



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LEONARDA FEITOSA CAJUAZ CASTRO

**ANÁLISE DE SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO A
PARTIR DAS TEORIAS DE POTÊNCIA: CONVENCIONAL, pq e
PADRÃO IEEE 1459-2010**

FORTALEZA

2014

LEONARDA FEITOSA CAJUAZ CASTRO

ANÁLISE DE SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO A PARTIR DAS
TEORIAS DE POTÊNCIA: CONVENCIONAL, pq e PADRÃO IEEE 1459-2010

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima

FORTALEZA

2014

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C351a Castro, Leonarda Feitosa Cajuaz.
Análise de sistemas de medição para faturamento a partir das teorias de potência:convencional, pq e padrão IEEE 1459-2010. / Leonarda Feitosa Cajuaz Castro. – 2016.
94 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2016.
Orientação: Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima.

1. Teoria convencional de potências. 2. Teoria pq. 3. Padrão Standard IEEE 1459-2010. 4. Sistemas de medição para faturamento . I. Título.

CDD 621.3

LEONARDA FEITOSA CAJUAZ CASTRO

ANÁLISE DE SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO A PARTIR DAS
TEORIAS DE POTÊNCIA: CONVENCIONAL, pq e PADRÃO IEEE 1459-2010

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos.

Aprovada em : ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profa. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Examinador Interno)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Peixoto Praça (Examinador Interno)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro / (Examinador Externo)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

*“ Uma vida sem desafios não vale a
pena ser vivida.”
Sócrates*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus que na sua infinita sabedoria colocou em seus planos Divinos para minha vida a oportunidade de crescimento pessoal e profissional através do mestrado.

Ao professor Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima, pela confiança em mim depositada, pela disponibilidae, paciência, determinação, sabedoria e competência na orientação sobre os caminhos a trilhar de forma a garantir o desenvolvimento desta dissertação.

O meu agradecimento mais que especial ao meu amado, amigo e companheiro de todas as horas Pedro Castro.

A meus filhos João Pedro e Mateus por me encher de energia com todo o amor e carinho que só eles sabem me dar.

A minha mãe Luiza Cajuaz e a meus irmãos Mardônio e Maria Luiza por estarem presentes nas horas mais certas.

A todos os amigos que de forma direta ou indireta me ajudaram a ter exito nessa jornada: Adriana Cosmo, Adriana Oliveira, Eunice, Anderlene, Luiz Neto, Alexandre Carneiro, Celson, Danielle, Dickson, Marlos, Marcos, Paulo, Renato, Juliana, Prof. Fábio Montenegro, Prof. Bento, Prof. Wellington e aos demais que por ventura eu possa ter esquecido de mencionar mas nem por isso foram menos importantes nesse processo.

Aos engenheiros Avilez Batista, Venício Ramos e Jânio Pinto pela ajuda e paciência infinita na coleta dos dados.

A todos os funcionários e professores da pós-graduação que de forma direta ou indireta contribuíram para a realização deste trabalho.

A Universidade Federal do Ceará por me acolher.

RESUMO

O aumento da demanda por energia elétrica associada à preocupação mundial com o aquecimento global têm direcionado esforços para a melhoria e desenvolvimento de novas tecnologias relacionadas à geração de energia elétrica. Novas políticas públicas focadas em incentivar investidores para esse novo nicho de mercado tem sido uma das soluções implantadas em vários países no mundo. Por outro lado, há a preocupação dos investidores na estabilidade das políticas públicas de incentivo e formação de preço da energia elétrica uma vez que tais itens podem impactar diretamente no retorno esperado dos investimentos nesta área. Associado a isso, existe a problemática da garantia da efetividade das medições usadas para faturamento de energia gerada. Tal problema está diretamente relacionado à metodologia de cálculo para realização das medições e contabilização dos valores a serem faturados. Esse trabalho tem como objetivo contribuir com o estudo e análise de sistemas de medições para faturamento de energia elétrica, através da análise comparativa dos resultados de medição de energia utilizando as teorias de potência: *convencional*, *ativa e reativa instantânea (pq)* e *padrão IEEE 1459-2010*. Os resultados são analisados com base em dados reais coletados a partir de medidores utilizados nos sistemas de medição para faturamento e de qualidade de energia, inseridos no sistema elétrico, observando os requisitos técnicos definidos nos procedimentos de rede nacionais.

Palavras-chave: *Teoria convencional de potências. Teoria pq. Padrão Standard IEEE 1459-2010. Sistemas de medição para faturamento.*

ABSTRACT

The increasing demand for electric energy associated with global concern about global warming has directed efforts to improve and develop new technologies for electric energy generation. New public policies focused on encouraging investors to this new niche market has been one of the solutions implemented in various countries in the world. On the other hand, there is the concern of investors in the stability of public policy incentives and pricing of electricity since these items can impact directly on the expected return on investment in this area. Associated with this, there is the problem of ensuring the effectiveness of electrical energy measurements used for billing. Such a problem is directly related to the calculation methodology for measurement and accounting of amounts to be billed. This work aims to contribute to the study and analysis of measurement systems for billing of electricity, through the comparative analysis of energy measurement using the power theories: *conventional*, *instantaneous active and reactive power (pq)* and *Standard IEEE 1459-2010*. The results are analyzed based on real data collected from the meters used in measuring systems for billing and power quality, inserted in the electrical system, attending the technical requirements set out in the national network procedures.

Keywords: *Conventional power theory. pq Theory. Standard IEEE 1459-2010. Metering systems for billing.*

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
AC	Corrente Alternada;
CC	Corrente Contínua;
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
SMF	Sistema de Medição de Faturamento;
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas;
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética;
MME	Ministério de Minas e Energia;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
RB	Rede Básica;
CPST	Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão;
CUST	Contratos de Uso do Sistema de Transmissão;
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição ;
RMS	Root Mean Square;
PdC	Procedimentos de Comercialização;
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia;
CMO	Custo Marginal de Operação;
ACL	Ambiente de Contratação Livre;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional ;
TC	Transformadores de Corrente;
TP	Transformadores de Potencial;

QEE	Qualidade de Energia Elétrica;
IP	Internet Protocol;
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão;
GPS	Global Positioning System;
TI	Transformadores de Instrumentação;
VPN	Virtual Private Network;
ASCII	American Standard Code for Information Interchange;
DITH	Distorção harmônica individual de tensão de ordem h;
DTT	Distorção harmônica total de tensão;
Vh	Tensão harmônica de ordem h;
H	Ordem harmônica ;
Hmáx	Ordem harmônica máxima;
Hmin	Ordem harmônica mínima;
V1	Tensão fundamental medida;
ICG	Instalações Compartilhadas de Geração;
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão;
CCD	Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição;
AIEE	American Institute of Electrical Engineers;
NELA	National Electric Light Association;
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers;
FDB	Fryze-Buchholz-Depenbrock.
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado.
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo.

SUMÁRIO

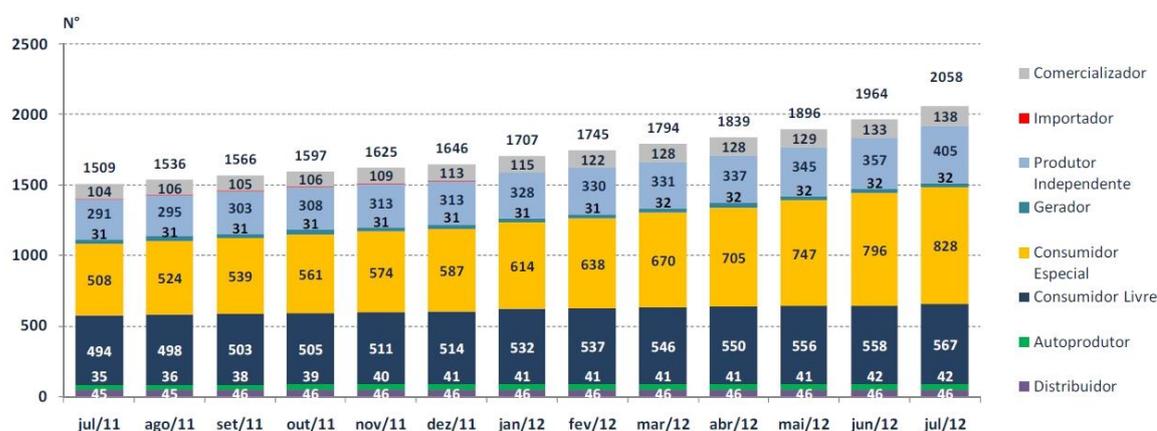
1	Introdução	8
1.1	Motivação	10
1.2	Objetivo	12
1.3	Aspectos introdutórios	12
<i>1.3.1</i>	<i>Setor Energético</i>	<i>12</i>
<i>1.3.2</i>	<i>Rede básica</i>	<i>14</i>
1.4	Legislação brasileira	14
1.5	Procedimentos de comercialização - PdC	18
1.6	Estrutura da dissertação	19
2	Mercado brasileiro de Eletricidade	20
2.1	A relação entre volatilidade e Comodity	20
2.2	Introdução aos Mercados de Eletricidade	20
<i>2.2.1</i>	<i>Modelo de provisionamento competitivo ou comprador único</i>	<i>21</i>
<i>2.2.2</i>	<i>Modelo atacadista competitivo</i>	<i>22</i>
2.3	Ambientes de contratação	23
<i>2.3.1</i>	<i>Leilões</i>	<i>24</i>
<i>2.3.2</i>	<i>Tarifas de energia elétrica</i>	<i>27</i>
2.4	Conclusão	30
3	Sistemas de Medição para Faturamento –SMF	32
3.1	Introdução	32
3.2	SMF-Medição Física	34
<i>3.2.1</i>	<i>Cálculo das perdas</i>	<i>38</i>
<i>3.2.2</i>	<i>Medidores de energia elétrica</i>	<i>38</i>
3.3	Aquisição dos Dados de Qualidade de Energia através do SMF	43

3.3.1	<i>Qualidade de Energia Elétrica (QEE)</i>	43
3.3.2	<i>Requisitos SMF para QEE</i>	45
3.3.3	<i>Topologia de ligação dos medidores no SMF</i>	46
3.3.4	<i>Topologias do SMF para conexão de Geradores de Energia</i>	46
3.4	Conclusão	52
4	Teorias das Potências	53
4.1	Introdução	53
4.2	Histórico da Teoria das Potências	54
4.3	Abordagem no domínio da frequência - Budeanu	56
4.4	Abordagem no domínio do tempo - Fryze	57
4.5	Método F. Buchholz	59
4.6	Método Manfred Depenbrock	61
4.7	Método IEEE STD. 1459-2000 e 2010	63
4.8	A Teoria pq	66
4.8.1	<i>Abordagem a partir da transformação de Clarke</i>	66
4.8.2	<i>Abordagem a partir do sistema abc</i>	69
4.8.3	Conclusão	71
5	Resultados das análises dos dados coletados	73
5.1	Dados coletados	73
5.1.1	<i>Resultados para análise da medição com dados coletados na indústria.</i>	74
5.1.2	<i>Resultados para análise da medição com dados coletados no parque de geração eólica.</i>	81
5.1.3	Conclusão	88
6	Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	89
	Referências	91

1 INTRODUÇÃO

A partir da segunda etapa da revolução industrial (1860 a 1900), países como Alemanha, França, Rússia e Itália se industrializaram, fazendo uso do aço, da energia elétrica, dos combustíveis derivados do petróleo, da invenção do motor a explosão dentre outros fatores de inovação. A partir desse período a energia elétrica deixou de ser somente bem de consumo para ser insumo ou produto de comercialização. A comercialização de energia elétrica vem passando por mudanças, deixando de ser produto comercializado somente por instituições de direito público e hoje podendo ser também um produto de comercialização de instituições de direito privado. A grande constatação desse tema pode ser observada no gráfico mostrado na Figura 1.1, com o aumento de investidores nacionais e internacionais no setor de geração de energias alternativas. Isto se deve em parte pelas mudanças na política de comercialização de energia, através da abertura do mercado, como também pelo aumento de Agentes que interagem nas operações do mercado de energia elétrica e a crescente demanda pelo mercado de consumidores do tipo *livre*, como apresentado na publicação do INFOMERCADO (CCEE, 2012c).

Figura 1.1: Número de participantes por classe.



Fonte: (CCEE, 2012c)

No Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é definida a previsão de crescimento de demanda de energia elétrica por classe de consumo EPE (2014), conforme apresentado na Figura 1.2.

A previsão de crescimento da demanda é um indicador para o planejamento da expansão da geração e transmissão de energia em suas diversas formas.

O atendimento ao crescimento desta demanda gera grandes preocupações mundiais especialmente as relacionadas com as mudanças climáticas (SAIDUR et al., 2010).

Figura 1.2: Previsão de crescimento da demanda de energia elétrica.

