnico Científico. Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação. III. Título.

CDD: 389.1

A todos da minha família

Agradecimentos

À Deus pela inspiração, sabedoria, proteção e força nesta caminhada tão desafiadora.

À pessoa que tanto amo, minha doce esposa Paula, pelo amor e carinho. Agradeço ainda pela compreensão, estímulo e apoio para a realização deste trabalho.

Aos meus pais, Josima e Januário, pelo exemplo de amor e de dedicação à família e principalmente pelo comprometimento na educação dos seus dois filhos.

Ao programa de P&D da ANEEL, pelo financiamento deste mestrado.

Ao grupo Enel, por permitir e apoiar o desenvolvimento deste trabalho.

Ao orientador Rodrigo Flora Calili, pelos ensinamentos, paciência, dedicação e sabedoria.

Aos colegas da Enel, em especial a toda equipe que participou do projeto Cidade Inteligente Búzios, e todos os pesquisadores que apoiaram a construção deste projeto pela dedicação, constante aprendizado, discussões e apoio.

A todos os funcionários e professores do Pós-MQI/PUC-Rio, pela cordialidade e pelos conhecimentos transmitidos.

Aos colegas do Programa de Pós-graduação em Metrologia da PUC-Rio, pela agradável convivência ao longo desses dois anos e pelos ensinamentos constantes, o agradecimento sincero do autor.

Resumo

Correia, Weules Fernandes; Calili, Rodrigo Flora (Orientador). **Inclusão de métodos estatísticos como apoio ao faturamento de energia realizado por medidores inteligentes**. Rio de Janeiro, 2018. 99 p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Área de concentração: Redes Elétricas Inteligentes, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A sociedade está vivendo em uma época de forte convergência tecnológica, onde novas tecnologias são descobertas e extintas em um prazo cada vez menor. Esta revolução tecnológica também já chegou para o setor de infraestrutura de distribuição de energia que são as Redes Elétricas Inteligentes, sendo o medidor inteligente o principal equipamento desta revolução. Apesar da evolução do parque de medidores brasileiros, a regulação comercial não acompanhou esta modernização e continua tendo como referência o sistema de medição convencional com a atuação de leituristas e não considerando as oportunidades de usar dados de consumo, mesmo que não sejam da data do faturamento nos casos de falhas de transmissão da informação e aplicação de ferramentas estatísticas para estimação no faturamento. Neste contexto, esta dissertação tem como objetivo avaliar as regras regulatórias de faturamento considerando as ausências de leituras, propor uma nova metodologia para definir como realizar o faturamento na ausência de leituras considerando consumos anteriores e usar ferramentas estatísticas para a definição do valor a ser faturado. A metodologia pode ser dividida em duas fases: (i) imputação de dados faltantes na base de dados decorrentes de possíveis erros de transmissão dos medidores; (ii) previsão do consumo de energia elétrica por cliente. O presente trabalho cumpriu os objetivos aos quais se propôs e apresentou uma alternativa promissora para o faturamento com medidores inteligentes e que utilize tecnologias de comunicação de baixo custo e que possam apresentar uma efetividade de medição abaixo da ideal, no caso, 100%.

Palavras-chave

Metrologia; Redes elétricas inteligentes; Medidores inteligentes; Faturamento.

Abstract

Correia, Weules Fernandes; Calili, Rodrigo Flora (Orientador). **Inclusion of statistical methods as billing support of smart meters**. Rio de Janeiro, 2018. 99 p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Área de concentração: Redes Elétricas Inteligentes, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Society is living in a time of strong technological convergence, where new technologies are discovered and extinguished in an ever shorter time frame. This technological revolution has also arrived for the energy distribution infrastructure with the Smart Grid, in which the smart meter being the main equipment of this revolution. Despite the evolution of the Brazilian meter park, the commercial regulation did not go along with this modernization and continues with reference to the conventional metering system and not considering the opportunities to use consumption data comes from out of the billing date, in cases of data transmission failures, being thus possible use statistical tools for billing estimation. In this context, this dissertation aims to evaluate the regulatory rules of billing considering the absences of readings, proposing a new methodology to define how to estimate the billing in the absence of readings, considering previous consumption and using statistical tools to define the value to be billed. The methodology can be divided into two phases: (i) imputation of missing data in the database, resulting from possible transmission errors of the meters; (ii) forecast of electricity consumption per customer. The present work fulfilled the objectives proposed and presented a promising alternative for billing with smart meters using low cost communication technologies that could have low measurement effectiveness, in this case, 100%.

Keywords

Metrology; Smart grids; Smart meters; Billing.

Sumário

1	Introdução	14
1.1	Definição do problema de pesquisa	16
1.2	Objetivos	17
1.3	Motivação	18
1.4	Metodologia	19
1.5	Estrutura do documento	20
2	Medição Inteligente	22
2.1	Redes Elétricas Inteligentes	22
2.1.1	Conceito de Redes Elétricas Inteligentes - REIs	22
2.1.2	Benefícios e motivadores da implantação das Redes Elétricas Inteligentes	24
2.1.2.1	O Papel da agência reguladora no processo de implantação das REIs	25
2.1.2.2	Comparação dos motivadores para a implantação das REIs no Brasil e no mundo	26
2.1.2.3	O consumidor no processo de massificação das REIs	27
2.1.3	Tecnologias aplicadas e Arquitetura	27
2.1.4	Redes Elétricas Inteligentes no Mundo	30
2.1.5	Iniciativas de Redes Inteligentes no Brasil	33
2.1.5.1	Premissas adotadas no Brasil	35
2.2	Medição de energia	37
2.2.1	Conceito de medição de energia	40
2.2.2	Medidores eletrônicos de energia	40
2.2.2.1	As unidades de medida e funcionalidades do medidor eletrônicos de baixa tensão	41
2.2.2.2	Tipos de sistemas de medição de energia	42
2.2.3	Regulação da medição de energia em baixa tensão	43
2.2.3.1	Regulação Técnica da Medição Inteligente	44
2.2.3.2	Regulação comercial para a medição inteligente	45
2.3	Tecnologias de comunicação para a medição	49

3 Ferramentas estatísticas aplicadas à medição para faturamento de energia	53
3.1 Visão geral do modelo	53
3.2 Fase 1 – Pesquisa documental bibliográfica	55
3.2.1 Pesquisas realizadas na construção do modelo - Estado da arte da medição para o faturamento de energia	56
3.2.2 Pesquisa com as palavras-chave: “Data transmission”; “PLC”; e “Billing”	57
3.2.3 Pesquisa com as palavras-chave: “Data transmission”; “PLC”; e “Meter”	58
3.2.4 Data mining aplicado à Smart Grid	59
3.3 Fase 2 – Limpeza na base de dados	60
3.4 Fase 3 – Dados faltantes	60
3.4.1 Interpolação Linear	61
3.4.2 Spline	61
3.5 Fase 4 – Previsão de dados não medidos	62
3.5.1 Modelos de amortecimento exponencial de Holt	62
3.5.2 Modelos Box&Jenkins	63
3.5.3 Métrica de avaliação da previsão	64
3.6 Consideração final sobre o capítulo	64
4 Estudo de caso do projeto Cidade Inteligente Búzios	66
4.1 O Sistema de medição do Projeto Cidade Inteligente Búzios	66
4.2 O problema do faturamento no projeto Cidade Inteligente Búzios	72
4.3 Metodologia e análise dos dados	74
4.3.1 Limpeza da base de dados das medições remota	76
4.3.2 Preenchimento de dados faltantes	77
4.3.3 Resultados da previsão do faturamento com a metodologia proposta	79
4.4 Discussão dos resultados e proposta de texto para o regulador	86
5 Conclusões e trabalhos futuros	88
6..Referências bibliográficas	90

Lista de Figuras

Figura 1.1	Delimitação da pesquisa	19
Figura 1.2	Desenho da pesquisa, seus componentes e métodos	20
Figura 2.1	Principais motivadores para implantação de redes inteligentes em diferentes países	26
Figura 2.2	Diferentes tipos de relacionamento dos consumidores com a rede	27
Figura 2.3	Diagrama de tecnologias do projeto Cidade Inteligente Búzios	28
Figura 2.4	A taxonomia da industrial para as redes elétricas inteligentes	31
Figura 2.5	Localização dos projetos de redes inteligentes executados no Brasil	34
Figura 2.6	Comparativo entre a tarifa branca e tarifa convencional para clientes de baixa tensão	47
Figura 2.7	Tecnologias de comunicação aplicadas nas redes elétricas	50
Figura 3.1	Visão geral do modelo conceitual	54
Figura 4.1	Medidores inteligentes em operação no projeto de P&D Aneel Cidade Inteligente Búzios no padrão de medição e no eletroposto	67
Figura 4.2	Diagrama de comunicação do projeto Cidade Inteligente Búzios	69
Figura 4.3	Comparação das diferentes tecnologias aplicadas no projeto	70
Figura 4.4	Anel de fibra ótica instalado para comunicação dos concentradores com a conexão dos pontos chave	71
Figura 4.5	Localização dos 9.600 medidores inteligentes instalados	72
Figura 4.6	Efetividade de leitura do sistema de medição do projeto de P&D Aneel Cidade Inteligente Búzios	73

Figura 4.7	Representação dos dados faltantes	75
Figura 4.8	Etapas da metodologia proposta	76
Figura 4.9	Dados de consumo não coletado por dia faturado.	78
Figura 4.10	Padrões dos dados faltantes na base de dados	78
Figura 4.11	Histograma do erro de previsão no dia do faturamento (03/out).	79
Figura 4.12	Dispersão dos erros de previsão em relação ao percentual de dados faltantes	80
Figura 4.13	Resultados da metodologia proposta até 29 passos à frente	82
Figura 4.14	Resultados da previsão até 29 passos à frente com Box&Jenkins e preenchimento de dados faltantes por Spline	83

Lista de Quadros

Quadro 2.1	Ranking geral de comercialização de equipamentos para as Redes Inteligentes	32
Quadro 2.2	Iniciativas mundiais em redes elétricas inteligentes.	32
Quadro 2.3	Projetos e tecnologias dos projetos de REIs no Brasil	35
Quadro 2.4	Informações das tecnologias das redes inteligentes	37
Quadro 2.5	Comparação de tipos de medidores de baixa tensão e suas funcionalidades – não* - em desenvolvimento.	38
Quadro 2.6	Principais autores da tecnologia de comunicação PLC em uso nas redes inteligentes	51
Quadro 2.7	Outras tecnologias de comunicação para as redes inteligentes	52
Quadro 4.1	Comparação de funcionalidades desejadas (AP043/2010) para medidores inteligentes.	68
Quadro 4.2	Resumo dos Resultados com os Métodos Propostos	79

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 Resultados com a metodologia atual (resolução 414/2010) e a metodologia proposta	84
Tabela 4.2 Estatísticas dos erros comparando a metodologia atual e a metodologia proposta	84
Tabela 4.3 Percentual de ganho da metodologia proposta em relação à metodologia atual na data definida para faturamento	85

1 Introdução

A sociedade está vivendo em uma época de forte convergência tecnológica, onde novas tecnologias são descobertas e extintas em um prazo cada vez menor. Termos como nanotecnologia, robótica colaborativa, inteligência artificial e impressões tridimensionais estão cada vez mais fazendo parte do nosso cotidiano. No setor industrial observa-se uma forte convergência entre os novos conhecimentos científicos e a linha de produção chegando até o dia-a-dia da sociedade. Esta revolução tecnológica também já chegou para o setor de infraestrutura de distribuição de energia que são as Redes Elétricas Inteligentes (REIs) e mudará em poucos anos a forma com que se opera a rede elétrica.

As *Smart Grids*, como foram chamadas as redes inteligentes pelos professores Amin e Wollenberg nos Estados Unidos em 2005, permite a integração de novas tecnologias como: os veículos elétricos e geração distribuída, além dos benefícios para a distribuidora como redução do custo operacional e melhoria nos indicadores de qualidade do fornecimento. Todavia, possuem um grande desafio que é a viabilidade econômica para sua implantação massiva [1].

Os medidores inteligentes que são o grande objeto deste estudo, foram destacados pelo professor Falcão da UFRJ como sendo o elemento mais importante das redes inteligentes, em conjunto com o sistema de coleta automática de dados de medidores de energia e transferência para um sistema centralizado de processamento de dados, permitindo analisar a demanda e influenciar na resposta da demanda através da disponibilização de sinais de preços e atuação em dispositivos nas instalações dos consumidores. Utiliza os chamados *Smart Meters* os quais são medidores eletrônicos com funcionalidade ampliada e capacidade de comunicação e medição bidirecional [2].

A viabilidade econômica tem sido o maior desafio a ser transposto para o crescimento das REIs no mundo, conforme evidência do estudo de custo e benefícios da Comunidade Europeia com foco principalmente nos medidores inteligentes. Tendo cada país uma regulação e necessidades particulares, que são

fundamentais para a definição da especificação técnica dos medidores com detalhes das funcionalidades e performance necessária para estes equipamentos, como frequência de leituras e flexibilidade no faturamento, estas especificações tem uma influência direta no custo destes equipamentos como pode ser observado neste estudo [3].

No território nacional projetos piloto tem sido construído com o objetivo de responder questões chave da avaliação de tecnologias e relação de custo-benefício para que seja permitido a massificação dos usos dessas novas tecnologias. Esta dissertação usa os dados de campo de aproximadamente dez mil medidores inteligentes do projeto de P&D Cidade Inteligente Búzios, Neste projeto foram identificadas intermitências na transmissão de leitura, estas falhas foram associadas na sua maioria a tecnologia de comunicação dos medidores PLC (*Power Line Communication*), impactando da efetividade de faturamento considerando a regulação brasileira. Porém a tecnologia PLC demonstrou diversas outras vantagens técnicas e econômicas e que justificaram a sua seleção pela equipe do projeto e anteriormente por diversos países no processo de massificação já ultrapassando a marca de 65 milhões de medidores com uso de PLC no mundo, tendo destaque a Itália, Espanha e França.

No Brasil os medidores eletrônicos já são a totalidade das novas instalações (por não haver medidores de outra tecnologia homologados). Esta iniciativa teve sua massificação com o uso para combater as perdas não técnicas (furtos e fraudes), através do sistema de medição centralizada em 2003. Apesar da evolução do parque de medidores brasileiros, a regulação comercial que determina as regras para as leituras e o faturamento não acompanhou esta modernização e continua tendo como referência o sistema de medição convencional (com a atuação de leituristas¹). Não considerando as oportunidades de usar dados de consumo mesmo que não sejam da data do faturamento nos casos de falhas de transmissão da informação e a aplicação de ferramentas estatísticas para estimação do consumo no faturamento. Desta forma, a regulação brasileira atual direciona as distribuidoras a instalarem um equipamento com restrição ou limitação a intermitências de transmissão de dados e força a aquisição por estas empresas de um sistema de

¹ Leituristas – Denominação da função dos colaboradores das distribuidoras que realizam as leituras dos medidores dos consumidores para o faturamento mensal da energia.

medição e comunicação com “falha zero” em transmissão de dados. Tal fato de dimensionar a tecnologia de transmissão para ser aprova de falhas tem um peso significativo no custo do equipamento, este item é demonstrado pela Comunidade Europeia na análise de custo-benefício impactando no processo de massificação [3].

Neste contexto, esta dissertação apresenta os conceitos das redes elétricas inteligentes, medição inteligente e conceito da regulação técnica e comercial para o faturamento de clientes de baixa tensão no Brasil, tendo como objetivo avaliar as regras regulatórias de faturamento considerando as ausências de leituras. Também se questiona possíveis limitações, identificando a oportunidade, propor uma nova metodologia para definir como realizar o faturamento na ausência de leituras considerando consumos anteriores e o uso de ferramentas estatísticas para a definição do valor a ser faturado, visando ter a menor taxa de erro entre o consumo real e o valor estimado estatisticamente trazendo resultados acadêmicos e científicos que possam ser instrumento de contribuição para o setor elétrico brasileiro.

1.1 Definição do problema de pesquisa

Com o início da implantação dos medidores inteligentes em janeiro de 2018. O Brasil terá um crescimento destes equipamentos no parque de medidores das distribuidoras, assim como o desafio da realização das leituras e faturamento dos clientes que fizerem a opção pela substituição do seu contrato de fornecimento, e com isso mudando seu faturamento. Diante deste crescimento surge a principal questão deste trabalho:

“A regulação atual tem a metodologia adequada para o faturamento de medidores inteligentes mesmo nos casos de falhas de transmissão de leituras?”.

Com base na resposta da pergunta será proposto um texto para possível revisão da regulação vigente com o objetivo de aprimorar a metodologia de estimação de faturamento para clientes em que ocorram falha na coleta de dados para faturamento.

Esta dissertação traz também desdobramentos que serão abordados durante o decorrer dos capítulos:

- Por que avaliar e propor revisão da metodologia de faturamento dos sistemas de medição inteligente?
- Quais os benefícios e impactos o uso da modelagem estatística para a projeção de faturamento em sistemas de medição inteligente?
- Como ferramentas estatísticas podem agregar valor à regulação de faturamento e viabilizar a implantação de projetos massivos de ampliação do parque de medidores inteligentes?

Para responder as questões anteriores serão utilizados os dados de medição de aproximadamente dez mil medidores instalados no projeto piloto de P&D Cidade Inteligente Búzios e identificar a possível limitação dos dados para o início do faturamento massivo remoto com a tecnologia que foi aplicada. Também, simular a utilização destes dados no contexto da regulação atual e utilizar diversas ferramentas estatísticas para comparar com a metodologia atual, avaliando qual metodologia tem o resultado mais próximo do consumo real dos clientes.

Caso as ferramentas estatísticas demonstrem resultados superiores ao modelo atual da regulação vigente de faturamento, será elaborado um novo texto para a construção de uma proposta a ANEEL para a revisão das atuais regras, destacando os ganhos que foram apurados e detalhando as ferramentas com melhor se adequem ao mercado brasileiro.

1.2 **Objetivos**

No foco desta dissertação está a comparação do resultado de metodologias estatísticas com a regulação atual no caso da ausência da informação de leitura na data de faturamento. Serão utilizados os dados das leituras remotas dos medidores inteligentes instalados no projeto Cidade Inteligente Búzios, sendo um estudo de caso com a performance do sistema de comunicação PLC. Os objetivos desta dissertação são:

- Propor uma metodologia que possa ser útil ao setor elétrico brasileiro e que viabilize a utilização de tecnologias de comunicação de baixo custo e que eventualmente apresente uma efetividade de medição abaixo da ideal (no caso, 100%).
- Propor ao órgão regulador alternativas de faturamento, que possam considerar a medição inteligente realizada com tecnologias de comunicação de baixo custo e que tenham efetividade de medição abaixo da ideal.

1.3 Motivação

A decisão pelo tema foi motivada pela relevância dos medidores inteligentes no cenário atual. Com o início do uso massivo destes equipamentos a complexidade da operação do faturamento será um grande desafio a ser encarado pelas distribuidoras.

Outro fator que teve bastante relevância para a decisão do tema foi a dificuldade encontrada pelo autor durante a implantação do projeto piloto de P&D Cidade Inteligente Búzios, onde foi identificada a indisponibilidade de dados para o faturamento remoto nos dias do faturamento (obrigação regulatória), sendo a instabilidade da comunicação entre medidor e sistema de faturamento o grande ofensor.

Além dos dois motivadores dos parágrafos acima, foi identificado uma grande oportunidade de contribuir para a bibliografia nacional e internacional por meio desta dissertação. Considerando a contemporaneidade deste tema, este trabalho irá colaborar na avaliação do uso de ferramentas estatísticas para o faturamento de clientes de baixa tensão e difundindo este conceito dos medidores inteligentes.

No arcabouço acadêmico o tema está alinhado com a linha de pesquisa de redes inteligentes do Programa de Pós-Graduação em Metrologia para Qualidade e Inovação (Pós-MQI) na PUC-Rio, e através desta dissertação busca-se abrir a discussão em nível regulatório e da academia quanto à relevância de se elaborar mais trabalhos para contribuir diretamente à sociedade.

Pelo lado profissional essa dissertação é um produto do projeto de Gestão do Programa de P&D da Enel Distribuição Rio e também do projeto Cidade Inteligente Búzios, cujo projeto é um estudo de caso de *SmartGrid* a partir da

implementação de uma Cidade Inteligente objetivando aprendizados relativos a operação, infraestrutura, custos, além da avaliação de impactos econômicos, socioambientais e de qualidade do serviço.

1.4 Metodologia

A pesquisa foi delimitada baseada nos pilares apresentados na figura 1.1.

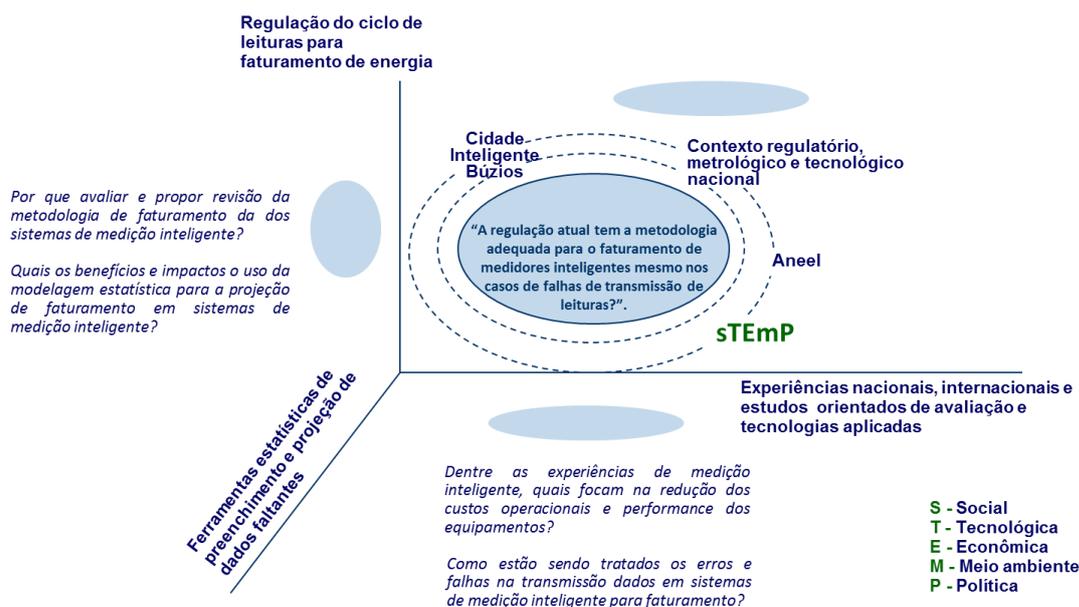


Figura 1.1 - Desenho da pesquisa, seus componentes e métodos
Fonte: Elaboração própria.

1. Ferramentas Estatísticas: Para a busca de soluções do problema da ausência de dados foi feito um levantamento para identificar diferentes metodologias estatísticas, esta fase da pesquisa mapeou outras experiências que tiveram com o uso da base de dados para comparar e validar a melhor metodologia de previsão de dados.

2. Regulamentação: para o entendimento das limitações e regras do faturamento de energia, foi feito uma pesquisa exploratória da documentação normativa, observado os critérios de coleta das leituras e as possibilidades para o faturamento com o uso de médias históricas, conforme a portaria da ANEEL que define tais parâmetros.

3. Pesquisa de experiências nacionais e internacionais: Ampla pesquisa em diversas bases de dados do estado da arte dos medidores inteligentes e estudos de avaliação de tecnologias aplicadas para o sistema de coleta e faturamento de medição inteligente.

Com os conceitos apresentados por Gil [4] na avaliação do critério quanto aos fins da esta pesquisa foi classificada como exploratória, pois tem como objetivo proporcionar maior familiaridade com o problema, com vistas a torna-lo mais explícito e na construção de hipótese [4].

Quanto aos meios a pesquisa foi classificada como bibliográfica e documental, devido aos materiais que serão utilizados na elaboração desta dissertação. Por fim, essa pesquisa pode ser classificada como quantitativa, e foi dividida em três fases, conforme:

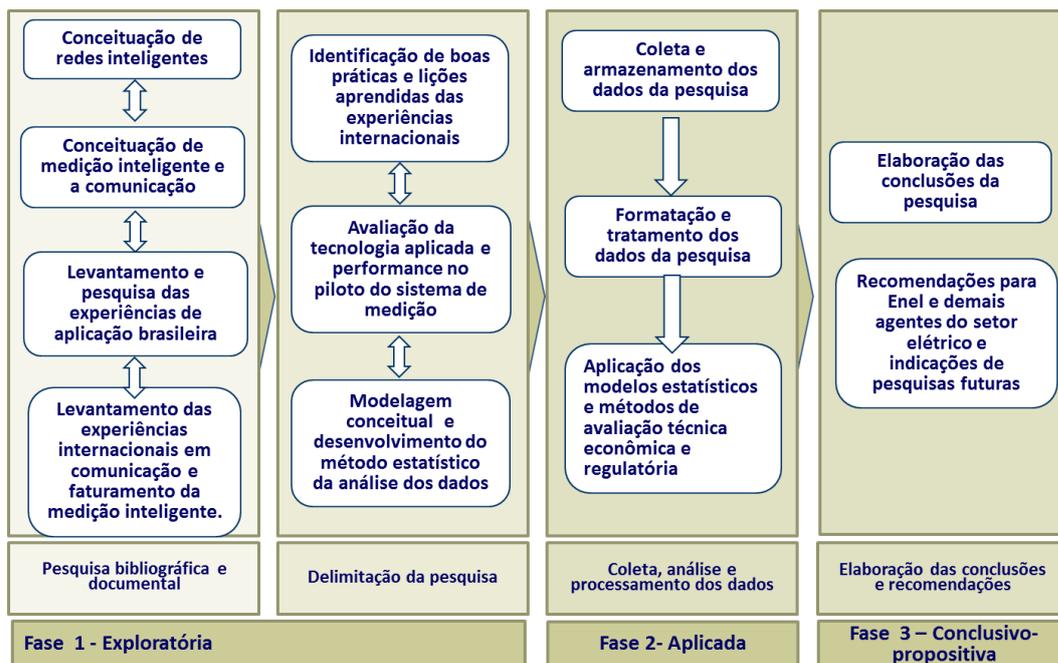


Figura 1.2: Desenho da pesquisa, seus componentes e métodos.
Fonte: Elaborado pelo autor.

