



**FACULDADE DE TECNOLOGIA E CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS – FATECS
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Paulo Henrique Monteiro Barnabé
21603328

**Análise de redução de perdas não técnicas com o uso da medição
inteligente de energia elétrica**

BRASÍLIA
2020



PAULO HENRIQUE MONTEIRO BARNABÉ

Análise de redução de perdas não técnicas com o uso da medição inteligente de energia elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado como um dos requisitos para a conclusão do curso de Engenharia Elétrica do UniCEUB– Centro Universitário de Brasília

Orientador (a): **Prof. MsC Francisco Javier De Obaldía Díaz**

BRASÍLIA
2020



NOME DO ALUNO

Análise de redução de perdas não técnicas com o uso da medição inteligente de energia elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado como um dos requisitos para a conclusão do curso de Engenharia Elétrica UniCEUB – Centro Universitário de Brasília

Orientador (a): **Prof. MsC Francisco Javier De Obaldía Díaz**

Brasília, 2020.

BANCA EXAMINADORA

Nome e titulação.
Orientador (a)

Nome e titulação.
Examinador (a)

Nome e titulação.
Examinador (a)

Análise de redução de perdas não técnicas com o uso da medição inteligente de energia elétrica

(TÍTULO) Analysis of reduction of non-technical losses with the use of intelligent measurement of electrical energy

Paulo Henrique Monteiro Barnabé¹, Francisco Javier², Primeiro examinador³, Segundo examinador⁴

RESUMO

O sistema elétrico brasileiro é formado por grandes centrais geradoras de energia as quais transmitem energia pela rede de transmissão (Rede de Básica) e chegam às unidades consumidoras pela rede de distribuição. Com a chegada da nova revolução industrial, a Revolução Industrial 4.0, tecnologias avançadas de eletrônica em conjunto com automação e internet das coisas, trouxeram para nós uma nova concepção estrutural de maior qualidade, segurança e sustentabilidade capaz de superar as falhas e dificuldades apresentadas pela antiga concepção. Este artigo apresenta uma pesquisa acerca da tecnologia de medição inteligente, dentro da implementação do conceito de redes inteligentes, contra perdas de energia, com foco em perdas não técnicas (comerciais com agravamento de roubo e fraude nos medidores) em conjunto com a simulação do funcionamento de um medidor inteligente de baixo custo. Consigo a solução de problemas devido o crescimento descontrolado do valor do montante de energia “perdida”, em razão do uso indiscriminado das redes de distribuição, problemas de gestão e planejamento e na qualidade da energia e dos serviços ofertados e trás uma maior transparência de informações para o consumidor de energia elétrica, o que torna interessante o uso de tecnologias de telemedição em zonas de maior complexidade de atuação por parte da distribuidora.

Palavras-chave: Redes Inteligentes. Medição Inteligente. Perdas de energia elétrica. Telemedição

ABSTRACT

The Brazilian electrical system is formed by large power generating plants which transmit energy through the transmission network (Basic Network) and arrive at consumer units through the distribution network. With the arrival of the new industrial revolution, the Industrial

¹ UniCEUB, Paulo Henrique Monteiro Barnabé.

² UniCEUB, Francisco Javier.

³ UniCEUB, primeiro examinador.

⁴ UniCEUB, segundo examinador.

Revolution 4.0, advanced electronics technologies together with automation and internet of things, brought to us a new structural design of greater quality, safety and sustainability capable of overcoming the failures and difficulties presented by the old one conception. This article presents a research about smart metering technology, within the implementation of the concept of smart grids, against energy losses, focusing on non-technical losses (commercial with aggravation of theft and fraud in meters) together with the simulation of the operation of a low cost smart meter. I am able to solve problems due to the uncontrolled growth in the value of the amount of “lost” energy, due to the indiscriminate use of distribution networks, management and planning problems and the quality of energy and services offered and brings greater information transparency. for the electric energy consumer, which makes the use of telemetering technologies in areas of greater complexity of operation by the distributor interesting.

keywords: Smart Grid. Smart Meter. Electric Energy Losses. Telemetry.

1. INTRODUÇÃO

O mundo está em constante evolução, as tecnologias estão se aprimorando cada vez mais ano após ano. Novas regulações no sistema elétrico estão a surgir e antigas normas e regulamentações estão a serem revisadas a cada mudança no mercado energético. Contudo, os sistemas de energias elétrica com seus pouco mais de cem anos de existência quase não tiveram modificações em sua concepção estrutural, em sua forma de trabalho. O ideal seria que toda a energia elétrica gerada nesses sistemas fosse transmitida e distribuída até o consumidor, sem perdas. Contudo, sabe-se de vários fatores que degradam a transmissão, inerentes ao material e equipamentos nas linhas de transmissão, temperatura, à distância, entre outros, fatores técnicos limitadores.

Cada vez mais torna-se evidente, também, perdas caracterizadas pelo desvio da energia, sem passar pelos registros de medição de quem gera e ou distribui gerando impactos que vão desde fraudes, redimensionamento da infraestrutura, perdas financeiras, até mesmo ameaçar a segurança da população presente, entre outras. Assim, as perdas no sistema

elétrico são representadas pela diferença entre a montante injetada na rede elétrica e a energia que realmente é entregue e vendida aos consumidores. Existem dois tipos de perdas: (I) As perdas técnicas e (II) as perdas não técnicas. As perdas técnicas representam a dissipação de energia na transmissão e distribuição através dos componentes do sistema elétrico, como transformadores, condutores, medidores e equipamentos (KEBIR; MAAROUFI,2017, **apud Vanessa B. S. Huback, 2018**). As perdas não técnicas, estão associadas a problemas de faturamento pelas distribuidoras e práticas ilegais como fraudes, adulterações de medidores, conexões clandestinas por parte do consumidor e por práticas corruptas de funcionários de distribuidoras (AHMAD, 2017, **apud Vanessa B.S. Husback, 2018**).

Ainda que a tecnologia de Redes Inteligentes possa resolver também alguns problemas de perdas técnicas da rede elétrica, este artigo irá ter o foco em perdas não técnicas, ou seja, perdas não previstas em projetos de energia onde encontra-se o grande vilão do percentual global de perdas de energia do Brasil e terá como estudo a análise e benefícios que a redução de perdas comerciais podem trazer na tarifa do consumidor e ao custo de operação,

manutenção e à impossibilidade de atuação funcionários de uma distribuidora ou empresa elétrica em zonas com maior complexidade e menor segurança.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

A energia elétrica hoje é essencial para os padrões de qualidade de vida do ser humano, por isso é necessária uma constante avaliação em vários aspectos do estado e cenário energético do país. A estrutura do sistema elétrico brasileiro tem a “ONS” como órgão responsável pelo controle e coordenação da funcionalidade dos ativos de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (J.Rigodanzo, 2015).

Em um patamar hierárquico acima é configurado uma união de forças entre o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o qual foi criado em 2004 pela lei nº 10.848 com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a segurança e continuidade do suprimento eletroenergético em todo território nacional, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada também em 2004 com a função de realizar um planejamento da expansão energética no país, que estão vinculados ao Ministério de Minas e Energia o qual responde ao, presidido pelo ministro de Minas e Energia, Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com a função de assessoramento do Presidente da República para formulação de diretrizes de energia e políticas (J.Rigodanzo, 2015).

A análise realizada por estes órgãos ano após ano constatou uma tendência de que o sistema formado hoje por grandes matrizes centralizadas geradoras de energia elétrica, está gradualmente em transição para um sistema composto principalmente por fontes renováveis, com micro e mini gerações espalhadas por todo o SIN (J. Tosi ABGI,

Transição Energética no Brasil). Essa transição em especial é vista com bons olhos pelos órgãos reguladores, devido aos impactos de ações humanas sobre o meio ambiente, a atual transição se caracteriza como uma medida sustentável de energia limpa pautada de fontes renováveis.