Classe	2009	2010	2019	Variação (% ao ano)	
				2009-2010	2010-2019
Residencial	100,3	105,5	156,5	5,3	4,5
Industrial	166,5	182,3	274,8	9,5	4,7
Comercial	65,0	69,2	118,4	6,6	6,1
Outras	56,3	58,8	83,3	4,4	4,0
Total	388,0	415,9	633,0	7,2	4,8

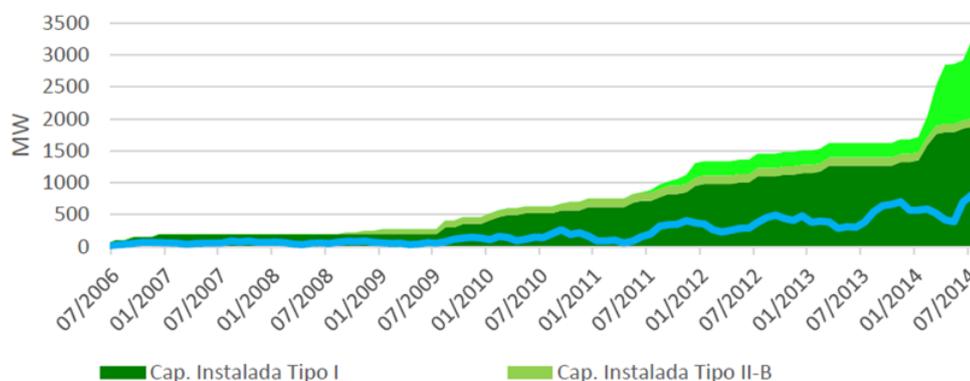
Fonte: (EPE, 2014)

Como forma de garantir o suprimento de energia elétrica e de reduzir os impactos ambientais devidos a geração de energia, o Brasil vem desenvolvendo ações de incentivos e políticas específicas para novas formas de geração.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), conforme descrito no Decreto nº 5.025, de 2004, teve como objetivo beneficiar as fontes de energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas (PCH), tendo sido o precursor dos incentivos de sucesso no Brasil (KISSEL; KRAUTER, 2006).

O resultado das políticas de incentivo às energias alternativas pode ser validado através dos resultados de crescimento da capacidade instalada de geração eólica no Sistema Interligado Nacional—SIN, apresentado na Figura 1.3.

Figura 1.3: Evolução da geração eólica no SIN.

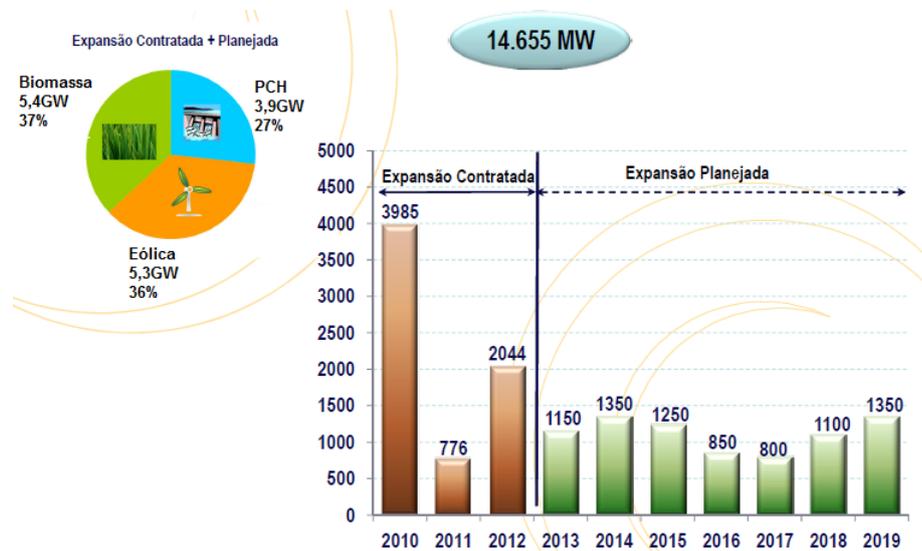


Fonte: (EPE, 2014)

A previsão de expansão das fontes alternativas de energia com horizonte para 2019

definido no *PDE* é mostrada na Figura 1.4.

Figura 1.4: Previsão de aumento da inserção das energias alternativas na matriz energética brasileira.



Fonte: (EPE, 2014)

1.1 Motivação

Emanuel (2010) em seu prefácio, ressalta a importância da instrumentação de medição ser projetada para estar em conformidade com a definição matemática de quantificar os equipamentos monitorados e de como os medidores devem ser projetados fielmente à lei da física e fornecer informações que permitam a determinação exata da taxa de fluxo de energia e qualidade, perfeito despacho de potência e um eficiente planejamento de manutenção. Contudo, os medidores, até mesmo os mais modernos, são projetados e construídos com base nos conceitos tradicionais dos anos 1930 e 1940. Os medidores de energia (kWh) e de potência ativa (kW) fornecem medições precisas também sob condições não senoidais ou desequilibradas, no entanto, há poucos medidores dedicados à medição de potência aparente (kVA) e potência não ativa (kVAr), além de serem propensos a erros significativos nas grandezas aquisitadas diretamente ou calculadas pelo medidor, quando a corrente e a tensão tem formas de onda distorcidas.

A correta medição da energia gerada ou consumida é o que permite não só a segurança quanto à rentabilidade dos investimentos em plantas de geração, como também uma análise da eficiência dos sistemas elétricos de potência como um todo. Tal medição é feita através de equipamentos projetados com base nas teorias das potências elétricas, que segundo Fazio Júnior (2011), é dividida em duas vertentes, na primeira as definições e equacionamentos são

realizados no domínio da frequência, como exemplos têm-se: BUDEANU, (1927); KIMBARK, (1971); SHEPHERD; ZAKIKHANI, (1972); CZARNECKI, (1988); IEEE STANDARD (1459-2010, 2000) e são motivadas pela definição de grandezas que possam ser aplicadas a sistemas de medição e tarifação de energia. A segunda, as grandezas são definidas no domínio do tempo, como exemplos têm-se: FRYZE, (1932); AKAGI, KANAZAWA; NABAE, (1983); DEPENDENBROCK, (1979); DEPENDENBROCK, (1992); ROSSETTO; TENTI, (1994); WILLEMS, (1992); TENTI; MATTAVELLI, (2003), que são motivadas pela compensação de distúrbios.

A idéia inicial do trabalho surgiu em decorrência da experiência vivenciada no mercado de trabalho por participar constantemente de processos de recontabilização das medições para faturamento e de análises pré e pós operacionais do monitoramento da qualidade de energia elétrica em parques de geração e em clientes industriais, onde se desejava aplicar os conhecimentos adquiridos nas disciplinas do mestrado, relacionadas à qualidade de energia elétrica e a teoria de potências, aos dados aquisitados dos medidores de qualidade de energia elétrica com a finalidade de verificar a compatibilidade entre os valores calculados e os medidos.

A falta de convergência de opiniões sobre as teorias de potências desenvolvidas ao longo dos anos, o fato de que a vasta literatura existente sobre as teorias de potência quase sempre fazendo a análise com o objetivo de agregar conhecimento no âmbito da qualidade de energia, além da falta de diversidade de referências bibliográficas que relacionassem o conceito de outras teorias com as medições para faturamento, foram os principais motivadores. Além destes, outro fator de extrema relevância consistiu na busca constante nas bibliografias analisadas em validar teorias de potências para sistemas desequilibrados e com ondas não senoidais que consigam representar os fenômenos físicos da forma mais precisa possível.

As teorias abordadas neste trabalho foram as seguintes:

- *Teoria convencional*, por ser a teoria que deu origem a abordagem no domínio da frequência e que foi motivada pela medição de grandezas que possam ser aplicadas a sistemas de medição e tarifação de energia, sendo referência até hoje para estudos na área dos sistemas elétricos de potência;
- *Padrão Standard IEEE 1459-2010*, por ser uma abordagem no domínio da frequência que tem como motivação a análise de distúrbios elétricos e o impacto destes no cálculo das potências e
- *Teoria pq*, por ser uma abordagem no domínio do tempo, motivada para aplicações em análises de distúrbios elétricos e o impacto destes no cálculo das potências, permitindo a identificação por componente harmônica do sistema.

1.2 Objetivo

O objetivo precípua proposto nesta dissertação é o estudo de sistemas de medições para faturamento, através da análise comparativa dos resultados de medições utilizando três teorias de potências. Tendo como objetivos específicos os seguintes:

- Discutir brevemente o mercado de eletricidade brasileiro, ressaltando a regulamentação referente ao processo de comercialização;
- Fazer uma análise comparativa das teorias de potências mais relevantes dos últimos anos;
- Realizar o cálculo das potências utilizando as metodologias propostas na *Teoria Conventional das potências*, na *Teoria pq* e na IEEE STD. 1459 – 2010, a partir dos dados reais coletados em medidores para faturamento inseridos no sistema elétrico de potência;
- Analisar de forma comparativa os resultados obtidos no cálculo das potências através de cada uma das teorias, confrontando estes resultados com o cálculo do medidor.

1.3 Aspectos introdutórios

1.3.1 Setor Energético

A política energética de um país, de forma geral, tem a função de criar medidas para o mercado com o objetivo de garantir a segurança do provisionamento de energia e a sustentabilidade do setor.

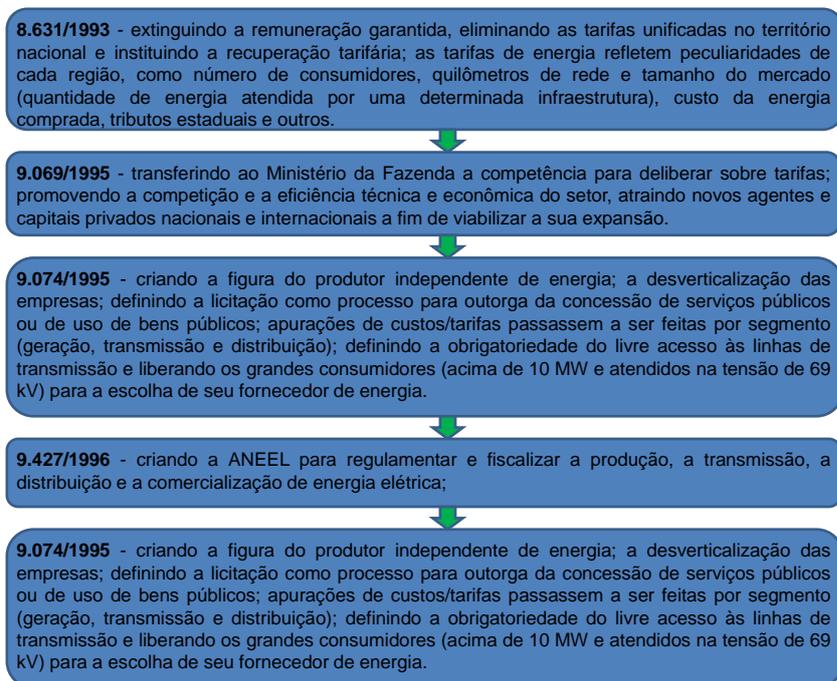
O caráter regulado do setor advém do fato de que a energia elétrica deixou de ser somente bem de consumo, passando a ser bem de insumo para os setores industriais nacionais e como tal, o preço do seu fornecimento é fator decisivo para a competitividade econômica e consequente crescimento socioeconômico de um país. Isso significa que, para a manutenção do crescimento econômico, deve-se considerar que a oferta de energia seja pelo menos igual a demanda, com preços competitivos, sendo por tanto necessário considerar uma perfeita sintonia entre geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como os investimentos necessários neste setor.

A criticidade do setor elétrico para a economia e o caráter estratégico de crescimento do país está diretamente relacionada com as decisões inerentes ao setor. A estrutura institucional do setor elétrico define as facilidades nas tomadas de decisão, em caráter programado ou emergencial, de forma a assegurar o adequado funcionamento do setor. A estrutura institucional do setor energético pode ter pelo menos dois modelos: um modelo impulsionado somente pelo Estado, o que pode ser um ponto crítico na agilidade de decisões relacionadas aos setores públicos, ou ainda o modelo impulsionado pelo mercado.

Assim, entender a evolução histórica do setor energético de um país, observando as políticas públicas a ele relacionadas, é uma forma de analisar e investir ou não no mercado em determinado país.

No Brasil foram realizadas mudanças significativas na indústria da eletricidade. Mudanças estas que impulsionaram a abertura da indústria da eletricidade, mudando o conceito de comercialização pública para mercado misto de produção e comercialização de energia. Permitindo que o mercado tenha opções diferentes tanto para aquisição como de venda de energia elétrica. Tais mudanças estão relacionadas na Figura 1.5.

Figura 1.5: Mudanças na Indústria da eletricidade.



Fonte: (CEQUINEL FILHO, 2008)

É importante mencionar que além das mudanças do mercado de eletricidade, na década de 90 foram realizadas mudanças na estrutura do setor energético nacional, onde as tomadas de decisões relacionadas à política e ao planejamento estratégico do setor continuam a ser de responsabilidade do poder público, entretanto, as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia passam a ser de caráter público ou privado, possibilitando uma maior flexibilidade nas tomadas de decisão não somente no que diz respeito a investimentos e melhorias, mas de uma forma geral.