1.5 Estrutura da dissertação

Esta dissertação se divide em 6 capítulos, além dos apêndices no final. Os capítulos são: Introdução; Conceitos de Medição Inteligente; Ferramentas

estatísticas aplicadas à medição para faturamento de energia; Estudo de caso do Projeto Cidade Inteligente Búzios; Conclusões e proposta de trabalhos futuros. Na sequência deste capítulo de Introdução, o capítulo 2 trata da revisão bibliográfica desta dissertação, sendo apresentado o conceito das redes inteligentes, benefícios e motivadores para implantação, principais tecnologias e as experiências no mundo e no Brasil. Ainda neste capítulo, são exploradas as tecnologias de medição eletrônica, a regulação existente e os sistemas de comunicação remota aplicados. O capítulo 3 apresenta as ferramentas estatísticas escolhidas considerando as características das bases de dados que serão analisadas e o tipo de informações que se deseja estimar com o uso destas ferramentas. Diante de toda conceituação, o capítulo 4 demonstra o uso das diferentes ferramentas estatísticas e os resultados obtidos. Com os resultados da performance de cada ferramenta, em seguida, compara-se a taxa de acerto dos cálculos estatísticos com as diferentes ferramentas e a metodologia da regulação atual. Termina-se este capítulo, com a avaliação dos resultados das metodologias propostas e aplicadas, sendo apresentada uma proposta de texto para possível revisão regulatória. No capítulo 5, são apresentadas as conclusões e as considerações finais desta dissertação, assim como as propostas de trabalhos futuros.

2 Medição Inteligente

Neste capítulo serão apresentados os conceitos de redes elétricas inteligentes, ressaltando na sequência o conceito de medição inteligente. É também realizada uma revisão dos conceitos das regras regulatórias técnicas e comerciais vigentes para sistemas de medição e faturamento de energia elétrica em baixa tensão. Encerra-se o capítulo evidenciando o tipo de sistema de medição utilizado no projeto de P&D da Aneel Cidade Inteligente Búzios e que será objeto de avaliação dos próximos capítulos.

2.1 Redes Elétricas Inteligentes

Neste tópico serão apresentados os conceitos das redes inteligentes, os motivadores para implantação, as tecnologias utilizadas e os avanços no Brasil.

2.1.1 Conceito de Redes Elétricas Inteligentes - REIs

Foram os professores Amin e Wollenberg da universidade de Minnesota em 2005 que trouxeram à tona a discussão do que é *Smart Grid* (termo em inglês para Redes Elétricas Inteligentes)[1], e ressaltaram a relevância da redes inteligentes para o futuro do sistema elétrico e os benefícios, classificando estas redes elétricas como: métodos, ferramentas e tecnologias práticas baseadas em avanços nos campos de computação, controle e comunicações que permitem redes elétricas e outras infraestruturas se autorregulem localmente. Estes autores apresentaram ainda os ganhos com a segurança, a agilidade e a robustez da rede elétrica, permitindo a capacidade de sobrevivência de uma infraestrutura de fornecimento de energia em grande escala que enfrenta novas ameaças e condições imprevistas [1].

Em outubro de 2009 o presidente dos EUA, Barack Obama, anunciou o investimento de US \$ 3,4 bilhões para impulsionar a transição para setor de energia elétrico americano para as *Smart Grid*, estimulando o processo de modernização da rede de energia elétrica dos EUA. Foram financiados uma ampla quantidade de tecnologias que estimulariam a transição do país para um sistema elétrico mais inteligente, mais robusto, mais eficiente e confiável. Neste momento o U.S. Department of Energy classificou *Smart Grid* como um sistema de energia elétrico que é altamente flexível, resiliente, conectado e que otimiza os recursos energéticos [5].

A Comunidade Europeia define a *Smart Grid* como uma rede de integração do comportamento e das ações de todos os usuários conectados a rede (geradores, consumidores e aqueles que fazem os dois papéis), a fim de garantir um sistema de eletricidade economicamente eficiente e sustentável com baixas perdas energéticas, além de alta qualidade e segurança de fornecimento [6].

No Brasil, o professor Djalma Falcão da UFRJ descreveu que a *Smart Grid* deve ser entendida mais como um conceito do que uma tecnologia ou equipamento específico. Ressaltando que as redes inteligentes se baseiam na utilização intensiva de tecnologia de automação, computação e comunicações para monitoração e controle da rede elétrica, as quais permitirão a implantação de estratégias de controle e otimização da rede de forma muito mais eficiente que as atualmente em uso. Para o professor Djalma Falcão, a introdução do conceito de *Smart Grid* produzirá uma convergência acentuada entre a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição de energia e a infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados. Esta última funcionará como uma Internet de Equipamentos, interligando os chamados IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) e trocando informações e ações de controle entre os diversos segmentos da rede elétrica. [2].

As Redes inteligentes estão construindo, através da utilização de novas tecnologias, uma forte transformação para a relação entre o consumidor e o sistema elétrico, com o emprego de novas tecnologias e novos comportamentos, destacando fatores como: aumento da segurança e qualidade do fornecimento; gerenciamento pelo lado da demanda e modicidade tarifaria; otimização operacional; desenvolvimento e oferta de novos serviços; integração de novas fontes renováveis e intermitentes; e a possibilidade de conexão dos veículos elétricos. Nesta nova

rede, a comunicação entre equipamentos e o processamento dos dados assumem um papel tão importante quanto os elementos convencionais das redes de distribuição, sendo um processo de grande modernização para o setor elétrico.

2.1.2 Benefícios e motivadores da implantação das Redes Elétricas Inteligentes

A motivação para a implantação das redes elétricas inteligentes se caracteriza principalmente por novas exigências quanto aos padrões de segurança e qualidade de fornecimento, desejo de inserção de fontes renováveis na matriz e uso de veículos elétricos, busca pela geração de empregos, potencialização da indústria local e redução das perdas técnicas e comerciais. Estes são os principais fatores que pesam na tomada de decisão da implantação ou não das REIs. A viabilidade econômica dos investimentos nesta rede e o desenvolvimento de novas tecnologias são os grandes desafios a serem vencidos no processo de implantação destas redes.

Conforme relatório do grupo de trabalho formado pelo MME (Ministério de Minas e Energia), objeto da portaria nº 440 de 2010, a implantação de redes inteligentes tem avançado em outras partes do mundo. Muitos países têm se dedicado a estudos sobre essa tecnologia com investimento de volumosos recursos, e alguns já iniciaram a instalação dessas redes, com destaque para Itália, Estados Unidos, Japão e alguns outros países europeus [7].

No texto da Chamada de Projeto Estratégico da ANEEL nº11 de 2010 [8], é ressaltado que antes de se pensar quais são os desafios no Brasil em Rede Inteligente, questiona-se a conveniência e necessidade de uma rede de distribuição flexível, acessível, confiável e econômica, como se observa em algumas localidades nos Estados Unidos e em países da Europa. É certo que é necessária e conveniente, mas provavelmente as motivações brasileiras são diferentes. Além de contribuir para a melhoria da qualidade do serviço prestado ao consumidor final, a REI tem o potencial de melhorar a confiabilidade do sistema elétrico nacional e reduzir os desperdícios. As perdas não técnicas anuais calculadas pela ANEEL (principalmente devido ao furto de energia) correspondem a cerca de 5% da energia produzida no país, em 2015 geraram prejuízo superior a R\$ 8 bilhões segundo estudo da ACENDE Brasil [9].

2.1.3

O Papel da agência reguladora no processo de implantação das REIs

A ANEEL vem desde 2008 buscando formas de viabilizar a implantação da REIs no Brasil como forma de desenvolver uma rede de distribuição com mais funcionalidades possíveis. Com esse objetivo, cabe a esta agência estabelecer a regulação para implantação da medição eletrônica no país, já que o medidor de energia passa a ser, na REI, o portal de comunicação entre a empresa de energia e o consumidor [8].

No artigo do GESEL [10] (Grupo de Estudos do Setor Elétrico – UFRJ), ressalta-se que a delimitação de políticas públicas é uma tarefa complexa, visto que é preciso considerar variáveis de diferentes esferas: tecnológica, econômica, financeira, social, regulatória. Observa-se, assim, a necessidade da utilização de modelos que contemplem múltiplos critérios de avaliação das políticas de acordo com as diferentes perspectivas dos potenciais agentes de decisão [10].

Conforme informação da Chamada nº 11 de 2010 do Projeto Estratégico, o Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente a Aneel descreve a mudança de comportamento dos consumidores e os pontos principais da atuação do regulador. Atualmente, os consumidores têm exigido cada vez mais confiabilidade e qualidade da energia elétrica, fato que ficou bastante evidente no blecaute ocorrido em novembro de 2009 no Brasil. A implantação das REIs atenderiam a esta demanda e permitiriam o estabelecimento de um canal de aferição da qualidade da energia elétrica para a ANEEL, diminuindo a assimetria de informação. Para tanto, tem-se como desafios para a implantação de uma REI no país [8]:

- Integração de Geração Distribuída (GD) e Fontes Renováveis de Energia (FRE) às redes de distribuição;
- Desenvolvimento e padronização de tecnologias associadas a REI, como por exemplo, na conexão de GD e FRE e nas formas de comunicação através da rede;
- Utilização de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), baseada em inteligência centralizada ou distribuída, como forma de se obter sustentabilidade e eficiência energética das redes de distribuição de energia;

- Desenvolvimento de tecnologias de mercado tais como plataformas de software adequadas;
- Tecnologias de resposta à demanda como, permitindo resposta a sinais de preço, frequência ou tensão;
- Análise socioeconômica e da tarifa/preço de energia, objetivando a modicidade tarifária;
- Testes de laboratório e certificação para as diferentes novas tecnologias de equipamentos que esta rede demandará;
- Iniciativas de projetos demonstrativos como, por exemplo, demonstrando operações integradas de eletricidade e mercado;
- Capacitação, treinamento e qualificação profissional;
- Definição de fontes de recursos;
- Infraestrutura de telecomunicação;
- Conscientização da sociedade.

2.1.4 Comparação dos motivadores para a implantação das REIs no Brasil e no mundo

Os motivadores e benefícios para a implantação das REIs dependem do local de implantação e encontram diferentes oportunidades e necessidades. Na figura 2.1 ficam ilustrados os principais motivadores no Brasil, União Europeia, Estados Unidos e Japão. Estes países foram destacados no estudo apresentado pela Bloomberg em 2012, com a priorização dos *drivers* para a implantação das redes inteligentes nestes países [11].



Figura 2.1 – Principais motivadores para implantação de redes inteligentes em diferentes países

Fonte: Lamin (2013) [12]



Figura 2.3: Diagrama de tecnologias do projeto Cidade Inteligente Búzios
 Fonte: Adaptado de Enel (2016) [15].

A seguir, cada um destes sistemas e tecnologias serão descritos:

Geração Distribuída - Talvez pode ser considerada a principal mudança de comportamento liderada diretamente pelos consumidores, com a inserção de microgeração renovável junto ao consumo. A rede de distribuição, neste novo cenário, deve ter a capacidade de receber a energia excedente gerada pelo cliente, função que se torna crítica quando o volume de energia injetada é muito alto. Além disso, dada a característica estocástica das fontes renováveis, que são as comumente adotadas de forma distribuída, o sistema de distribuição deve ter uma grande capacidade de adaptação, maior previsibilidade, para que a confiabilidade de atendimento a demanda de energia não seja comprometida.

Armazenamento - Os sistemas de armazenamento conectados diretamente na rede ou nas unidades de consumo trazem para o sistema maior autonomia de gerenciamento da energia e da demanda no carregamento da rede. Pelo lado das distribuidoras a capacidade de injeção de energia na rede em um momento de falha no fornecimento ou como ferramenta de controle do carregamento, no caso de limitação pelo lado da transmissão ou distribuição antes do ponto de conexão do armazenamento. Já pelo lado dos clientes uma grande mudança é a capacidade de escolher quando usar a energia armazenada, que pode ter origem da rede ou de geração distribuída, podendo inclusive permitir que o

cliente tenha garantia de fornecimento ou se torne até independente da rede (conceito de consumidor *off grid*).

Veículos Elétricos - Os veículos com propulsão elétrica (VEs) têm trazido grandes transformações para a indústria automotiva e pode ser o motivador de uma grande mudança para o setor de distribuição de energia, uma vez que esta é considerada uma carga móvel² e, possivelmente, em um futuro breve uma carga importante para o sistema. O provável crescimento dos VEs obrigará uma rápida expansão dos eletropostos, que podem ser implantados em locais públicos (ruas e estacionamentos) ou privados (empresas, postos, mercados e residências). A relação dos VEs com a rede crescerá ainda mais no momento que estiver em operação o V2G – *Vehicle to grid* – que permitirá, inclusive, a utilização da energia armazenada na bateria do carro elétrico para apoio a demanda de energia pelo sistema elétrico e/ou demanda de energia da casa dos usuários.

Medidores inteligentes - Com as novas funcionalidades que o medidor de energia ganha na migração do medidor convencional eletromecânico para o medidor inteligente, além dos benefícios diretos quanto a construção de uma nova forma de relacionamento entre consumidor e fornecedor de energia elétrica, a rede de distribuição também ganha bastante com as novas funcionalidades associadas ao sensoriamento desta (monitoramento de interrupções, controle de reativos, monitoramento da tensão e frequência da rede elétrica, avaliação das distorções harmônicas etc.).

Automação da distribuição - A automação tem como objetivo aumentar a confiabilidade da operação do sistema de distribuição, melhorando a capacidade da rede de restabelecer o fornecimento ou reduzir o impacto nos casos de ocorrências de defeitos, e também de reconfiguração nos casos de controle de carga do sistema e manobras operacionais. Todo o processo de tomada de decisão e processamento de dados local e remoto permite a maior agilidade da operação do sistema, possibilitando, inclusive o *self-healing* (auto-reestabelecimento) da rede

² Carga móvel - É classificação usada para os veículos elétricos pela característica de poder estar conectado em diferentes pontos do sistema de distribuição em um curto espaço de tempo, tendo impacto no planejamento da rede, incrementando complexidade da distribuição de energia, diferente das cargas elétricas já conhecidas pelas distribuidoras que são estáticas.

para fornecimento de energia aos consumidores, sem a necessidade das manobras de cargas serem feitas por operadores da rede, mas sim de forma automática.

Telecomunicações - São os dispositivos que compõem os sistemas de telecomunicações que possibilitam aumentar a inteligência da rede. Através deste sistema, há a interligação dos diversos sensores e dispositivos, além de permitir o processamento dos sinais gerados pelos sensores e, por conseguinte, gerar informações que possibilitem uma maior e melhor gestão da rede elétrica como um todo.

Tecnologia da informação - Com o novo grande volume de dados recebidos de todos os dispositivos e sensores que compõem a rede elétrica, a aplicação de processamento de dados, a partir da geração de informações, há a possibilidade da tomada automática de decisões. Assim, pode-se considerar que as tecnologias da informação são o cérebro das REIs, justificando, portanto, grandes investimentos em *hardware* e *software*. Este processamento tem agregado cada vez mais novas funcionalidades e serviços, permitindo garantir a qualidade e segurança do fornecimento além de reduções nos custos operacionais.

2.1.7 Redes Elétricas Inteligentes no Mundo

Atenta à evolução mundial das tecnologias e do mercado das REIs, a ABDI (Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial) em 2012 elaborou o Relatório de Acompanhamento Setorial *Smart Grid* com foco nas oportunidades de desenvolvimento produtivo e tecnológico [16].

Devido à profusão de experiências voltadas para *Smart Grid* em vários países do mundo, foram mapeados os aspectos fundamentais dentro da cadeia de valor para se avaliar o posicionamento de empresas que utilizam ou que fornecem produtos e serviços para *Smart Grid* como, por exemplo, empresas de energia, provedores de serviços de telecomunicações, fabricantes de *hardware* e *software* [16].

Nos Estados Unidos, o Departamento de Comércio elabora um relatório anual com foco no mercado de exportações de tecnologias e se orienta em três subsectores com o objetivo de potencializar o crescimento das exportações americanas de produtos e serviços. A figura 2.4 demonstra a taxonomia do mercado industrial das tecnologias para as redes inteligentes, agrupando por equipamentos

de transmissão de distribuição, tecnologias de informação e comunicação e os sistemas de armazenamento [17].

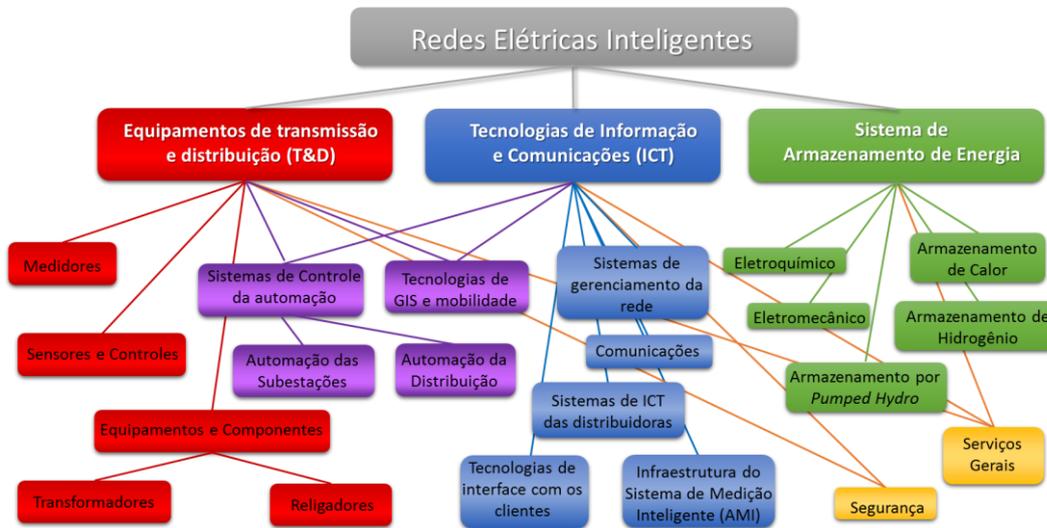


Figura 2.4: A taxonomia da industrial para as redes elétricas inteligentes.

Fonte: Adaptado de US Department of Commerce – Smart Grid Top Market Report, 2017 [17].

O comércio global de equipamentos de transmissão e distribuição manteve-se relativamente estável ao longo dos últimos dez anos, mesmo quando a demanda global de eletricidade aumentou gradualmente em meio ao crescimento econômico global estagnado. No curto prazo, espera-se que a demanda anual média de eletricidade global tenha um crescimento de 1,3% ao ano a partir de 2015, e para 2,8% após 2020. Isso deverá gerar aproximadamente US\$ 5 trilhões em investimentos em infraestrutura de transmissão e distribuição a partir de 2015 até 2030, demonstrando a relevância do tema no cenário global [17].

O setor de energia mundial passa por um momento de transformação, a digitalização está em alta, as distribuidoras estão enfrentando perdas de receita pela saída de clientes, a implantação de energia renovável ultrapassa outras formas de energia, os preços do petróleo permaneceram baixos e o crescimento econômico global permaneceu estagnado. Em 2016, o setor global de redes inteligentes continuou uma trajetória de abraçar a mudança da indústria, ou a chamada “*energy transition*”. Segundo o *Overall Smart Grid Rankings*, do ano de 2017, o Brasil aparece somente na 35ª posição como sinalização de oportunidades para os

exportadores dos EUA, tal fato pode ser encarado de forma positiva, pois ressalta a capacidade da indústria nacional de suprir a demanda existente [17].

Quadro 2.1: Ranking geral de comercialização de equipamentos para as Redes Inteligentes

1	México	11	China	21	Dinamarca	31	Nigéria	41	Costa Rica
2	Canadá	12	Alemanha	22	Singapura	32	Itália	42	Marrocos
3	Reino Unido	13	Irlanda	23	Turquia	33	Israel	43	Gana
4	Índia	14	Vietnã	24	Suécia	34	Tailândia	44	Romênia
5	Austrália	15	Malásia	25	Quênia	35	Brasil	45	Peru
6	Coreia do Sul	16	Filipinas	26	Espanha	36	Argentina	46	Bulgária
7	Japão	17	Indonésia	27	Etiópia	37	Colômbia	47	Nicarágua
8	Egito	18	França	28	Polônia	38	África do Sul	48	Nova Zelândia
9	Arábia Saudita	19	Finlândia	29	Áustria	39	Portugal	49	Rússia
10	Chile	20	Holanda	30	Bélgica	40	Republica Checa	50	Cazaquistão

Fonte: Adaptado de US Department of Commerce – Smart Grid Top Market Report, 2017. [17]

Houve uma aceleração acentuada na implantação de projetos-piloto e de demonstração de redes inteligentes em todo o mundo, em parte devido às recentes iniciativas governamentais de estímulo ao investimento em 2009 e 2010 (quadro 2.2). Os investimentos em todo o mundo permitiram que centenas de projetos fossem total ou parcialmente focados em tecnologias de *smart grid*; também o quadro 2.2 apresenta as mais representativas iniciativas, e países que já ganharam grande escala de investimento na implantação [18].

Quadro 2.2: Iniciativas mundiais em redes elétricas inteligentes.

País	Principais iniciativas
Estados Unidos	Como já citado anteriormente US \$ 4,5 bilhões foram destinados à modernização da rede no âmbito do American Recovery Reinvestment Act de 2009, incluindo: US \$ 3,48 bilhões para a rápida integração de tecnologias comprovadas em redes elétricas existentes, US \$ 435 milhões para demonstrações regionais de redes inteligentes e US \$ 185 milhões para armazenamento de energia e demonstrações.
China	O governo chinês desenvolveu um grande plano de estímulo de longo prazo para investir em sistemas de água, infraestruturas rurais e redes elétricas, incluindo um investimento substancial em redes inteligentes. As redes inteligentes são vistas como uma forma de reduzir o consumo de energia, aumentar a eficiência da rede elétrica e gerenciar a geração de eletricidade a partir de tecnologias renováveis. A China State Grid Corporation delineou planos em 2010 para um programa piloto de rede inteligente que mapeia a implantação para 2030. Os investimentos em redes inteligentes chegarão a pelo menos US \$ 96 bilhões até 2020.

Japão	A Federação de Empresas de Energia Elétrica do Japão está desenvolvendo uma rede inteligente que incorpora geração de energia solar até 2020 com investimentos governamentais superiores a US \$ 100 milhões. Além disso, o governo japonês anunciou uma iniciativa nacional de medição inteligente e grandes utilitários anunciaram programas de redes inteligentes.
Austrália	O governo australiano anunciou a iniciativa AUD \$100 milhões de " <i>Smart Grid, Smart City</i> " em 2009 para entregar um projeto de demonstração de rede inteligente de escala comercial. Os esforços adicionais na área de implantações de energia renovável estão resultando em estudos adicionais sobre redes inteligentes.
Itália	Com base no sucesso do projeto Telegestore, em 2011, o regulador italiano (<i>Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas</i>) concedeu oito projetos baseados em tarifas em sistemas ativos de distribuição de média tensão, para demonstrar gerenciamento de rede e automação avançados em escala, soluções necessárias para integrar a geração distribuída. O Ministério do Desenvolvimento Econômico também concedeu mais de 200 milhões de euros para demonstração de características de redes inteligentes e modernização de redes nas regiões do sul da Itália.
Alemanha	O programa de financiamento da E-Energy tem vários projetos voltados para as ICTs para o sistema de energia. Com bastante foco na questão da qualidade da energia da rede de distribuição em reflexo ao grande número de energia atualmente gerada pela grande inserção de geração distribuída
Inglaterra	O regulador de energia OFGEM tem uma iniciativa chamada Zona de energia registrada que incentivará os distribuidores a desenvolver e implementar soluções inovadoras para conectar geradores distribuídos à rede. O OFGEM criou um fundo de Redes de baixo carbono que permitirá o suporte de GBP 500 milhões aos projetos DSO que testarão novos setores de tecnologia, operação e comercial.
França	O operador de distribuição de eletricidade ERDF está implantando 300.000 medidores inteligentes em um projeto piloto baseado em um protocolo de comunicação avançado chamado Linky. Se o piloto for considerado um sucesso, o ERDF substituirá todos os seus 35 milhões de metros por Linky medidores inteligentes de 2012 a 2016.
Espanha	Em 2008, o governo ordenou que empresas de distribuição substituíssem medidores existentes por novos medidores inteligentes; isso deve ser feito sem nenhum custo adicional para o cliente. A distribuidora Endesa pretende implantar o gerenciamento automatizado de medidores para mais de 13 milhões de clientes na rede de baixa tensão de 2010 a 2018 com base em esforços passados da utilidade italiana ENEL. O protocolo de comunicação utilizado será aberto - <i>Meters and More</i> . A distribuidora Iberdrola substituirá 10 milhões de medidores.