Cerca de 45,3% do consumo de energia no Brasil vem de fontes renováveis (BEN-2019/2018). No mundo, esse percentual é de 14% e nos países integrantes da OCDE é de 9,7% (IEA 2019/2018), ou seja, o Brasil possui um grande potencial para ser um exemplo mundial de utilização de energia limpa. Os desafios para o país enfim se concretizar são: (I) o planejamento correto da utilização de seus recursos para que não haja uma dependência climática para o abastecimento energético e (II) o avanço tecnológico no sistema elétrico. Representando diferentes pontos de valor para cada país, estas novas tecnologias como aprimoramento de baterias, expansão do uso e aprimoramento de veículos elétricos, geração distribuída, gestão energética do sistema e seu nível de eficiência contra perdas formam um novo conceito no sistema elétrico, as Redes Inteligentes.

2.1.1. Tarifação

A energia elétrica no Brasil, predominantemente gerada por hidrelétricas, possui uma certa dependência meteorológica, mais precisamente da quantidade de chuvas e do nível de água no reservatório das hidrelétricas. Quando o nível de água nos reservatórios está baixo, o sistema interligado nacional é suplementado por usinas termelétricas movidas por diversas fontes como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Em contrapartida, quando o nível de água é satisfatoriamente alto a necessidade de haver usinas termoeletricas em funcionamento é menor e a atividade delas influencia diretamente no preço de geração de energia elétrica (ABR Energia, 2015?).

De uma forma didática e de fácil

disseminação popular foram-se criadas as bandeiras tarifárias, que em apresentação de cores expressam o custo de produção de energia da época, o funcionamento dos valores se dá pelo preço de unidade de energia produzida para atender um aumento de demanda de carga no sistema representado pelo Custo Marginal de Operação (CMO) e da manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN, acrescido do valor de geração de energia térmica de caráter suplementar, ou seja energia mais custosa visando garantir uma segurança futura, representado pelo Encargo do Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE).

A ANEEL divulga desde 2013, sendo 2013 e 2014 anos testes da implementação da informação e 2015 a realização do programa oficial, a bandeira vigente de cada mês, segundo a ANEEL em julho de 2020:

- Bandeira Verde: CMO + ESS_SE menor que R\$ 200,00/MWh (Cem reais por megawatt-hora);
- Bandeira Amarela: CMO+ESS_SE igual ou superior a R\$ 200,00/MWh e inferior a R\$ 350,00/MWh (a tarifa recebe o acréscimo de R\$ 0,01343 para cada quilowatt-hora(kWh) consumidos;
- Bandeira Vermelha Patamar 1: CMO + ESS_SE igual ou superior a R\$ 350,00/MWh (a tarifa recebe o acréscimo de R\$ 0,04169 para cada quilowatt-hora kWh consumido;
- Bandeira Vermelha Patamar 2: Em condições super custosas de geração a tarifa recebe o acréscimo de R\$ 0,06243 para cada quilowatt-hora kWh consumido (apud Centro Brasileiro de Infraestrutura, 2020).

2.1.2. Tarifa Branca

A tarifa branca é uma modalidade tarifária diferente da usual, esta modalidade possui somente um valor de tarifa com diferentes valores ao longo do dia. Em dias úteis os

valores são aplicados de acordo com períodos do dia, denominados como postos, são eles:

- Ponta: tarifa mais elevada
- Intermediário: tarifa de valor intermediário
- Fora Ponta: tarifa de menor valor

Durante o fim de semana e feriados nacionais, os valores serão sempre de valores fora ponta (ANEEL, 2020).

Esta modalidade foi iniciada em 2018 para novas ligações e unidades consumidoras que apresentassem um valor superior a 500 kWh/mês em sua média anual de consumo. Em 2019, houve uma diminuição no valor de consumo kWh/mês, foi disponibilizada à unidades consumidoras que apresentassem mais de 250 kWh/mês (ANEEL, 2019).

Em 31 de dezembro de 2019, a ANEEL publicou em seu portal sala de imprensa que a partir de 1º de janeiro de 2020 a possibilidade de solicitar a tarifa branca passou a estar disponível para todos consumidores de baixa tensão com exceção de consumidores classificados como baixa renda, beneficiários de descontos previstos por lei e à iluminação pública (ANEEL,2019).

2.2. REDES INTELIGENTES (SMART GRID)

Pela primeira vez vista em um artigo chamado “Toward a Smart Grid” (AMIN;WOLLENBERG, 2005) a definição de Redes Inteligentes vem sendo bastante debatida. De acordo com (J.Rigodanzo, 2015), para Hung et al. (2013), Smart Grid é um sistema de fornecimento de energia inteligente para o qual é utilizado uma plataforma de comunicação de troca de informações melhorando a eficiência, confiabilidade e sustentabilidade da operação da rede elétrica.

Maggi (2012) define smart grid como um conjunto de redes e equipamentos eletrônicos do sistema de distribuição de energia, cujo controle e comando é realizado com uso da tecnologia digital de informação, medição,

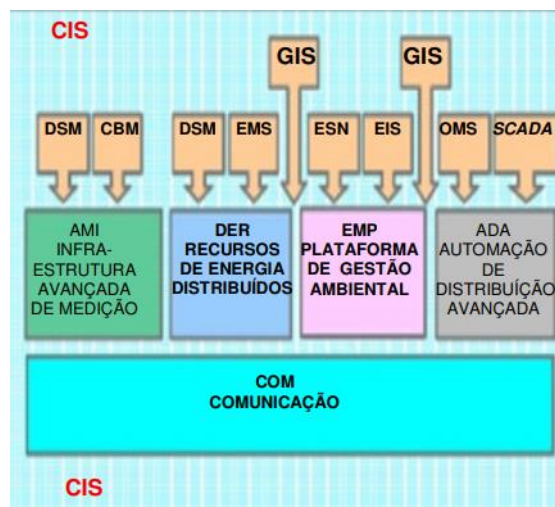
monitoramento e telecomunicações (J.Rigodanzo, 2015).

Fugita (2014) elucida que a Smart Grid agrega tecnologias desde a medição eletrônica, telecomunicações, automação, tecnologia da informação até recursos de energia distribuídos tendo como sua maior instigação a coordenação de toda esta estrutura de rede (J.Rigodanzo, 2015).

A conformidade existente é de que este termo representa em sua essência a aplicação de novas tecnologias digitais e de telecomunicações nas redes de transmissão e distribuição elétrica buscando o aprimoramento do nível de monitoramento, garantir maior precisão de leitura, otimizar a geração, transmissão e distribuição juntamente do consumo do usuário, aprimoramento de gestão de operários dos agentes responsáveis, sustentabilidade econômica e ambiental e aumento da qualidade energia ofertada através de sua capacidade de gerar fluxo de dados bidirecionais em tempo real e transparência dos dados tanto para o consumidor quanto para a distribuidora.

Redes Inteligentes podem ser também representadas como conjunto de infraestruturas tecnológicas, a infraestrutura avançada de medição (do inglês Advanced Metering Infrastructure - AMI), Automação Avançada de Distribuição (Advanced Distribution Automation -ADA), Recursos de Energia Distribuídos (Distributed Energy Resources – DER) e Plataforma de Gestão Ambiental (Environmental Management Platform- EMP), como mostrado na *figura 1*.

Figura 1 : Composição Redes Inteligentes (SMART GRID)



Fonte: A.Origin, 2009

2.2.1. Advanced Distribution Automation (ADA)

O funcionamento ideal de uma rede elétrica depende substancialmente de operadores supervisionando suas ocorrências constantemente. Por este motivo as redes inteligentes trabalham com um sistema de monitoramento automatizado integrado, Automação de Distribuição Avançada, o qual permite monitoramento em tempo real das condições da rede e permite reconfiguração automática da rede para otimizar a qualidade da energia entregue e reduzir o impacto e durações de possíveis interrupções.

O grupo de aplicações para ADA envolve como seus principais pilares o software SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), Controle de Volt&Var (VVC), localização de falta (FL), Reconfiguração de Alimentador (FR), Localização de Falta, Isolamento e Serviço de Restauração (FLISR) o qual é um serviço híbrido de FL com FR.