1.3.2 Rede básica

A rede básica (RB) de transmissão do sistema elétrico interligado é constituída pelas instalações pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN), identificadas segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL em suas Resoluções Normativas a saber:

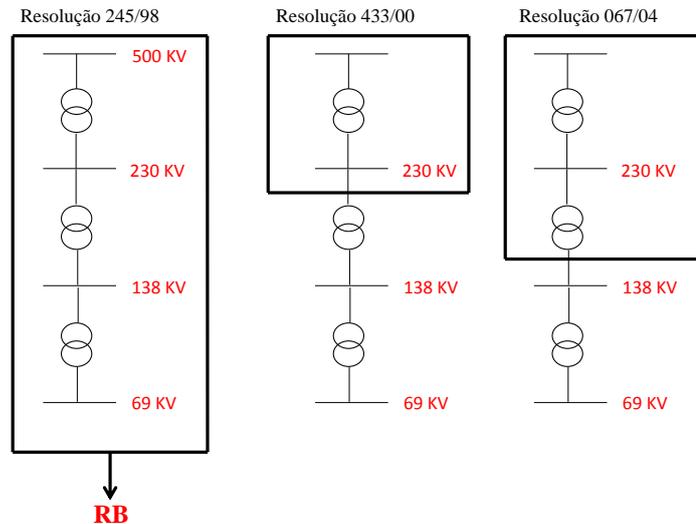
- 245 de 1998: as linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior e subestações que contenham equipamentos em tensão de 230 kV ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica (art. 2º); incluídas instalações em tensões inferiores a 230 kV, desde que façam a interligação entre as áreas do MAE e, excepcionalmente, por proposição do ONS e mediante aprovação da ANEEL, as instalações consideradas relevantes para a operação da RB (art.3º);
- 433 de 2000: atualiza os critérios para a composição da RB do SIN, definindo que a RB integra as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores de potência e os equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, com exceção das instalações de transmissão destinadas ao uso exclusivo de centrais geradoras ou de consumidores (individual ou compartilhado), de interligações internacionais (autorizadas para fins de importação ou exportação de energia elétrica) e transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 kV inclusive a conexão, desde que sob a responsabilidade do acessante (art. 3º, incisos I, II e III) e
- 067 de 2004: exclui da RB as instalações de transformação destinadas ao atendimento local, definindo como seus componentes as instalações pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) que atendam aos critérios de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV e transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV (art. 3º).

A evolução da RB pode ser constatada acompanhando as Resoluções da ANEEL supracitadas, ilustradas na Figura 1.6.

1.4 Legislação brasileira

Os Procedimentos de Rede são documentos normativos elaborados pelo ONS com a participação dos agentes e aprovados pela Aneel com o objetivo precípua de definir os procedimentos e requisitos necessários ao planejamento da operação eletroenergética em tempo real pelo SIN.

Figura 1.6: Evolução da Rede Básica.



Fonte: (CEQUINEL FILHO, 2008)

Os principais objetivos dos procedimentos de rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico e
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

Os Procedimentos de rede são divididos em um total de 26 módulos com seus respectivos submódulos nomeados conforme relacionado.

- Módulo 1: Introdução Geral ao ONS e aos Procedimentos de Rede;
- Módulo 2: Requisitos Mínimos para Instalações e Gerenciamento de Indicadores de Desempenho da Rede básica e de seus Componentes;
- Módulo 3: Acesso aos Sistemas de Transmissão;
- Módulo 4: Ampliação e Reforços da Rede Básica;
- Módulo 5: Consolidação de Previsão de Cargas;

- Módulo 6: Planejamento da Operação Elétrica;
- Módulo 7: Planejamento da Operação Energética;
- Módulo 8: Programação Diária da Operação Eletroenergética;
- Módulo 9: Recursos hídricos e Meteorologia;
- Módulo 10: Manual de Procedimentos da Operação;
- Módulo 11: Proteção e Controle;
- **Módulo 12: Medição para Faturamento;**
- Módulo 13: Telecomunicações;
- Módulo 14: Administração dos Serviços Anciliares;
- Módulo 15: Administração de Serviços e Encargos de Transmissão;
- Módulo 16: Acompanhamento de Manutenção;
- Módulo 17: Requisitos de Informação entre ONS e Agentes;
- Módulo 18: Sistemas e Modelos Computacionais;
- Módulo 19: Identificação, tratamento e Penalidades para Não Conformidades;
- Módulo 20: Glossário e Termos Técnicos;
- Módulo 21: Estudos para Reforços da Segurança Operacional Elétrica, Controle Sistêmico;
- Módulo 22: Análise de Ocorrências e Perturbações;
- Módulo 23: Critérios para Estudos;
- Módulo 24: Processo de Integração de Instalações;
- Módulo 25: Apuração de Dados, Relatórios de Operação do SIN e Indicadores de Desempenho; e
- Módulo 26: Modalidade de Operação de Usinas.

Para o trabalho em questão faz-se necessário detalharmos alguns aspectos do Procedimento de Rede Módulo 12, pois neste módulo está explicitado o tema referente a Medição para Faturamento de Energia Elétrica.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), são os documentos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao sistema de distribuição

nacional. Tais procedimentos são elaborados pela ANELL com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, tendo como objetivo principal o de garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.

O Prodist está subdividido em 08 módulos, a saber:

- Módulo 1: Introdução;
- Módulo 2: Planejamento da expansão do sistema de distribuição;
- Módulo 3: Acesso ao sistema de distribuição;
- Módulo 4: Procedimentos operativos do sistema de distribuição;
- **Módulo 5: Sistemas de medição;**
- Módulo 6: Informações requeridas e obrigações;
- Módulo 7: Cálculo de perdas na distribuição;
- **Módulo 8: Qualidade da Energia elétrica e como complementar uma cartilha de acesso ao sistema de distribuição.**

O foco para este trabalho são os módulos 5 e 8, que tratam respectivamente dos sistemas de medição e da qualidade de energia elétrica.

Os Procedimentos de Rede e de Distribuição são aplicáveis a qualquer instalação conectada em qualquer classe de tensão e devem ser observados por:

- Consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição;
- Produtores de energia;
- Distribuidoras;
- Agentes importadores ou exportadores de energia elétrica;
- Transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão (DIT);
- ONS.

1.5 Procedimentos de comercialização - PdC

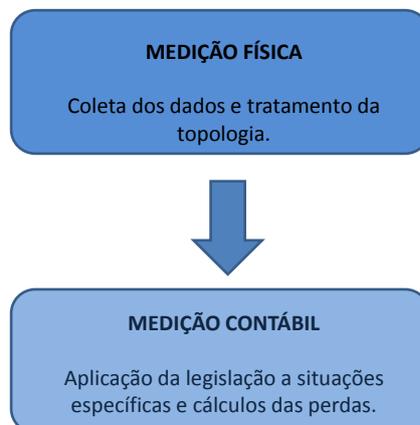
Os procedimentos de comercialização (PdC) são as normas que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os procedimentos abaixo visam estabelecer as normas necessárias ao envio, ajuste e estimativa dos dados de medição, considerando todos os pontos de medição do SIN, desde que de interesse para o processo de contabilização na CCEE:

- PdC ME.01 - enviar dados de medição;
- PdC ME.03 - modelagem de contratos;
- PdC ME.04 - mapeamento de pontos de medição no SCDE;
- PdC ME.05 - manutenção do cadastro de medição do SCDE;
- PdC ME.06 - coletar dados de medição no SCDE;
- PdC ME.07 - apuração de não-conformidades e penalidades de medição.

Os dados de energia elétrica, coletados nos pontos de medição pela CCEE, por meio do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), são usados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL).

O processo de Medição está definido no documento Regras de Comercialização, em duas etapas apresentadas na Figura 1.7.

Figura 1.7: Etapas do Processo de Medição.



Fonte: (CCEE, 2012a)

A Medição Física trata os dados coletados no SCDE, considerando os valores brutos adquiridos e integralizados, e a localização física dos pontos de medição, que impacta na

alocação das perdas. Os dados brutos são os dados aqisitados sem tratamento de integrallização; A Medição Contábil, trata das especificidades de cada agente, aplicando-lhes as normas legais e regulamentações vigentes, tendo como resultado as perdas associadas a cada ponto de medição de geração ou de consumo do sistema.

1.6 Estrutura da dissertação

No capítulo 2 é apresentado o mercado de eletricidade brasileiro com suas principais características, ressaltando a regulamentação referente ao processo de comercialização de energia gerada a partir de fontes de energia renovável.

No capítulo 3 é realizada uma síntese sobre os sistemas de medição para faturamento e qualidade de energia elétrica nos pontos de interligação entre agentes conectantes e conectados, com o intuito de definir e identificar os principais requisitos regulatórios quanto a esses sistemas.

No capítulo 4 é realizada uma análise comparativa das teorias de potências mais relevantes dos últimos anos.

No capítulo 5 é feita a caracterização do caso real a ser analisado, apresentados os resultados destas medições e dos resultados teóricos obtidos, consolidados nas teorias *convencional, pq* e *Padrão IEEE 1459-2010*.

O capítulo 6 apresenta as principais conclusões acerca deste trabalho.

2 MERCADO BRASILEIRO DE ELETRICIDADE

2.1 A relação entre volatilidade e *Comodity*

Para iniciar o entendimento sobre os mercados de eletricidade se faz necessário primeiro definir o impacto da volatilidade no mercado de eletricidade.

A volatilidade de preço é uma medida de dispersão ou flutuações nos preços observados ao longo de um período de tempo e é existente devido ao grau de variação de imprevisibilidade de uma determinada variável, durante um curto período.

A impossibilidade/dificuldade de armazenamento dos excedentes de energia dificulta o seu uso quando da necessidade de reduzir as flutuações de geração e demanda ao longo do tempo, o que é uma fonte de volatilidade.

Além da impossibilidade de armazenamento, Mayo (2012) define que os preços dos combustíveis, a disponibilidade das unidades geradoras, hidrologia, congestionamento da transmissão, estrutura e regras de gerenciamento dos mercados de eletricidade são fontes de volatilidade. Tais fatores contribuem para dificultar a previsão precisa dos preços futuros da energia.

Em termos econômicos, a energia elétrica é considerada uma *comodity* tendo em vista que é um bem equivalente e trocável por outro igual independentemente de quem a produz.

A principal característica das *commodities* é que o seu preço é determinado como uma função do mercado como um todo (oferta e demanda), o que a torna muito importante na economia pelo fato de que possui cotação e negociabilidade global, ou seja, a oscilação no preço da energia tem impacto significativo nos fluxos financeiros, podendo causar perdas diretas nos agentes econômicos e conseqüentemente ao país.

Apesar de a definição ser aplicada a toda *comodity*, o mercado da eletricidade difere dos demais devido a sua complexidade tecnológica, e pelo fato de sua disponibilidade ter que ser de forma instantânea e absoluta. Para garantir que o desempenho desse mercado seja bem sucedido, se faz necessário, de forma complementar, dois tipos de competências a saber: a tecnológica no domínio da engenharia e a financeira comercial para operar o mercado. A CCEE desde 2004 conta com três ambientes para contratação de energia elétrica que serão definidos no próximo item deste capítulo.

2.2 Introdução aos Mercados de Eletricidade

Segundo Saini (2006), a indústria da eletricidade passou por extensa reestruturação durante os últimos 10-15 anos. Esta reestruturação é voltada principalmente para promover a concorrência no mercado da produção.

Originalmente os sistemas foram desenvolvidos para integração das gerações que eram para atendimento a todos os usuários. Hoje a expansão do mercado é para permitir a compra/venda de eletricidade por fornecedores que muitas vezes não estão no mesmo espaço geográfico ou eletricamente perto e isso se deve principalmente ao fato do poder de escolha atribuído aos consumidores. Para atender a esse novo cenário, os mercados de eletricidade têm na sua essência a organização e as regulamentações das transações de energia desde a sua geração até a transmissão.

Sempre que é falado no termo mercado de eletricidade, fica associado a este somente a coordenação econômica do mercado, entretanto, é necessário além da coordenação econômica que prevê a eficiência produtiva a menor custo, proporcionar a coordenação técnica de forma a criar mecanismos de garantia da oferta de tal forma que esteja sempre em equilíbrio com a demanda. Além disso, a coordenação técnica deve proporcionar que os serviços operacionais, como a qualidade da energia fornecida, sejam assegurados, tendo em vista que o mercado regulamenta a cadeia produtiva como um todo.

Devido as particularidades das políticas regulatórias de cada país, cada um tem um mercado de eletricidade singular, não sendo possível determinar um modelo ótimo e único. Embora cada um tenha seu modelo, existem 3 que se destacam.

1. Modelo de provisionamento competitivo ou modelo de comprador único
2. Modelo atacadista competitivo e
3. Modelo varejista competitivo

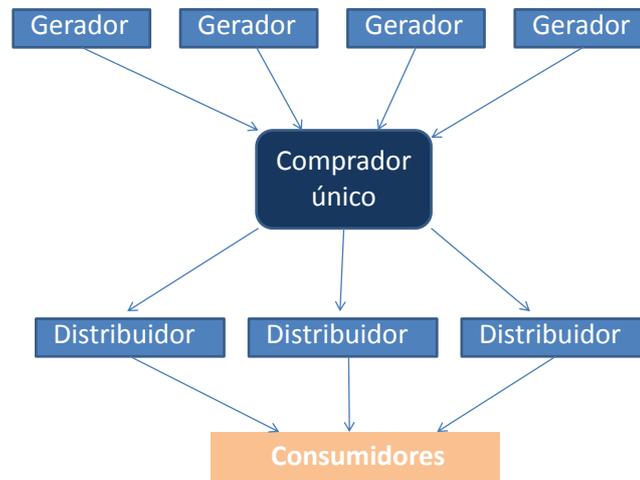
2.2.1 Modelo de provisionamento competitivo ou comprador único

A busca recorrente por energia e por um preço acessível a todos é o que impulsiona as políticas energéticas de qualquer país.

O modelo de provisionamento é usado para aumentar a competitividade para a entrada de novas gerações no mercado, onde uma empresa governamental fica responsável pela compra dessa energia e revenda desta para as empresas de distribuição.

A Figura 2.1 mostra o modelo do comprador único.

Figura 2.1: Modelo comprador único.



Fonte: (MAYO, 2012)

Esse modelo é de extrema importância como fonte incentivadora da inserção de novas fontes na matriz de geração de energia elétrica, uma vez que a venda da produção é assegurada.

2.2.2 Modelo atacadista competitivo

O Brasil tem o seu modelo baseado no mercado atacadista competitivo, com foco na transparência e competitividade para formação do preço.