Fonte: Adaptado de OECD/IEA (2015) [18].

2.1.8 Redes Elétricas Inteligentes no Brasil

O Projeto Estratégico de P&D Programa Brasileiro de Redes Inteligentes, executado em atendimento à Chamada nº 011/2010 da ANEEL, de julho de 2010 [8], que teve como proponente a CEMIG Distribuição e foi apoiado por 36

concessionárias de distribuição e de geração de energia elétrica, destaca-se por ter sido a primeira ação nacional relacionada a *Smart Grid*, tendo cumprido um amplo escopo num curto período de tempo. O Projeto Estratégico foi responsável pelo impulso inicial para todos os projetos de redes inteligentes, que posteriormente foram liderados por empresas de distribuição no Brasil.

Na figura 2.5, é apresentada a localização geográfica dos projetos de redes inteligentes que foram executados no país. Ao todo foram identificados 8 (oito) projetos, sendo que a maioria se encontra na região sudeste, destacando-se o estado de São Paulo com 4 projetos.

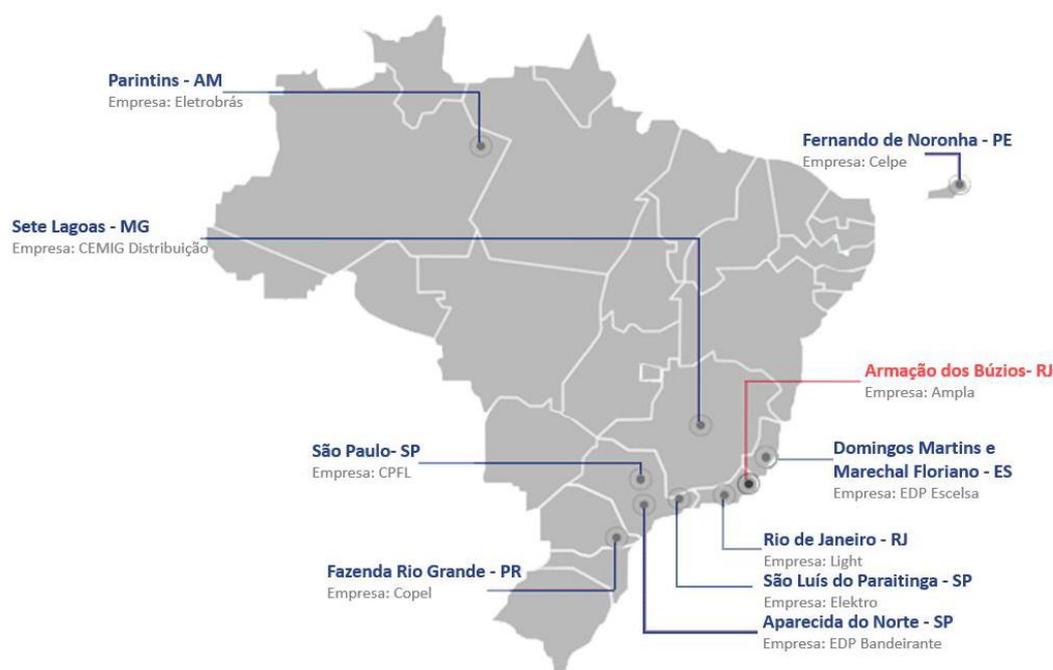


Figura 2.5 - Localização dos projetos de redes inteligentes executados no Brasil
Fonte: Enel (2016) [15].

As principais constatações quando comparados os projetos são as seguintes:

- Todos os projetos instalaram medição eletrônica/inteligente e sistemas de automação de redes;
- A geração distribuída aparece como sendo a segunda iniciativa mais importante para as distribuidoras;
- Projetos de mobilidade elétrica foram implementados por 5 (cinco) distribuidoras;
- Projetos de Iluminação Pública (IP) e Eficiência Energética foram implementados por 3 companhias;

- Três empresas impulsionaram iniciativas sociais em paralelo com os projetos de tecnologia;
- O projeto Cidade Inteligente Búzios foi o único projeto que abordou todas as áreas de conhecimento identificadas;
- O projeto Cidade Inteligente Búzios fez da iniciativa social o principal pilar para o desenvolvimento do projeto de P&D;
- Os projetos diferem também na abrangência e no tamanho dos investimentos realizados.

Os projetos identificados apresentam algumas similaridades entre eles e algumas diferenças que podem ser observadas no quadro 2.3.

Quadro 2.3: Projetos e tecnologias dos projetos de REIs no Brasil

Empresa	Projeto	Local	Escopo						
			Medição	Mobilidade Elétrica	Iluminação Pública	Eficiência Energética	Geração Distribuída	Automação	Atuação Social
Eletrobrás	Cidade Inteligente - Paritins	Paritins - AM	●				●	●	●
Light	Programa Light Smart Grid	Rio de Janeiro - RJ	●	●		●	●	●	
Cemig	Cidade Digital Sete Lagoas	Sete Lagoas - MG	●	●			●	●	
EDP Escelsa	InovCity Espírito Santo	Domingos Martins e Marechal Floriano - ES	●	●	●	●	●		
EDP Bandeirante	InovCity Aparecida	Aparecida do Norte - SP	●	●	●		●	●	●
Celpe	Cidade Inteligente Fernando de Noronha	Fernando de Noronha - PE	●	●	●	●	●	●	
Copel	Projeto Fazenda Rio Grande	Fazenda Rio Grande - PR	●					●	
Ampla	Cidade Inteligente Búzios	Armação dos Búzios - RJ	●	●	●	●	●	●	●
CPFL	Projeto Tauron	São Paulo - SP	●					●	
Elektro	Cidade Inteligente São Luís do Paraitinga	São Luís do Paraitinga - SP	●	●	●	●	●	●	●

Fonte: Enel (2016) [15].

Em resumo, pode se destacar que no Brasil diversas iniciativas foram realizadas para avaliar tecnologicamente a adoção da arquitetura das redes inteligentes.

2.1.9 Premissas adotadas no Brasil

Conforme citado na Chamada de projeto estratégico da Aneel 011/2010 do “Programa Brasileiro de Redes Elétricas Inteligentes”, considera-se de grande relevância para o setor elétrico brasileiro a realização de estudos e pesquisas para

elaboração de uma proposta para um Plano Nacional de migração tecnológica do setor elétrico brasileiro [8], contendo:

- Indicação das funcionalidades e dos requisitos associados ao conceito no Brasil, com ênfase na medição inteligente;
- Indicação de padronização das tecnologias e metodologias a serem adotadas;
- Indicação de políticas públicas de P&D, industrial e de financiamento associadas a esta migração, incluindo o desenvolvimento da cadeia de equipamentos e serviços e estabelecendo direcionamento ou linhas tecnológicas a serem seguidas;
 - Necessidades de adequação da legislação e da regulamentação;
 - Recomendação de ações para solução das deficiências da atual estrutura, sob os aspectos técnico, tecnológico e da cadeia de suprimento, que deverão ser tratadas como premissas para a adoção do conceito de REIs;
 - Elaboração de um Programa de Capacitação de Mão de obra para o Setor Elétrico brasileiro;
 - Indicação do papel do consumidor e das formas de sua efetiva integração como ponto final na complexa cadeia da rede elétrica em modernização, visando comprometimento, apoio e motivação para participação em programas de redução do desperdício.

Quadro 2.4: Informações das tecnologias das redes inteligentes

Concessionária	Medição Inteligente	Automação de distribuição	Geração Distribuída	Armazenamento de Energia	Veículos Elétricos	Telecom	Tecnologia de Informação	Edifícios Inteligentes	Novos Serviços	Outros	Projeto Demonstrativo	Inova Energia
CEMIG - D	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	N
CELESC - DIS	X	X	X				X	X				S
AES ELETROPAULO	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	N
AMPLA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	S
LIGHT	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	S
COELCE	X	X				X	X				X	N
COELBA	X	X	X			x	x			x		N
ELEKTRO	X	X	X		X				x	x	x	S
BANDEIRANTE	X	X	X		X	x	x			x	x	S
CPFL-PAULISTA	X	X	X		X	x	x	x	x	x	x	S
CEEE-D		X	X	X		x		x				S
AES-SUL		X	X			x	x					S
CEB-DIS			X									N
CELPA	X		X				x	x				N
CELPE	X	X	X	X	X	x	x			x	x	N
EMG		X					x			x		N
ESCELSA		X							x	x	x	S
CEAL	X						x					N
CEMAR		X	X				x					N
COPEL-DIS	X	X	X	X	X	x	x	x			x	N
MANAUS ENERGIA	X	X	X			x	x			x	x	N
CELG-D			X							x		N
CERON	X						x					N
CEPISA	X											N
COSERN						x						N
DEMEI						x						S
DMEPC						x						N
ELEJOR			X									N
ELETROACRE			X									N
ELETROCAR		X										N
ENERSUL	X											N
SULGIPE							X					N

Fonte: BNDES - Redes Elétricas Inteligentes - Diálogo Setorial Brasil-União Europeia (2014) [19].

Em destaque no quadro 2.4 o mapeamento realizado pela BNDES [19] considerando as tecnologias e outros serviços já em avaliação pelas distribuidoras brasileiras. É possível observar que as concessionárias de Distribuição encontram-se em diferentes níveis quanto a atuação em REIs, indicando a estratégia adotada para cada uma dessas empresas.

2.2

Medição de energia

O medidor de eletricidade constrói o vínculo natural entre clientes e distribuidora. Os dados medidos são a base para se fazer o faturamento das contas dos clientes. Embora a tecnologia de medição tenha sofrido talvez a mudança mais aparente de todos os componentes do sistema de energia nos últimos anos, o medidor de energia eletromecânico ainda está em uso na maioria das unidades

consumidoras no Brasil e no mundo. Por outro lado, os fabricantes de medidores já oferecem um número mais amplo de medidores eletrônicos, chamados de medidores inteligentes, que têm muito mais características do que seus precursores eletromecânicos [20].

No quadro 2.5 é possível observar a comparação entre cinco diferentes tecnologias de medição de energia e as funcionalidades, sendo o medidor eletromecânico (o medidor convencional com registrador ciclométrico³). O medidor eletrônico que substitui as funções de medição por sensor de fluxo magnético para sensor de corrente shunt com mostradores ciclométricos ou digitais. Já o denominado Ampla Chip é um sistema de medição centralizada – SMC⁴. Por fim, o medidor inteligente Cervantes, utilizado no projeto de substituição de treze milhões de medidores na Espanha, e o medidor Piloto com E34 é o medidor que foi objeto de estudo desta dissertação e equipamento aplicado no projeto Cidade Inteligente Búzios. As principais funcionalidades de cada um dos medidores também podem ser verificadas no quadro 2.5.

Quadro 2.5: Comparação de tipos de medidores de baixa tensão e suas funcionalidades – não* - em desenvolvimento.

Funcionalidades	Medidores de baixa tensão				
	Eletromecânico	Eletrônico	Ampla Chip	Cervantes	Piloto com E34
Energia ativa (kWh)	sim	sim	sim	sim	sim
Memória de massa	não	não	não	sim	sim
Medição bidirecional	não	opcional	não	sim	sim
Energia reativa	não	opcional	não	sim	sim
Corte e religação	não	opcional	sim	sim	sim
Comandos remotos	não	opcional	sim	sim	sim
Controle de demanda	não	não	não	sim	não
Controle de interrupções	não	não	não	sim	sim
Controle de variação de tensão	não	não	não	sim	não
Alarme de caixa/borne	não	não	sim	sim	não
Tarifas horárias	não	não	não	sim	sim
Medição instantânea	não	não	não	sim	não
Protocolo aberto	não	não	não	sim	ABNT e Meters and More
Interação do cliente com medidor	não	não	não	sim	não
Display remoto	não	opcional	sim	não*	não

³ Registrador ciclométrico – Como é chamado o mostrador da informação de consumo para medidores eletromecânicos que funcionam por indução magnética, conjunto formado pelo mostrador, sistema de engrenagens e cilindros ciclométricos, conforme portaria Inmetro n.º 88/2006 os cilindros devem ser na cor preta e os algarismos na cor branca. Portaria Inmetro n.º 88, de 06 de abril de 2006.

⁴ Sistema de Medição Centralizada (SMC) - Sistema que agrega módulos eletrônicos destinados à medição individualizada de energia elétrica, desempenhando as funções de concentração, processamento e indicação das informações de consumo de forma centralizada.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

As funcionalidades da medição de energia em baixa tensão apresentadas no quadro 2.5 serão descritas a seguir:

- **Energia ativa** - Registro de consumo de energia em baixa tensão de energia ativa, unidade de medida é kWh.
- **Memória de massa** - Capacidade de acumular a informação de consumo em intervalos de tempo reduzidos, sendo 15 minutos o período mais comum. Dado usado para elaborar estudos de curva de carga.
- **Medição bidirecional** - Capacidade do medidor de medir a energia tanto do consumo do cliente quanto da energia injetada no caso de clientes com o recurso de geração distribuída.
- **Energia reativa** - Registro de consumo de energia em baixa tensão de energia reativa, unidade de medida é kVArh
- **Corte e Religação** - Capacidade de executar a operação de corte e religação de carga utilizando o acionamento de relés, substituindo a atuação de eletricitistas que executam esta atividade na operação comercial da distribuidora.
- **Comandos remotos** - Capacidade de comunicação entre o medidor e sistema central de operação do sistema de medição.
- **Controle de demanda** - Funcionalidade em que o medidor pode limitar a potência da energia consumida.
- **Controle de interrupções** - Capacidade de registrar as faltas de energia ocorridas durante o ciclo de faturamento.
- **Controle de variação de tensão** - Capacidade de registrar as oscilações de tensão ocorridas que apresentaram valores fora dos normatizados.
- **Alarme de caixa/borne** - Dispositivo de detecção de abertura destes elementos de forma não autorizada.
- **Tarifas horárias** - Capacidade do medidor de armazenar a informação de consumo em postos horários, como exemplo o praticado na tarifa branca que é detalhado nesta dissertação.
- **Medição instantânea** - Medição da potência ativa com a atualização da informação no ato da consulta, a unidade de medida é kW.
- **Protocolo aberto** - Protocolo de operação e integração do medidor ao sistema central.

- **Interação do cliente com o medidor** - Dispositivo em que o cliente aciona diretamente no instrumento de medição para acionar ou bloquear alguma função do equipamento.
- **Display remoto** - Também chamado de IHD – *In home display* – é onde o cliente pode ter diversas informações de seu consumo, e nos modelos mais avançados construir uma nova relação com o uso da energia.

2.2.1 Conceito de medição de energia

No Brasil, conforme determinação do INMETRO, aplicam-se os termos constantes do Vocabulário Internacional de Termos de Metrologia Legal, aprovado pela Portaria Inmetro n° 163, de 06 de setembro de 2005, do Vocabulário Internacional de Metrologia – Conceitos fundamentais e gerais e termos associados, aprovado pela Portaria Inmetro n° 232, de 08 de maio de 2012 [21], além dos demais apresentados a seguir, bem como as disposições estabelecidas na Portaria Inmetro n° 484, de 07 de dezembro de 2010 [22]. Assim, define-se:

- **Medidor de energia elétrica:** instrumento destinado a medir a energia elétrica através da integração da potência em relação ao tempo;
- **Medidor eletrônico de energia elétrica:** medidor de energia elétrica estático no qual a corrente e a tensão agem sobre elementos de estado sólido (componentes eletrônicos) para produzir uma informação de saída proporcional à quantidade de energia elétrica medida.

2.2.2 Medidores eletrônicos de energia

O grupo de trabalho de Redes Elétricas Inteligentes do MME ressaltou em seu relatório as diferenças alcançadas com a evolução da medição, comentando que além de medir o consumo em intervalos programados, o medidor inteligente se utiliza de uma combinação de tecnologias, como sensores de tempo real, notificação de falta de suprimento e monitoramento da qualidade da energia [7].

2.2.2.1

As unidades de medida e funcionalidades do medidor eletrônico de baixa tensão

As unidades de medida e funcionalidade dos medidores estão ligadas diretamente a complexidade do medidor de energia, impactando diretamente nos serviços que poderão ser oferecidos pela distribuidora e nível de interação do consumidor, assim como no custo deste equipamento. A ANEEL buscou através de seu corpo técnico em diversas visitas a distribuidoras e reguladores no cenário internacional identificar quais são as funcionalidades adequadas ao cenário nacional. Estes dados foram inicialmente já sinalizados na Nota Técnica nº 0013/2009-SRD/ANEEL [23].

Através da implantação de uma consulta pública sobre a substituição de medidores, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal apresenta um conjunto de funcionalidades que podem ser disponibilizadas pelos medidores eletrônicos [24], assim como faz uma breve exposição das vantagens de cada funcionalidade frente ao medidor convencional. Esta consulta pública foi objeto de estudo da Aneel citada no anexo da nota técnica 013/2009 sobre implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras de baixa tensão [24].

Com os dados do regulador de Portugal, os exemplos de funcionalidades que podem ser implantadas por meio de medidores eletrônicos são:

Grandezas elétricas:

- i. Energia elétrica ativa e reativa;
- ii. Potência ativa e reativa.

Indicadores de qualidade:

- i. Registro da frequência e da duração de interrupções;
- ii. Registro de informações de tensão e corrente.

Aspectos tarifários e comerciais:

- i. Períodos tarifários;
- ii. Pré-pagamento;
- iii. Múltiplas tarifas.

Interface entre consumidor e medidor:

- i. Disponibilidade da informação junto ao consumidor;
- ii. Dados de potência e consumo;
- iii. Sinalizações em tempo real.

Interface entre distribuidora e medidor

- i. Atuação remota sobre a unidade consumidora, possibilitando a distribuidora evitar custos de intervenção local, tais como leitura, corte e reativação;
- ii. Gerenciamento remoto da carga.

2.2.2.2

Tipos de sistema de medição de energia

Muitas vezes a medição inteligente é considerada como sendo a própria Rede Elétrica Inteligente ou a parte mais importante dela, mas pode ser considerada apenas uma das etapas para se atingir o conceito completo. Dentro deste contexto, deve-se ter em mente os seguintes conceitos:

- ***Automated Meter Reading (AMR), ou Leitura Automática do Medidor*** - Conceito antigo, em que a comunicação é unidirecional entre o medidor e o Centro de Controle de Medição (CCM). No processo de geração de fatura, o AMR visa maior exatidão nas medições e economia de custos com leituristas.

- ***Medidor Inteligente (Smart meter)*** - É um medidor eletrônico com capacidade para aplicações que vão muito além da medição do consumo de energia, registrando dados em intervalos de tempo configuráveis e permitindo comunicação bidirecional com o CCM. Visando atender ao conceito completo de REI, o medidor deve permitir integração com dispositivos domésticos também inteligentes (*smart appliances*).

- ***Advanced Meter Management (AMM), ou Gerenciamento do Medidor Avançado*** - Refere-se a uma plataforma técnica de gerenciamento para medidores inteligentes dispostos em redes de comunicação, lendo perfis de carga em intervalos de tempo inferiores a uma hora. Pode ser entendido como toda ação de gerenciamento sobre o medidor como ativo da rede. Apresenta como funções básicas (i) gerenciamento de dispositivo (p. ex., gestão de parâmetros dos medidores), (ii) gestão de grupo, possibilitando o controle de grupos de dispositivos, como configuração e *upgrade* de *firmware*, e (iii) gestão de plataforma de comunicação, assegurando comunicação confiável entre medidores e CCM,

reportando status de rede, desempenho da comunicação e situações de exceção. Importante notar que a AMM não armazena os dados coletados dos medidores (ou o faz apenas temporariamente), transmitindo-os ao MDM.

- ***Meter Data Management (MDM), ou Gerenciamento de Dados do Medidor*** - Processa e gerencia os dados gerados pelos medidores, incluindo informações além da energia consumida, como por exemplo, fator de potência e indicadores de qualidade. Objetiva aperfeiçoar processos, como faturamento, eficiência operacional, serviços ao consumidor, previsão de demanda de energia, gerenciamento do sistema de distribuição (*Distribution Management System - DMS*), gestão de fraudes, gestão de demanda, entre outros. A questão não se resume mais em como coletar dados remotamente (função da AMM), mas como gerenciá-los para obter mais informação. Tem como funções básicas (i) atuar como repositório de dados de registros, eventos e alarmes, e (ii) processar e analisar dados dos medidores, aplicando validação e retificação em dados inconsistentes e transformando perfis de carga elementares em informação útil à concessionária de energia.

- ***Advanced Metering Infrastructure (AMI) ou Infraestrutura de Medição Avançada*** - Alguns autores utilizam o termo AMI como sinônimo de medição inteligente englobando os conceitos de AMM e MDM. Na prática está relacionado mais à infraestrutura de meios de comunicação necessários para permitir as funcionalidades de medição inteligente.

2.2.3 Regulação da medição de energia em baixa tensão

A regulação tem o papel fundamental de definir as regras técnicas e comerciais, tendo o Inmetro e ANEEL respectivamente esta responsabilidade no Brasil. Neste tópico será descrita a relevância e as regras aplicadas para a regulação técnica com ênfase nas portarias obrigatórias pela ótica da questão metrológica que o medidor precisa cumprir, e no caso da regulação comercial será detalhada a regra atual para o faturamento considerando o foco nas regras da tarifa branca e principalmente nos dias de coletas de leitura.

2.2.3.1 Regulação técnica da medição inteligente

É através dos RTM (Regulamentos Técnicos Metrológicos) e Portarias que o Inmetro regulariza os requisitos técnicos que os equipamentos usados para fins de faturamento precisam ter, assim como a aprovação de modelos que serão usados para este fim.

Para o medidor que é parte do objeto desta dissertação, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), no exercício da delegação de competência outorgada pela Portaria Inmetro n.º 257, de 12 de novembro de 1991 [25], conferindo-lhe as atribuições dispostas no subitem 4.1, alínea "b", da regulamentação metrológica aprovada pela Resolução n.º 08, de 22 de dezembro de 2016, do Conmetro [26].

Os Regulamentos Técnicos Metrológicos para Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica foram aprovados pelas Portarias Inmetro n.º 586/2012 [27], n.º 587/2012 [28], e n.º 520/2014 [29], que são descritos a seguir. Estas normas técnicas para a medição criam parâmetros mínimos para a produção e comercialização dos equipamentos de medição, trazendo garantias quanto a qualidade metrológica destes aparelhos, tendo o Inmetro o papel de órgão fiscalizador deste processo.

A Portaria Inmetro n.º 586/2012 [27] tem por objetivo implementar o controle metrológico do *software* para sistema distribuído de medição de energia elétrica e medidor eletrônico de energia elétrica, considerando os requisitos de *software* descritos no Documento da Organização Internacional de Metrologia Legal – OIML D31/2008: *General Requirements of Software Controlled Measuring Instruments* [30]. Os objetivos desta Portaria são:

a) estabelecer os requisitos técnicos de *software* necessários ao processo de aprovação de modelo de sistemas/instrumentos de medição de energia elétrica controlados por *software*.

b) garantir que o *software* legalmente relevante proporcione medidas corretas e dentro dos erros máximos admissíveis estabelecidos para os sistemas/instrumentos de medição de energia elétrica nas condições previstas no Regulamento Técnico Metrológico específico.

c) garantir que o *software* legalmente relevante não seja afetado por outros *softwares* ou partes não legalmente relevantes.

Os elementos do sistema/instrumento de medição de energia elétrica controlados por *software* diretamente envolvidos ou que de alguma forma interfiram nos processos de captura, processamento e publicação do resultado da medição ao usuário final, são ditos “legalmente relevantes” e devem satisfazer à totalidade dos requisitos técnicos de *software* gerais e, também, aos requisitos técnicos de software específicos elegíveis em função da tecnologia empregada e/ou funcionalidades disponíveis, sendo de responsabilidade do Inmetro determinar quais softwares/hardwares/dados são considerados legalmente relevantes.

A Portaria Inmetro nº 587/2012 [28] define o Regulamento Técnico Metrológico - RTM - para medidores eletrônicos de energia elétrica ativa e/ou reativa, monofásicos e polifásicos, que visa estabelecer as condições mínimas a serem observadas na apreciação técnica de modelo, na verificação inicial, na verificação após reparos e na verificação por solicitação do usuário/proprietário, em medidores eletrônicos de energia elétrica ativa e/ou reativa, monofásicos e polifásicos, inclusive os reconicionados. Este RTM estabelece as condições mínimas a serem observadas na apreciação técnica de modelos, na verificação inicial, na verificação após reparos e na verificação por solicitação do usuário/proprietário, a que se sujeitam os medidores eletrônicos de energia elétrica ativa e/ou reativa, monofásicos e polifásicos, e índices de classe D (0,2 %), C (0,5 %), B (1,0 %), A (2,0 %).

A Portaria Inmetro nº 520/2014 [29] é um RTM que estabelece requisitos adicionais aos já fixados no Regulamento Técnico Metrológico, aprovado pela Portaria Inmetro nº 587, que devem ser observados na apreciação técnica de modelo pelos medidores eletrônicos de múltipla tarifação de energia elétrica, sendo aplicado somente na apreciação técnica de modelo de medidores eletrônicos de múltipla tarifação de energia elétrica.