A aplicação VVC por exemplo, trabalha com o conceito da Conservação de Redução de Voltagem (CVR), significa ter a tensão da UC em seu valor mais baixo ainda apropriado para o funcionamento dos equipamentos elétricos e de acordo com os valores tabelados pela agência reguladora (F. Zavoda, 2010).

2.2.2. Distributed Energy Resources (DER)

O novo conceito redes inteligentes apresentou um grande avanço em Recursos Energéticos Distribuídos (RED) uma vez que o RED pode agregar com o amplo aproveitamento dos agentes instalados na rede, consumidores que também possam prover energia para a rede de forma a maximizar benefícios sistêmicos sem comprometer a segurança e confiabilidade da operação. Agentes esses como, veículos elétricos, micro e minigeração de energia em especial solar e ou eólica (Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético, EPE, P1).

2.2.3. Planejamento de Gestão Ambiental (Environmental Management Platform - EMP)

O smart grid possui um viés ambiental muito forte. O objetivo do Planejamento de Gestão Ambiental (PGA) tem como produto políticas e práticas ambientais que incentivem seus agentes, UC, condomínios de geração distribuída a atingir metas em uma área ambiental específica, como emissões de poluentes no ar, uso otimizado de energia, uso de material, resíduos zero, resíduos orgânicos, uso da água e etc.

2.3. MEDIÇÃO INTELIGENTE (SMART METER)

A telemedição é o principal meio de interação entre distribuidora e seus consumidores. O smart meter é a nova geração de medição eletrônica de gás e eletricidade, a AMI inclui uma coleção completa e integrada de dispositivos eletrônicos, redes, sistemas de computadores, protocolos organizacionais dedicados à distribuição de informações de alta confiabilidade e precisão sobre o consumo de energia. Composta por hardware e software de comunicação, análise condicional e

gerenciamento de dados (MBC-Manutenção Baseada em Condição e SGD- Sistema de Gestão de Distribuição) criam uma rede bidirecional, ou seja, uma troca de dados entre medidores e o sistema de distribuição, permitindo remotamente a obtenção de informações de clientes, gestão remota de contrato, gestão de tarifa horária, ligar e desligar alimentação, serviços pré-pagos e detecção automática de fraudes.

No momento existe um grande esforço para a substituição dos medidores convencionais de energia por medidores inteligentes (Smart Meters), considerados a chave fundamental da AMI.

A medição inteligente também possui um viés ambiental, uma vez que realizando uma análise nos dados representados pelo aparelho a unidade consumidora consegue ter informações de gastos desnecessários de energia ou por sua vez excessivos em determinados momentos. Fazendo assim com que indiretamente haja uma reeducação de consumo, maior conscientização do uso da energia elétrica.

Entretanto, existem indefinições em relação aos padrões a serem adotados, protocolos, regulamentações, segurança ponta-a-ponta, privacidade entre outros aspectos tecnológicos não regulamentados que dificultam uma implementação coerente desta modernização.

Um projeto de gestão e controle das cargas tem muitas vantagens para as distribuidoras e também para os consumidores de energia elétrica. De certa forma podemos destacar benefícios como: (i) inibir os consumidores a praticar fraudes nos equipamentos; (ii) diminuir os custos com os processos administrativos; (ii) recuperação de receita com maior eficácia; (iii) diminuição do período de recuperação das perdas, uma vez que o monitoramentos das cargas será constante, lembrando que a legislação, segundo a Resolução Normativa da ANEEL nº 414 de 9 de setembro de 2010, permite a cobrança de até 36 meses para ajuste de conta, desde que caracterizada o período de

apuração.

2.3.1. Casos Internacionais

A Itália é um grande exemplo da utilização da medição inteligente. Uma das principais distribuidoras do país, a Enel, foi a pioneira no mundo ao realizar um plano de substituição em larga escala de medidores de energia em unidades de baixa tensão (Grupo B). Logo após, com a exigência do menor custo possível, para massificar a medição eletrônica o órgão regulador exigiu a substituição obrigatória de acordo com exigências funcionais mínimas estabelecidas. Como foi determinado após a aplicação da Enel, a exigência de um protocolo público implicaria substituir os medidores, logo na resolução não foi determinado à necessidade de protocolos públicos, sendo utilizado principalmente o sistema Telegestore. O projeto Telegestore é amplamente considerado como o primeiro uso em escala comercial da tecnologia de redes inteligentes para o lar, e proporciona uma economia anual de 500 milhões de euros a um custo de projeto de 2,1 bilhões de euros. Este sistema é uma referência em tecnologia de medição remota, composto por mais de 35 milhões de medidores e por cerca de 350 mil concentradores que possuem a gestão por este sistema. Possui operação por meio de uma rede pública de telecomunicações (GSM/GPRS (Global System for Mobile Communication/General Packet Radio Service), satélites e PSTN(Public: Switched Telephone Network)) por meio de controladores instalados em subestações de MT/BT, por cada transformador. Cada concentrador pode se comunicar com o sistema central de Telegestore pela rede pública por meio de TCP/IP e se comunicar com os medidores por uma rede local DLC (Distribution Line Carrier) (Fonseca; Torri; Götz; Pereira, 2013).

Nos Estados Unidos, em 2009, o presidente daquela época, Barack Obama, apesar da regulação da eletricidade ser de

competência estadual, o mesmo anunciou que o governo federal iria disponibilizar um pacote de 3,4 bilhões de dólares em investimentos para modernização das redes elétricas do país. Este recurso estava incluso no plano de resgate econômico do país, segundo análise do *Electric Power Research* existe uma previsão de que este programa o diminua o consumo de energia elétrica do país em até 4% no horizonte do ano de 2030, representando uma economia de US\$ 20,4 bilhões para empresas e seus consumidores (D. Rabelo, ANEEL, 2013). Em outubro daquele mesmo ano foi-se realizado um plano para acelerar um conjunto inicial de normas existentes, requisitos aplicáveis, lacunas nas normas identificadas e prioridades para normalizações adicionais. Este documento ainda relata que há uma grande expectativa que o Internet Protocol (IP) sirva como um elemento fundamental para as redes de comunicação da rede elétrica inteligente, pela maturidade e disponibilidade de ferramentas e aplicativos, bem como pelo seu uso extensivo e em larga escala, e pela flexibilidade para desenvolver aplicativos independentemente da infraestrutura de comunicação.

2.3.2. Casos Nacionais

No Brasil a responsabilidade por quase todo montante das perdas não técnicas são das concessionárias de grande porte, devido ao tamanho do mercado, a gestão realizada pela empresa, das características socioeconômicas e de aspectos comportamentais existentes em cada área de concessão.

Dado estas características do setor elétrico brasileiro atual, para Rivera; Esposito;Teixeira um dos fatos que fazem com que o Brasil esteja em holofotes mundiais atraindo maiores atuações de multinacionais como IBM, GE, Siemens, Silver Spring se dá pela posição do país entre os primeiros do ranking de perdas de energia não técnicas somado aos investimentos previstos, que segundo a Associação

Brasileira de Distribuidores de Energia (Abradee) estão na ordem de até 91 bilhões de reais até 2030.

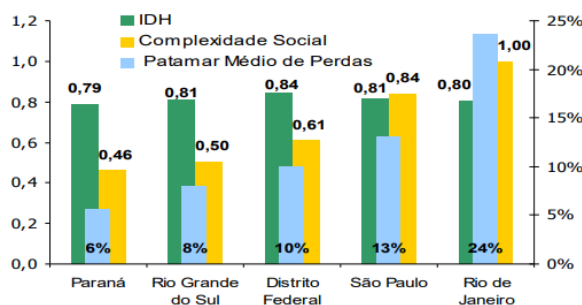
O objetivo das concessionárias de redução as perdas não técnicas traz consigo ganhos expressivos, como o combate ao furto de energia, que por consequência gera redução de prejuízos quando as perdas reais estiverem acima do valor regulatório ou alcançar ganhos quando as perdas reais estiverem abaixo do valor regulatório (ANEEL, Relatório-Perdas de Energia na Distribuição, 2019, p.5).