O formato de *pool de energia*, agrega a geração de várias usinas de forma a ter um mercado mais eficiente para a comercialização de energia, uma vez que a produção está toda agregada e que a operação tanto econômica como técnica do mercado é feita de forma descentralizada.

Assim a programação e o despacho das Usinas e do sistema de transmissão ficam centralizadas pelo operador do sistema, que no Brasil é de responsabilidade da empresa privada Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é responsável por determinar quando e por quanto tempo cada usina irá despachar, sempre observando a ordem de Mínimo Custo Marginal de Operação (CMO), até que a demanda seja atendida.

O CMO é de extrema importância na decisão do despacho de energia, tendo em vista que ele é o preço equivalente de unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de demanda de carga no sistema. Assim, a previsão de aumento de consumo e de baixa capacidade nos reservatórios, pode levar à entrada em operação das usinas termelétricas de forma a compensar a falta de água dos reservatórios e preservar a capacidade de geração de energia dessas hidrelétricas nos meses seguintes, repercutindo no aumento do CMO.

Um aumento no valor do CMO indica que a geração de energia elétrica está mais cara.

Além do impacto do CMO, o valor da energia despachada é definido pelo ambiente e formato de contratação.

A previsão dos valores dos CMOs com unidade em MWh, para os anos de 2016 a 2018 ONS (2014), são apresentadas na planilha mostrada na Figura 2.2.

Analisando esses valores podemos verificar que há uma diferença significativa entre os resultados das duplas de regiões Norte/Nordeste e Sul/Centro-Oeste. Tais diferenças podem indicar níveis baixos de armazenamento de água nos reservatórios das hidrelétricas e condições hidrometeorológicas desfavoráveis (poucas chuvas) ou ainda a necessidade de estudos de viabilidade de reforços na capacidade de exportação dos Subsistemas Norte/Nordeste, na medida em que estes apresentam custos inferiores aos demais subsistemas.

Figura 2.2: Previsão CMO.

SUBSISTEMA	2016	2017	2018
Sudeste/C.Oeste			
	279,36	204,59	165,89
Sul			
	296,73	212,58	168,39
Nordeste			
	169,61	127,00	134,21
Norte			
	170,36	124,86	133,36

Fonte: (ONS, 2014)

2.3 Ambientes de contratação

O setor elétrico brasileiro tem dois ambientes de contratação de energia elétrica a saber:

- Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e
- Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Informações pertinentes aos ambientes de contratação ACR e ACL, são apresentados na Figura 2.3.

Figura 2.3: Aspectos ACR e ACL.

	Ambiente Livre	AmbienteRegulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As Comercializadoras somente nos leilões de energia existente.
Contratação	Livre negociação entre compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
Tipo de Contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordo entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: (CCEE, 2012c)

Os consumidores livres têm demanda contratada igual ou superior a 3,0 MW, conexão em tensão igual ou maior do que 69 kV (se o consumidor for conectado ao sistema em data anterior a 7/7/1995. Caso a conexão seja em data posterior não há o requisito de tensão) e os clientes especiais são definidos como sendo os que têm demanda contratada igual ou superior a 0,5 MW (individual ou somatório de unidades). Os consumidores ou clientes especiais podem negociar e adquirir somente energia gerada por fontes alternativas, como hidrelétricas de pequeno porte, termelétrica movida a biomassa, fontes eólicas e solar.

Com o objetivo de atingir a *modicidade tarifária*, ou seja, ter tarifas de energia favoráveis aos usuários, permitindo o acesso a todos os cidadãos e a viabilidade do negócio, é que a CCEE optou pelo uso do modelo dos leilões, sendo estes a principal forma de contratação de energia no Brasil.

O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do certame, visando a eficiência na contratação de energia.

É através dos leilões que as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou seja, a formação do preço de aquisição de energia elétrica pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas é definido dentro do leilão. No caso da formação do preço da energia elétrica a ser repassado por estas empresas aos consumidores/clientes finais, é definido em relação a formação da tarifa de energia elétrica.

2.3.1 Leilões

A CCEE (2012b), define oito tipos de leilões no mercado de eletricidade brasileiro.

- Leilão de Venda tem o objetivo de tornar disponíveis, aos agentes distribuidores e comercializadores, os lotes de energia ofertados por empresas geradoras federais, estaduais e privadas, assegurando-se igualdade de acesso aos interessados.
- Leilão de Fontes Alternativas foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis: eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas, na matriz energética brasileira.
- Leilão do tipo Estruturante tem como objetivo a compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo presidente da República. Tais leilões se referem a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e o interesse público. Buscam assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico, bem como garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos.
- Leilão de Energia de Reserva, a contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade - seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

A energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo operado pela CCEE. Sua contratação é viabilizada por meio dos Leilões de Energia de Reserva.

- Leilão de Energia Nova tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. Este leilão pode ser de dois tipos: A – 5 (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) e A – 3 (em até três anos).
- Leilão de Energia Existente foi criado para contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo mais baixo.
- Leilões de Compra foram realizados nos anos 2003 e 2004. Sua implantação deu-se em virtude da Lei nº 9.648/1998, que estabeleceu a liberação do volume de energia atrelado aos contratos iniciais à proporção de 25% ao ano, considerando o montante contratado em 2002.

Distribuidores e comercializadores puderam, então, comprar energia dos geradores, produtores independentes e comercializadores/distribuidores que possuíam sobras contratuais. O leilão de compra permitiu a criação de um mecanismo competitivo para a venda de lotes de energia por esses agentes.

- Os Leilões de Ajuste visam a adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento de seu mercado. Nesse caso são firmados contratos de curto prazo, ou seja, com duração entre 3 meses e 2 anos.

Nos leilões realizados no ACR, os compradores fecham contratos para as suas demandas projetadas de energia elétrica com início de suprimento no (*Ano“A”*).

O prazo de contratação de energia no ACR é determinado com base no tipo de leilão.

Para Leilões de empreendimentos existentes, os leilões são do tipo *A – 1*, ou seja, são realizados com um ano de antecedência ao início do suprimento de energia e têm contratos com vigência de 3 a 15 anos de duração.

Os empreendimentos novos são os do tipo *A – 3* ou *A – 5*. Realizados com três ou cinco anos de antecedência ao início do suprimento de energia e tem contratos com vigência de 15 a 30 anos de duração.

Magalhães (2009) explica ainda que para o caso dos leilões de novos empreendimentos, o agente recebe a outorga para a geração de energia - concessão ou autorização - e a licença ambiental prévia para o empreendimento.

No ACL, para contratos de curto prazo, o fornecimento pode ser de até 6 meses, para os de médio prazo de 6 meses a 3 anos e os de longo prazo, para períodos superiores a 3 anos.

Os Leilões de Compra no ACL são promovidos pelas comercializadoras ou pelos próprios clientes que determinam o preço máximo para os lotes e os vendedores dão lances decrescentes em relação ao preço estabelecido pelos clientes.

Essa modalidade é conhecida como Leilão Holandês e seu reajuste é definido entre as partes com base em índices como IGPM, IPCA, etc.

Nos Leilões de Venda, no ACL o critério de classificação do maior para o menor preço possibilita a venda dos lotes de energia ofertados pelas geradoras estatais, privadas e comercializadoras.

As demais informações pertinentes ao contrato dos leilões de venda são estabelecidos de comum acordo entre as partes.

De forma a tornar o mercado mais competitivo, o Brasil tem buscado constantemente formas de incentivos ao crescimento e à competitividade das gerações alternativas de energia elétrica no mercado como um todo e inclusive entre elas.

Foi determinado através da Portaria MME nº.236, que a ANEEL deve promover, em 10.10.2014, o leilão para contratação de energia de reserva, e com modalidade de contratação por quantidade de energia e com suprimento inicializado a partir de janeiro de 2017 com prazo

de vinte anos. Onde poderão participar empreendimentos de geração a partir da fonte solar, que utilizem como combustível principal biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto; a partir de fonte eólica, sendo este o primeiro leilão com reserva por fonte de energia.

2.3.2 Tarifas de energia elétrica

A cobrança da energia elétrica é feita através da contabilização do valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida, no mês anterior, estabelecida em quilowatt-hora (*kWh*) e multiplicada por um valor unitário, denominado tarifa, medido em reais por quilowatt-hora (*R\$/kWh*).

As tarifas de energia são diferenciadas de acordo com a classe ou subclasse de consumo com as quais são identificados os consumidores. Em ANEEL (2005), as classes e subclasses para classificação dos consumidores são definidas como:

1. Residencial, na qual se enquadram, também, os consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos;
2. Industrial, na qual se enquadram as unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento;
3. Comercial, serviços e outras atividades, na qual se enquadram os serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins;
4. Rural, na qual se enquadram as atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural;
5. Poder Público, na qual se enquadram as atividades dos Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal;
6. Iluminação Pública, na qual se enquadra a iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público;
7. Serviço Público, na qual se enquadram os serviços de água, esgoto e saneamento; e
8. Consumo Próprio, que se refere ao fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição.

É importante definir que as componentes de demanda de potência e consumo de energia são responsáveis pela definição das tarifas de energia elétrica.

A demanda de potência é medida em quilowatt (kW) e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente em 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias.

O consumo de energia é medido em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias.

As tarifas de demanda de potência são fixadas em reais por quilowatt e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora ($R\$/MWh$) e especificadas nas contas mensais do consumidor em reais por quilowatt-hora.

Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado.

As modalidades de fornecimento de energia elétrica são definidas pela Aneel como sendo:

- Grupo A: Tais tarifas são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV); e
- Grupo B: se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 (kV).

Dessa forma, a estrutura das tarifas de fornecimento de energia elétrica pode ser desenhada para abranger cada tipo de unidade consumidora, classificada pelo nível de tensão de atendimento e pela sua finalidade.

Vale ressaltar que existe diferença entre a TE (tarifa de energia) e a tarifa cobrada em termos de energia, pois a primeira é o preço de venda da “mercadoria” energia, enquanto que a segunda é o preço cobrado de determinado serviço, inclusive o relacionado com a capacidade do sistema, utilizando a energia como unidade de medida.

Como visto, para a maioria dos consumidores, os cativos, a distribuidora é responsável pelo fornecimento de energia elétrica, englobando o transporte e o produto (energia elétrica gerada). Porém, para determinados consumidores, os livres, que podem escolher o fornecedor do produto energia elétrica, a distribuidora local presta apenas o serviço de transporte. Assim, a tarifa de fornecimento de energia elétrica da distribuidora é segregada em duas: a tarifa de uso do sistema de distribuição (**TUSD**) e a tarifa de energia (**TE**).

A **TUSD** é paga tanto pelos consumidores cativos como pelos livres, pelo uso do sistema de distribuição da empresa de distribuição à qual estão conectados. Enquanto que a TE

é cobrada somente dos consumidores cativos, pois os livres compram energia diretamente das comercializadoras de energia elétrica ou dos agentes de geração.

É importante notar que um consumidor que opte pelo mercado livre continuará pagando a TUSD ao distribuidor local e deixará de pagar a tarifa de energia, a TE, tendo em vista a contratação do fornecimento de energia com outro fornecedor.

A TUSD compreende os custos do serviço de distribuição, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. A TE compreende os custos de compra com energia elétrica que inclui também encargos setoriais associados.

Para os consumidores cativos atendidos em média e alta tensão, as tarifas de fornecimento de energia elétrica são binômias, ou seja, cobradas pelo consumo de energia e pela máxima potência utilizada no período.

A formação da tarifa de energia elétrica acontece em duas fases:

- Na primeira fase calcula-se a receita requerida total que a empresa poderá obter para manter seu equilíbrio econômico-financeiro no período de um ano, definindo então o nível tarifário e
- Na segunda, as tarifas a serem cobradas dos diversos tipos de usuários são determinadas de modo a produzir a receita almejada, supondo que os consumidores adquiram as quantidades estimadas do produto. O conjunto desses preços é denominado estrutura tarifária.

Fugimoto (2010), define que a receita necessária para que a distribuidora de energia elétrica mantenha o equilíbrio econômico-financeiro, conhecida como receita requerida, é composta por duas parcelas correspondentes aos seguintes custos: i) custos exógenos aos da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”), ou **Parcela A**, e ii) custos sob o controle das distribuidoras (denominado de custos “gerenciáveis”), ou **Parcela B**. Tais parcelas são mostradas de forma detalhada na Figura 2.4.

Os custos da **Parcela A** incluem os custos de energia comprada para revenda, os custos de conexão e transmissão e determinados encargos setoriais (taxas regulatórias). A **Parcela B** compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias: os custos da prestação do serviço de distribuição e a remuneração dos investimentos.

Figura 2.4: Parcelas *A* e *B* receita requerida.