2.2.3.2 Regulação comercial da medição inteligente

Em 2008 a ANEEL, realizou o “Seminário Internacional de Medição Eletrônica”, com o objetivo de discutir regulamentação, impacto tarifário, funcionalidades e experiências de implantação de medição inteligente. No ano seguinte foi publicada a Consulta Pública nº 15/2009, [31] a qual traz um levantamento do parque de medição nacional e incentiva discussões sobre a

tecnologia, tais como possíveis custos e benefícios, funcionalidades, projetos-pilotos e formas de implantação no Brasil [13].

No ano de 2010, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 43/2010 [32], que foi uma primeira etapa da regulamentação do uso de medição inteligente no Brasil. Nessa oportunidade foram sinalizadas as possíveis funcionalidades do medidor inteligente. Esta audiência criou uma grande expectativa no setor de distribuição no Brasil, principalmente por parte dos fabricantes de medidores com fábrica em território nacional.

Como principal mudança na relação do consumidor com o sistema elétrico a AP 043/2010 destacou o uso das tarifas horárias, determinados perfis de consumidores que poderão se beneficiar caso adotem esta nova forma de registro do consumo de energia, reduzindo o custo de suas faturas sem comprometer drasticamente o conforto e tornando o seu consumo de energia mais sustentável [33].

Espera-se como resultado da inserção da tarifa branca que os benefícios financeiros concedidos, referente à energia mais barata consumida no horário fora de ponta, sejam compensados pela menor demanda no horário de ponta e, conseqüentemente, a postergação dos investimentos na infraestrutura de transmissão e distribuição de energia elétrica [34].

Em 2011 a ANEEL criou a tarifa branca, uma nova modalidade tarifária a ser aplicada a consumidores conectados na baixa tensão. O consumo fica dividido em três postos horários pela quantidade de energia ativa nestes períodos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta. Na Figura 2.6 é apresentada uma comparação entre a modalidade convencional e a tarifa branca.

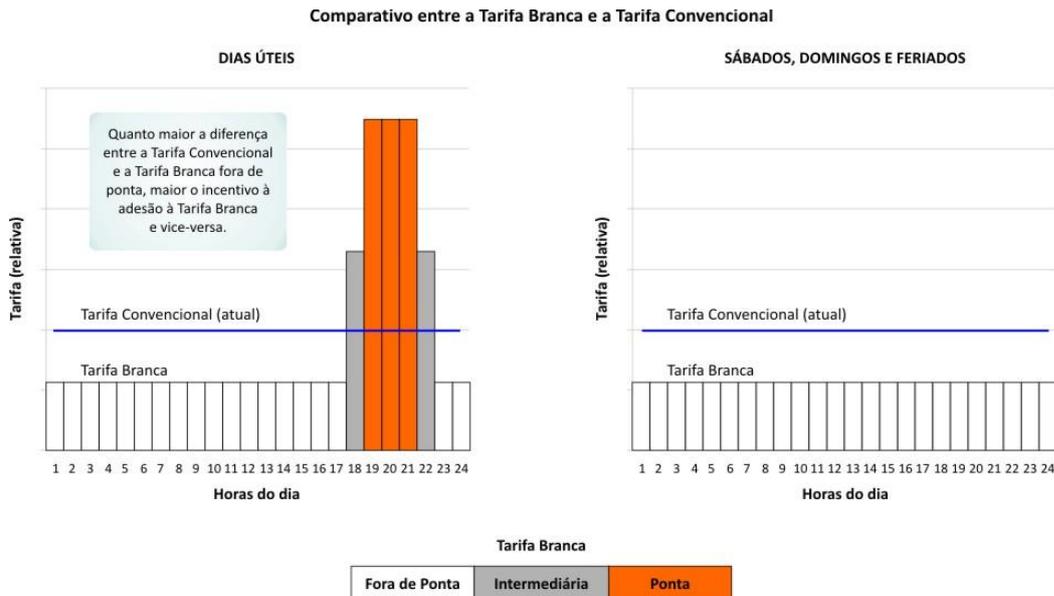


Figura 2.6 - Comparativo entre a tarifa branca e tarifa convencional para clientes de baixa tensão

Fonte: Aneel disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca> no dia 12/03/2018

O mais sólido passo para a implantação da medição inteligente no Brasil foi dado no dia 6 de setembro de 2016 com a publicação da Resolução Normativa nº 733 da ANEEL com a divulgação da agenda para possibilidade de adesão dos clientes de baixa tensão a tarifa branca e com isso o uso da medição inteligente. No artigo 4ª determina que a data inicial de possível adesão inicia em 1º de janeiro de 2018, para clientes com consumo médio superior a 500 Kw h por mês, sendo no ano de 2019 para clientes com consumo superior a 250kW h por mês e em 2020 para os demais clientes [35].

Na atualização do texto da REN 414/2010 [36] foram definidos outros pontos relevantes para a regulação comercial da medição inteligente com os detalhes dos postos horários

No artigo 2º detalha a definição de postos horários e determina quais são os dias de feriados para efeito de registro de informação do consumo como posto tarifário fora ponta, esta revisão aconteceu na redação da resolução normativa da ANEEL nº479, de 03.04.2012 [37].

Descrição dos postos horários:

a) posto tarifário ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão.

b) posto tarifário intermediário: período de horas conjugado ao posto tarifário ponta, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior.

c) posto tarifário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o Grupo B, intermediário.

Quanto às regras de ciclos de faturamento e leituras ficam explícitas nos artigos abaixo da Resolução 414/2010 [36] e suas revisões, sendo no artigo 2º a definição de ciclo de faturamento, fatura e sistema de medição que foram revisadas na redação da resolução normativa da ANEEL nº 775 de 10.07.2017 [38]. Para fins de definição tem-se nesta resolução:

- **Ciclo de faturamento** - período correspondente ao faturamento de determinada unidade consumidora, conforme intervalo de tempo estabelecido nesta Resolução;

- **Fatura** - documento comercial que apresenta a quantia monetária total que deve ser paga pelo consumidor à distribuidora, em função do fornecimento de energia elétrica, da conexão e uso do sistema ou da prestação de serviços, devendo especificar claramente os serviços fornecidos, a respectiva quantidade, tarifa e período de faturamento de modo a possibilitar ao consumidor o acompanhamento de seu consumo mensal. A fatura pode ser apresentada impressa ou em meio eletrônico;

- **Sistema de medição** - conjunto de equipamentos, condutores, acessórios e chaves que efetivamente participam da realização da medição de faturamento.

Segundo ainda a Resolução 414/2010 [36] a distribuidora é obrigada a instalar equipamentos de medição nas unidades consumidoras, exceto quando o fornecimento for provisório ou destinado para iluminação pública, semáforos, iluminação de vias internas de condomínios, assim como equipamentos de outra natureza instalados em via pública.

Um dos pontos principais do questionamento das regras regulatórias desta dissertação é quanto ao período dos intervalos de leituras (artigo 84 da Resolução 414/2010). O texto deste artigo diz o seguinte:

Art. 84 A distribuidora deve efetuar as leituras em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, observados o mínimo de 27

(vinte e sete) e o máximo de 33 (trinta e três) dias, de acordo com o calendário de leitura (...).

No artigo 115 o destaque da regra que está sendo tratado nesta dissertação está relacionada ao critério de cálculo do consumo estimado com o uso da média aritméticas dos valores faturados nos 12 (doze) últimos ciclos de faturamento de medição normal, fato que foi revisado na REN ANEEL 479, de 03.04.2012 [37].

Como conclusão deste tópico, é possível afirmar que as regras comerciais para a tarifa branca acelerarão a entrada dos medidores inteligentes, pois são eles que possuem a capacidade de realizar as funções que foram definidas nesta norma. Todavia quando avaliada a de frequência de leituras, é possível concluir que as normas não foram elaboradas considerando as possibilidades dos medidores eletrônicos com medição remota, desta forma esta dissertação deseja identificar e propor pontos de melhorias para estes textos.

2.3 Tecnologia de comunicação para a medição

Uma Rede Elétrica Inteligente utiliza tecnologia de informação e de comunicação para coletar e transmitir dados do fornecimento e do consumo de energia elétrica. Através deste processo, é possível automatizar a rede elétrica, melhorando sua eficiência, rentabilidade, confiabilidade, economia e a sustentabilidade.

Devido à alta dependência da Rede Elétrica Inteligente em aquisição e transmissão de dados, a implantação da comunicação integrada é de fundamental importância para seu bom funcionamento.

As tecnologias de comunicação podem ser divididas em dois grupos principais, as tecnologias sem fio e as tecnologias de comunicação cabeadas, como pode ser visto na figura 2.7. As tecnologias de comunicação sem fio possuem mais flexibilidade, mobilidade e menor custo para manutenção de rede. Por outro lado, elas possuem problemas para alocação de frequência, interferência, confiabilidade, segurança e consumo de energia.

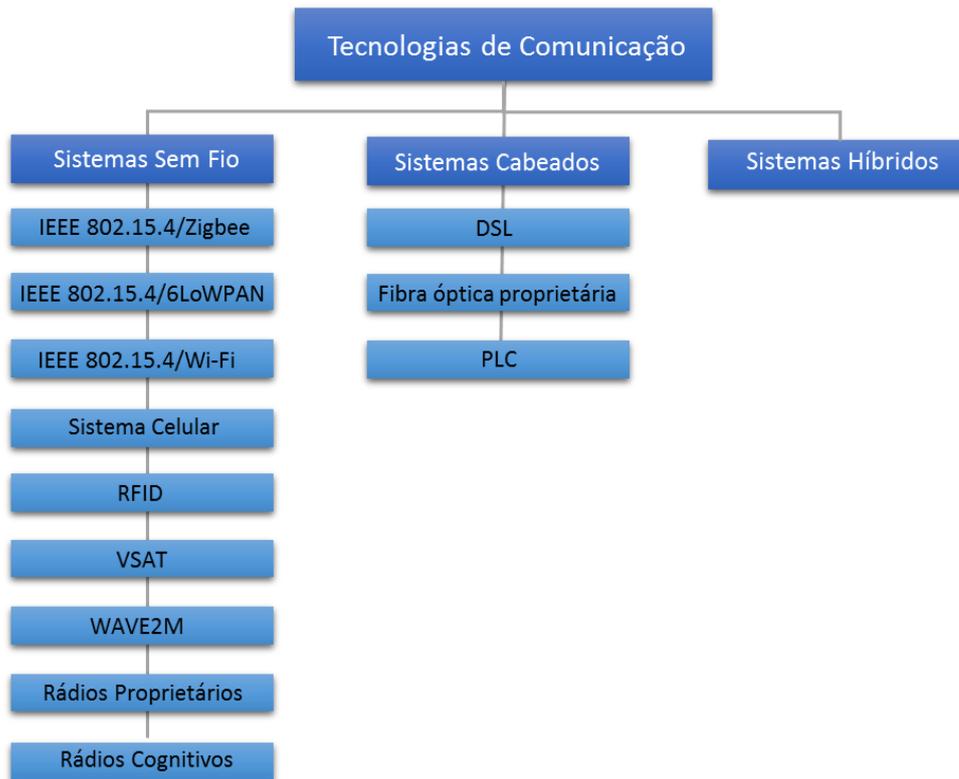


Figura 2.7: Tecnologias de comunicação aplicadas nas redes elétricas
 Fonte: Enel (2016)

Apesar de todas as desvantagens existentes nos meios de comunicação cabeados, esses ainda são muito utilizados principalmente devido à sua confiabilidade.

Em destaque no quadro 2.6, está a descrição dos artigos sobre tecnologia de comunicação escolhida para uso no projeto Cidade Inteligente Búzios com o maior número de citações na literatura e correlação com o estudo desta dissertação, o PLC (*Power Line Communication*). As descrições e justificativas dos critérios de seleção da tecnologia PLC será apresentada no capítulo 4.

Como destaque nas pesquisas relacionadas a sistemas de medição e REIs são destacados os autores do quadro 2.6, com a priorização por citações, estes 6 autores representam 1.201 citações, ressaltando a relevância de seus trabalhos publicados, sendo possível destacar a convergência com o tema desta dissertação.

Quadro 2.6: principais autores da tecnologia de comunicação PLC em uso nas redes inteligentes.

Título da publicação	Autores	Local da publicação	ano	n° de citações
<i>For the grid and through the grid: The role of power line communications in the smart grid</i>	Galli, S., Scaglione, A., Wang, Z. [41]	Proceedings of the IEEE 99	2011	515
<i>Modeling and analysis of noise effects on broadband power-line communications</i>	Meng, H., Guan, Y.L., Chen, S. [42]	IEEE Transactions on Power Delivery	2005	231
<i>Recent developments in the standardization of power line communications within the IEEE</i>	Galli, S., Logvinov, O. [43]	IEEE Communications Magazine	2008	145
<i>Power line communication networks for large-scale control and automation systems</i>	Bumiller, G., Lampe, L., Hrasnica, H. [44]	IEEE Communications Magazine	2010	112
<i>Impulsive noise mitigation in powerline communications using sparse bayesian learning</i>	Lin, J., Nassar, M., Evans, B.L. [45]	IEEE Journal on Selected Areas in Communications	2013	104
<i>Evolution of communication technologies for smart grid applications</i>	Usman, A., Shami, S.H. [40]	Renewable and Sustainable Energy Reviews	2013	94

Fonte: Elaborado pelo autor

O PLC utiliza a rede de energia elétrica para transmitir os dados. A banda-larga sobre linhas de energia, do inglês *Broadband over Power Lines* (BPL), é um método de tecnologia PLC. Essa tecnologia utiliza repetidores ao longo da linha de longa distância para a transmissão de dados. Os dispositivos de *by pass* possibilitam que o sinal de RF vá além dos transformadores. Esse tipo de tecnologia é utilizado há décadas pelas concessionárias de energia para sinalização e controle, a fim de gerenciar internamente a rede elétrica.

A principal vantagem do uso da transmissão de dados pela rede elétrica é sua abrangência, já que essa é uma infraestrutura já existente e ocupa uma vasta área geográfica. Porém, a variação de carga nessa rede provoca muitos ruídos, o que prejudica a qualidade da transmissão de dados. Além disso, o desenvolvimento dessa tecnologia tem sido muito lento, o sinal de RF não consegue passar por vários transformadores utilizados nas redes elétricas, e podendo haver reflexão do sinal, o que prejudica a transmissão de dados, o que limita a banda de transmissão de dados. O PLC de banda estreita opera nas faixas de frequência de 3 a 500 kHz, com taxa de dados de até 576 kbps [40].

Para as demais tecnologias de comunicação estudadas na construção desta dissertação para utilização nas redes de energia conforme apresentado na figura 2.7, serão descritas brevemente suas características no quadro 2.7, e ressaltando os principais autores priorizados pela relevância de suas publicações.

Quadro 2.7: Outras tecnologias de comunicação para as redes inteligentes.

Tecnologia	Breve definição	Autores
IEEE 802.15.4 Zigbee	é um protocolo de comunicação sem fio que utiliza a arquitetura de rede mesh, com baixa taxa de transferência de dados, baixo processamento e baixo consumo de energia.	Baronti <i>et al.</i> , 2007 [46]; Lee <i>et al.</i> , 2007[47]; Han <i>et al.</i> , 2010[48]; El-Hoiydi <i>et al.</i> , 2004 [49]; Han <i>et al.</i> , 2010 [50].
6LoWPAN	Foi desenvolvido com a finalidade de integrar as redes de sensores sem fio com a Internet	Gungor <i>et al.</i> , 2009[51]; Zanella <i>et al.</i> , 2014[52]; Shelby <i>et al.</i> ; 2009[53]; Palattella <i>et al.</i> [54], 2013; Hui <i>et al.</i> 2008 [55].
IEEE.802.15.4 WI-FI	Sua forma de transmissão de dados é por ondas de rádio frequência e sua arquitetura é constituída por estações móveis (STA) e pontos de acesso (APs).	Usman <i>et al.</i> , 2013 [40]; Mahood <i>et al.</i> , 2015 [56]; Abdel-Latif <i>et al.</i> , 2009[57]; Morstyn <i>et al.</i> , 2016 [58]; Jin <i>et al.</i> , 2014 [59].
Sistema Celular	Rede celular é uma rede de rádio constituída por células, uma célula é uma unidade geográfica (estação base), que transmite um sinal de rádio frequência dentro da sua área e é constituído por pelo menos um transceptor fixo.	Sechilariu <i>et al.</i> , 2013 [60]; Bu <i>et al.</i> , 2012 [61]; Salehi <i>et al.</i> , 2012 [62]; Zhang <i>et al.</i> , 2014 [63]; Bu <i>et al.</i> , 2014 [64].
RFID	é um método de identificação automática através de sinais de rádio, recuperando e armazenando dados remotamente através de dispositivos denominados etiquetas RFID. Estes sistemas permitem armazenar informação nas etiquetas através de comunicação de radiofrequência. Esta informação pode ir desde um Bit até KBytes, dependendo principalmente do sistema de armazenamento do transponder.	Díaz <i>et al.</i> , 2016 [65]; Jara <i>et al.</i> , 2013 [66]; Liu <i>et al.</i> , 2011 [67]; Li, 2013 [68]; Zhang <i>et al.</i> , 2012[69].
VSAT	é uma estação terrestre dedicada (menos de 5m de diâmetro) usada para comunicar-se com esse satélite de comunicação para disponibilizar serviços unidirecionais. Sua arquitetura de rede é constituída por uma estação principal (hub station) e várias estações VSAT, podendo utilizar uma topologia de rede estrela ou mesh.	Kim <i>et al.</i> , 2009 [70]; Walker, 1997 [71]; DeBruin, 2008 [72]; Filip, 1990 [73]; Greenberg <i>et al.</i> , 1994 [74].
WAVE2M	é uma tecnologia de comunicação RF baseada em rede mesh, altamente resistente à interferência de obstáculos. O núcleo dessa arquitetura é formado por um transceptor RF e uma pilha de protocolo. É uma extensão do protocolo padrão do Bluetooth, visando disponibilizar uma solução wireless robusta para construir redes <i>ad-hoc</i> e redes fixas.	Kuzlu <i>et al.</i> , 2016 [75].
Rádios Proprietários	são meios de comunicação que utilizam a interface de rádio, sem estar em conformidade com padrões ou normas existentes. Estes sistemas normalmente são desenvolvidos para operar em bandas de frequência que não são utilizadas por nenhuma aplicação celular ou sem fio. As principais vantagens desse sistema é que seu desenvolvimento pode ser dedicado apenas à aplicação específica em que será utilizado.	Choi <i>et al.</i> , 2005 [76]; Horsmanheimo <i>et al.</i> , 2013 [77]; Berganza <i>et al.</i> , 2016 [78]; Dong <i>et al.</i> , 2014 [79]; Ruffato <i>et al.</i> , 2013[80].
Rádios Cognitivos	é um padrão para redes sem fio voltado para conectividade de áreas rurais que utiliza o conceito de rádios cognitivos e pode revolucionar o modo como o espectro de frequências é compartilhado através da alocação dinâmica de espectro, abrindo caminho para novas formas de exploração deste meio de transmissão.	Wang <i>et al.</i> , 2011 [81]; Zhang <i>et al.</i> , 2012 [82]; Yu <i>et al.</i> 2011 [83]; Ma <i>et al.</i> , 2013[84]; Shah <i>et al.</i> , 2013 [85].
DSL	tecnologia de comunicação baseada DSL utiliza linhas telefônicas já existentes para acessar a Internet com altas velocidades. Em cada terminação da linha telefônica é necessário um modem DSL, possibilitando a utilização do telefone e internet (dados) simultaneamente.	Mernik <i>et al.</i> , 2005 [86]; Bender <i>et al.</i> , 2000 [87]; Tsamardinos <i>et al.</i> , 2006 [88]; Ghosh <i>et al.</i> 2005 [89]; Koffman <i>et al.</i> , 2002 [90].
Fibra ótica	é formada por pelo menos duas camadas, uma mais interna denominada núcleo, e outra mais externa denominada revestimento. O núcleo é formado por um filamento de vidro ou materiais poliméricos capazes de transmitir a luz. Já o revestimento é formado por um material isolante. Durante a transmissão, a fibra óptica funciona como um guia de onda, que através de reflexões transmite o sinal de luz.	Aggarwal <i>et al.</i> , 2010 [91]; Ukil <i>et al.</i> 2012 [92]; Maier <i>et al.</i> , 2012a [93]; Deng <i>et al.</i> , 2012 [94]; Maier <i>et al.</i> , 2012b [95].

Fonte: Elaborado pelo autor

3

Ferramentas estatísticas aplicadas à medição para faturamento de energia – modelo conceitual

Neste capítulo será apresentado o modelo conceitual desenvolvido nesta dissertação, esta metodologia também poderá ser utilizada para previsão de dados associados a consumo de energia elétrica. A questão principal desta dissertação norteou a elaboração do método que será apresentado. A aplicação deste modelo será apresentada no capítulo 4, para fins de sua validação. É importante mencionar que este modelo conceitual poderá ser aplicada em outras situações em que se busque realizar a previsão de dados para perfis de consumo de energia elétrica.

3.1

Visão geral do modelo

No capítulo anterior ficou evidenciada a limitação do método matemático utilizado pela regulação vigente para faturamento de energia em baixa tensão. Esta proposta de modelo conceitual utiliza-se de ferramentas estatísticas para a previsão de consumo na ocorrência de falhas na coleta dos dados para faturamento ocasionados por falhas na comunicação entre o medidor e o centro de aquisição de dados para faturamento. O modelo a ser apresentado neste capítulo é dividido em quatro fases, quais sejam: (i) pesquisa documental bibliográfica; (ii) limpeza da base de dados; (iii) preenchimento dos dados faltantes; e por fim, (iv) previsão dos dados para faturamento. As duas primeiras fases consideram a definição de quais os dados para os cálculos serão usados, premissas quanto à classificação desses dados e adequação dos dados ad base de dados. A figura 3.1 mostra de forma global o modelo que visa prever as informações de dados de consumo para os casos em que houver falha na transmissão dos dados de leituras.

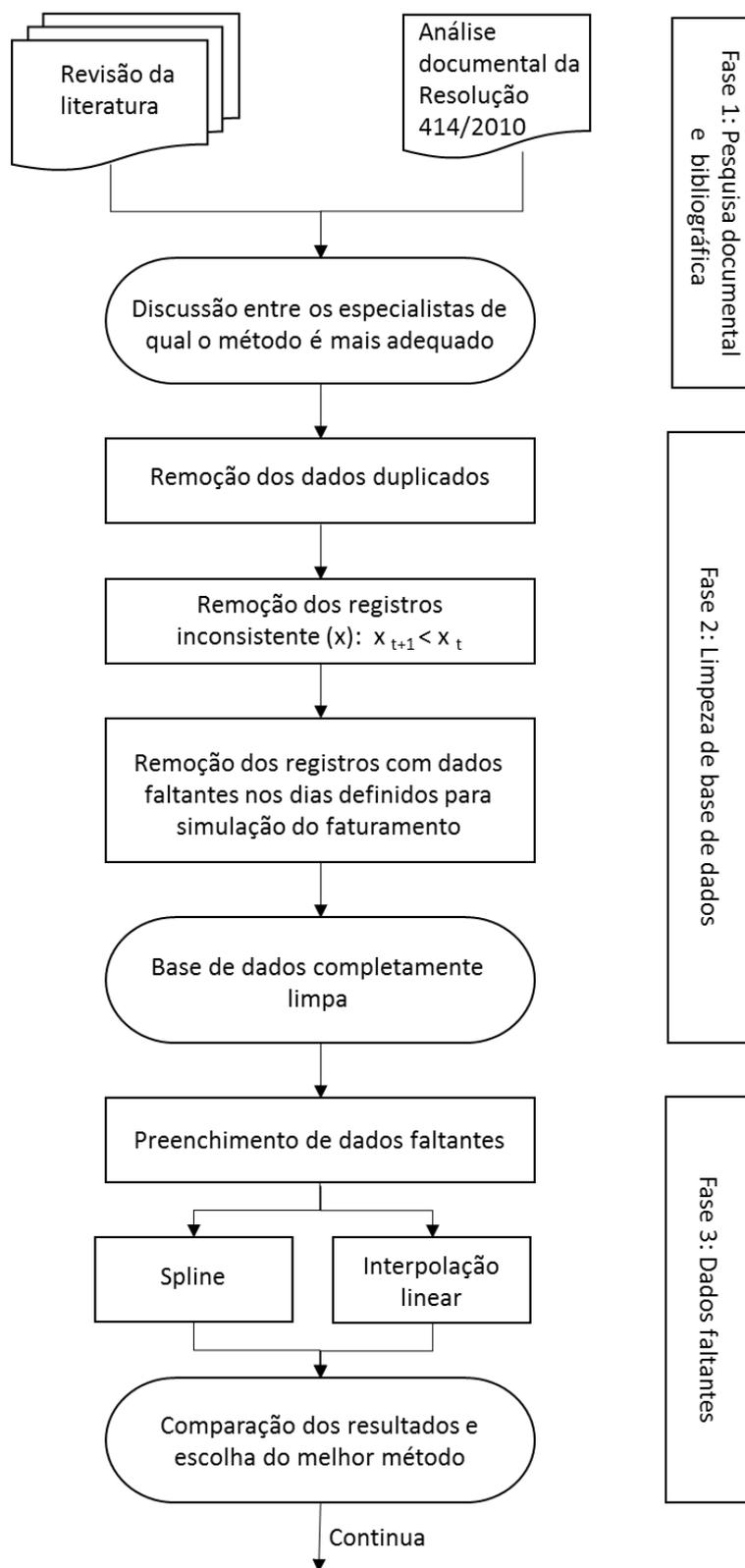


Figura 3.1 – Visão geral do modelo conceitual
 Fonte: Elaboração própria.