2.3.2.1. ENEL RJ

Uma das primeiras empresa a investir e aplicar uma modernização em suas redes de distribuição foi a distribuidora de energia, do interior do Estado do Rio de Janeiro, à época Ampla Energia e Serviços S.A (AMPLA) hoje ENEL Rio de Janeiro, fornecedora de energia para 66 cidades. Segundo D.Rabelo (2013) em 2010, a distribuidora possuía 2,32 milhões de consumidores sob sua área de concessão sendo 90% participantes do grupo B, 8,2 TWh de energia elétrica (sendo 67% em baixa tensão) foi consumido por seus consumidores, gerando uma receita superior a R\$ 2,6 bilhões.

A distribuidora enfrentava problemas de inadimplências, seus níveis de perda de energia não técnicas eram elevados quando comparados a outras regiões metropolitanas, um estudo encomendado pela AMPLA à FGV/UFF detalha a relação do índice de complexidade social às perdas por furto de energia elétrica, ilustra na figura 2.

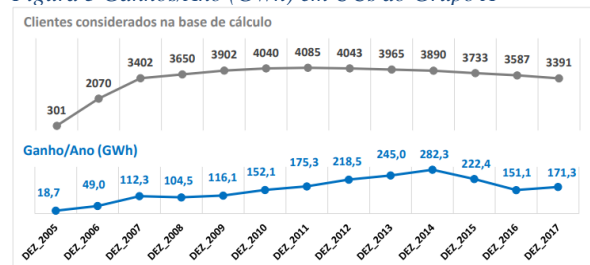
Figura 2 Consulta Pública Nº15/2009 - Ampla para ANEEL



Fonte: Consulta Pública nº15 AMPLA/ANEEL 2009

Para resolver esses problemas, a distribuidora iniciou um projeto denominado “Projeto Rede DAT”, realizado no início de 2005, o qual obteve ótimos resultados na implementação da medição inteligente em unidades consumidoras do grupo A alcançando o ganho de energia da ordem de 18 GWh (21 MWh/cliente) como demonstrado no gráfico da figura 3, isto fez com que houvesse uma redefinição da estratégia da companhia, tornando este projeto o novo padrão para as novas unidades consumidoras do Grupo A, e estes resultados positivos possibilitou a expansão do projeto. Atualmente o uso da tecnologia em medições eletrônicas nas áreas de risco localizadas na área de concessão da distribuidora.

Figura 3 Ganhos/Ano (GWh) em UCs do Grupo A



Fonte: Consulta Pública nº15 AMPLA/ANEEL 2009

Derivado do Projeto Rede DAT, o “Projeto Ampla Chip” implementou os medidores inteligentes nas áreas de perdas não técnicas. Adotou-se uma nova forma de medição para combater perdas elevadas em clientes massivos de baixa tensão (Grupo B). O projeto consistiu em, retirar o ponto de medição do interior das instalações dos clientes, aprimorar as medidas contra manipulação da medição elevando a altura rede de baixa tensão que antes estava a 6 metros do solo para a mesma altura da média tensão, 11 metros do solo. Reduzir as dificuldades de execução dos serviços para inspeções e facilitar o acesso a leitura dos medidores dos clientes substituindo os medidores eletromecânicos, que antes ficavam no muro da UC ou dentro da própria residência do cliente por medidores, por

medidores inteligentes instalados agora por sua vez em uma caixa blindada na ponta da cruzeta na altura de 11 metros do solo com a tecnologia de telemedição.

A Ampla realizou a medição dos clientes durante este projeto utilizando o seguinte fluxograma da *figura 4*.

Figura 4: Método de serviço de telemedição AMPLA



Fonte: Consulta Pública nº15 AMPLA/ANEEL 2009

A aliança da tecnologia e mudanças de protocolos foram os fatores determinantes para a redução de 20% de furtos de energia em toda área de concessão da distribuidora, contudo apesar deste sucesso estatístico a implementação da medição inteligente não chegou como uma inovação satisfatória para os consumidores. Pois a falta de informação dos consumidores sobre o processo em conjunto com a ação da distribuidora de recuperação das perdas para regularização do sistema de medição sob as faturas dos consumidores, geraram-se inúmeras reclamações sobre as contas de luz para o Agência nacional de engenharia elétrica (ANEEL), uma vez que algumas contas chegaram a bater o valor de até 300% acima do usual com este novo medidor.

Em 2007 dado a decorrência deste evento contrário aos medidores inteligentes, foi-se realizado uma CPI pelo INMETRO para verificação da medição dos medidores. Constatou-se em medidores polifásicos um registro de erros superiores ao limite regulamentar, apesar do tropeço as correções foram devidamente realizadas e a população com maior acesso a informação sobre o assunto fez com que fosse possível atualmente a distribuidora ENELRJ estar a

dar continuidade ao processo de modernização de seus medidores e levando consigo este processo como uma das “dez maiores inovações brasileiras da última década” (Revista Exame, 2008) (D.Rabelo, 2013).

2.3.2.2. LIGHT RIO

A distribuidora Light Serviços de Eletricidade S/A detém em sua área de concessão 31 municípios do estado do Rio de Janeiro incluindo sua capital onde está situada sua sede, atendendo esta região com mais de 10 milhões de consumidores. Em 2014 a distribuidora realizou um contrato para modernização de sua rede de distribuição, que de acordo com T. Gouvêa, & Júnior (2012), conforme citado por D.Rabelo (2013) possuiu os objetivos estratégicos de: “furto de energia, inadimplência, geração distribuída, aumento da demanda por eletricidade e conscientização da sociedade acerca de eficiência energética”. O contrato teve o valor de 2 bilhões de reais. Sendo uma licitação de 750 milhões de reais obtidos via tarifa de energia da distribuidora -cujo repasse foi aprovado pela ANEEL em 2013- e 1,25 bilhões aportado pelos acionistas (Light R\$750 milhões...2014). A aquisição foi de 1 milhão de medidores inteligentes do fornecedor Landis+Gyr Equipamentos de Medição com o plano de implementação de 5 anos, iniciando no fim de 2014, com aproximadamente a instalação de 200 mil aparelhos por ano.

A meta da empresa é de conseguir disponibilizar a modernização de sua rede de distribuição inteligente para até 40% do total de clientes de sua área de concessão até 2018 (V.C.Martins, 2016).

3. METODOLOGIA DO TRABALHO

Trata-se de uma pesquisa aplicada com método de abordagem quantitativa. Segundo Sampieri; Collado & Lucio (20XX) a pesquisa com abordagem

quantitativa é sequencial com ordens rigorosas, partindo de um referencial teórico definindo seus objetivos de pesquisa, utiliza-se de estatística e realiza uma análise de causa-efeito tornando-a comprobatória.

A partir do enfoque quantitativo, realizando-se análise técnica estatística, medições numéricas baseado no caso exposto pela distribuidora ENEL RJ, foi possível então realizar uma simulação de baixo custo de medição inteligente com comunicação remota para o cliente e para a distribuidora.

3.1. EQUIPAMENTO UTILIZADO PELA DISTRIBUIDORA

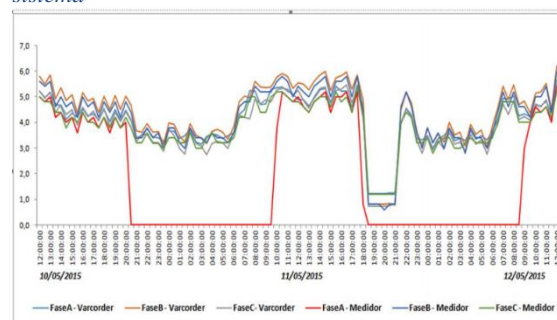
O medidor inteligente utilizado pela AMPLA mede e registra corrente e Fator de Potência. Uma tensão constante é aplicada ao software para calcular a potência reativa. O Varcorder usa a mesma tecnologia de sensoriamento de corrente que o original amperímetro de alta tensão Ampstik. Porém este sensor de corrente patenteado não utiliza materiais magnéticos e não tem partes móveis. A abertura do sensor é fechada eletronicamente e correntes externas são rejeitadas eletronicamente.