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não - gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de terceiros
Rateio de custos do Proinfa	Despesas gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
	Despesas de Capital
	Cotas de Depreciação
	Remuneração do Capital
Encargos de Transmissão	
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de energia elétrica	
Uso das Instalações de Conexão	Outros
Uso das Instalações de Distribuição	P&D e Eficiência Energética
Transporte de Energia Elétrica proveniente de Itaipu	PIS/COFINS
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Compra de Energia Elétrica para revenda	
Contratos Iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

Fonte: (FUGIMOTO, 2010)

2.4 Conclusão

O modelo de mercado de eletricidade é fator propulsor para a manutenção e sustentabilidade do setor elétrico. O formato de *pool* de energia escolhido pelo Brasil tem o preço da energia definido pelo ONS e é determinado com base no *CMO* do sistema em decorrência do aumento marginal da demanda, levando em conta a possibilidade de a demanda por energia ficar acima da capacidade de oferta das hidrelétricas e assim ser necessário o despacho das térmicas, o que encarece a geração. Entretanto, como forma de controle ainda maior para o preço da energia, o Brasil trabalha com os sistemas de leilões de forma a contratar sempre o melhor preço e assim garantir a modicidade tarifária. E ainda tem buscado soluções para aumentar o nível de penetração das fontes alternativas de energia na matriz energética, fato este que pode ser avaliado já com a mudança nos leilões de fontes alternativas, que em outubro de 2014 tem nova formatação por ser o primeiro leilão com o diferencial de que as fontes de energia não concorrerão entre si, sendo tratadas como três produtos em separado, dando oportunidade para as energias geradas a partir da solar e da biomassa, que ainda têm preços não competitivos quando comprados com a eólica. Além disso, a formação das tarifas para os clientes das distribuidoras está dividida em duas parcelas: a tarifa de energia (TE) e a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). Embora a TE seja cobrada em termos de energia, a TUSD possui componentes que podem ser cobradas tanto em termos de energia, como em termos de potência, dependendo da lógica utilizada para a formação dos custos repassados para a tarifa.

Quanto às estruturas tarifárias, a definição de tarifas para os serviços de transmissão e

distribuição requer o desenvolvimento e a validação de metodologias especialmente na transmissão, uma vez que os aspectos de valoração dos custos de transmissão refletem como indicador econômico ao mercado.

3 SISTEMAS DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO –SMF

3.1 Introdução

O retorno dos investimentos nas aplicações nos mercados de eletricidade seja como gerador ou com consumidor através dos mercados ACR ou ACL, tem como ponto inicial de análise, os montantes faturados. Tais valores dependem dos valores acordados nos leilões, nos contratos e da contabilização da energia gerada.

O perfeito entendimento do processo de medição para faturamento da energia é importante para a compreensão dos cálculos e liquidações financeiras, pois estes resultados podem ser vistos como incentivo à manutenção e aumento de investimentos no setor.

O Procedimento de Rede em seu submódulo ONS (2012a) define o sistema de medição para faturamento (SMF) como sendo formado pelos medidores de energia elétrica (principal e retaguarda), transformadores de instrumentos, TCs e TPs , pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento. Define ainda quais conexões devem fazer uso deste sistema, como por exemplo: conexões com a rede básica, entre agentes que fazem parte da CCEE, as usinas de geração, excetuando-se as centrais geradoras eólicas, classificadas na modalidade de operação como Tipo I, que são as que têm programação e despacho centralizado - para medição de geração bruta das unidades geradoras.

A figura 3.1 apresenta os sistemas de medição para faturamento em subestações e com uso do conjunto de medição, normalmente utilizado em indústrias.

Figura 3.1: Composição do SMF.



Fonte:Própria

Os parques de geração, as distribuidoras, as transmissoras de energia *etc.* são denominados de agente conectante, CCEE (2006), que acessa os ativos do ponto onde estão conectados (agente conectado). Neste ponto geográfico é realizada a medição *bruta* que representa a quan-

tidade de energia elétrica produzida por uma unidade geradora, lida diretamente no ponto de medição de geração correspondente.

A medição líquida é a medição utilizada para o faturamento da energia gerada-consumida e representa a quantidade de energia elétrica produzida e entregue no ponto de conexão considerando as perdas na transmissão do ponto de geração ao ponto de conexão. O ponto de conexão é a concessionária de transmissão ou a concessionária ou permissionária de distribuição proprietária do ativo onde ocorre a conexão e é chamado de agente conectado.

Os dados adquiridos pelo SMF são:

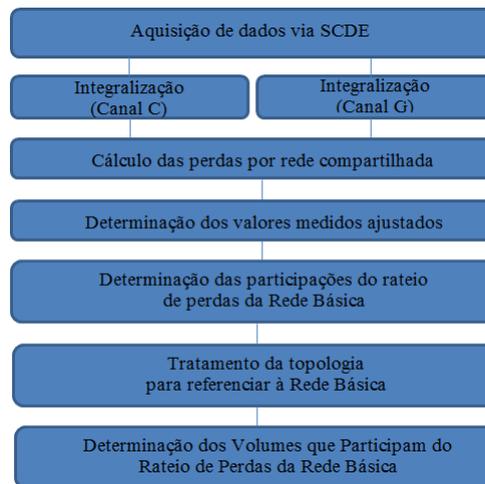
- Os dados de demanda para a apuração dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), no âmbito do ONS;
- Dados para a contabilização e liquidação da energia elétrica no âmbito da CCEE;
- Dados de geração para a apuração dos encargos dos serviços ancilares no âmbito da CCEE;
- Dados das medições instaladas nas unidades geradoras utilizados para verificação do cumprimento das instruções de despacho, da apuração dos serviços ancilares e das capacidades declaradas dessas unidades;
- Dados para cálculo de fator de potência no ponto de conexão com a rede básica;
- Dados para cálculo dos fatores de perda de transformação; e
- Dados de qualidade de energia elétrica (QEE) nos pontos de conexão com a rede básica.

Os serviços ancilares de controle primário e secundário de frequência, as reservas de potência para os controles primário e secundários de frequência, a reserva de prontidão, o suporte reativo e o autorreabastecimento das unidades geradoras, garantem a operacionalidade do SIN.

3.2 SMF-Medição Física

O Processo de medição física é realizado conforme o diagrama apresentado na Figura 3.2.

Figura 3.2: Processo de Medição Física.



Fonte: (CCEE, 2014)

A aquisição de informações do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) é feita de forma remota e automática. Neste processo, são aquisitadas a partir dos medidores, as informações necessárias ao cálculo das perdas e à determinação dos valores válidos para o processamento de contabilização da energia elétrica.

O processo de coleta de dados por ponto de medição acontece por período de coleta (intervalos de 5 minutos), tanto para medição de energia ativa (kWh) quanto para energia reativa (kVARh), que são os dados de entrada ao SCDE e acontece para efeito de cálculos, de forma separada entre os canais de consumo e geração.

Na Figura 3.3 são mostrados os dados de saída da aquisição do SCDE.

O acesso aos medidores é realizado de forma remota e pode ter duas topologias distintas a saber:

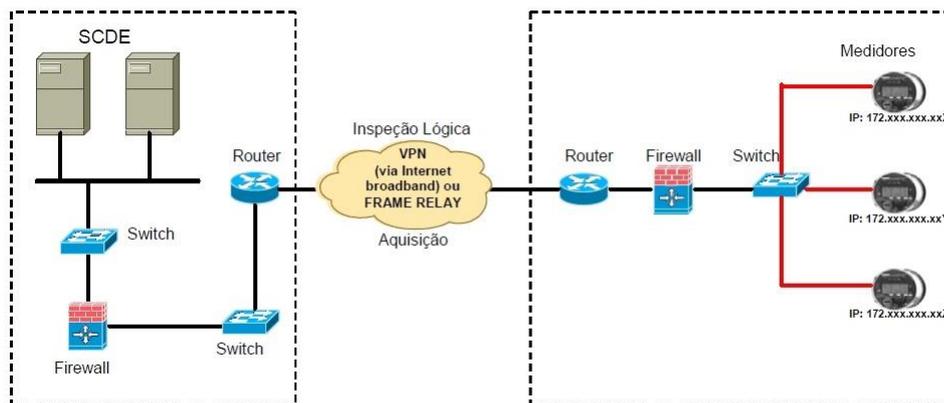
Figura 3.3: Informações coletadas no pontos de medição.

Informação Coletada do canal C do ponto de medição		
SCDE_C _{i,x}	Descrição	Apresenta a medição de energia ativa no canal C, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada ponto de medição "i" principal/retaguarda cadastrado pela CCEE.
	Unidade	kWh
	Valores possíveis	Positivos ou Zero
Informação Coletada do canal G do ponto de medição		
SCDE_G _{i,x}	Descrição	Apresenta a medição de energia ativa no canal G, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada ponto de medição "i" principal/retaguarda cadastrado pela CCEE.
	Unidade	kWh
	Valores possíveis	Positivos ou Zero
Informação de Energia Reativa Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta		
MRU_G _{i,x}	Descrição	Apresenta a medição de energia reativa no canal G, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada medidor "i" (principal ou retaguarda) instalado na barra da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE.
	Unidade	kVArh
	Valores possíveis	Positivos ou Zero
Informação de Energia Reativa Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta		
MRU_C _{i,x}	Descrição	Apresenta a medição de energia reativa no canal C, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada medidor "i" (principal ou retaguarda) instalado na barra da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE.
	Unidade	kVArh
	Valores possíveis	Positivos ou Zero

Fonte: (CCEE, 2014)

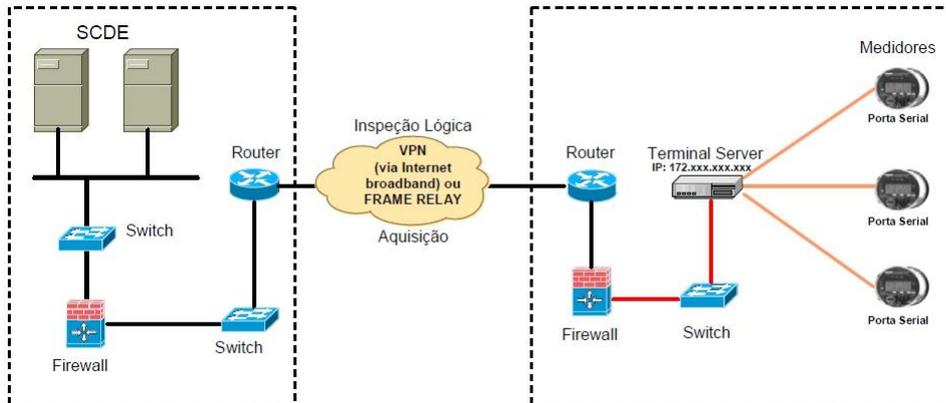
1. A topologia de coleta ativa dos dados para o SCDE está representada nas Figuras 3.4 e 3.5.

Figura 3.4: Coleta Ativa de Dados SCDE (IP).



Fonte: (ONS, 2012b)

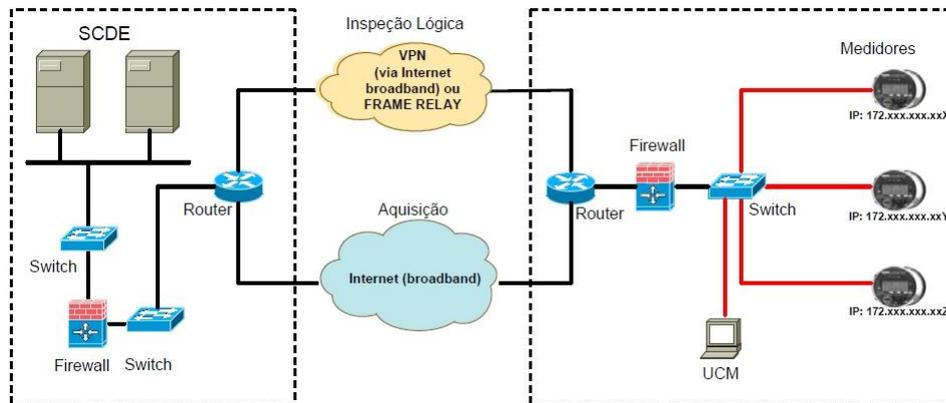
Figura 3.5: Coleta Ativa de Dados SCDE (Serial).



Fonte: (ONS, 2012b)

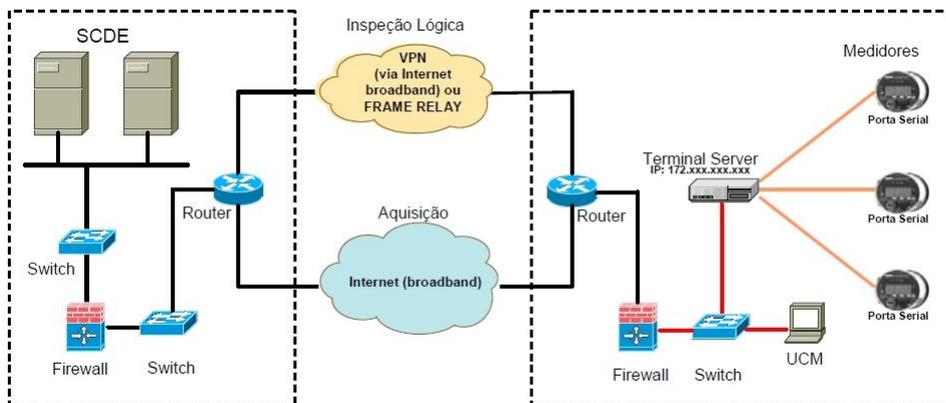
2. A topologia para a coleta Passiva de dados para o SCDE é apresentada na Figura 3.6 e na Figura 3.7.

Figura 3.6: Coleta Passiva de Dados SCDE (IP).



Fonte: (ONS, 2012b)

Figura 3.7: Coleta Passiva de Dados SCDE (Serial).



Fonte: (ONS, 2012b)

No caso do faturamento equivocado por perda de dados é permitido à geradora solicitar recontabilização com base na correção da coleta perdida.