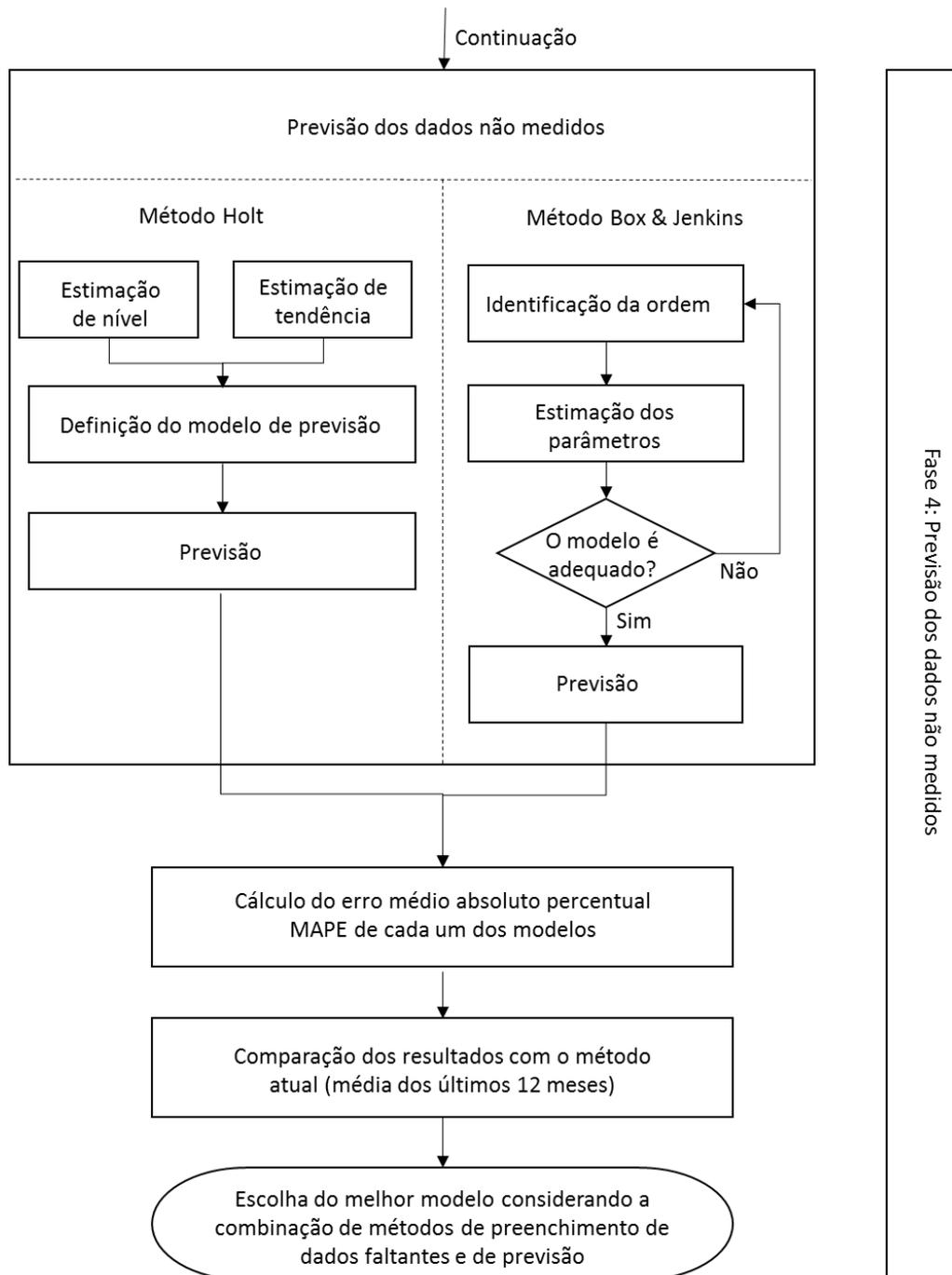


Figura 3.1 – Visão geral do modelo conceitual (continuação)
 Fonte: Elaboração própria.

3.2 Fase 1 – Pesquisa documental bibliográfica

Para a realização deste modelo e criar as premissas de validação, foi realizada uma ampla pesquisa de documentação e também a discussão com especialistas sobre o desenvolvimento da metodologia. O problema consiste em

realizar a previsão de dados com o uso de ferramentas estatísticas, onde os dados existentes são inseridos na base de dados bruta com lacunas e dados nulos.

Esta fase da construção do modelo foi dividida em 3 etapas, a primeira foi a revisão e discussão das limitações regulatórias atuais nos textos da legislação vigente (Resolução 414/2010, item que teve sua revisão descrita no capítulo anterior). A segunda etapa desta fase foi a revisão da literatura (em que o detalhamento será apresentado na sequência) na busca de casos correlatos no objetivo de identificar quais foram as soluções aplicadas.

Na última etapa desta fase foi necessária a participação de especialistas na avaliação da aplicabilidade e a definição das premissas para o uso deste modelo. Neste processo as ações que mais se destacaram foram a colaboração para a classificação dos dados como válidos ou nulos da base existente e a avaliação da regulação ou regras a qual o modelo se propõe a ser comparado. Assim, evidenciou-se as limitações de cada método proposto, identificando as melhores oportunidades, e principalmente os critérios técnicos na etapa final de comparação dos resultados. Um outro fator bastante relevante foi a classificação como modelos lineares e identificação da oportunidade do uso as ferramentas estatísticas adequadas.

3.2.1

Pesquisas realizadas na construção do modelo - Estado da arte da medição para o faturamento de energia

A base de consultas utilizada nesta pesquisa foi a *Scopus*, por possuir a grande abrangência de material dos principais *journals* que tenham trabalhos na área de engenharia, principalmente aqueles relacionados à área de energia. Esta pesquisa foi feita no mês de março de 2018, considerando o cruzamento de três grupos de palavras-chave que serão descritos a seguir.

Primeiramente se cruzou as principais palavras-chave relacionadas ao tema da pesquisa: “*Data transmission*”; PLC (“*Power Line Communication*”); “*Billing*” e “*Smart Grid*”. Esta pesquisa mais restrita retornou um total de 40 artigos, sendo 26 publicações em conferências, 10 artigos, 3 revisões da literatura e apenas 1 livro.

Revisando os artigos foram identificados diversos fatores muito relevantes que serão descritos nos tópicos abaixo. Nenhum artigo tratava diretamente de todos

pontos discutidos nesta dissertação, ressaltando assim a relevância originalidade deste trabalho.

Bem-Shimol *et al.*[96] sugere como ferramenta para incrementara efetividade da transmissão da comunicação PLC das operações de leitura na rede de BT o uso de algoritmo de roteamento para ordenar os ciclos de leitura, se mostrando eficaz pela redução do trafego de informações de medições. Já Rehman *et al.* [97] avalia o PLC como tecnologia viável para projetos *Smart Grid* e debate sobre os ruídos gerados pelos equipamentos domésticos na performance da comunicação. Em seu artigo Yu *et al.* [98] usa ferramentas estatísticas para a previsão do consumo em cidades no planejamento de fornecimento no próximo dia, é destacado a dificuldade da precisão de previsão pela volatilidade das cargas domesticas. É utilizado a temperatura como uma das variáveis de peso neste processo, todavia o principal desafio deste trabalho é o uso de uma base de dados com efetividade diferente de 100%. Na publicação de Shen *et al.* [99] ressalta a falta de regulamentação no setor quando se trata de *data analytics* e *big data* dos medidores inteligentes para promover a eficiência (uso dos dados para faturamentos estatísticos) e sustentabilidade da implantação das redes inteligentes. E destaca a oportunidade do uso dos dados para o planejamento do sistema com análises, previsão e gerenciamento da carga.

Nas subseções seguintes são apresentados os resultados com a pesquisa realizada e o estudo feito nos artigos que foram aprofundados os estudos.

3.2.2

Pesquisa com as palavras-chave: “Data transmission”; “PLC”; e “Billing”

Como colocado previamente, na pesquisa considerando estas três palavras-chave, obteve-se o retorno de apenas um artigo. Este artigo que data de 2004, já destacava importância da segurança da informação no uso do PLC para transmissão de dados em redes elétricas inteligentes e introduz uma arquitetura para mitigar os problemas relacionados à segurança da informação [100]. Todavia, este trabalho ainda não menciona o problema exposto nesta pesquisa, pois nesta época a utilização das redes elétricas inteligentes numa fase prematura.

3.2.3

Pesquisa com as palavras-chave: “Data transmission”; e “Meter”

Esta pesquisa teve o retorno de 6 artigos. Entretanto, apenas quatro foram estudados, pois eram os que permitiam ser baixados. A seguir são colocadas as análises feitas nestes artigos que são de 2008, 2010, 2011 e 2012.

O uso de PLC é grande na literatura por conta da sua economicidade (Bauer *et al.*, 2010) [101]. As aplicações são diversas, e.g., Li *et al.* [102] apresentam uma arquitetura de PLC dentro de uma HAN (*Home Area Network*) com a aplicação de segurança *Smart Grid*, mas a grande maioria dos *papers* avaliados estudam a aplicação do PLC em redes de distribuição, muitas em vezes em baixa tensão.

Warudkar *et al.* [103], fez nesta época uma revisão da literatura de PLCC (*Power Line Carrier Communication*) para BT, nesta revisão este autor avaliar os benefícios técnico-comerciais destes equipamentos levando em consideração as características técnicas, padrões internacionais, além de processos. Este é um *paper* antigo e por isso não traz muitas novidades sobre este assunto. Mais tarde, através de um projeto piloto, Oksa *et al.*[104] apresentam os resultados das medições de transmissão de dados em um Sistema AMR (*Automatic Meter Reading*), focando na qualidade da comunicação de dados, o que é muito importante para que o sistema de medição seja robusto.

Sivaneasan *et al.*[105] foram um dos primeiros autores a proporem um protocolo para efetividade de comunicação usando PLC baseado em AMR (*Automatic Meter Reading*). O protocolo proposto emprega CSMA-CA para transmissão de dados. Este protocolo apresenta melhor performance que um protocolo que era anteriormente empregado, CSP (*Clustered Simple Polling*), reduzindo o atraso na transmissão de dados. Em 2011, estes mesmos autores propõem um protocolo para efetividade de comunicação também usando PLC baseado em AMR (*Automatic Meter Reading*) no qual apresenta um baixo atraso dos dados (100% de sucesso para baixo ruído e moderado na rede e 75% de sucesso num ambiente de elevado ruído) [106], o que é relativamente adequado, visto que o PLC é uma tecnologia mais barata.

Panchadcharam *et al.* [107] fazem a simulação da rede de comunicação em *Smart Grid* avaliando o tempo de transmissão de dados usando PLC e avaliam o

sucesso da taxa de transmissão de dados de várias configurações de rede. Para simular diferentes cenários da rede de medidor inteligente, fez-se a configuração em OPNET usando uma estação de trabalho (como medidores inteligentes), servidor (como concentrador) e o *bus-link* (como PLC). Estes autores demonstram que a rapidez do envio das informações aumenta com o número de concentradores adotados e diminui com o aumento da quantidade de medidores. Além disso, o pacote de dados a ser transmitido, que aumenta com o número de medidores, pode influenciar na transmissão dos dados.

3.2.4 Data mining aplicado a *Smart Grid*

Dados organizados em séries temporais são cada vez mais utilizados em muitos domínios, inclusive com a nova infraestrutura de redes elétricas, principalmente devido ao advento das Redes Elétricas Inteligentes [108]. Estas redes geram grandes volumes de dados a partir de fontes como medidores inteligentes e que de alguma forma tem de ser trabalhados.

Devido ao grande volume de dados, serviços de *Cloud computing* podem solucionar determinados problemas relacionados ao grande volume de dados das Redes Elétricas Inteligentes. Assim, Narayan & Rao [109] abordam a utilização de serviços de *Cloud computing* aplicados a mecanismos de medição inteligentes (preço e faturamento), que possam impactar no custo da eletricidade. Esta discussão é importante, pois, se por um lado, a *Cloud computing* pode reduzir os custos com armazenamento de dados, por outro lado, pode aumentar a vulnerabilidade da rede. Talvez algumas técnicas de compressão de dados podem ajudar a solucionar parte deste problema. Neste sentido, Eichinger *et al.*[108] propõem uma técnica de compressão de dados em redes elétricas inteligentes aplicando-a em três base de dados reais, em diferentes cenários.

Nenhum dos artigos encontrados menciona a aplicação de compressão de dados e *Data mining* aplicados a uma estrutura de Rede Elétrica Inteligente que utilize PLC. Dos artigos encontrados, os domínios estudados são uso em redes de celulares [110] e processamento de sinais [111]. Especificamente, Froehlich *et al.* [111] pesquisam existentes técnicas de desagregação e características de sinal que

podem ser usadas para detectar dados desagregados de forma viável e de baixo custo emergente aplicados a carga elétrica, utilizando ruídos de tensão.

3.3

Fase 2 – Limpeza na base de dados

Diante do problema ao qual este modelo se propõe a ser usado, procedimento de previsão de consumo acumulado, é relevante que a base de dados possa estar livre de dados advindos de leituras ou transmissão incorretos, muitas vezes *outliers* ou ruídos. Baseado na origem da base de dados, as premissas que classificam como válidas ou inválidas devem ser definidas pelos especialistas envolvidos no desenvolvimento da adequação do uso do modelo aqui proposto. Como a previsão que esta dissertação pretende fazer é a de dados acumulados de consumo, foram adotadas como premissas que a informação da leitura do consumo acumulado em um determinado dia ($t+1$) nunca poderá ser inferior ao dado consumo acumulado do dia anterior (t). Assim, quando esta premissa era transgredida, o dado da medição era removido, sendo considerado um dado faltante a ser tratado na próxima fase da modelagem. Além disso, todos os dados duplicados foram removidos da base de dados, afim de não ter dupla contabilização do faturamento para uma determinada unidade consumidora.

3.4

Fase 3 – Dados faltantes

Uma complicação comum na pesquisa científica é a ocorrência de dados faltantes ou dados perdidos (*missing data*). Determinar a abordagem mais adequada para bancos de dados com observações incompletas é uma questão que pode ser bastante delicada, pois a utilização de métodos inadequados pode levar a conclusões erradas sobre o conjunto de dados. Para solucionar este problema, surgiram técnicas estatísticas que envolvem a substituição dos dados contornar esse faltantes por estimativas de valores plausíveis a serem imputados aos dados faltantes. Essas técnicas têm por objetivo “completar” os bancos de dados e possibilitar a análise com todos os dados em estudo.

O preenchimento de falhas na base de dados é de especial importância para previsão de séries temporais, uma vez que a ausência de dados completos em uma série de tempo pode comprometer a estimação e a previsão que é baseada no

histórico de dados. Os métodos de interpolação linear e interpolação por spline cúbica foram utilizados nesse trabalho. A seguir uma breve discussão sobre os métodos citados.

3.4.1 Interpolação linear

A interpolação linear [112] é um método de interpolação que se utiliza de uma função linear $p_i(x) = a_i x + b_i$, para representar, por aproximação, uma suposta função $f(x)$ que originalmente representaria as imagens de um intervalo descontínuo (ou degenerado) contido no domínio de $f(x)$.

3.4.2 Spline

O objetivo nos splines cúbicos [112] é determinar um polinômio de terceiro grau para cada intervalo entre os pontos amostrados. Ou seja, a aproximação de pontos consecutivos obedece à função:

$$s_i(x) = a_i x^3 + b_i x^2 + c_i x + d_i, i = 1, \dots, n \quad (3.1)$$

Para dedução dos splines cúbicos, nos baseamos na observação de que, como cada par de pontos amostrados é ligado por um polinômio cúbico, a segunda derivada no interior de cada intervalo é uma reta. Logo, para $n+1$ pontos dados, existem n intervalos e, conseqüentemente, $4n$ constantes indeterminadas. As $4n$ equações para determinar as $4n$ constantes são:

- (i) O valor das splines cúbicas tem que ser igual nos pontos interiores;
- (ii) A primeira e a última spline têm que passar nos pontos finais;
- (iii) A primeira derivada nos n pontos interiores tem de ser igual;
- (iv) A segunda derivada nos pontos interiores tem de ser igual;
- (v) A segunda derivada é nula nos pontos finais (spline natural).

Assim, no modelo conceitual aqui apresentado, serão usados estes dois métodos de preenchimento de dados falantes, sendo considerado o mais robusto para resolução do problema endereçado, aquele que combinado a previsão de dados

medidos tem como resultado o menor erro médio absoluto percentual, o MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*).

3.5

Fase 4 – Previsão dos dados não medidos

A necessidade da previsão decorre do fato de não haver a medição, causada por algum problema de comunicação, nas datas consideradas para medição para faturamento de um determinado cliente. Foram utilizados dois métodos de previsão lineares, quais sejam: Holt e Box&Jenkins. Estes foram os métodos escolhidos, pois o problema que este modelo visa resolver é de natureza linear, sendo assim os modelos mais adequados constantes na literatura de séries temporais. Esses métodos são brevemente discutidos a seguir.

3.5.1

Modelos de amortecimento exponencial de Holt

O método de Amortecimento Exponencial de Holt (AEH) é recomendado para séries temporais que apresentam tendência [113]. Considera-se que uma série temporal Z_t a ser prevista é composta localmente da soma de nível μ_t , tendência T_t e resíduo a_t com média zero e variância constante σ_a^2 , isto é:

$$Z_t = \mu_t + T_t + a_t \quad (3.2)$$

Os valores do nível e da tendência da série serão estimados por:

$$\bar{Z}_t = \alpha Z_t + (1 - \alpha)(\bar{Z}_{t-1} + \hat{T}_{t-1}), 0 < \alpha < 1 \text{ e } t = 2, \dots, N, \quad (3.3)$$

$$\hat{T}_t = \beta(\bar{Z}_t - \bar{Z}_{t-1}) + (1 - \beta)\hat{T}_{t-1}, 0 < \beta < 1 \text{ e } t = 2, \dots, N \quad (3.4)$$

Onde α e β são denominados constantes de amortização, tal que $\alpha \geq \beta$.

Assim, a previsão do valor Z_{t+h} com origem em t é dada por:

$$\hat{Z}_t(h) = \bar{Z}_t + h\hat{T}_t \text{ para todo } h > 0 \quad (3.5)$$

3.5.2 Modelos Box&Jenkins

Box-Jenkins [114] compreende uma classe específica de modelos estocásticos lineares [115]. A metodologia consiste em ajustar modelos autorregressivos integrados de média móvel a um conjunto de dados. É representado por ARIMA (p, d, q), onde p é o número de defasagens da série, d é a ordem de integração para tornar a série estacionária e q o número de defasagens dos erros aleatórios (a_t). O modelo ARIMA(p, d, q) pode ser descrito como:

$$\nabla^d \phi(B)Z_t = \theta(B)a_t \quad (3.6)$$

Onde, B é o operador de atraso; $\nabla^d = (1 - B)^d$; $\phi(B) = 1 - \phi_1 B - \dots - \phi_p B^p$ e $\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \dots - \theta_q B^q$.

Os dados que compõem a série devem ter distribuição normal e variância constante. Para construir o modelo seguimos um algoritmo composto por quatro etapas:

- Identificação – A estrutura do modelo é identificada analisando-se a função de autocorrelação (FAC⁵) e a função de autocorrelação parcial (FACP⁶); busca-se identificar os valores de p, q, e d;
- Estimação – Após a identificação da estrutura do modelo, os parâmetros ϕ_i 's e θ_j 's são estimados de forma a minimizar a soma dos quadrados dos resíduos;
- Verificação – As estruturas identificadas são validadas através de testes de sobrefixação. Verifica-se, ainda, se o modelo ajustado é adequado aos dados através de uma análise de resíduos [116]. Se os resíduos são autocorrelacionados, então, a dinâmica da série não é completamente explicada pelos coeficientes do modelo ajustado, devendo-se voltar à fase de identificação;

⁵ Medida padronizada da dependência linear de lag k: $\rho_k = \frac{\gamma_k}{\gamma_0} = \frac{Cov[z_t, z_{t+k}]}{\sqrt{var(z_t).var(z_{t+k})}}$

⁶ Medida de dependência linear ou correlação linear entre Z_t e Z_{t+k} eliminando a dependência dos termos intermediários $Z_{t+1}, Z_{t+2} \dots Z_{t+k-1}$

- Previsão – Após a verificação, aplica-se a equação do modelo estimado para prever valores futuros da variável em estudo.

3.5.3 Métrica de avaliação de previsão

Para avaliar qualquer modelo de previsão, necessita-se de uma métrica para se verificar se a previsão realizada está próxima do dado real. No caso específico deste trabalho, adotou-se o MAPE (erro médio percentual absoluto). Por se tratar de uma métrica que considera o erro absoluto (módulo), O MAPE foi a métrica adotada neste trabalho e o valor real considerado é a leitura real do consumo dos clientes do projeto Rede Inteligente Búzios no dia 03/10, sempre comparado ao valor previsto pelos modelos de previsão apresentados na seção anterior. No parágrafo a seguir uma descrição da métrica adotada.

Como dito anteriormente, para avaliação da previsão é necessário comparar o desempenho preditivo através de alguma função de perda estatística associada a um erro, ou seja, associada à diferença entre o valor real (Z_t) e o valor previsto pelo modelo (\hat{Z}_t). Muitas medidas de erro são propostas para avaliar o desempenho da previsão. Uma métrica considerada robusta é baseada no erro médio percentual absoluto (MAPE), discutida a seguir:

- Erro Percentual: é dado por $p_i = \frac{Z_t - \hat{Z}_t}{Z_t} \times 100$. Por ser independente da escala é frequentemente utilizado para comparar o desempenho dos métodos de previsão entre diferentes conjuntos de dados.
- Assim, o MAPE é estima através da seguinte expressão: $MAPE =$

$$\frac{\sqrt{(\sum_i^n p_i)^2}}{n}.$$

3.6 Consideração final sobre o capítulo

A construção deste modelo foi elaborada para a aplicação na previsão de consumo de clientes de baixa tensão com o uso de medidores inteligentes que tiveram falhas no processo de coleta remota de leituras de consumo. Todavia, foi avaliado que este mesmo modelo tem a possibilidade de ser aplicado em distintas

aplicações por suas características e também em diferentes situações em que problemas similares possam ocorrer.

A principal base de dados pesquisada foi o Scopus, na busca de trabalhos correlatos ao tema desta dissertação. Tendo como filtros de busca na literatura os problemas relacionados à medição eletrônica, principalmente, os problemas relacionados à efetividade de medição que possam impactar no faturamento das empresas, pode-se dizer que nenhum dos artigos estudados consideram o problema aqui endereçado, desta forma ressalta a relevância desta dissertação.

Além disso, foram apresentados métodos constantes na literatura que serão testadas ao problema que esta dissertação pretende resolver que é o da viabilização de tecnologias de transmissão de dados mais baratas, como o PLC (*Power Line Communication*), para transmissão dos dados de medição sem comprometer efetividade do envio das medições de energia realizadas nos clientes pela distribuidora. Os métodos apresentados podem ser resumidos em três partes:

(i) realizar a imputação de dados faltantes na base de dados decorrentes de possíveis erros de transmissão dos medidores; para este fim foram apresentados os métodos de interpolação linear e método spline.

(ii) realizar a previsão da quantidade de energia elétrica consumida em kWh para cada cliente de uma distribuidora; com este propósito, propôs-se os modelos de Amortecimento Exponencial de Holt e Modelos Box&Jenkins.

(iii) por fim, foi apresentada a métrica de avaliação das previsões existente na literatura, o MAPE.

Uma vez que este modelo conceitual pode ser usado em outras aplicações, tem-se ampliação da relevância deste trabalho. No capítulo seguinte será apresentada a aplicação deste modelo conceitual, validando a sua eficácia e, assim propondo melhorias a regulação atual da medição.

4

Estudo de caso do projeto Cidade Inteligente Búzios

Neste capítulo será apresentada a do modelo conceitual proposto no capítulo anterior desta dissertação, demonstrando que a utilização de tecnologias de comunicação de baixo custo e que possam apresentar uma efetividade de medição abaixo da ideal (no caso, 100%) é possível. Este modelo será testado e avaliado com os dados do projeto Cidade Inteligentes Búzios, da empresa Enel. Primeiramente será feito um breve histórico deste projeto no que concerne às tecnologias de medição implantadas no projeto, bem como uma concisa descrição da rede de comunicação utilizada. Em seguida faz-se a explanação do problema faturamento da medição deste projeto e propõem-se possíveis soluções com o modelo conceitual apresentado no capítulo 3, dividido em: (i) preenchimento dos dados faltantes e (ii) previsão do consumo de energia. Por fim, discutem-se os resultados da aplicação do modelo proposto e faz-se sugestões de mudança do texto da Resolução 414 de 9 de setembro de 2010 [38], atualmente utilizada para faturamento da medição.

4.1

O sistema de medição do projeto Cidade Inteligente Búzios

O medidor inteligente (figura 4.1) foi a tecnologia mais relevante estudada no projeto Cidade Inteligente Búzios, com a instalação de aproximadamente dez mil medidores inteligentes. O medidor inteligente teve diversas funções exploradas no projeto, como: medir os consumos com precisão, coletar informações para avaliações técnicas e comerciais, e também a medição de energia nos eletropostos. Dentre estas funções a mais relevante foi a medição horária.