O medidor é equipado com porta serial infravermelho para a comunicação dos dados registrados e o computador do usuário. Os dados são descarregados por meio do software Softlink, o qual permite ao usuário baixar, visualizar e exportar dados do Varcorder para o Microsoft Excel.

Efetuada-se uma análise de medição com este equipamento, de um cliente da distribuidora, foi confirmada através da ferramenta página fiscal no filtro de corrente zero a existência de uma irregularidade junto a memória de massa do medidor, onde foi visualizado que a corrente da fase “A” da unidade consumidora zerava no período noturno, revelando um comportamento atípico para a unidade consumidora uma vez que a alimentação trifásica apresenta geralmente entre suas três fases valores não muito distintos de uma fase para a outra, pois

existe a necessidade do balanceamento de cargas e fluxo de corrente no sistema. Logo, existiu uma situação dedutível de irregularidade. O Varcorder foi instalado para monitorar o comportamento da unidade por um período de 6 dias como descrito na *figura 5*.

Figura 5 Medição apresentando possível irregularidade no sistema



Fonte: Consulta Pública AMPLA / ANEEL 2009

3.2. SIMULAÇÃO DE BAIXO CUSTO

A simulação foi realizada utilizando o Arduino IDE para escrita do código, capaz este de gerar código hexadecimal, o Proteus em sua versão 8.9 para simulação visual de um medidor inteligente.

Utilizou-se o Arduino Uno alimentado por uma fonte ajustável de 0 a 5V, fonte essa constituída de uma entrada de 220V, que entre seus terminais “a” e “b” existe um sensor de tensão, logo após foi inserido um push button com a função de possibilitar ou cortar a alimentação da UC.

Com o arranjo de um resistor seguido de um optoacoplador NPN, assim reduzindo o nível de tensão de 220V para 5V. Escolheu-se essa forma de alimentar o sistema pois este circuito faz com que diminua a quantidade de ruídos na forma de onda e torna o sinal mais limpo, além de que a tensão de trabalho do arduino é de 5V. As aferições geram dados em bytes, então foram aplicadas fórmulas de calibragem e tratamento dos dados emitidos para apresentar no LCD os valores reais. O LCD backlight utilizado possui 20 colunas e 4 linhas(20x4), modelo LM044L. Foi

definido nesta primeira parte também as variáveis a serem utilizadas, definido um relé na porta 8 digital, para funcionamento semelhante a uma chave. Para esta parte foi implementado o seguinte código:

```

1. #include <LiquidCrystal.h>
2.
3. LiquidCrystal lcd(7, 6, 5, 4, 3, 2);
4. /*
5.  Arduino / LCD
6.  Pino 7 / RS
7.  Pino 6 / EN
8.  Pino 5 / D4
9.  Pino 4 / D5
10. Pino 3 / D6
11. Pino 2 / D7
12. */
13. int horarioP = 3, horarioI = 2, hora
    rioFP = 19;
14. int rele = 8;
15. int botao = 10;
16. float CustoP;
17. float CustoI;
18. float CustoFP;
19. float Custo, potenciaConsumida;
20. float corrente, tensao, tensao_ref_c
    orrente, tensao_ref_tensao, corrente
    medida, potencia;
21. float tarifaP = 1.3339; //De 17:30
    - 20:30
22. float tarifaI = 0.86286; //Das 16:3
    0 - 17:30, 20:30 - 21:30
23. float tarifaFP = 0.55658; //Restante
24. int botaopress = 0;
25. int estadoBotao = 0;
26.
27.
28.
29. void setup()
30. {
31.   Serial.begin(9600);
32.   //lcd.begin(colunas, linhas)
33.   lcd.begin(20, 4); // LCD de 20 col
    unas por 4 linhas
34.   pinMode(botao, INPUT);
35.   pinMode(rele, OUTPUT);
36. }
37. void loop()
38. {
39.   botaopress = digitalRead(botao);
40.   if (Serial.available() > 0)
41.   {
42.     char data = Serial.read();
43.
44.
45.     if (data == 'L') {
46.       digitalWrite(8, HIGH);
47.     }
48.     else if (data == 'D') {

```

```

49.       digitalWrite(8, LOW);
50.     }
51.   }
52.
53.
54.
55.   int sensorValueCorrente = analogRe
    ad(A0);
56.   tensao_ref_corrente = sensorValueC
    orrente * (5.0 / 1023.0);
57.   corrente = (tensao_ref_corrente -
    2.48) * ((2 - 1) / (2.73 - 2.48)) +
    1;
58.
59.   int sensorValueTensao = analogRead
    (A1);
60.   tensao_ref_tensao = sensorValueTen
    sao * (5.0 / 1023.0);
61.   tensao = (tensao_ref_tensao - 0.68
    ) * ((220 - 127) / (1.18 - 0.68)) +
    127;
62.
63.   int sensorValueCorrenteMedida = an
    alogRead(A2);

```

Para a mensuração da corrente foi selecionado o sensor ACS712-05A, este componente é um sensor de corrente invasivo para baixas e médias correntes com alta sensibilidade e baixo custo sendo capaz de realizar a aferição da corrente tanto em corrente contínua quanto alternada. O sensor trabalha com o efeito Hall, ou seja, é constituído por dispositivos semicondutores que sofrem influência de campo magnético inserido em uma abertura do circuito.

O cálculo da potência consumida está de acordo com a lei de ohm, portanto conforme a fórmula de potência ativa, foi-se realizado o produto das duas grandezas mensuradas (corrente (I medida) e tensão (V)) na suposta UC para representar no LCD, descrito conforme o código a seguir::

```

1. if (sensorValueCorrenteMedida != 0.0
    )
2.   {
3.     correntemedida = corrente;
4.   }
5.
6. else
7.   {
8.     correntemedida = 0.0;
9.   }
10.

```

```

11. potencia = (tensao * correntemedida);
12. potenciaConsumida = ((potencia * horarioFP * 30) / 1000) + ((potencia * horarioI * 30) / 1000) + ((potencia * horarioP * 30) / 1000);
13.
14. CustoFP = (potencia * horarioFP * 30 * tarifaFP) / 1000;
15. CustoP = (potencia * horarioP * 30 * tarifaP) / 1000;
16. CustoI = (potencia * horarioI * 30 * tarifaI) / 1000;
17. Custo = (CustoFP + CustoI + CustoP);
18.
19. Serial.print("|");
20. Serial.print(potenciaConsumida);
21.
22. Serial.print("|");
23. Serial.print(correntemedida);
24.
25. Serial.print("|");
26. Serial.print(corrente);
27.
28. Serial.print("|");
29. Serial.print(Custo);
30. Serial.print("|");
31.
32. switch (estadoBotao) {
33.
34.     case 0:
35.
36.         lcd.setCursor(0, 0);
37.         lcd.print("Demanda W:");
38.         lcd.setCursor(15, 0);
39.         lcd.print(potencia);
40.
41.         lcd.setCursor(0, 1);
42.         lcd.print("V de fase");
43.         lcd.setCursor(15, 1);
44.         lcd.print(tensao);
45.
46.         lcd.setCursor(0, 2);
47.         lcd.print("I consumida");
48.         lcd.setCursor(15, 2);
49.         lcd.print(corrente);
50.
51.         lcd.setCursor(0, 3);
52.         lcd.print("I medida");
53.         lcd.setCursor(15, 3);
54.         lcd.print(correntemedida);

```

durante o horário de fora ponta e seu baixo consumo aos horários de ponta. De acordo com a Resolução Homologatória N°2.523 (março,2019) classificado como subgrupo B3 categorizado como “demais classes” em baixa tensão. Logo foram utilizados os devidos valores de 3h consecutivas de horário de ponta (17h30min-20h30min P), 1 hora antes e após o horário de ponta para horário intermediário (16h30min-17h30min e 20h30min-21h30min) e os demais horários como fora ponta para estimar a fatura kWh. Para a realização da exposição desta fatura no LCD teve como operação realizada o produto da potência consumida pelos respectivos horários de postos, multiplicado pelo valor da tarifa referente, multiplicado pelos dias no mês e por fim dividido por 1000, visto isto dentro do seguinte código:

```

1. if (botaopress == HIGH && estadoBotao == 0) {
2.     lcd.clear();
3.     estadoBotao = 1;
4. }
5. break;
6.
7. case 1:
8.
9.     lcd.setCursor(0, 0);
10.    lcd.print("Conta luz:R$ ");
11.    lcd.print(Custo);
12.    lcd.setCursor(0, 1);
13.    lcd.print("Pot kWh: ");
14.    lcd.print(potenciaConsumida);
15.
16.    if (botaopress == HIGH && estadoBotao == 1) {
17.        lcd.clear();
18.        estadoBotao = 0;
19.    }
20.    break;
21.
22. }
23. delay(5100);
24. }