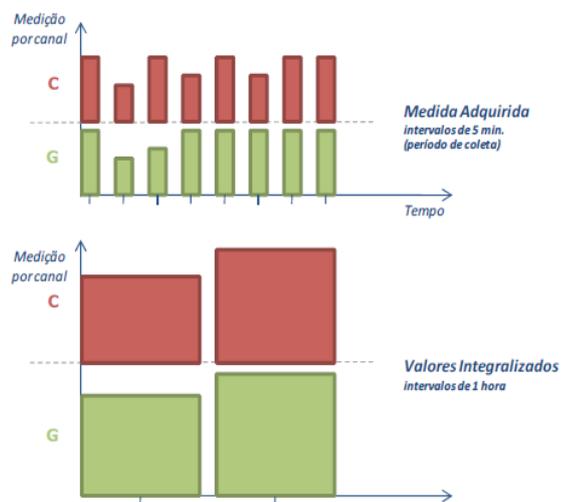
Após a coleta dos dados, estes são enviados para a contabilização de energia elétrica pela CCEE ao ONS, para apuração dos EUST e disponibilizados para os agentes do mercado para controle de faturamento.

A integralização tem por finalidade adequar os dados coletados nos canais de Consumo e de Geração (canal C e canal G), às periodicidades e intervalos de tempo de apuração previstos nas Regras de Comercialização. Isso acontece por que os dados obtidos em intervalos de cinco minutos (períodos de coleta) são integralizados por hora, de forma a ser compatíveis com os períodos de comercialização, facilitando assim os cálculos.

Os valores coletados por canal são integralizados por meio da soma dos valores medidos, por período de coleta, que compõem o período de comercialização e convertidos de kWh para MWh.

A Figura 3.8 apresenta a medição adquirida e a integralização por canal.

Figura 3.8: Processo de Integralização.



Fonte: (CCEE, 2014)

A importância da integralização por canais em separado pode ser exemplificada da seguinte forma: considere que o consumo de energia de uma usina é fornecido através de um contrato cativo com a distribuidora local. Supondo que, no mesmo período de comercialização, a usina está parada por 50 minutos, consumindo da rede da distribuidora, e a geração de energia, muito maior, que a consumida da distribuidora local, ocorre por 10 minutos. Se a contabilização for feita pelo valor líquido (valor gerado - valor consumido), o consumo que deveria ser apropriado à distribuidora não será considerado na contabilização, tendo em vista que o valor gerado é maior que o valor de consumo. Dessa forma, os canais dos medidores são modelados em dois

ativos diferentes, um da usina e outro da distribuidora.

3.2.1 Cálculo das perdas

A eficiência na geração, transmissão e distribuição de energia é um ponto de extrema relevância para melhoria dos processos de geração, transmissão, distribuição e na contabilização dos investimentos realizados.

Na geração, as perdas correspondem à diferença entre a energia gerada e a entregue no ponto de conexão. As perdas não-técnicas ou perdas comerciais correspondem à parcela de energia fornecida e não faturada devido a irregularidades no cadastro de consumidores, na medição e nas instalações de consumo, ou seja, referem-se ao restante da diferença entre a injetada ou suprida, e a energia comercializada ou faturada. As perdas comerciais da geração ocorrem basicamente devido aos desvios de medições na compra (positivos) ou na entrega (negativos) e aos desvios de energias estimadas nos casos previstos pela legislação.

As perdas são calculadas tomando como referência a rede básica e mesmo as instalações que não estão conectadas diretamente a ela, também tem as suas perdas calculadas à mesma referência, como forma de avaliar o impacto de consumo e geração destas instalações na rede básica.

Após o cálculo das perdas os valores medidos são ajustados em razão das perdas apuradas nessas redes.

3.2.2 Medidores de energia elétrica

Nicolau (2013) apresenta a evolução da medição de energia elétrica onde a primeira patente relacionada a um medidor elétrico foi datada de 1872, quando Samuel Gardiner oficializou o equipamento CC que era um eletroímã. Em 1878 JB Fuller criou um medidor CA que é um relógio operado por uma armadura que vibrava entre duas bobinas.

Mas foi Thomas Edison, em 1882, que conseguiu medir a quantidade de energia relacionada com o tempo de duração da mesma. Este ficou conhecido como medidor Ampère-hora.

Em 1888 Oliver B. Shalleberger conseguiu desenvolver o medidor Ampère-hora para correntes alternadas. Entretanto, esse medidor não tinha condição de realizar medições para diferentes níveis de tensão e nem mesmo para pequenas potências, o que era importante para a época devido a grande quantidade de motores utilizados. E foi então que Shalleberger fazendo uso de um motor de indução com bobinas de tensão e corrente defasadas de 90 graus tornou o medidor inovador e funcional para a época.

Os medidores apresentados na Figura 3.9, foram comercializados pela General Electric, tendo sido ela a precursora da comercialização de medidores watt-hora, em 1903, sendo a tecnologia utilizada até a década de 70.

Figura 3.9: Primeiros Medidores Comercializados.



Fonte: (NICOLAU, 2013)

A partir da década de 70, os medidores ganharam inovação e passaram a ser híbridos, onde o sistema mecânico era o tradicional, mas a leitura já era realizada através de visores eletrônicos.

No Brasil, os medidores eletrônicos começaram a aparecer no mercado nas décadas de 80 e 90.

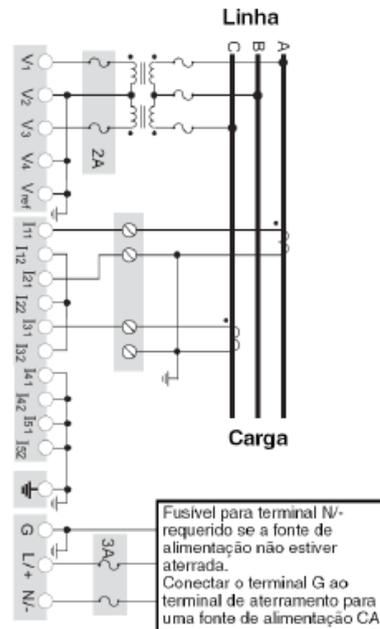
Hoje os medidores eletrônico-digitaís além da medição de energia agregam informações de qualidade de energia, registros de oscilos, etc.

Os medidores de energia para serem implantados no sistema elétrico devem ser normatizados e previamente homologados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que define os requisitos mínimos necessários à aprovação destes equipamentos.

Dentre os requisitos, destacam-se:

- Características elétricas, ou seja, devem ser polifásicos, 2 elementos, 3 fios (para sistema a três fios) ou 3 elementos, 4 fios, (para sistemas a 4 fios), de frequência nominal do sistema, corrente nominal de acordo com o secundário do TC, tensão nominal de acordo com o secundário do TP. Os medidores devem possuir independência de elementos e de sequência de fases, garantindo o mesmo desempenho em ensaio monofásico ou trifásico. Na figura 3.10 é mostrado o diagrama de conexão do medidor no sistema, em conformidade com a padronização dos procedimentos de rede.

Figura 3.10: Esquema de ligação 3 elementos / 4 fios (estrela).



Fonte:Própria

- Classe de exatidão, determina que os medidores devem atender a todos os requisitos metrológicos pertinentes à classe 0,2, prescritos no Regulamento Técnico Metrológico (RTM), aprovado pela Portaria INMETRO nº 431, de 4 de dezembro de 2007, ou aquela que vier substituí-la, para todos os sentidos de fluxo de energia;
- Certificados, todos os medidores devem ter certificado de conformidade de modelo aprovado, emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO);
- Grandezas a medir, devem medir e registrar pelo menos as seguintes grandezas elétricas: energia ativa e energia reativa com resolução de 3 casas decimais; tensão e corrente RMS por fase, com resolução de 2 casas decimais; demanda, de forma bidirecional, com pelo menos 4 registros independentes, 2 para cada sentido de fluxo (quatro quadrantes), com as unidades de medida programáveis (Wh, kWh, MWh, varh, kvarh, Mvarh, V, kV, A, kA, etc.). Não é obrigatório ter uma saída específica para as medições instantâneas (potências ativa e reativa, fator de potência, corrente, tensão, frequência etc.). Além disso, deve ter a capacidade de armazenar os dados de energia ativa, reativa e demanda, de forma bidirecional, tensões e correntes RMS, em intervalos de integração programáveis de 5 (cinco) a 60 (sessenta) minutos durante o período mínimo de 32 (trinta e dois) dias;
- Relógio/Calendário interno, sincronismo externo via GPS local, de modo que o pulso de sincronismo não seja retido ou atrasado por algum equipamento de rede (roteador),

evitando gerar problemas como falta ou repetição de registros de energia na memória de massa;

- Preservação dos registros, preservar e salvar os registros durante as perdas de alimentação, armazenando os dados em memória não volátil por pelo menos 100 (cem) horas;
- Leitura de registros, mostrador digital, para leitura local, com pelo menos 6 dígitos indicando de forma cíclica as grandezas programadas a serem medidas, associadas às suas respectivas unidades primárias, ou seja, levando em conta sua constante kh, e as relações de transformação dos transformadores de instrumentos (TI);

Permitir, através de interface de comunicação, a leitura dos valores medidos e da memória de massa, tendo no mínimo duas portas de comunicação independentes com acesso simultâneo ou que permitam a priorização de uma delas. Uma será de uso exclusivo da CCEE e a outra de acesso aos agentes envolvidos na medição do ponto. A porta da CCEE deverá ser acoplada a um canal de Internet estável e de bom desempenho, sob o qual será estabelecido um túnel VPN (Virtual Private Network) entre o medidor e a CCEE;

Ser capazes de gerenciar o acesso simultâneo às suas portas de comunicação de forma que a porta de acesso disponibilizada à CCEE permita o acesso aos registros de memória de massa do medidor em tempo integral, tendo cada registro data e hora das últimas 15 ocorrências de falta de alimentação e 15 ocorrências de alterações realizadas na programação do medidor; e

- Código de identificação, o medidor deve permitir a programação de um código de identificação alfanumérico com pelo menos 14 dígitos que possa ser lido remotamente através do protocolo do medidor.

Além dos requisitos físicos, os medidores devem atender ao especificado nos critérios denominados de recursos de programação, que são as propriedades que o *software* deve ter de programação, leitura, totalização dos dados e de emissão dos relatórios, observando ainda os seguintes critérios e facilidades:

- A programação do horário de verão;
- A aquisição, de forma automática, dos valores de demanda da memória de massa, em datas e horários pré-programados;
- A criação de arquivos de saída no formato ASCII, permitindo que os dados sejam facilmente processados por outro software disponível no mercado;
- A programação dos intervalos de integração de 5 (cinco) a 60 (sessenta) minutos para armazenamento na memória de massa;

- A programação da demanda em intervalos de 5 (cinco) a 60 (sessenta) minutos, em múltiplos de 5 (cinco) minutos;
- A programação dos multiplicadores das grandezas medidas;
- A programação da relação dos transformadores para instrumentos a fim de que os valores medidos sejam referidos aos valores primários;
- A aquisição parcial dos valores da memória de massa para viabilizar a leitura de cinco minutos, horária, diária ou semanal dos medidores, buscando apenas os dados referentes à aquele período requisitado; e
- O sistema deverá possibilitar a aquisição dos dados, de forma que a CCEE acesse automaticamente os dados diretamente dos medidores ou, alternativamente, da Central de Aquisição do agente responsável.

Na Figura 3.11, Capetta (2009) apresenta a relação de medidores homologados pela CCEE.

Figura 3.11: Medidores homologados pela CCEE.

Fabricante	Medidor / Modelo	Firmware
Actaris	SL 7000	3.XX, 4.XX, 5.XX (*)
Electro Industries	Nexus / 1270	Aguardando informação do fabricante
Elo	ELO / 2180	não aplicável (**)
ltron	Q1000	2.XXy, 3.XXy, 4.XXy, 5.XXy (*)
Power	ION / 7500	não aplicável (**)
	ION / 7550	não aplicável (**)
Measurement	ION / 7600	não aplicável (**)
	ION / 7650	não aplicável (**)
	ION / 8300	não aplicável (**)
	ION / 8400	não aplicável (**)
	ION / 8500	não aplicável (**)
	ION / 8600	não aplicável (**)
Landis & Gyr	Saga 1000 / 1681	7101 a 7110, 8110 e 8111
ZIV	5CTE / E5A	Aguardando informação do fabricante

Nota:

(*) X = Caractere Numérico / y = Caractere Alfa (A a Z)

(**) A versão do firmware dos medidores ION da Power e 2180 da ELO não interfere na leitura dos mesmos pela CCEE.

Fonte: (CAPETTA, 2009)

3.3 Aquisição dos Dados de Qualidade de Energia através do SMF

3.3.1 *Qualidade de Energia Elétrica (QEE)*

Para S.Khalid e Dwivedi (2011), a qualidade da energia elétrica (QEE) pode ter dois conceitos: um relacionado ao fornecimento de energia e sinal de terra a equipamentos eletrônicos e equipamentos utilitários, de forma que seja adequado para a operação e compatível com o sistema elétrico ao qual está conectado, garantindo a confiabilidade e outro sob a ótica do mercado ou perspectiva da indústria, onde a qualidade de energia é qualquer produto ou serviço que é fornecido para usuários ou utilitários para medir, tratar, formar engenheiros ou evitar problemas de qualidade de energia.

Independentemente de qual definição seja escolhida, todos concordam que a qualidade de energia é um aspecto de extrema importância para os sistemas elétricos de potência e máquinas elétricas com impactos diretos na eficiência, segurança, e confiança (FUCHS; MASOUM,).

Erros de medição de energia elétrica devido a presença de tensões e/ou correntes harmônicas no sistema elétrico tem sido documentado por muitos anos, conforme apresentado por Stevens (1994).

No Brasil, a ANEEL normatiza as questões inerentes a QEE através dos procedimentos de rede e dos procedimentos de distribuição.