Complementa o sistema de medição inteligente: os sistemas de operação remota e processamento de dados, e o site de interface com os clientes atendidos pelos medidos do projeto. Estes clientes tiveram total interação com o sistema de medição, acessando as informações detalhadas sobre o seu consumo, o que lhe dava a capacidade de se programar para o uso da energia nos horários com tarifas mais

convenientes (fora ponta e intermediária). O bloco de pesquisa da medição foi o mais relevante, e o que teve o maior investimento do projeto (23%), esta implantação proporcionou o aprendizado e experiência na implantação de tecnologias avançadas de medição, apresentando os principais benefícios para as concessionárias, clientes e para o setor elétrico.



Figura 4.1: Medidores inteligentes em operação no projeto de P&D Aneel Cidade Inteligente Búzios no padrão de medição e no eletroposto.

Fonte: Elaborado pelo autor

Para a definição fornecedor dos medidores para o projeto de Búzios foram avaliados 4 diferentes tipos de medidores inteligentes com diversos fornecedores. No quadro 4.1 é apresentada uma comparação técnica entre eles. Pode-se notar que todas as funcionalidades analisadas se referem às descritas na Audiência Pública 043/2010 [32]. Observa-se que as funcionalidades dos medidores são semelhantes entre si, porém o medidor apresentado pela Landis+Gyr com tecnologia PLC em baixa tensão possui funcionalidades adicionais como memória de massa, controle de interrupções e medição instantânea de tensão, corrente e fator de potência, além de ter o menor custo (já considerando o medidor trifásico e o módulo de comunicação) entre as propostas apresentadas pelos fornecedores.

Quadro 4.1: Comparação de funcionalidades desejadas (AP043/2010) para medidores inteligentes.

Medidores Funcionalidades AP 043/2010	E34+Módulo TITAN - SAMURAI	Sistema ADD - Itron	Sistema Drocan - Elster	Piloto com E34+PLC BT
Energia ativa (kWh)	Sim	Sim	Sim	Sim
Memória de massa	Não	Não	Não	Sim
Medição bidirecional	Sim (possui 2 quadrantes com 4 canais). Possui energia ativa Direta e Reversa	Sim (possui 2 quadrantes com 4 canais). Possui energia ativa Direta e Reversa	Sim (possui 2 quadrantes com 4 canais). Possui energia ativa Direta e Reversa	Sim (possui 2 quadrantes com 4 canais). Possui energia ativa Direta e Reversa
Energia reativa	Sim	Sim	Sim	Sim
Corte e religação	Sim (com módulo acoplado não precisa autorização do Inmetro)	Sim (com módulo acoplado não precisa autorização do Inmetro)	Sim (com módulo acoplado não precisa autorização do Inmetro)	Sim (com módulo acoplado não precisa autorização do Inmetro)
Comandos remotos	Sim	Sim	Sim	Sim
Controle de demanda	Registra medição. Não limita por demanda	Registra medição. Não limita por demanda	Registra medição. Não limita por demanda	Registra medição. Não limita por demanda
Controle de interrupções	Não	Não	Não	Registra as últimas 10 faltas de energia
Controle de variação de tensão	Mede, mas não limita			
Alarme de caixa/borne	Não	Não	Não	Não
Tarifas horárias	Sim. 4 tarifas horárias para cada parâmetro (energia ativa, reativa e demanda)	Sim. 4 tarifas horárias para cada parâmetro (energia ativa, reativa e demanda)	Sim. 4 tarifas horárias para cada parâmetro (energia ativa, reativa e demanda)	Sim. 4 tarifas horárias para cada parâmetro (energia ativa, reativa e demanda)
Medição instantânea	Não	Não	Não	Tensão, corrente e fator de potência
Protocolo aberto	ABNT	ABNT	ABNT	ABNT
Interação do cliente com o medidor	Não	Não	Não	Não
Display remoto	Sim	Sim	Sim	Não

Fonte: Enel (2016).

O medidor selecionado foi o E34, pela parte de adequações a normas e portarias, este medidor está em conformidade com as normas IECs 62052-11 [117], 62053-21 [118], 62053-23 [119]; NBRs 14519 [120], 14520 [121], 14522 [122] e inicialmente pela Portaria Inmetro/Dimel nº 312/2007 [123] e depois em suas revisões de atualizações do equipamento.

A Arquitetura da medição do projeto Cidade Inteligentes Búzios é apresentada na figura 4.2, utilizando o PLC BT, Rádio Frequência e Fibra Óptica. Esta arquitetura consiste em realizar as leituras dos medidores inteligentes através de uma rede PLC com protocolo Meters&More em baixa tensão criando uma rede LAN (*Local Area Network*) até os pontos concentradores, a partir deles o meio de

comunicação é a fibra óptica em anel até chegar no centro de monitoramento estabelecendo uma rede WAN (*Wide Area Network*). No tronco primário de comunicação está a rede de fibra óptica até a subestação de Porto do Carro e uma redundância de comunicação por rádio frequência até a subestação de Vila Verde com o objetivo de trazer segurança para a comunicação deste tronco primário [15].

O concentrador é o responsável por receber os dados transmitidos pelos medidores inteligentes através da rede de energia elétrica de baixa tensão com o uso do PLC. O sistema central coleta e processa os dados de todos os concentradores. Através das leituras automáticas, o sistema processa as informações para o faturamento e controla a qualidade do serviço.

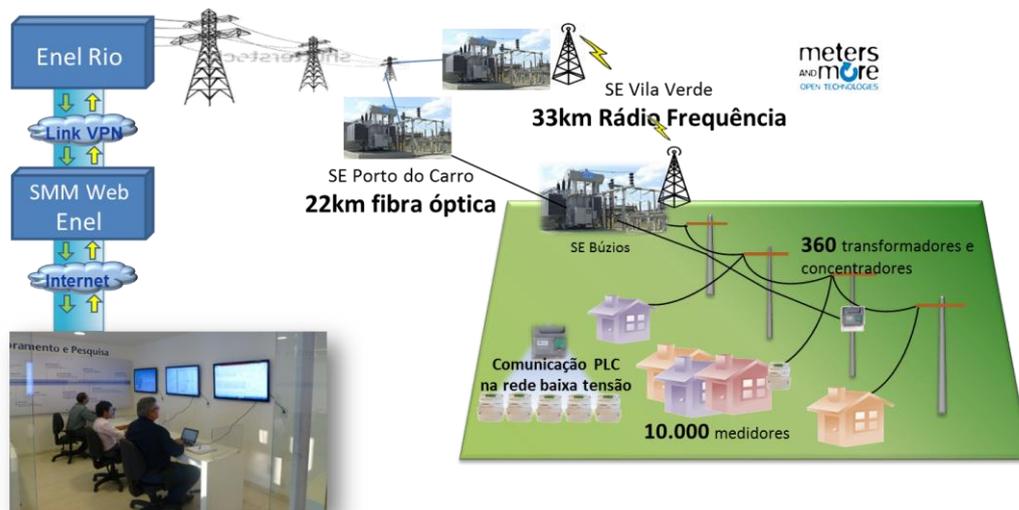


Figura 4.2: Diagrama de comunicação do projeto Cidade Inteligente Búzios.
Fonte: Elaborado pelo autor

Em relação às tecnologias de comunicação testadas no projeto, a figura 4.3 demonstra uma matriz de decisão que foi elaborada pela equipe técnica do projeto com variáveis para a tomada de decisão, sendo elas: a efetividade de comunicação, o custo do equipamento, instalação, manutenção e de operação, e a confiabilidade dos equipamentos.

Tipo de Rede	Tecnologia	Métricas de avaliação			Resultado
		Efetividade	Custo	Confiabilidade	
LAN	PLC BT (Enel)	✓	✓	✓	✓
	RF de curta (SSE)	✓	✗	✓	✗
NAN	Rede Mesh (AMRTECH)	✓	✓	✓	✓
	RF de longa (SSE)	✓	✓	✓	✓
WAN	PLC MT (Corinex)	✓	✗	✓	✗
	Fibra Óptica	✓	✓	✓	✓
	GPRS (AMRTECH)	✗	✓	✗	✗

Figura 4.3: Comparação das diferentes tecnologias aplicadas no projeto.
Fonte: Enel (2016).

A tecnologia de comunicação PLC na baixa tensão para tipologia de rede LAN ofereceu um bom desempenho e também quando comparada ao RF (rádio frequência) de curta distância é mais vantajosa em relação aos custos envolvidos, já que utiliza a infraestrutura existente da rede de distribuição de energia para transmitir a comunicação. Por outro lado, a comunicação de Rádio Frequência de curta distância, tecnicamente apresentou um bom desempenho, mas os custos de implantação e manutenção da rede fizeram desta tecnologia uma solução não aceitável na implementação em grande escala.

As tecnologias apresentadas como soluções para a rede NAN (*neighborhood area network*), apresentaram uma alta performance nas avaliações técnicas, no entanto foram implantadas para aplicações específicas, como por exemplo nos locais não abrangidos pela fibra óptica.

Já no caso das tecnologias utilizadas como soluções para a rede WAN, a comunicação a través do PLC na média tensão e a fibra óptica oferecem um ótimo desempenho técnico, porém seus altos custos de implantação e manutenção, além da alta complexidade da instalação do PLC MT(média tensão), não viabilizaram uma implantação de grande escala. No entanto, durante o projeto a concessionária contou com uma coparticipação do grupo West, ao instalar a fibra óptica numa grande área da cidade, conforme figura 4.4 com a sinalização do anel ótico.



Figura 4.4: Anel de fibra óptica instalado para comunicação dos concentradores com a conexão dos pontos chave.
 Fonte: Enel (2016).

No caso do GPRS, ao longo das avaliações foi evidenciado que seu desempenho não foi o esperado, pois a alta porcentagem nas perdas de informação e alta latência não satisfizeram os requisitos de qualidade de serviço estabelecidos pela concessionária, impactando negativamente na efetividade da solução. Portanto, no projeto Cidade Inteligente Búzios na área de medição inteligente foi implantado um piloto com 10.000 medidores inteligentes (9.600 em operação e 400 para reposição, conforme apresentado na figura 4.5) se comunicando através de uma rede PLC em baixa tensão até pontos concentradores (em torno de 400), e estes por sua vez enviam os dados ao centro de medição (SMMWEB) via fibra óptica.

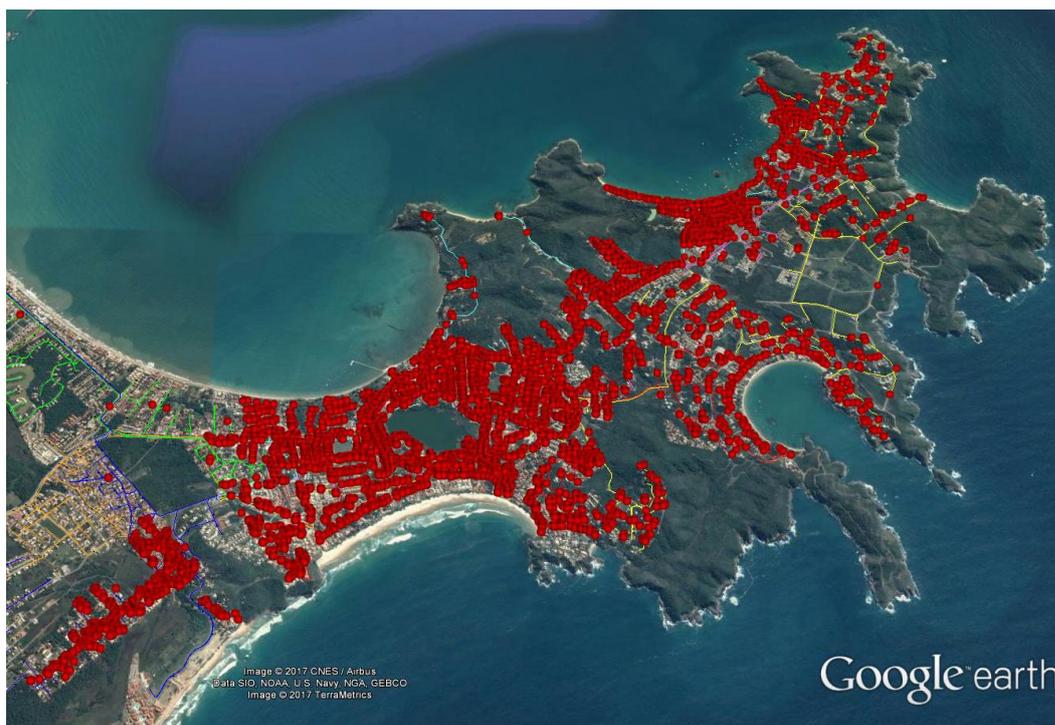


Figura 4.5 – Localização dos 9.600 medidores inteligentes instalados
Fonte: Enel (2016)[15]

4.2

O problema do faturamento no projeto Cidade Inteligente Búzios

Conforme apresentado na figura 4.6, o sistema de medição não apresenta a performance desejada que seria leitura remota para 100% dos medidores em operação. Os dados da figura 4.6 foram coletados entre os meses de setembro de 2015 e agosto de 2016. No mês de fevereiro de 16 o sistema de medição do projeto de Cidade Inteligente Búzios atingiu sua melhor performance com a efetividade de 97% de faturamento. Estes cálculos foram realizados considerando a metodologia prevista na resolução 414/2010, com leituras válidas para as medições entre 27 e 33 dias do faturamento do mês anterior.

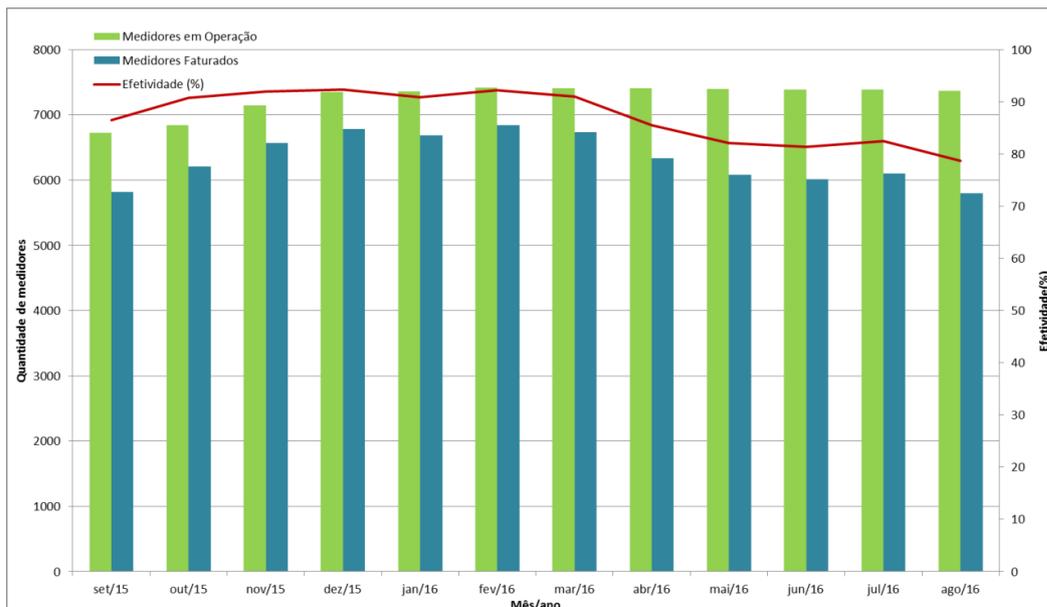


Figura 4.6: Efetividade de leitura do sistema de medição do projeto de P&D Aneel Cidade Inteligente Búzios
Fonte: Enel (2016).

Os dados apresentados no gráfico da figura 4.6 demonstram mais uma vez a relevância dos objetivos desta dissertação, evidenciando a dimensão da oportunidade de revisão das metodologias atuais da regulação em função da performance dos sistemas de medição remota. Conforme evidencia Kallitsis *et al.* [124], nem todos os equipamentos precisam estar conectados a todo momento aos sistemas de tomada de decisão central, pois tal fato não compromete a operação, segurança e confiabilidade de um sistema de rede inteligente. Todavia, é importante avançar no estudo da real necessidade da efetividade da comunicação para os sistemas e componentes das Redes Elétricas Inteligentes.

No tópico a seguir serão apresentados os resultados da metodologia testada, viabilizando a utilização de tecnologias como o PLC (*Power Line Communication*) e medição inteligente de baixo custo, realizada com vistas a contornar o problema de efetividade de medições e propor uma alternativa para o cálculo do faturamento que melhor se adapte a introdução de medidores elétricos com esta tecnologia.

4.3 Aplicação do modelo conceitual

Os dados utilizados nesta pesquisa são os de consumo de energia acumulados dos clientes de baixa tensão de Búzios e que tiveram os medidores eletromecânicos trocados por medidores inteligentes em que a transmissão de dados se deu via PLC, sendo integrantes do projeto Cidade Inteligente Búzios, da empresa Enel.

Os dados utilizados foram o da tipologia “TG” (acumulado do dia), uma vez que estes são os dados usados para o faturamento de energia da distribuidora. A metodologia proposta pode ser dividida em três fases: (i) limpeza da base de dados de medição (basicamente inconsistências encontradas na base de dados de medição dos clientes); (ii) imputação de dados faltantes (quando há baixa efetividade de medições); e (iii) previsão das medições dos consumos de energia.

Os dados faltantes ocorrem quando, por algum motivo, os dados de medição não foram transmitidos ou não foram transmitidos de forma correta para o Centro de Medição da Distribuidora, representando, portanto, valores “nulos” na base de dados utilizada para faturamento. Estes dados devem ser preenchidos com alguma metodologia de *missing data*, com vistas a melhorar as previsões, caso nos dias da medição para faturamento, não exista a medição (também causada por algum motivo de erro de transmissão dos dados). Se no dia da medição para faturamento os dados não chegarem corretamente no Centro de Medição da distribuidora, esta deveria utilizar alguma metodologia de previsão que estime este valor. Hoje em dia, o leiturista deve ir ao cliente e coletar os dados, caso algum problema de transmissão de dados ocorra, o que onera os custos da operação da medição.

O gráfico da figura 4.7 apresenta as situações relacionadas às falhas de transmissão de dados de medição dos clientes e as tratativas adotadas para se estimar a medição para o faturamento. Imagine que a data de medição deste cliente seja o dia 17, conforme mostra figura 4.7, deve-se prever três passos à frente (os dias 15, 16 e 17), para se obter o dia de medição para faturamento, o dia 17. Este valor de medição estimado encontra-se em linha tracejada azul. Todavia, se houver dados faltantes na base de dados, que na figura 4.7 estão representados pela linha tracejada vermelha (nos dias 8 e 9), estes dados devem ser preenchidos para

melhorar a acurácia dos modelos de previsão adotados. Assim, no processo metodológico adotado, quando se tem o estipulado para medição do faturamento (que varia conforme a solicitação do cliente), deve-se, primeiramente, preencher os *missing data* (dias 8 e 9) e, em seguida, utilizar algum modelo de previsão que estime o valor do consumo de energia até a data da medição para faturamento (dia 17). Obviamente, os modelos de previsão irão também prever os dias 15 e 16, mostrados na figura 4.7, mas estes dados não são o objeto principal da metodologia proposta, mas sim o dia, 17.

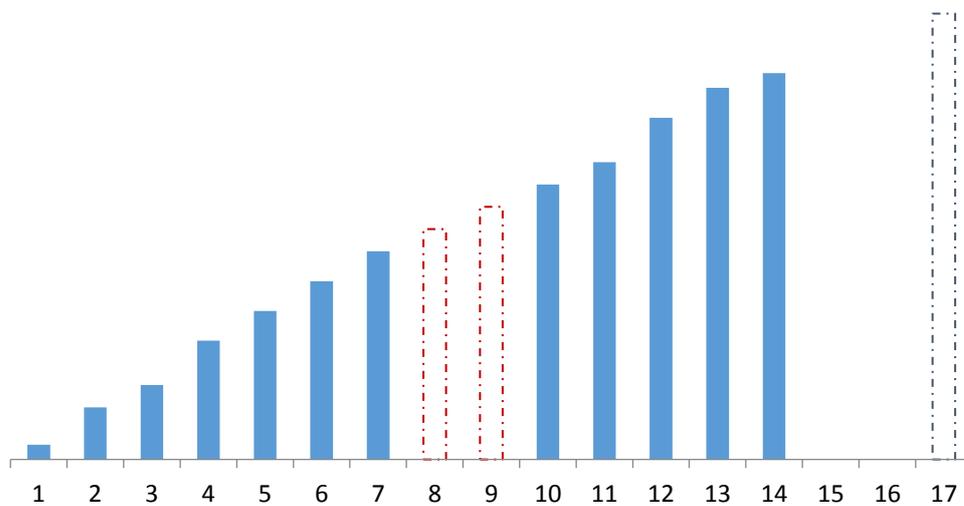


Figura 4.7: Representação dos dados faltantes

As etapas do modelo conceitual utilizadas nesta aplicação são demonstradas na figura 4.8 e detalhadas nesta seção. Cada uma das três fases será melhor explicada nas seções a seguir.

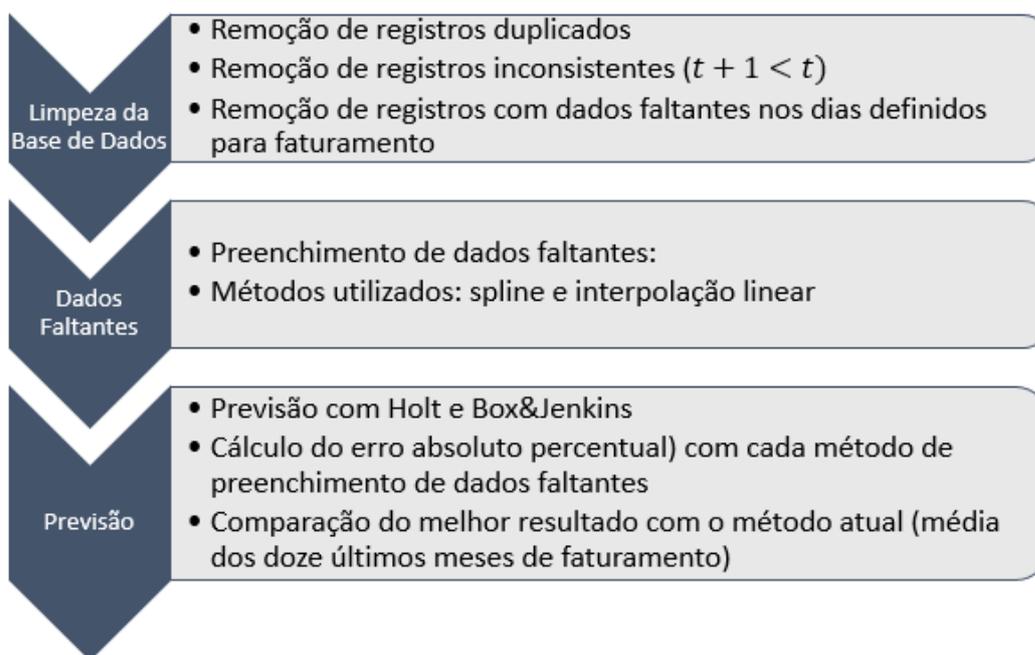


Figura 4.8: Etapas da metodologia proposta

4.3.1

Limpeza da base de dados das medições remotas

Para fins desta aplicação e validação do modelo conceitual, considerou-se como horizonte de análise o período de primeiro de janeiro a três de outubro de 2016. Definiu-se o dia três de cada mês, como dia de referência para medição e faturamento. O dia três foi escolhido por apresentar baixo número de dados faltantes e proporcionar um horizonte de dados históricos grande para previsão. Especificamente, escolheu-se o dia 3 de outubro de 2016 para se testar a metodologia proposta, uma vez que este dia apresentava menor quantidade de dados faltantes.

Primeiramente, realizou-se uma limpeza na base de dados inicial a fim de eliminar inconsistências como duplicação de clientes e erros de medição, ou seja, a leitura em $t + 1$ para o cliente i deve ser igual ou superior à leitura realizada para este mesmo cliente em t , uma vez que os dados de medição são cumulativos. Ademais, o registro de cada cliente i em todo o horizonte de tempo deve ser único.

Terminada a limpeza foram encontrados 7.767 clientes na base de dados. Desses 7.767 clientes foram excluídos aqueles que apresentavam ausência de dados coletados no dia previamente estabelecido para previsão (três de outubro). Dessa

forma, os erros de previsão puderam ser calculados por meio da estatística do MAPE.

Também foram excluídos os clientes que não apresentaram registros no dia dois de outubro e primeiro de janeiro para que as metodologias de interpolação linear e spline pudessem ser empregadas. Com estas premissas, encontram-se na base final 5.199 clientes no total.

A base de dados foi ainda dividida em ajuste e teste. Dessa forma, o desempenho da metodologia de previsão no dia do faturamento pode ser avaliado. A previsão cobriu o dia de faturamento (três de outubro) e a base de treinamento, o período de primeiro de janeiro a dois de outubro de 2016.

4.3.2 Preenchimento de dados faltantes

Uma complicação comum na pesquisa científica é a ocorrência de dados faltantes ou dados perdidos (*missing data*). Determinar a abordagem mais adequada para bancos de dados com observações incompletas é uma questão que pode ser bastante delicada, pois a utilização de métodos inadequados pode levar a conclusões erradas sobre o conjunto de dados.

Para contornar esse problema, surgiram técnicas estatísticas que envolvem a substituição dos dados faltantes por estimativas de valores plausíveis a serem imputados aos dados faltantes. Essa técnica tem por objetivo completar os bancos de dados e possibilitar a análise com todos os dados em estudo.