```

Assemelhando ao caso exposto pela ENEL, para a simulação será considerado um cenário de um consumidor comercial, levando como exemplo um mercado aberto 24 horas em uma periferia, que atua na modalidade de tarifa branca devido ao seu alto consumo

$$Fatura = (Pot * \text{horárioPosto} * 30 * \text{tarifaPosto}) / 1000$$

A maior evolução do medidor eletromecânico para os medidores

inteligentes é a capacidade de entregar inúmeras informações desejadas para a empresa distribuidora e para o cliente consumidor por meio da telemetria e a comunicação com servidores web e aplicativos de celular. Para replicar este processo utilizou-se de uma aplicação, MIT App Inventor para Android, que é uma aplicação código aberto originalmente criada pela Google, e atualmente mantida pelo *Massachusetts Institute of Technology (MIT)*. Criou-se o aplicativo por blocos, de maneira simples com botões para recebimento de relatórios, permissão ou corte de alimentação da UC como segue em *Apêndice*.

O código da aplicação completo segue também em *Apêndice*.

Por fim, foi realizado para educação do consumidor uma simulação de cenários comparativos de fatura com a finalidade de uso mais consciente da energia elétrica e para seu ganho de informação a melhor modalidade referente ao seu consumo, inseridas no apêndice do *Apêndice*.

4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

A representação de 24% de perdas por furto de energia é substancialmente impactante para a distribuidora e para o consumidor de energia. De acordo com o exposto na consulta pública N°15/2009 realizada pela ENEL, na época AMPLA, à ANEEL, 1% de perda de energia em 2003 correspondia a R\$ 22 milhões/ano, quando ajustado o valor para 2020 pela calculadora do cidadão com método de correção IPCA (IBGE, 1994) 1% de perdas equivalia a R\$ 55,36 milhões. Este não é só um problema da distribuidora. O governo deixa de arrecadar impostos sobre esta parte da energia consumida, o que acarreta aumento de impostos para cobrir este problema, os investimentos no sistema elétrico entram em atraso, e as bandeiras tarifárias podem acabar oscilando para um aumento no preço.

O plano de modernização de equipamentos da distribuidora teve um propósito muito claro dado a suscetibilidade à fraudes e furtos de energia dos medidores mecânicos antigos. Ainda de acordo com a consulta pública, houve uma redução da porcentagem de perdas comerciais de 2003 à 2008 (período vigente a época de investimento contra perdas) de 4,94 pontos percentuais (23,64% para 18,70%). Multiplicando este percentual pelo valor convertido de 1% de perda, representaria então 273,5 milhões de reais retornados a fatura do consumidor neste ano.

Ao realizar a simulação do medidor inteligente no proteus, ficou evidenciado o avanço por meio da telemedição, do recebimento do relatório de medições em tempo real, a transparência entregue ao consumidor e a distribuidora referente ao consumo de energia elétrica.

O aprimoramento dos medidores inteligentes na rede de distribuição não exclui por completo o número de fraudes e furtos de energia, contudo, esta nova tecnologia traz consigo a característica inibidora de atividades ilícitas contra o sistema de medição uma vez que a adulteração no equipamento ou na linha seria de rápida e fácil detecção tanto para a unidade consumidora violada quanto para os agentes da distribuidora. E com isso, a verificação telemetrada de anomalias, o acionamento do cliente e o poder do corte remoto da alimentação da unidade consumidora fazem com que seja reduzido o tempo de atuação da distribuidora sobre o problema encontrado, que o custo da gestão e locomoção de operários para realização de serviços seja menor e quando evitado o trabalho presencial em zonas de maior complexidade é garantido até mesmo mais segurança aos funcionários.

A simulação realizada no proteus funciona de acordo com o proposto, o circuito exposto no *Apêndice* simula uma UC comercial, onde existe um desvio na conexão do medidor, fazendo com que não seja registrado no mesmo a corrente consumida. Contudo, dado um sistema de telemedição instalado,

considerado este junto ao poste, ainda é mensurado uma corrente consumida na UC, o que comprova então a irregularidade no sistema.

O sistema criado teve comunicação por meio do Bluetooth (BT), foi-se utilizado um adaptador de BT 5.0 uma vez que a computador utilizado não apresenta placa de bluetooth.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A curto prazo, as distribuidoras de energia elétrica são diretamente afetadas pelas perdas comerciais e inadimplência, pois o seu custo do sistema de operação e tributos como Pis/Cofins e ICMS recebendo dinheiro suficiente dos consumidores ou não devem ser pagos. Contudo, a longo prazo este déficit na conta afeta diretamente os consumidores.

O antigo sistema de medição permitia com que houvesse uso de energia roubada, irregularidades em contas por meses e até mesmo anos sem ser detectado. O problema crescendo de forma descontrolada ano após ano refletia no aumento da tarifa da área de concessão da distribuidora quando houvesse uma nova revisão tarifária. Afinal, a distribuidora como empresa deve sobreviver, para arcar com estes custos de perdas, roubo e fraude de energia, o aumento de tarifa representa a reação de cobrança sobre a ação ilícita.

O montante cobrado à recuperação de perdas para regularização de unidades consumidoras também é reduzido, uma vez que o período de irregularidade é menor. A dívida criada do consumidor com a distribuidora conseqüentemente é menor, o que evita em ocasiões como o da simulação a oneração expressiva de um comércio devido a conexões clandestinas penduradas em sua alimentação realizada por terceiros.

Diante da rápida aferição de irregularidade pelos medidores inteligentes, demonstrado na simulação a facilidade de detecção, o número de roubo e fraudes em medidores é reduzido, dado que a suposta vantagem que o

consumidor irregular tinha de consumir energia de forma ilícita por um longo período de tempo, agora (além de ter um curto período de utilização) a distribuidora pode realizar o corte de energia remotamente, como demonstrado na simulação do proteus por um relé no ponto de alimentação da UC.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de realizar um agradecimento a minha família, que sempre esteve a me apoiar durante todo meu curso. Um agradecimento aos meus amigos e colegas de turma que fiz durante toda a formação, aos professores que também lutaram pelo nosso aprendizado. Houveram semestres onde tudo parecia desmoronar, porém o foco ao objetivo acompanhou a dificuldade na mesma intensidade.

Um agradecimento especial aos colegas Lucas Athayde, Alexander Brandao, ao professor Hudson Capanema e ao professor orientador Francisco Javier.

REFERÊNCIAS

...: ABR ENERGIAS RENOVÁVEIS ... - **Entenda o que são Bandeiras Tarifárias.** 2015?, Abrenergias.com.br, disponível em: <<http://www.abrenergias.com.br/index.php/noticias/it em/1-entenda-o-que-sao-bandeiras-tarifarias>>, acesso em: 16 Nov. 2020.

ANEEL (Brasil). ANEEL. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição: Relatório. **Perdas de Energia:** Distribuição, ANEEL, 2019. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019-02-07.pdf/d7cc619e-0f85-2556-17ff-f84ad74f1c8d. Acesso em: 13 nov. 2020.

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS, **Consulta Pública Nº15 / 2009**, ANEEL, 2009. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Consulta%20P%C3%BAblica%20015_2009%20-%20Ampla.pdf> Acesso em: 16 Nov. 2020

BARROSO, Vanessa; HUBACK, Silva. **Medidas ao Combate a Perdas Elétricas Não Técnicas em Áreas com Severas Restrições à Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** [s.l.: s.n., s.d.] 2018. Disponível em:

<http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12_huback1.pdf>. Acesso em: 11 Nov. 2020.