O Prodist (2010) define qualidade de energia sobre dois enfoques. O primeiro relacionado à Qualidade do Produto, define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão. Enquanto que o segundo é referente à Qualidade de Serviços, estabelece os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento. Define ainda quais os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório como sendo:

- tensão em regime permanente;
- fator de potência;
- harmônicos;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão;
- variações de tensão de curta duração; e
- variação de frequência .

Como exemplo de um protocolo de medição é apresentado o definido para o indicador de harmônicos, onde são estabelecidas a terminologia, a metodologia de medição, a instrumentação e os valores de referência para as distorções possíveis de serem identificadas neste indicador.

A simbologia utilizada nesse indicador é mostrada na Figura 3.12.

Figura 3.12: Identificação das Grandezas (Harmônicos.)

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	DTT%
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	H
Ordem harmônica máxima	H_{max}
Ordem harmônica mínima	H_{min}
Tensão fundamental medida	V 1

Fonte: (PRODIST, 2010)

A metodologia de medição determina que os sinais a serem monitorados devem utilizar sistemas de medição cujas informações coletadas possam ser processadas por meio de recurso computacional. Para os sistemas elétricos trifásicos, as medições de distorção harmônica devem ser feitas através das tensões fase-neutro para sistemas estrela aterrada e fase-fase para as demais configurações.

No que se refere a instrumentação, os instrumentos de medição devem observar o atendimento às normas técnicas vigentes. O espectro harmônico a ser considerado para fins do cálculo da distorção total deve compreender uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem harmônica ($h_{min} = 25$), Prodíst (2010) e para o caso do procedimento de rede 2.8, até a 50ª ordem harmônica; os TPs utilizados em um sistema trifásico devem ter as mesmas especificações e suas cargas devem corresponder a impedâncias semelhantes, e serem conectados em YY aterrada, independentemente do tipo ou classe de tensão. Para os casos sem conexão à terra podem ser utilizados arranjos para os TPs do tipo V.

Os valores de referência para as distorções harmônicas totais estão indicados na Figura 3.13.

Figura 3.13: Valores de referência para Distorções harmônicas.

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1$ kV	1 kV < $V_n \leq 13,8$ kV	$13,8$ kV < $V_n \leq 69$ kV	69 kV < $V_n < 230$ kV	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
Ímpares múltiplas de 3	>25	1,5	1	1	0,5
	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	>21	1	0,5	0,5	0,5
	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
>12	1	0,5	0,5	0,5	

Fonte: (PRODIST, 2010)

3.3.2 Requisitos SMF para QEE

Por definição do SMF a aquisição dos dados de qualidade de energia também deve ser adquiridos/coletados através do SMF. Assim sendo, o SMF deverá ter medições do valor da tensão eficaz em regime permanente e os valores de tensão resultantes de eventos do tipo variação de tensão de curta duração (VTCD).

Indicadores como distorção harmônica, cintilação e desequilíbrio não têm o mesmo caráter de obrigatoriedade mencionado para os demais indicadores.

Os protocolos de medição são procedimentos e métodos que definem a metodologia de aquisição e apuração dos indicadores por tipo de indicador.

Os parâmetros de taxa de amostragem do sinal medido e a resolução da conversão analógica/digital, tipo e intervalo de janela para cálculo de valores eficazes de tensão, critérios de detecção/disparo (trigger) e reset para registro de VTCD etc., são definidos dentro do protocolo de medição.

Os arquivos de saída, deverão ser apresentados em formato ASCII.

No que se refere aos resultados de medição dos valores eficazes da tensão, deverá ser disponibilizado um valor da tensão eficaz, fase-neutro, para cada fase, em intervalos de tempo parametrizáveis (por exemplo, 5 (cinco) ou 10 (dez) minutos). Este valor deverá resultar da média quadrática dos valores apurados a partir de janelas consecutivas ao longo de todo este

intervalo.

No caso da monitoração de VTCD, deverão ser disponibilizadas as informações: instante de ocorrência do fenômeno, amplitude da tensão correspondente ao máximo desvio de cada fase e valor instantâneo (forma de onda) das três tensões fase-neutro por um intervalo de tempo suficiente para permitir a determinação da duração do fenômeno. A lógica de disparo para detecção deverá ser baseada em limites configuráveis de amplitude de tensão (valor eficaz da tensão), em função de um valor de referência fixo. Os medidores de QEE deverão ser localizados em cada ponto de fronteira da Rede Básica onde houver medição de faturamento, a partir do critério que estabelece como necessário apenas um medidor por nível de tensão. Caso o arranjo da SE seja tal que barramentos de mesmo nível de tensão possam operar, permanentemente, de forma independente, então deverá ser instalado um medidor de QEE em cada segmento de barramento correspondente.

3.3.3 Topologia de ligação dos medidores no SMF

As definições da localização dos pontos de instalação do sistema de medição para faturamento são importantes para atender a contabilização decorrente dos *Encargos de Uso do Sistema de Transmissão*, dos *Serviços Ancilares*, para verificar as capacidades declaradas de geração e o cumprimento das instruções de despacho, atividades estas de responsabilidade da CCEE.

A CCEE (2012b) representa o SIN hierarquicamente, com os pontos de medição, de geração e de consumo, de forma a facilitar a obtenção dos valores líquidos medidos de energia gerada e/ou consumida de cada agente da CCEE.

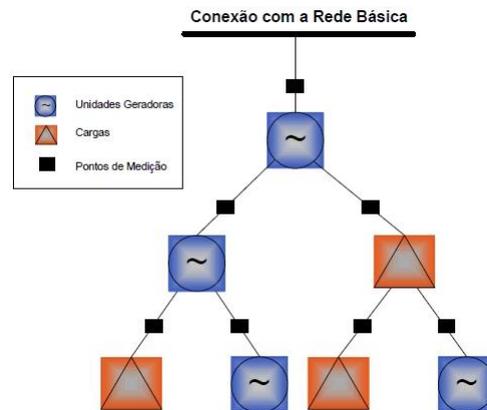
É importante ressaltar que existem pontos de medição que não estão interligados à rede básica e que a contabilização destes somente a partir do registro na CCEE faria com que fossem contabilizados mais de uma vez, pois existe energia que passou por mais de um ponto de medição e isso seria refletido como distorção nos valores individuais dos agentes.

A representação gráfica hierárquica dos pontos de medição é chamada de topologia e pode ser vista na Figura 3.14.

3.3.4 Topologias do SMF para conexão de Geradores de Energia

O ONS (2012b) apresenta as configurações para a instalação dos sistemas de medição para faturamento junto aos pontos de conexão. Destas, serão mostradas a seguir, somente as que tratam das topologias referentes às conexões das empresas de geração.

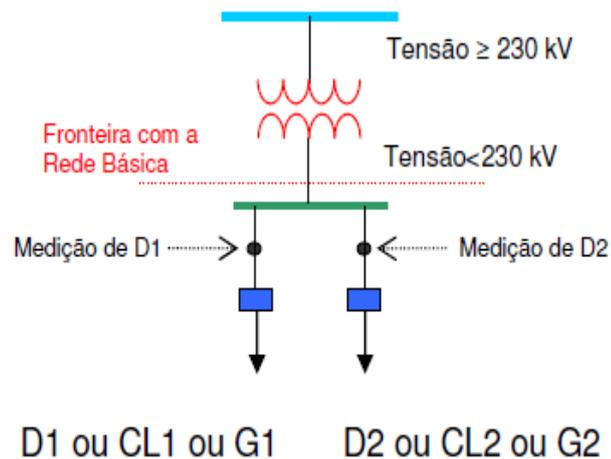
Figura 3.14: Hierarquia dos pontos de medição junto ao SIN.



Fonte: (CCEE, 2012b)

A Figura 3.15 mostra a topologia que deverá ser observada quando o ponto de conexão com a rede básica é compartilhada por distribuidoras, consumidores e/ou geradores, devendo ser a medição individual por circuito no lado de baixa da transformação.

Figura 3.15: Topologia para rede básica compartilhada com distribuidoras.

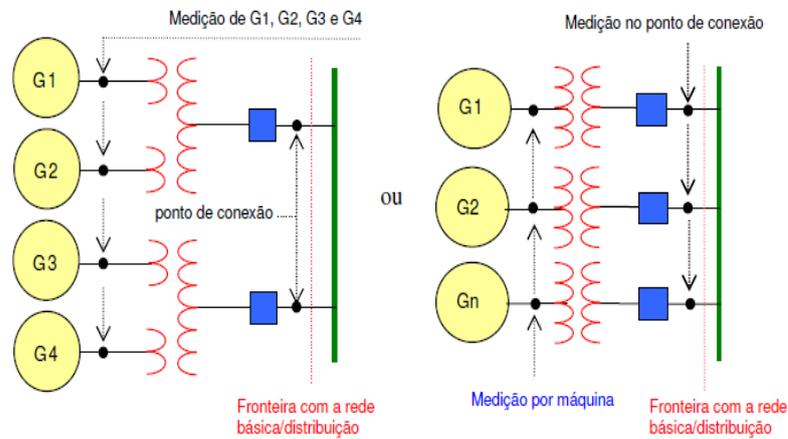


Fonte: (ONS, 2012b)

A Figura 3.16, mostra a topologia de ligação para usinas classificadas na modalidade de operação como Tipo I, que tem a programação e despacho centralizados, conectadas à rede básica ou rede de distribuição. A medição deve ser no ponto de conexão, geração líquida, e

individual na saída da unidade geradora, exceto se for unidade geradora eólica, geração bruta.

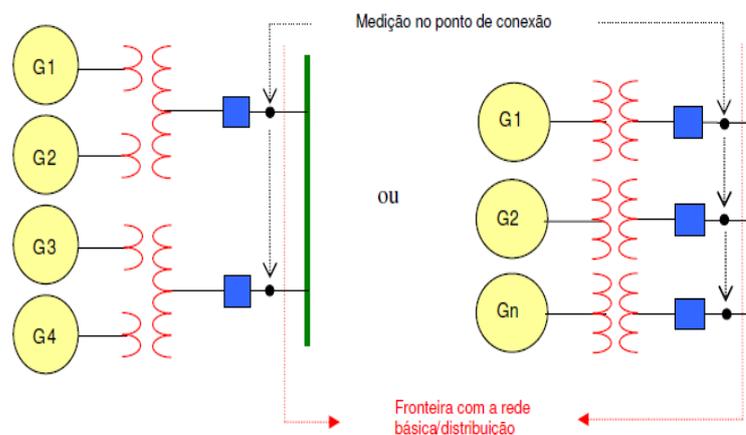
Figura 3.16: Topologia para geradoras do Tipo I.



Fonte: (ONS, 2012b)

As usinas classificadas na modalidade de operação como Tipo II, ou seja, que tem programação centralizada e despacho não centralizado, ou Tipo III, que tem programação e despacho não centralizados, conectadas à rede básica ou rede de distribuição, a medição deve ser no ponto de conexão, conforme apresentado na Figura 3.17.

Figura 3.17: Topologia para geradoras do Tipo II.

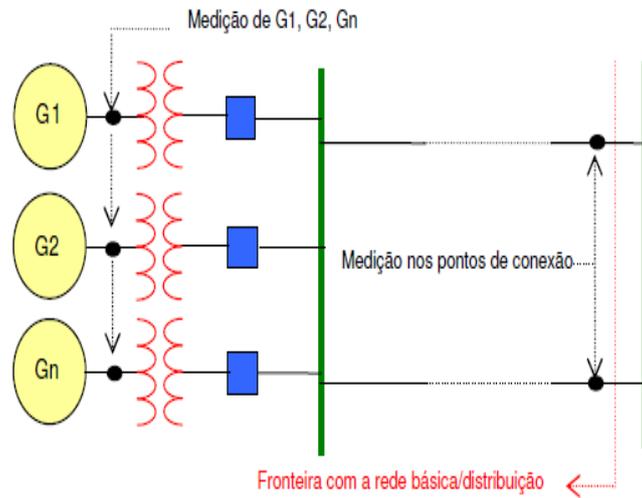


Fonte: (ONS, 2012b)

A topologia apresentada na Figura 3.18 deverá ser observada por usinas classificadas na modalidade de operação como Tipo I, que se conectam à rede básica ou rede de distribuição

através de linhas de transmissão de uso exclusivo, onde a medição deve ser nos pontos de conexão.

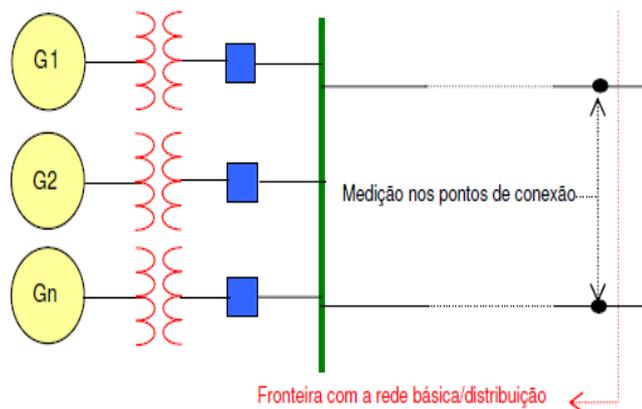
Figura 3.18: Conexão para geradoras do Tipo I que usam linhas de transmissão de uso exclusivo.



Fonte: (ONS, 2012b)

Em usinas classificadas na modalidade de operação como Tipo II e Tipo III, que se conectam à rede básica ou rede de distribuição através de linhas de transmissão de uso exclusivo, a medição deve ser nos pontos de conexão, em conformidade com a Figura 3.19.