A figura 4.9 demonstra o padrão dos dados faltantes na base de utilizada neste trabalho. No eixo das abscissas estão as datas de medições de primeiro de janeiro a três de outubro de 2016 e no eixo das ordenadas os registros da amostra utilizada (5.199 clientes). Dos 277 dias considerados, 12 não apresentam medição para nenhum dos 5.199 clientes, tendo ocorrido algum problema de comunicação ou base de dados corrompida, são eles: 12 de janeiro, 7 de março, 22 a 27 de junho, 13 e 20 de julho, 10 e 11 de setembro. A figura 4.9 ilustra a distribuição dos dados de consumo não coletados por dia faturado, considerando os 5.199 clientes presentes na base.

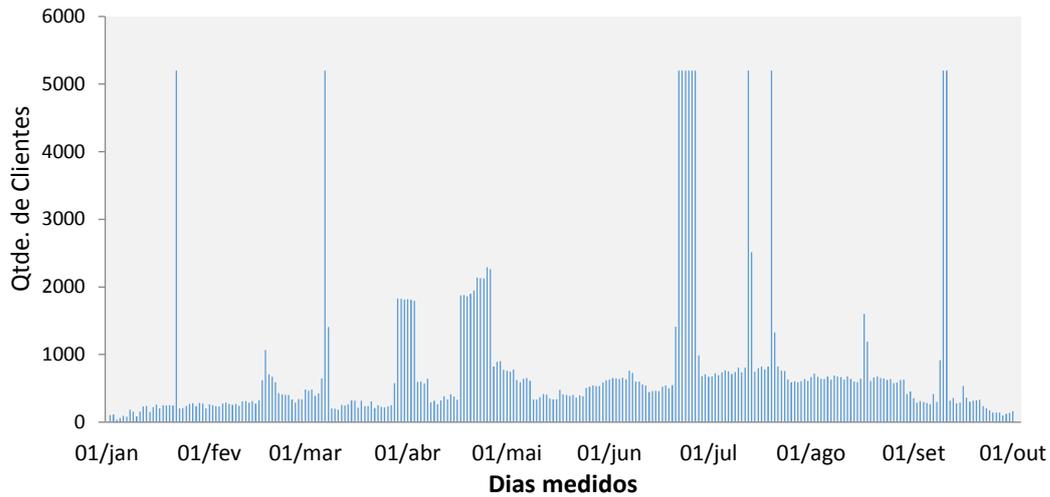


Figura 4.9: Dados de consumo não coletado por dia faturado.

O número máximo de dados faltantes (dias sem medição) por cliente presentes na base foi de 243 dias. Já o número máximo de dados faltantes consecutivos para um mesmo cliente foi de até 194 dias. O padrão de dados não coletados na base pode ser visualizado na figura 4.10, onde os dados registrados aparecem preenchidos em preto e os dados faltantes em cor branca ou acinzentada.

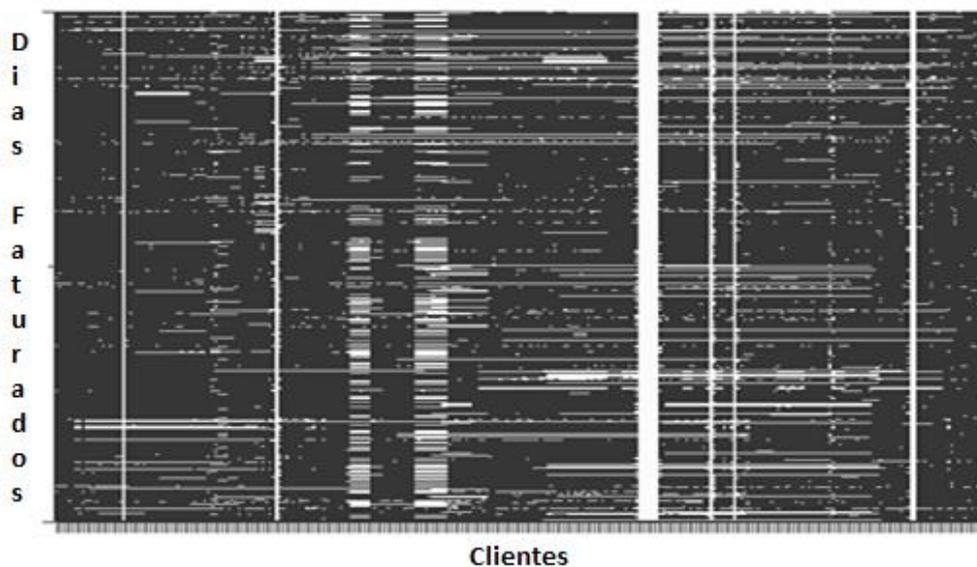


Figura 4.10: Padrões dos dados faltantes na base de dados

O preenchimento de falhas na base de dados é de especial importância para previsão de séries temporais, uma vez que a ausência de dados completos em uma série de tempo pode comprometer a estimação e a previsão que é baseada no

histórico de dados. Os métodos de interpolação linear e interpolação por Spline cúbica, apresentados no capítulo anterior, foram utilizados nesse trabalho.

4.3.3

Resultados da previsão do faturamento com a metodologia proposta

No quadro 4.1, abaixo, é apresentado o resumo dos resultados da previsão com os métodos propostos, com os modelos testados 1 passo à frente, ou seja, previu-se apenas o consumo na data de medição para faturamento. Como esperado, os resultados com a simples remoção dos dados não coletados pela medição demonstraram-se muito inferiores à modelagem considerando o preenchimento dos dados faltantes (dados que não tiveram o valor transmitido ou por erro do sistema de comunicação, ou erro na mediação). Dessa forma, fica clara a necessidade do preenchimento dos dados faltantes na metodologia de previsão, uma vez que, o preenchimento por spline cúbica ou por interpolação linear apresentaram melhores resultados.

Quadro 4.2: Resumo dos Resultados com os Métodos Propostos

Método de Previsão	Preenchimento dos dados faltantes	MAPE
Modelo Holt	Interpolação Linear	0,027%
Modelo ARIMA	Interpolação Linear	0,084%
Modelo Holt	Interpolação Spline	0,028%
Modelo ARIMA	Interpolação Spline	0,105%

A melhor resposta para uma amostra de 5.199 clientes foi obtido com o modelo Holt e preenchimento de dados faltantes por interpolação linear. Os erros de previsão obtidos com Holt não ultrapassam os 7% (apenas um cliente teve o erro de 7%) e a maioria dos erros de previsão se concentraram em torno de 0,1%. Esse resultado pode ser observado no histograma da figura 4.11.

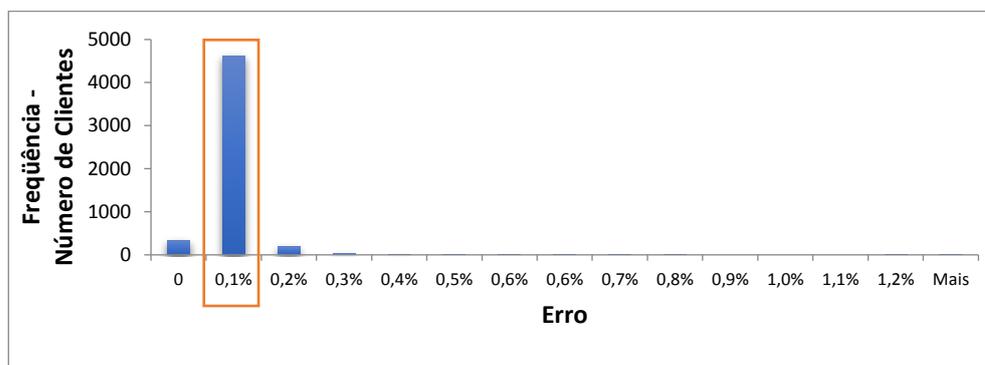


Figura 4.11: Histograma do erro de previsão no dia do faturamento (03/out).

Não foi detectada uma relação proporcional de aumento entre o erro de previsão e a porcentagem de dados faltantes por cliente. Na figura 4.12, tem-se a dispersão dos erros de previsão em relação ao percentual de dados faltantes. Nela podemos constatar que a maioria dos erros de previsão se concentra em torno de zero mesmo com o aumento do percentual de dados faltantes. Como o consumo é linear, a metodologia de interpolação linear demonstrou-se ser suficiente robusta.

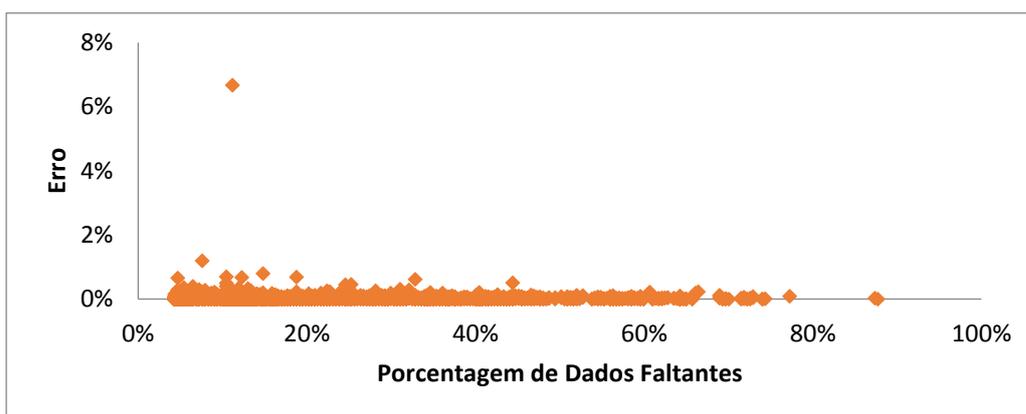


Figura 4.12: Dispersão dos erros de previsão em relação ao percentual de dados faltantes.

A fim de verificar a robustez do modelo conceitual proposto (figura 4.13), foram realizadas previsões até 29 passos à frente a partir da última data de faturamento, no caso 3 de setembro. Ou seja, a última data do histórico considerada para a previsão um passo à frente foi dois de outubro, para dois passos à frente, primeiro de outubro e assim por diante até quatro de setembro (29 passos à frente). Na figura 4.13, H1 significa modelo Holt prevendo 1 passo à frente, ou seja, previu-se apenas o consumo na data de medição para faturamento, H2 representa a projeção como modelo Holt 2 passos à frente, ou seja, quando não se possuem os dados de medição na data de faturamento e no dia anterior, o H3 significa a utilização do modelo Holt 3 passos à frente, significando a projeção da data de medição para faturamento e os dois dias anteriores. Esta mesma lógica se aplica até o modelo H29, que representa a projeção com modelo Holt 29 passos à frente, ou seja, a data de medição para faturamento mais os 28 dias anteriores a esta data. Como esperado, quando da utilização de modelos de previsão, o erro no dia do faturamento aumenta conforme se aumenta o horizonte de previsão considerado (o modelo Holt29 tem maior erro de previsão que os demais modelos, como esperado). Pode-se notar

ainda na figura 4.13 que até 14 passos à frente (H14), apenas 2% da amostra tem erros de previsão acima de 2%, o que é um valor bastante bom, considerando o horizonte de previsão. Além disso, este erro fica dentro do limite do erro de medição dos medidores, que é de $\pm 2\%$ pelas portarias de aprovação de modelo do Inmetro.

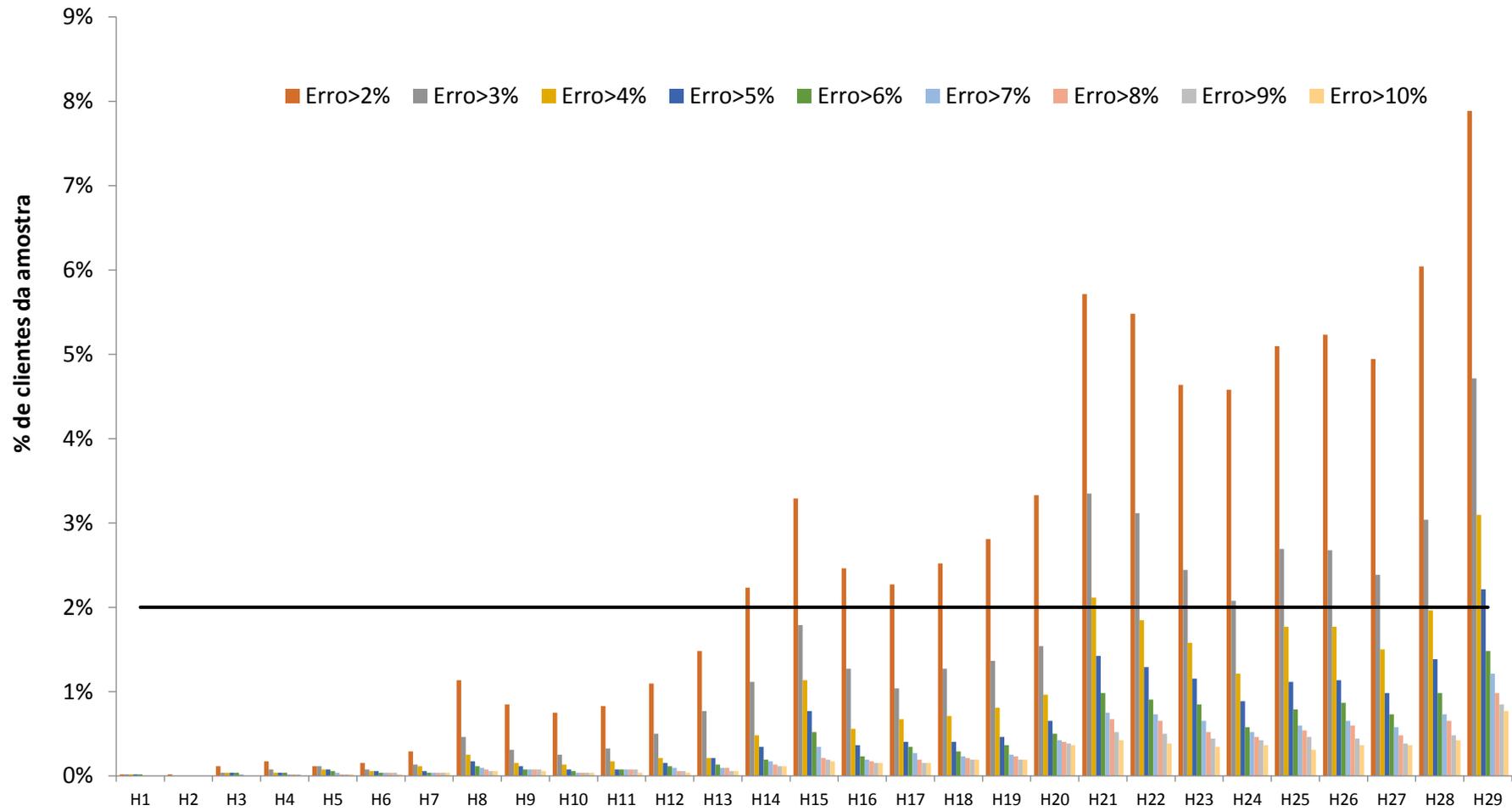


Figura 4.13: Resultados da metodologia proposta até 29 passos à frente

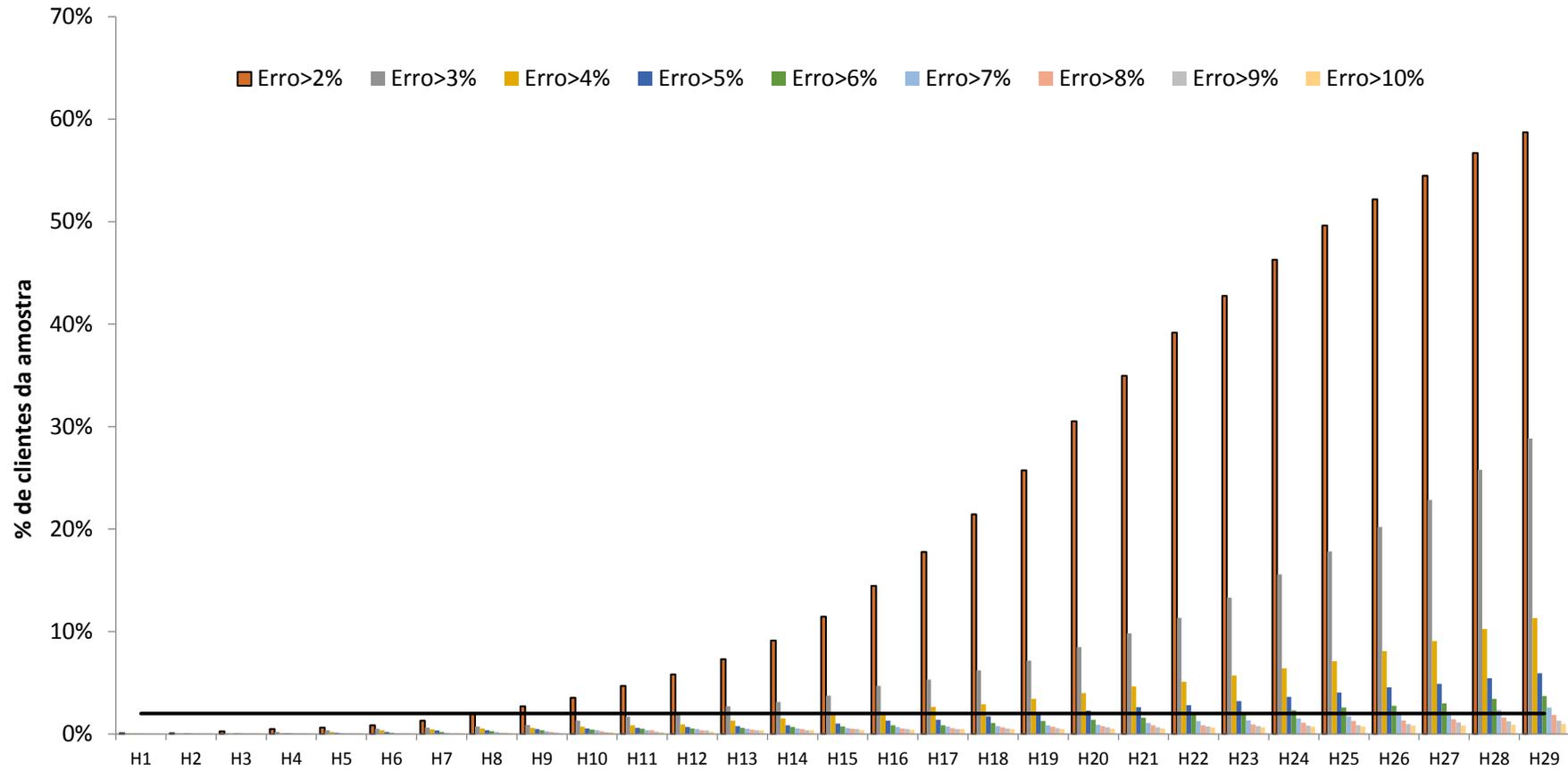


Figura 4.14: Resultados da previsão até 29 passos à frente com Box&Jenkins e preenchimento de dados faltantes por Spline

Observa-se ainda na figura 4.13 que os clientes com mais de 6% de erro de previsão não ultrapassam os 2% em todo o horizonte considerado. Esses resultados comprovam a robustez da metodologia proposta. Ademais, a metodologia se mostra sólida, em comparação com Box&Jenkins para o mesmo horizonte, como mostra a figura 4.14. O modelo aqui proposto também foi comparado com a metodologia atualmente utilizada (Resolução Normativa 414). Segundo a Resolução 414 quando não há a medição na data de medição/faturamento e nos três dias antecedentes e posteriores a esta data, deve-se considerar a média do faturamento dos últimos doze meses.

O modelo proposto mostrou-se mais preciso que a metodologia atualmente empregada (utilizando medidor eletromecânico), como pode ser visto na tabela 4.1, que compara o MAPE da metodologia atual (Resolução 414) e a metodologia proposta (Holt + Interpolação Linear 1 passo à frente).

Tabela 4.1: Resultados com a metodologia atual (resolução 414/2010) e a metodologia proposta

Metodologia	MAPE
Atual	13582,1%
Proposta	1,3%

O MAPE, por ser uma estatística que considera a média dos erros entre as duas metodologias, pode distorcer os resultados, ainda mais se tiverem erros muito elevados, o que acontece com a metodologia atual (média dos últimos 12 meses). Com vistas a sanar esta distorção, são apresentados os resultados dos valores máximos e mínimos, a mediana (2º quartil), além dos 1º e 3º quartis (Q1 e Q3, respectivamente). Nota-se na Tabela 4.2 que a mediana é uma estatística mais plausível e que não apresenta distorções como a média (MAPE), apresentado na tabela 4.1. Mesmo assim, a metodologia proposta, Holt com Interpolação linear, apresentou-se mais robusta.

Tabela 4.2: Estatísticas dos erros comparando a metodologia atual e a metodologia proposta

	Atual	Holt + Linear
Q1	11%	0%
Mediana	31%	1%
Q3	79%	1%
Máximo	270.725%	100%
Mínimo	0%	0%

Verificou-se que mais de 64% dos casos da amostra estudada, o método considerado neste estudo é mais consistente do que o utilizado pela Resolução 414 (ANEEL, 2010), que considera a média dos últimos 12 meses para efeito de faturamento, em caso de impedimento de acesso para leitura. Sendo que para horizontes mais curtos (até seis dias), a metodologia aqui proposta se mostra superior em mais de 80% dos casos. Mesmo no caso de 29 passos à frente de previsão (H29), quando não se possui os 29 pontos de mediação para faturamento, o modelo proposto é mais robusto que o atualmente considerado pela Resolução 414 em 64% dos clientes estudados. Os resultados são apresentados na tabela 4.3 a seguir.

Tabela 4.3: Percentual de ganho da metodologia proposta em relação à metodologia atual na data definida para faturamento

Metodologia Proposta	Último Dado Histórico	% Ganho do modelo Holt em Relação a Resolução 414
H1	02/out	86%
H2	01/out	85%
H3	30/set	84%
H4	29/set	84%
H5	28/set	83%
H6	27/set	83%
H7	26/set	81%
H8	25/set	79%
H9	24/set	79%
H10	23/set	79%
H11	22/set	79%
H12	21/set	77%
H13	20/set	75%
H14	19/set	74%
H15	18/set	73%
H16	17/set	74%
H17	16/set	73%
H18	15/set	72%
H19	14/set	72%
H20	13/set	71%
H21	12/set	68%
H22	11/set	70%
H23	10/set	70%
H24	09/set	67%
H25	08/set	68%
H26	07/set	68%
H27	06/set	66%
H28	05/set	66%
H29	04/set	64%

4.4

Discussão dos resultados e proposta de texto para o regulador

O modelo conceitual aqui proposto se mostrou robusto, com o preenchimento dos dados faltantes (*missing data*) com interpolação linear e utilizar a previsão com modelos Holt para preenchimento dos dados até a data de medição para faturamento dos clientes. Com ganhos mensuráveis para a qualidade do faturamento dos medidores com medição remota na situação de falha da transmissão dos dados de consumo na data de fechamento do faturamento conforme tabela 4.3, a sequência de ações com ferramentas estatísticas que foi proposta nesta dissertação usa os dados existentes coletados durante o mês em que está sendo faturando, refletindo na melhora da previsão a ser calculada para o faturamento. Os dados utilizados para a estimar o consumo no caso de falha da medição são definidos atualmente na legislação no artigo 87 da Resolução 414/2010 que estabelece estes critérios, usando dados de meses anteriores e desprezando dados do mês corrente quando não são da data do faturamento.

Considerando os resultados obtidos, avalia-se como relevante a contribuição para a possibilidade de revisão do texto da resolução em vigor, de forma que, os medidores com leituras remotas tenham critérios diferentes, é possível classificar até como critérios mais avançados, garantindo também uma vantagem adicional para os estudos de viabilidade dos sistemas de medição remota além da já comentada vantagem para o faturamento.

Uma proposta de revisão do texto para a Resolução 414/2010 é complementar com a citação do tratamento do faturamento de leituras para clientes com medidores com medição remota, sendo:

" Para os consumidores que tenham em sua medição sejam realizadas por medidores com coleta remota de dados de consumo para faturamento, no caso em que este sistema de medição tenha falha na transmissão deve-se considerar a previsão com modelo Holt, a partir da última data de dados válidos.

§ 1º O período para estimativa dos modelos de previsão devem ser de dados de consumo do período mínimo de 90 dias.

§ 2º Os dados faltantes, sem medição ou com erros na transmissão de dados, no período de estimativa dos parâmetros do modelo Holt não deve ser maior que 20% do histórico e devem ser preenchidos com modelos de interpolação linear, antes das estimativas dos parâmetros do modelo Holt que tratam o § 1º.”

5 Conclusões e trabalhos futuros

O presente trabalho cumpriu os objetivos aos quais se propôs, trazendo para o setor elétrico uma importante contribuição para agregar valor à regulação do faturamento de energia na baixa tensão com a massificação da medição inteligente com dispositivos de comunicação com adequada relação custo e benefício. Mostrando que perdas intermitentes de transmissão de dados por sistemas de comunicação da medição inteligente não precisam impactar em incremento em custo operacional com o direcionamento de leituristas a campo para realizar a leitura diretamente nos medidores, substituindo esta ação de contingência operacional pelo uso de ferramentas estatísticas que põem com um grau de acerto relevante e considerado aceitável pela conclusão desta dissertação.