CARVALHO MARTINS, VINICIUS, universidade tecnológica federal do paraná diretoria de pesquisa e pós-graduação departamento acadêmico de eletrônica curso de especialização em sistemas embarcados para a indústria automotiva **análise da influencia de sistemas embarcados no setor elétrico: tecnologia na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no brasil e no mundo**, [s.l.: s.n., s.d.] 2016. Disponível em: <<http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/15487>> 16 Nov. 2020

COMO FUNCIONAM AS BANDEIRAS TARIFÁRIAS. Como funcionam as bandeiras tarifárias? CBIE. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/como-funcionam-as-bandeiras-tarifarias/>>. Acesso em: 9 Nov. 2020.

HERNÁNDEZ SAMPIERE, FERNÁNDEZ & BAPTISTA LUCIO **Definições dos Enfoques Quantitativo e Qualitativo, suas Semelhanças e Diferenças**, 2015? Disponível em: <<https://statics-submarino.b2w.io/sherlock/books/firstChapter/116717564.pdf>>

DE MESTRADO, Dissertação; RIGODANZO, Jonas. UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA CENTRO DE TECNOLOGIA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA **Instalação de Medidores Inteligentes no Brasil: Uma Análise Econômica**. [s.l.: s.n.], 2015. Disponível em: <<https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8571/RIGODANZO%2C%20JONAS.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>.

Empresas instalam medidores eletrônicos de energia elétrica no Rio. Terra. Disponível em: <<https://www.terra.com.br/noticias/brasil/cidades/empresas-instalam-medidores-eletronicos-de-energia-eletrica-no-rio,2ffe68f40d94b310VgnCLD200000bbcceb0aRCRD.html>>. Acesso em: 8 Nov. 2020.

FRANCISC ZAVODA. **Advanced Distribution Automation (ADA) Applications and Power Quality in Smart Grids**. ResearchGate. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/224225734_Advanced_distribution_automation_ADA_applications_and_power_quality_in_Smart_Grids>. Acesso em: 16 Nov. 2020.

Light: R\$ 750 milhões em “smart grid” e Telemetria. Portal Saneamento Básico. Disponível em: <<https://www.saneamentobasico.com.br/light-r-750-milhoes-em-smart-grid-e-tememetria/>>. Acesso em: 8 Nov. 2020.

Medição eletrônica de eletricidade - O Setor Elétrico, O Setor Elétrico, disponível em: <<https://www.osestoreletrico.com.br/medicao-eletronica-de-eletricidade/>>, acesso em: 16 Nov. 2020. **Recursos energéticos distribuídos, Documento de apoio ao PNE 2050.** EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA-EPE, 2019. Disponível em: ><https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/GT%20PNE%20-%20RED%20-%20Relat%C3%B3rio%20Final.pdf>> Acesso em: 15 Nov. 2020

Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA-EPE, 2018. Disponível em: > <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf> > Acesso em: 15 Nov. 2020

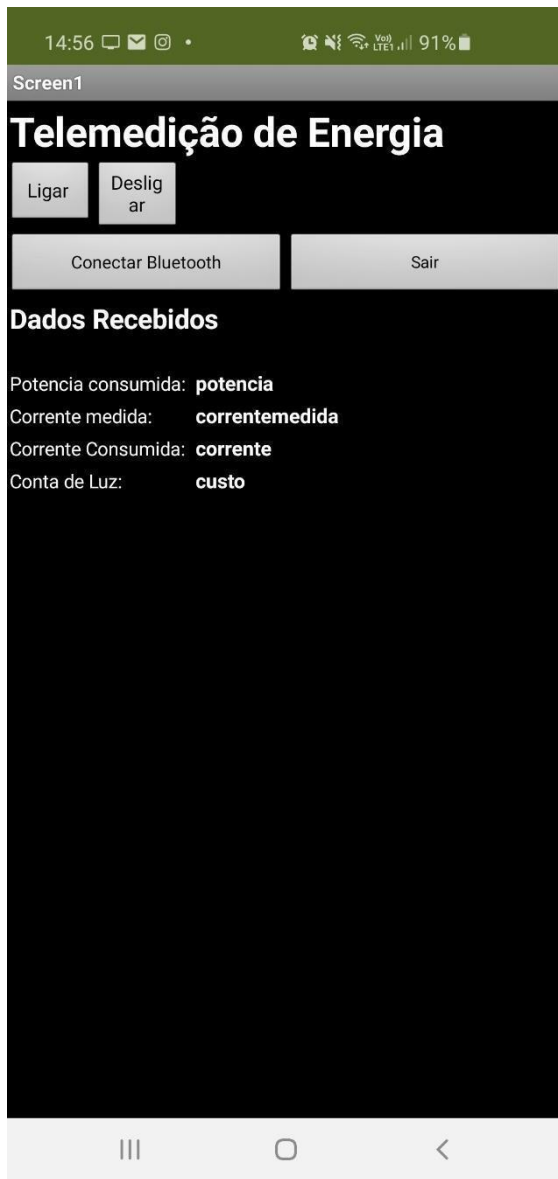
Smart Grid, UFRJ.br, disponível em: <https://www.gta.ufrj.br/ensino/eel878/redes1-2016-1/16_1/smartgrid/>, acesso em: 16 Nov. 2020.

Tarifa branca é opção para consumidores em 2020 - Sala de Imprensa - ANEEL. Aneel.gov.br. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/19620114>. Acesso em: 16 Nov. 2020.

universidade de Brasília faculdade de tecnologia departamento de engenharia elétrica medidores eletrônicos: **Análise de Viabilidade Econômica no Contexto das Redes Inteligentes** DAVI RABELO VIANA LEITE ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA. [s.l.: s.n., s.d.]. Disponível em:

<https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Dissertacao_Davi_Rabelo.pdf/ee107fa2-d0ce-430f-b981-2c613f8a4e55>.

6. APÊNDICE



Apêndice APP 1- Screen do aplicativo celular em blocos BT

```

1. #include <LiquidCrystal.h>
2.
3. LiquidCrystal lcd(7, 6, 5, 4, 3, 2);
4. /*
5.   Arduino / LCD
6.   Pino 7 / RS
7.   Pino 6 / EN
8.   Pino 5 / D4
9.   Pino 4 / D5
10.  Pino 3 / D6
11.  Pino 2 / D7
12. */

```

```

13. int horarioP = 3, horarioI = 2, hora
    rioFP = 19;
14. int rele = 8;
15. int botao = 10;
16. float CustoP;
17. float CustoI;
18. float CustoFP;
19. float Custo, potenciaConsumida;
20. float corrente, tensao, tensao_ref_c
    orrente, tensao_ref_tensao, corrente
    medida, potencia;
21. float tarifaP = 1.3339; //De 17:30
    - 20:30
22. float tarifaI = 0.86286; //Das 16:3
    0 - 17:30, 20:30 - 21:30
23. float tarifaFP = 0.55658; //Restante

24. int botaopress = 0;
25. int estadoBotao = 0;
26.
27.
28.
29. void setup()
30. {
31.   Serial.begin(9600);
32.   //lcd.begin(colunas, linhas)
33.   lcd.begin(20, 4); // LCD de 20 col
    unas por 4 linhas
34.   pinMode(botao, INPUT);
35.   pinMode(rele, OUTPUT);
36. }
37. void loop()
38. {
39.   botaopress = digitalRead(botao);
40.   if (Serial.available() > 0)
41.   {
42.     char data = Serial.read();
43.
44.
45.     if (data == 'L') {
46.       digitalWrite(8, HIGH);
47.     }
48.     else if (data == 'D') {
49.       digitalWrite(8, LOW);
50.     }
51.   }
52.
53.
54.
55.   int sensorValueCorrente = analogRe
    ad(A0);
56.   tensao_ref_corrente = sensorValueC
    orrente * (5.0 / 1023.0);
57.   corrente = (tensao_ref_corrente -
    2.48) * ((2 - 1) / (2.73 - 2.48)) +
    1;
58.
59.   int sensorValueTensao = analogRead
    (A1);
60.   tensao_ref_tensao = sensorValueTen
    sao * (5.0 / 1023.0);