As abordagens conceituais e metodológicas discutidas e aplicadas nos capítulos 3 e 4 fundamentaram o desenvolvimento do referido modelo, contribuindo de forma significativa para que os objetivos específicos da dissertação fossem alcançados.

O modelo conceitual proposto no capítulo 3 desta dissertação e validado no capítulo 4 no âmbito do projeto Redes Inteligente Búzios, mostrou-se robusto e de aplicação bastante prática para resolver o problema de baixa efetividade de medição ocasionado pela utilização de tecnologias de transmissão de dados mais baratas como a PLC.

Conforme proposta desta dissertação, foram aplicadas para a modelagem estatísticas os dados das leituras coletadas do sistema de medição instalado no Projeto Cidade Inteligente Búzios, e tornando ainda maior a relevância deste estudo pelo uso de dados reais para a validação da metodologia proposta nesta dissertação, comprovando que mesmo quando utilizado como tecnologia de comunicação o PLC (que tem a um custo menor que as demais tecnologias usadas na medição inteligente) é possível ter uma efetividade de faturamento adequada para a operação do serviço de distribuição de energia.

Durante a construção desta dissertação foram sendo identificados pontos relevantes que podem ser estudados para o aprofundamento das metodologias aqui proposto e também para a operação do sistema e revisão e aprimoramento das regras de faturamento de energia com o uso de ferramentas estatísticas. Para trabalhos futuros de desdobramento da pesquisa e aprofundamento dos resultados, propõem-se:

- Elaborar um procedimento para realizar a comunicação ao consumidor quando o faturamento de energia teve parte estimada por modelagem estatística, definindo quais informações serão necessárias e o procedimento adotado;
- Definir critérios para que o processo do uso de modelagem estatística possa ser validado através de auditoria de forma a trazer transparência para o procedimento trazendo as garantias necessárias para os clientes e o regulador;
- Elaboração de novos estudos com uma amostragem maior com dados de consumo de diferentes regiões do país para diversificação do perfil de carga e através desta amostra maior de clientes também avaliar o número de dias no mês que se admitirá dados faltantes para o uso da modelagem estatísticas (de forma que não comprometa a qualidade da informação de consumo projetada se comparado a metodologia atual);
- Criar critérios de priorização das ações para as operações de manutenção corretivas e preditivas, com objetivo de otimização operacional e minimizar os impactos no faturamento com o uso dos dados de medição e da efetividade de comunicação do sistema de medição inteligente;
- Estudar como as ferramentas estatísticas usadas neste trabalho podem apoiar o planejamento do sistema elétrico das distribuidoras com o uso de *Data Analytics* para previsão, análises e gerenciamento de cargas considerando a grande quantidade de dados que estão sendo gerados pelos medidores inteligentes.

Pelos aspectos descritos e resultados gerados nesta dissertação alinhados com o momento da medição de energia elétrica em baixa tensão com a massificação da tarifa branca, tornam estas propostas de estudos e trabalhos futuros ainda mais oportunos.

6

Referências bibliográficas

- [1] AMIN, S. MASSOUD E WOLLENBERG, BRUCE F. Toward a Smart Grid., *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 34-41.2005
- [2] DJALMA M. FALCÃO, Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid - *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos* - IEEE, 2010
- [3] EUROPEAN COMMISSION. Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27 - *Benchmarking smart metering deployment in the with a focus on electricity* - Brussels, 17.6.2014 –
- [4] GIL, A. C. Como elaborar projeto de pesquisa (4ª ed.). São Paulo: Atlas, 2012
- [5] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. President Obama Announces \$3.4 Billion Investment to Spur Transition to Smart Energy Grid. Disponível em:
<https://energy.gov/articles/president-obama-announces-34-billion-investment-spur-transition-smart-energy-grid>
- [6] EUROPEAN COMMISSION. Task Force Smart Grids. *1st Steering Committee meeting*. Brussels, 11 November 2009
- [7] MME - Relatório do GT do MME da PORTARIA Nº 440, DE 15 DE ABRIL DE 2010 - disponível em:
http://www.academia.edu/6552723/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440_2010
- [8] ANEEL - Chamada de Projeto Estratégico da ANEEL nº11 de 2010 – Projeto Estratégico “ Programa brasileiro de rede elétrica inteligente”. 2010
- [9] CLAUDIO J. D. SALES E RICHARD LEE HOCHSTETLER. Furto de energia - um problema moral *ACENDE* - *Instituto Acende Brasil*, disponível em:
http://www.acendebrasil.com.br/media/artigos/20170405_CanalEnergia_FurtoDeEnergiaUmProblemaMoral.pdf visto em 14/04/2018.
- [10] GUILHERME DE A. DANTAS, NIVALDE J. DE CASTRO, CARLOS HENGgeler ANTUNES, LUIS DIAS, PEDRO VARDIERO E LUCCA ZAMBONI, Proposição e Avaliação de Políticas Públicas para Redes Inteligentes no Brasil - *Políticas públicas para redes inteligentes* / GESEL. Grupo de Estudos do Setor Elétrico.p12, Rio de Janeiro: Publit, 2016.

- [11] COLIN MCKERRACHER. Global Smart Grid Drivers. *Bloomberg New Energy Finance*, 12 SEPTEMBER 2012, IEA/SEAI, Dublin, Ireland. 2012
- [12] LAMIN, HUGO. Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil. *Tese de Doutorado*. Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia, 2013
- [13] LEITE, D.R.V. Medidores eletrônicos: Análise de viabilidade econômica no contexto de redes inteligentes. *Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica*, Universidade de Brasília, 2013.
- [14] CARLOS HENGGELER ANTUNES, LUÍS C. DIAS - Estruturação do Problema e Definição de Critérios para Avaliação de Políticas de Apoio à Inovação em Redes Elétricas - *Políticas Públicas para Redes Inteligentes – GEDEL – UFRJ - Publit Soluções Editoriais – P&D – EDP*, 2016
- [15] ENEL. Relatório final do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL– Cidade Inteligente Búzios, 2016.
- [16] ABDI, Tendências no mundo e no Brasil e possibilidades de desenvolvimento produtivo e tecnológico, *Relatório de acompanhamento setorial – Smart Grid*, 2012
http://www.abdi.com.br/Estudo/000%20-%20neit_smart-grid_01.pdf.
- [17] US DEPARTMENT OF COMMERCE – Smart Grid Top Market Report, Industry & Analysis. *International Trade Administration*. 2017.
- [18] OECD/IEA Technology Roadmap Smart Grids, 2015
Disponível em:
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf
- [19] BNDES - Redes Elétricas Inteligentes - *Diálogo Setorial Brasil-União Europeia* 2014.
- [20] M. WISSNER. The Smart Grid – A saucerful of secrets? - *Applied Energy Journal* p2509–2518 -, 2011.
- [21] INMETRO. Portaria Inmetro n° 232, de 08 de maio de 2012.
- [22] INMETRO. Portaria Inmetro n° 484, de 07 de dezembro de 2010.
- [23] ANEEL. Nota Técnica n° 0013/2009-SRD/ANEEL.
- [24] ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS. Funcionalidades mínimas e plano de substituição dos contadores de energia eléctrica. *Proposta da entidade reguladora ao governo português*. Lisboa, Portugal. 2007.
- [25] INMETRO. Portaria Inmetro n.º 257, de 12 de novembro de 1991.
- [26] CONMETRO. Resolução n.º 08, de 22 de dezembro de 2016, do Conmetro.

- [27] INMETRO. Portaria Inmetro n° 586/2012, Disponível em:
<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001928.pdf>
- [28] INMETRO. Portaria Inmetro n° 587/2012, Disponível em:
<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001929.pdf>
- [29] Portaria Inmetro n° 520/2014, Disponível em:
<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002187.pdf>
- [30] OIML D31/2008: General Requirements of Software Controlled Measuring Instruments. 2008.
- [31] ANEEL - Consulta Pública n° 15/2009.
- [32] ANEEL - Audiência Pública n° 43/2010 - Regulamenta os requisitos mínimos dos sistemas de medição de energia elétrica instalados em unidades consumidoras do Grupo B – medidor inteligente. 2010.
- [33] LIMBERGER, M. A. Estudo da tarifa branca para classe residencial pela medição de consumo de energia e de pesquisas. Rio de Janeiro. *Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia*, 2014.
- [34] BAPTISTA, DANILO FEBRONI;. Estrutura da tarifa branca de energia no Brasil: Análise crítica e proposição metodológica. Rio de Janeiro. *Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia*, 2016.
- [35] ANELL - Resolução Normativa n° 733 de 2016.
- [36] ANEEL. (9 de setembro de 2010). Resolução Normativa 414/2010. *Resolução Normativa n°. 414: Condições gerais de fornecimento de energia elétrica*. Brasília, Brasil.2010.
- [37] ANEEL Resolução Normativa n°479, de 03.04.2012.
- [38] ANEEL Resolução Normativa n° 775 de 10.07.2017.
- [39] ANEEL Resolução Normativa n° 418, de 23.11.2010.
- [40] USMAN, A., SHAMI, S.H. Evolution of communication technologies for smart grid applications . *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013.
- [41] GALLI, S., SCAGLIONE, A., WANG, Z. For the grid and through the grid: The role of power line communications in the smart grid . *Proceedings of the IEEE 99*. 2011.

- [42] MENG, H., GUAN, Y.L., CHEN, S. Modeling and analysis of noise effects on broadband power-line communications . *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005.
- [43] GALLI, S., LOGVINOV, O. Recent developments in the standardization of power line communications within the IEEE . *IEEE Communications Magazine*. 2008.
- [44] BUMILLER, G., LAMPE, L., HRASNICA, H. Power line communication networks for large-scale control and automation systems . *IEEE Communications Magazine*. 2010.
- [45] LIN, J., NASSAR, M., EVANS, B.L. Impulsive noise mitigation in powerline communications using sparse bayesian learning . *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*. 2013.
- [46] BARONTI, P., PILLAI, P., CHOOK, V.W.C., GOTTA, A., HU, Y.F. Wireless sensor networks: A survey on the state of the art and the 802.15.4 and ZigBee standards. *Computer Communications*, pp. 1655-1695, 2007.
- [47] LEE, J.-S., SU, Y.-W., SHEN A comparative study of wireless protocols: Bluetooth, UWB, ZigBee, and Wi-Fi. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*. pp. 46-51, 2007.
- [48] HAN, D.-M., LIM, J.-H. Smart home energy management system using IEEE 802.15.4 and zigbee. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, pp. 1403-1410, 2010.
- [49] EL-HOIYDI, A., DECOTIGNIE, J.-D. WiseMAC: An ultra low power MAC protocol for the downlink of infrastructure Wireless Sensor networks. *Proceedings - International Symposium on Computers and Communications*, pp. 244-251. 2004.
- [50] HAN, D.-M., LIM, J.-H. Design and implementation of smart home energy management systems based on ZigBee. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, pp. 1417-1425, 2010.
- [51] GUNGOR, V.C., HANCKE, G.P. Industrial wireless sensor networks: Challenges, design principles, and technical approaches *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, pp. 4258-4265. 2009.
- [52] ZANELLA, A., BUI, N., CASTELLANI, A., VANGELISTA, L., ZORZI, M. Internet of things for smart cities. *IEEE Internet of Things Journal*, pp. 22-32. 2014.
- [53] SHELBY, Z., BORMANN, C. 6LoWPAN: The Wireless Embedded Internet (Book) *6LoWPAN: The Wireless Embedded Internet*, pp. 1-223. 2009.
- [54] PALATTELLA, M.R., ACCETTURA, N., VILAJOSANA, X., (...), BOGGIA, G., DOHLER, M. Standardized protocol stack for the internet of

- (important) things. *IEEE Communications Surveys and Tutorials*, pp. 1389-1406. 2013.
- [55] HUI, J.W., CULLER, D.E. IP is dead, long live IP for wireless sensor networks. *SenSys'08 - Proceedings of the 6th ACM Conference on Embedded Networked Sensor Systems*, pp. 15-28. 2008.
- [56] MAHMOOD, A., JAVAID, N., RAZZAQ, S. A review of wireless communications for smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 248-260. 2015.
- [57] ABDEL-LATIF, K.M., EISSA, M.M., ALI, A.S., MALIK, O.P., MASOUD, M.E. Laboratory investigation of using Wi-Fi protocol for transmission line differential protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1087-1094. 2009.
- [58] MORSTYN, T., HREDZAK, B., DEMETRIADES, G.D., AGELIDIS, V.G. Unified distributed control for DC microgrid operating modes. *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 802-812. 2016.
- [59] JIN, M., JIA, R., KANG, Z., KONSTANTAKOPOULOS, I.C., SPANOS, C.J. PresenceSense: Zero-training algorithm for individual presence detection based on power monitoring. *BuildSys 2014 - Proceedings of the 1st ACM Conference on Embedded Systems for Energy-Efficient Buildings*, pp. 1-10. 2014.
- [60] SECHILARIU, M., WANG, B., LOCMONT, F. Building integrated photovoltaic system with energy storage and smart grid communication. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60, pp. 1607-1618. 2013.
- [61] BU, S., RICHARD YU, F., CAI, Y., LIU, X.P. When the smart grid meets energy-efficient communications: Green wireless cellular networks powered by the smart grid. *IEEE Transactions on Wireless Communications*. pp. 3014-3024. 2012.
- [62] SALEHI, V., MOHAMED, A., MAZLOOMZADEH, A., MOHAMMED, O.A. Laboratory-based smart power system, part I: Design and system development. *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1394-1404. 2012.
- [63] ZHANG, L., GARI, N., HMURCIK, L.V. Energy management in a microgrid with distributed energy resources. *Energy Conversion and Management*, pp. 297-305. 2014.
- [64] BU, S., YU, F.R. Green cognitive mobile networks with small cells for multimedia communications in the smart grid environment. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, pp. 2115-2126. 2014.
- [65] DÍAZ, M., MARTÍN, C., RUBIO, B. State-of-the-art, challenges, and open issues in the integration of Internet of things and cloud computing. *Journal of Network and Computer Applications*, pp. 99-117. 2016.

- [66] JARA, A.J., LADID, L., SKARMETA, A. The internet of everything through IPv6: An analysis of challenges, solutions and opportunities. *Journal of Wireless Mobile Networks, Ubiquitous Computing, and Dependable Applications*, pp. 97-118. 2013.
- [67] LIU, J., LI, X., CHEN, X., ZHEN, Y., ZENG, L. Applications of internet of things on smart grid in China. *International Conference on Advanced Communication Technology, ICACT*, pp. 13-17. 2011.
- [68] LI, Y. Design of a key establishment protocol for smart home energy management system. *Proceedings - 5th International Conference on Computational Intelligence, Communication Systems, and Networks, CICSyN 2013*, pp. 88-93. 2013.
- [69] Zhang, D., Wan, J., Liu, Q., Guan, X., Liang, X. A taxonomy of agent technologies for ubiquitous computing environments. *KSII Transactions on Internet and Information Systems* , pp. 547-565. 2012.
- [70] KIM, J., HONG, A.J., SUNG, M.K., (...), MOON, J.-T., WANG, K.L. Novel vertical-stacked-array-transistor (VSAT) for ultra-high-density and cost-effective NAND flash memory devices and SSD (solid state drive). *Digest of Technical Papers - Symposium on VLSI Technology*, pp. 186-187. 2009.
- [71] WALKER, H.R. VPSK and VMSK modulation transmit digital audio and video at 15 Bits/Sec/Hz. *IEEE Transactions on Broadcasting*, pp. 96-103. 1997.
- [72] DEBRUIN, J. Control Systems for Mobile Sotcom Antennas Establishing and Maintaining High-Bandwidth Satellite Links During Vehicle Motion *IEEE Control Systems*, pp. 86-101. 2008.
- [73] FILIP, M., VILAR, E. Optimum Utilization of the Channel Capacity of a Satellite Link in the Presence of Amplitude Scintillations and Rain Attenuation. *IEEE Transactions on Communications* , pp. 1958-1965. 1990.
- [74] GREENBERG, D.R., DEL ALAMO, J.A. Velocity Saturation in the Extrinsic Device: A Fundamental Limit in HFET's. *IEEE Transactions on Electron Devices*, pp. 1334-1339. 1994.
- [75] KUZLU, M., PIPATTANASOMPORN, M., RAHMAN, S. Review of communication technologies for smart homes/building applications. *Proceedings of the 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT ASIA 2015*. 2016.
- [76] CHOI, S.S., CHOI, M.K., SONG, W.J., SON, S.H. Ubiquitous RFID healthcare systems analysis on PhysioNet grid portal services using Petri nets. *2005 Fifth International Conference on Information, Communications and Signal Processing*, pp. 1254-1258. 2005.

- [77] HORSMANHEIMO, S., MASKEY, N., KOKKONIEMI-TARKKANEN, H., SAVOLAINEN, P., TUOMIMÄKI, L. A tool for assessing interdependency of mobile communication and electricity distribution networks. *IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2013*, pp. 582-587. 2013.
- [78] BERGANZA, I., BUMILLER, G., DABAK, A., (...), MENGI, A., SENDIN, A. PLC for smart grid (Book Chapter). *Power Line Communications: Principles, Standards and Applications from Multimedia to Smart Grid: Second Edition*, pp. 509-561. 2016.
- [79] DONG, L.-J., ZHU, E.-G., ZHANG, Q., LIU, X., LIU, Y. A new-type data transmission scheme and key technology of electric energy data acquisition system. *Advanced Materials Research*, pp. 2342-2348. 2014.
- [80] RUFFATO JR., E., SAKURAI, C., PEREIRA, V. Evaluation of communication components for monitoring small hydroelectric plants. *IET Conference Publications 2013*. 2013.
- [81] WANG, J., GHOSH, M., CHALLAPALI, K. Emerging cognitive radio applications: A survey. *IEEE Communications Magazine*, pp. 74-81. 2011.
- [82] ZHANG, Y., YU, R., NEKOVEE, M., (...), XIE, S., GJESSING, S. Cognitive machine-to-machine communications: Visions and potentials for the smart grid. *IEEE Network*, pp. 6-13. 2012.
- [83] YU, R., ZHANG, Y., GJESSING, S., (...), XIE, S., GUIZANI, M. Cognitive radio based hierarchical communications infrastructure for smart grid. *IEEE Network*, pp. 6-14. 2011.
- [84] MA, R., CHEN, H.-H., HUANG, Y.-R., MENG, W. Smart grid communication: Its challenges and opportunities. *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 36-46. 2013.
- [85] SHAH, G.A., GUNGOR, V.C., AKAN, O.B. A cross-layer QoS-aware communication framework in cognitive radio sensor networks for smart grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, pp. 1477-1485. 2013.
- [86] MERNIK, M., HEERING, J., SLOANE, A.M. When and how to develop domain-specific languages. *ACM Computing Surveys*, pp. 316-344. 2005.
- [87] BENDER, P., BLACK, P., GROB, M., (...), SINDHUSHAYANA, N., VITERBI, A. CDMA/HDR: A bandwidth-efficient high-speed wireless data service for nomadic users. *IEEE Communications Magazine*, pp. 70-77. 2000.
- [88] TSAMARDINOS, I., BROWN, L.E., ALIFERIS, C.F. The max-min hill-climbing Bayesian network structure learning algorithm. *Machine Learning 65*, pp. 31-78. 2006.

- [89] GHOSH, A., WOLTER, D.R., ANDREWS, J.G., CHEN, R. Broadband wireless access with WiMax/802.16: Current performance benchmarks, and future potential. *IEEE Communications Magazine*, pp. 129-136. 2005.
- [90] KOFFMAN, I., ROMAN, V. Broadband wireless access solutions based on OFDM access in IEEE 802.16. *IEEE Communications Magazine*, pp. 96-103. 2002.
- [91] AGGARWAL, A., KUNTA, S., VERMA, P.K. A proposed communications infrastructure for the smart grid. *Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2010*. 2010.
- [92] UKIL, A., BRAENDLE, H., KRIPPNER, P. Distributed temperature sensing: Review of technology and applications. *IEEE Sensors Journal*, pp. 885-892. 2012.
- [93] MAIER, M., LEVESQUE, M., IVANESCU, L. NG-PONs 1&2 and beyond: The dawn of the uber-FiWi network. *IEEE Network*, pp. 15-21. 2012.
- [94] DENG, Y., LIN, H., PHADKE, A.G., (...), THORP, J.S., MILI, L. Communication network modeling and simulation for Wide Area Measurement applications. *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT 2012*. 2012.
- [95] MAIER, M. Survivability techniques for NG-PONs and FiWi access networks. *IEEE International Conference on Communications*, pp. 6214-6219. 2012.
- [96] BEN-SHIMOL, Y.^A , GREENBERG, S.^B , DANILCHENKO, K.^A . Application-Layer Approach for Efficient Smart Meter Reading in Low-Voltage PLC Networks (2018) *IEEE Transactions on Communications*. 2018.
- [97] REHMAN, A.U.^A , BASHIR, N.^A , HASSAN, N.U.^A , YUEN, C.^B Impact of home appliances on the performance of narrow-band power line communications for smart grid applications *IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON*, art. no. 7848709, pp. 3511-3514. 2017.
- [98] Y C.-N. YU, P. MIROWSKI AND T. K. HO, "A sparse coding approach to household electricity demand forecasting in smart grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 738 - 748, March 2016.
- [99] C.-Y. SHEN AND H.-F. WANG, "Electricity load forecasting in a smart grid system," *Intelligent Data Analysis*, pp. 1223-1242, September 2016.

- [100] TREYTL, A., ROBERTS, N., HANCKE, G. P. Security Architecture for Power-line Metering System. *In proceedings of IEEE Factory Communication Systems 2004*, pp. 393-396, September 2004.
- [101] BAUER, M., SIGLE, M., DOSTERT, K. Evaluation of PLC systems for smart metering | [Evaluation von PLC-Übertragungssystemen für smart metering]. *Technisches Messen* 77 (10), pp. 516-523, 2010.
- [102] LI, P., GUO, S., CHENG, Z. Joint optimization of electricity and communication cost for meter data collection in smart grid. *IEEE Transactions on Emerging Topics in Computing* 1 (2), 06563124, pp. 297-306, 2013.
- [103] WARUDKAR, H. S. Low voltage power line communication: Applications in home automation and energy management. *Journal of the Institution of Engineers (India): Electrical Engineering Division* 83 (DEC.), pp. 250-256, 2002.
- [104] OKSA, P., SOINI, M., SYDÄNHEIMO, L., KIVIKOSKI, M. Considerations of using power line communication in the AMR system. *2006 IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications*, ISPLC'06, 1716912, pp. 208-211, 2006.
- [105] SIVANEASAN, B., SO, P. L., GUNAWAN, E. A simple routing protocol for PLC-based AMR systems. *IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON*, 2009.
- [106] SIVANEASAN, B., SO, P. L., Gunawan, E. A new routing protocol for PLC-based AMR systems. *IEEE Transactions on Power Delivery* 26 (4), 5981410, pp. 2613-2620, 2011.
- [107] PANCHADCHARAM, S., TAYLOR, G.A., NI, Q., PISICA, I., FATERI, S. Performance evaluation of smart metering infrastructure using simulation tool. *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference 2012*, 6398571, 2012.
- [108] EICHINGER, F., EFROS, P., KARNOUSKOS, S., BÖHM, K. A time-series compression technique and its application to the smart grid. *VLDB Journal* 24 (2), pp. 193-218, 2015.
- [109] NARAYAN, A., RAO, S. Power-aware cloud metering. *IEEE Transactions on Services Computing* 7 (3), 6482567, pp. 440-451, 2014.
- [110] LI, P., GUO, S., CHENG, Z. Joint optimization of electricity and communication cost for meter data collection in smart grid. *IEEE Transactions on Emerging Topics in Computing* 1 (2), 06563124, pp. 297-306, 2013.

- [111] FROEHLICH, J., LARSON, E., GUPTA, S., COHN, G., REYNOLDS, M., PATEL, S. Disaggregated end-use energy sensing for the smart grid. *IEEE Pervasive Computing* 10 (1), 5590234, pp. 28-39, 2011.
- [112] HAZEWINKEL, M., Linear interpolation. and Spline interpolation In: *Encyclopedia of Mathematics*. s.l.:Springer. 2001.
- [113] HOLT, C. C., Forecasting Trend Seasonal by Exponentially Wheighted Averages. *International Journal of Forecasting*, Volume 20, pp. 5-13. 2004.
- [114] BOX, G. & JENKINS, G., Time Series Analysis: Forecasting and Control. San Francisco(California): Holden-Day Inc. 1976.
- [115] CHATFIELD, C., *The analysis of time series: Theory and practice*. London: Chapman and Hall. 1975.
- [116] LJUNG, G. M. & BOX, G. E., On a measure of lack of fit in time series models. *Biometrika*, 65(2), pp. 297-303. 1978.
- [117] IEC 62052-11. Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions. 2003.
- [118] IEC 62053-21. Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2). 2016.
- [119] IEC 62053-23. Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements -Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3). 2016.
- [120] ABNT - NBR 14519 - Medidores eletrônicos de energia elétrica — Especificação. 2011.
- [121] ABNT – NBR 14520 - Medidores eletrônicos de energia elétrica — Método de ensaios – 2011.
- [122] ABNT – NBR 14522 - Intercâmbio de informações para sistemas de medição de energia elétrica. 2008.
- [123] INMETRO - Portaria Inmetro/Dimel nº 312/2007.
- [124] M.G. KALLITSIS, G. MICHAILEDIS, M. DEVETSIKIOTIS . A Framework for Optimizing Mensurement-based Power Distribution under Communication Network Constrains. *IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, Gaitherburg - EUA, 2010.