```

```

61.  tensao = (tensao_ref_tensao - 0.68
) * ((220 - 127) / (1.18 - 0.68)) +
127;
62.
63.  int sensorValueCorrenteMedida = an
alogRead(A2);
64.  if (sensorValueCorrenteMedida != 0
.0)
65.  {
66.    correntemedida = corrente;
67.  }
68.
69.  else
70.  {
71.    correntemedida = 0.0;
72.  }
73.
74.  potencia = (tensao * correntemedid
a);
75.  potenciaConsumida = ((potencia * h
orarioFP * 30) / 1000) + ((potencia
* horarioI * 30) / 1000) + ((potenci
a * horarioP * 30) / 1000);
76.
77.  CustoFP = (potencia * horarioFP *
30 * tarifaFP) / 1000;
78.  CustoP = (potencia * horarioP * 30
* tarifaP) / 1000;
79.  CustoI = (potencia * horarioI * 30
* tarifaI) / 1000;
80.  Custo = (CustoFP + CustoI + CustoP
);
81.
82.  Serial.print("|");
83.  Serial.print(potenciaConsumida);
84.
85.  Serial.print("|");
86.  Serial.print(correntemedida);
87.
88.  Serial.print("|");
89.  Serial.print(corrente);
90.
91.  Serial.print("|");
92.  Serial.print(Custo);
93.  Serial.print("|");
94.
95.  switch (estadoBotao) {
96.
97.    case 0:
98.
99.      lcd.setCursor(0, 0);
100.     lcd.print("Demanda W:");
;
101.     lcd.setCursor(15, 0);
102.     lcd.print(potencia);
103.
104.     lcd.setCursor(0, 1);
105.     lcd.print("V de fase");
106.
107.     lcd.setCursor(15, 1);
108.     lcd.print(tensao);
109.
110.     lcd.setCursor(0, 2);

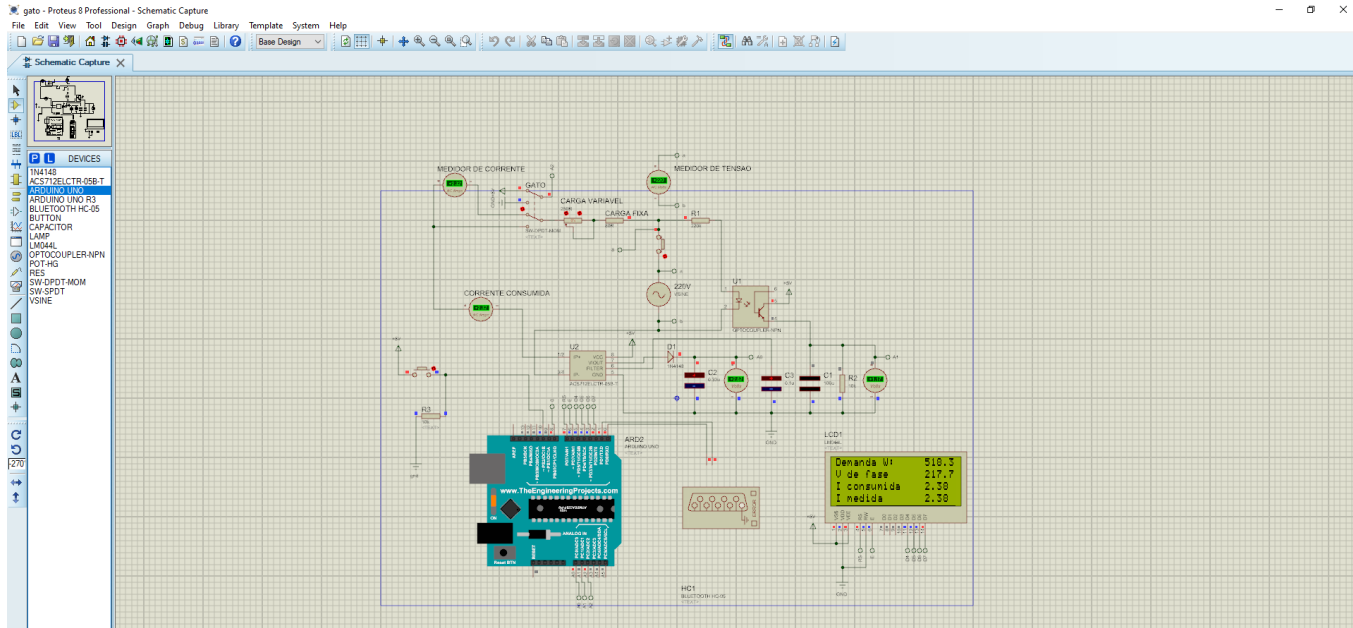
```

```

110.     lcd.print("I consumida"
);
111.     lcd.setCursor(15, 2);
112.     lcd.print(corrente);
113.
114.     lcd.setCursor(0, 3);
115.     lcd.print("I medida");
116.
117.     lcd.setCursor(15, 3);
118.     lcd.print(correntemedid
a);
119.
120.     if (botaopress == HIGH
&& estadoBotao == 0) {
121.       lcd.clear();
122.       estadoBotao = 1;
123.     }
124.     break;
125.
126.     case 1:
127.
128.     lcd.setCursor(0, 0);
129.     lcd.print("Conta luz:R$
");
130.     lcd.print(Custo);
131.     lcd.setCursor(0, 1);
132.     lcd.print("Pot kWh: ");
133.
134.     lcd.print(potenciaConsu
mida);
135.
136.     if (botaopress == HIGH
&& estadoBotao == 1) {
137.       lcd.clear();
138.       estadoBotao = 0;
139.     }
140.
141.     }
142.     delay(5100);
143.     }

```

Código completo da aplicação no arduino IDE



Apêndice – Simulação proteus medidor inteligente

```

when ListPicker1 BeforePicking
do
  set ListPicker1 Elements to BluetoothClient1 AddressesAndNames

when ListPicker1 AfterPicking
do
  set ListPicker1 Selection to call BluetoothClient1 Connect
  address ListPicker1 Selection

Initialize global lstinha to create empty list

when Clock1 Timer
do
  if BluetoothClient1 IsConnected and call BluetoothClient1 BytesAvailableToReceive > 0
  then
    set global lstinha to split text call BluetoothClient1 ReceiveText
    numberOfBytes call BluetoothClient1 BytesAvailableToReceive
    at " "
    if length of list lst then get global lstinha 2
    then
      set lstabel0 Text to join select list item list
      index 0
      " kW"
    if length of list lst then get global lstinha 3
    then
      set lstabel1 Text to join select list item list
      index 1
      " A"
    if length of list lst then get global lstinha 4
    then
      set lstabel10 Text to join select list item list
      index 2
      " A"
    if length of list lst then get global lstinha 5
    then
      set lstabel11 Text to join select list item list
      index 3
  
```

```

when Button3 Click
do
  call BluetoothClient1 SendText
  text "D"

when Button2 Click
do
  call BluetoothClient1 SendText
  text "L"

when Button1 Click
do
  close application
  
```


potência Wh	tarifa	horas	dias	Valor da fatura	
522,7	1,3339	3	30	R\$	62,75
522,7	0,86286	2	30	R\$	27,06
522,7	0,55658	19	30	R\$	165,83
Fim do Mês	//	//	//	R\$	255,64

Tabela 1 – Simulação de consumo constante tarifa branca

potência Wh	tarifa	horas	dias	Valor da fatura	
47,043	0,6679	3	30	R\$	2,83
31,179	0,6679	2	30	R\$	1,25
425,179	0,6679	19	30	R\$	161,87
Fim do Mês	//	//	//	R\$	165,94

Tabela 2 – Simulação custo bandeira tarifária convencional

potência Wh	tarifa	horas	dias	Valor da fatura	
47,043	1,3339	3	30	R\$	5,65
31,179	0,86286	2	30	R\$	1,61
425,179	0,55658	19	30	R\$	134,89
Fim do Mês	//	//	//	R\$	142,15

Tabela 3 – Simulação custo tarifa branca