Figura 3.19: Conexão para geradoras do Tipo II que usam linhas de transmissão de uso exclusivo.

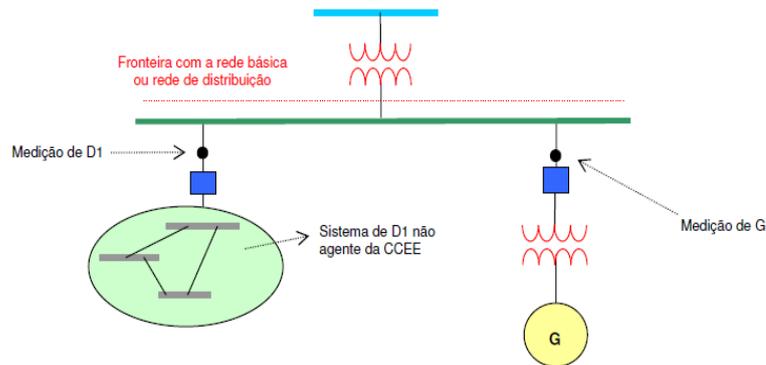


Fonte: (ONS, 2012b)

Nos pontos de conexão de Distribuidor ou Gerador não agente da CCEE, a topologia de

conexão da medição de faturamento deverá ser realizada em conformidade com a apresentada na Figura 3.20

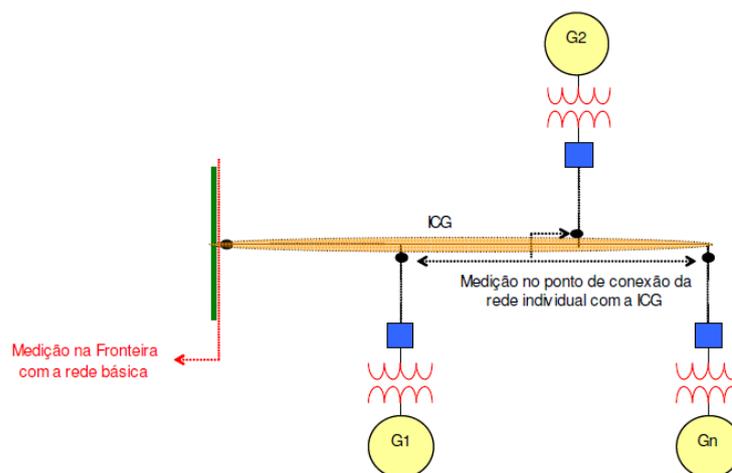
Figura 3.20: Conexão para geradoras do Tipo II que usam linhas de transmissão de uso exclusivo.



Fonte: (ONS, 2012b)

A Figura 3.21 apresenta a topologia nos pontos de conexão para as instalações de transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), com a Rede Básica.

Figura 3.21: Conexão para geradoras do Tipo II que usam linhas de transmissão de uso exclusivo.



Fonte: (ONS, 2012b)

É possível ser verificada a importância das medições individuais por geradora no ponto de conexão, tendo em vista que há apenas uma medição na fronteira com a rede básica. Assim

a gestão da contabilização de cada uma das geradora, G_1 , G_2 , G_n se dará a partir da diferença entre a medição na fronteira com a rede básica e medição bruta de cada central de geração.

A avaliação de alternativas ao estabelecido nesta especificação deve ser analisada e aprovada pelo ONS.

A medição de retaguarda é de caráter obrigatório e deve ser composta de um medidor igual ou equivalente ao medidor principal, instalado no mesmo painel, com as mesmas informações de corrente e tensão (mesmos enrolamentos secundários dos transformadores para instrumentos), atendendo às características técnicas, sobretudo, aquelas relativas à comunicação.

Importante ser ressaltado que o cadastramento da medição física junto a CCEE tem processo próprio e definido dentro do PdC CCEE (2006).

Para inicializar o processo de mapeamento do ponto de medição, a primeira etapa a ser realizada pelo agente de medição é o envio de documento com a solicitação de mapeamento do ponto de medição em conformidade com o parecer de acesso (documento que define o ponto de conexão do agente com a RB).

Neste documento são cadastradas as seguintes informações:

- Descrição do Ponto de Medição;
- Agente Conectante;
- Agente Conectado;
- Nome da instalação do Agente Conectante;
- Endereço da instalação do Agente Conectante;
- Nome da instalação do Agente Conectado;
- Endereço da instalação do Agente Conectado;
- Responsável pela instalação do Sistema de Medição de Faturamento;
- Identificação do nível de tensão do ponto de medição (conforme definido no contrato de conexão CCD ou CCT);
- Nível de tensão de contratação;
- Contrato de uso (CUSD ou CUST);
- Natureza do Ponto de Medição: a) PCH; b) Autoprodutor autorizado a comercializar excedente de geração; c) Autoprodutor não autorizado a comercializar excedente de

geração; *d*) Produtor Independente; *e*) Consumidor Livre; *f*) Consumidor Especial; *g*) Demais pontos de distribuição; *h*) Demais pontos de geração; *i*) Intercâmbio entre Sub-mercados; *j*) Conexão internacional.

- Ato Regulatório de autorização ;
- Diagrama(s) Unifilar(es), contendo a identificação do Ponto de Medição a ser mapeado;
- Aprovação do Projeto de Medição para Faturamento (documento emitido pelo ONS).

3.4 Conclusão

A medição do consumo de energia elétrica está diretamente relacionada ao faturamento das empresas. Um aspecto importante é o desenvolvimento de novas tecnologias, metodologias e sistemas para obtenção (leitura e concentração) das grandezas elétricas, como forma de assegurar a contabilização e uma melhor eficiência do sistema elétrico de potência.

O perfeito entendimento do SMF visa minimizar os impactos das perdas, melhorar o entendimento sobre a contabilização e qualidade de energia e para o caso específico das gerações, permitir um melhor acompanhamento da eficiência e rentabilidade dos investimentos.

As perdas comerciais refletem diretamente no aumento da tarifa, como forma de compensar o montante não contabilizado. E para o caso das empresas geradoras de energia, repercutem de forma mais expressiva tendo em vista que o valor de tarifa contratada dentro dos leilões, tem reajuste por indicadores financeiros e não baseados em avaliações como o processo de reajuste tarifário.

4 TEORIAS DAS POTÊNCIAS

4.1 Introdução

A fatura de energia elétrica é composta de três custos distintos a saber:

- energia gerada/consumida;
- transporte da energia (transporte de energia até as unidades consumidoras, transmissão e distribuição); e
- encargos setoriais e tributos.

O valor da energia gerada/consumida é baseada na *potência ativa* (P) medida pelos medidores de energia, que é considerada uma potência útil para o consumidor/cliente, no entanto os termos “potência ativa” e “energia útil” são sinônimos apenas para sistemas simétricos com tensão de alimentação senoidal e com cargas lineares e equilibradas. Tal fato pode não ser verdade quando aplicado a situações em que as tensões e correntes são não senoidais e / ou assimétricas o que é uma realidade em sistemas trifásicos, principalmente em parques de geração e indústrias.

A conversão de energia e o desempenho de cargas não lineares dependem geralmente, da forma de onda de tensão e corrente e da simetria delas, sendo que o processo de conversão de energia pode causar distorções e assimétrias nas formas de onda de tensão e corrente. Por outro lado existe a possibilidade de consumidores/clientes com cargas não lineares e/ou desequilibradas gerar correntes harmônicas e assimétricas, o que impacta negativamente nos equipamentos e no sistema de distribuição como um todo, conforme apresentado por Wagner et al. (1993).

Em qualquer um dos casos, a metodologia de medição baseada somente em potência ativa e na quantidade de energia transmitida (Wh) pode incorrer em perda de receita tanto para a concessionária como para o cliente.

Czarnecki (1996a) ressalta a importância dos estudos sobre a precisão das medições, principalmente com o objetivo de garantir a equidade da energia entre clientes e concessionárias de energia.

As discussões sobre os resultados das medições de potências e a análise de suas representações físicas são temas recorrentes e bastante polêmicos, datam de épocas remotas e ainda hoje continuam a ser controversos.

Emanuel (2010) apresenta um comentário que bem retrata à necessidade da universalização dos conceitos associados a medição, que foi então feito por Karapetoff: “ Quaisquer

definições de fator de potência, que não podem ser realizadas com simples e práticos instrumentos de medição, permanecerá como letra morta. Por outro lado, uma definição que pode não ser muito rigorosa, teoricamente, pode vir a ser de grande utilidade prática se as medidas correspondentes são simples e podem ser facilmente compreendidas pelos engenheiros de operação e medição”.

4.2 Histórico da Teoria das Potências

Paredes (2012) apresenta um levantamento bibliográfico sobre a evolução das medições.

- Maxwell (1865) introduziu o conceito de defasagem causado por elementos reativos.
- Sulzberger (2003) apresentou a patente do conceito de um sistema de transmissão em corrente alternada (CA) realizado por Gaulard e Gibbs em 1881.
- Foi observado por Shallenberger (1888), os fenômenos de oscilação da potência entre uma fonte de tensão (CA) e a carga causada pelo ângulo de defasagem da tensão e da corrente.
- Em 1891 Westinghouse instalou um dos primeiros sistemas de transmissão monofásica CA.
- Steinmetz (1897), demonstrou que uma carga não linear produz correntes não ativas sem alterar o ângulo de fase e em 1893 descreveu o fenômeno de ressonância elétrica e um dos primeiros trabalhos que utiliza o termo harmônico foi escrito por Houston e Kenenlly em 1894, Emanuel (2000), o que motivou a aparição das primeiras definições de potência aplicadas a circuitos monofásicos CA.
- A primeira definição de potências aplicadas a circuitos monofásicos CA foi proposta por Steinmetz (1897), que definiu os três tipos de potências que usualmente conhecemos como: aparente S , ativa P e reativa Q . Ele também propôs o uso do fator de potência FP como sendo a razão entre a potência ativa e aparente.
- Campos, Lupi, Norsa e Niethammer iniciaram os estudos relacionados com a assimetria de tensões e correntes de um motor polifásico devido a cargas monofásicas situadas em outros pontos da rede. Tal estudo proporcionou as definições conhecidas de potência aparente vetorial (S_V) e potência aparente aritmética (S_A), as quais foram motivo de discussão por, praticamente, um século. E ainda são mencionadas nas diferentes versões das Normas Americanas Pratt (1920).
- Fortescue (1918) publicou a *teoria de componentes simétricas*, em resposta aos problemas de desequilíbrio.

- Em 1920, pela primeira vez, uma comissão especial formada pelo American Institute of Electrical Engineers (AIEE) e a National Electric Light Association (NELA) discutiu o significado e aplicação do fator de potência vetorial (FP_V) e o fator de potência aritmético (FP_A) em sistemas polifásicos.
- Os estudos referentes às propriedades das potências em circuitos desequilibrados, foram introduzidos por Lyon em 1920 e Buchholz em 1922, respectivamente. Uma das principais observações destes estudos foi que o desbalanço da carga piora o fator de potência.
- Budeanu (1927) desenvolveu o primeiro equacionamento no *domínio da frequência* decompondo a potência aparente em três parcelas: potência ativa P , potência reativa Q e potência distorcida D , e foi adotada pela Norma Americana. Esta teoria é também conhecida como *Teoria Convencional* e por ser a referência comparativa deste trabalho será melhor detalhada em um item a parte.
- Czarnecki em 1987, demonstrou detalhadamente as deficiências relacionadas à *Teoria de Budeanu*, sendo o principal argumento o fato de que a redução da potência reativa não contribui com a redução do valor eficaz da corrente de alimentação e que a potência de distorção pode não ter nenhuma relação com as distorções relacionadas às formas de onda de tensão e corrente.

Os precursores das críticas a Budeanu foram Sheoherd e Zakikhani, e mesmo após o detalhamento dos pontos falhos por Czarnecki, o Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) manteve as definições de Budeanu até 2010.(EMANUEL, 2004).

- Fryze (1931) analisa a potência no domínio do tempo, fazendo uma decomposição ortogonal e Depenbrock faz contribuições a estas definições.
- Lyon (1933) e Goodhue, trazem a definição de potência e de fator de potência em função da transferência da potência máxima transferível para um nível de tensão e de perdas na transmissão;
- Curtis e Silsbee (1935) publicaram, a pedido do Institutes Committee on Instruments and Measurements do A.I.E.E., o artigo onde foram dados conceitos e definições fundamentais às quantidades relacionadas com a potência em circuitos monofásicos senoidais e não senoidais, assim como circuitos polifásicos equilibrados e desequilibrados em condições senoidais e não-senoidais de CA, que, depois foram as bases para a formulação das normas americanas.
- Em 1950, Buchholz (1950) faz contribuições significativas sobre a decomposição das correntes em sistemas polifásicos.
- Depenbrock (1962), em sua tese de doutorado estabelece bases para o cálculo instantâneo das componentes de corrente em sistemas polifásicos genéricos (*correntes instantâneas*).

- Somente em 1979 esta teoria fica conhecida como *método FBD–Fryze – Buchholz – Depenbrock* e
- Em 1982, Akagi, Kanazawa e Nabae publicaram a primeira versão da teoria conhecida como *Teoria de Potências Instantâneas*, que será melhor detalhada para um perfeito entendimento do trabalho Akagi e Nabae (1983).

4.3 Abordagem no domínio da frequência - Budeanu

O método de Budeanu foi fundamentado na generalização do conceito de potências para cargas lineares, e em circuitos com formas de onda de tensão senoidais e periódicas, considerando somente as componentes de frequência fundamental. É considerada a teoria que dá origem às definições de potência no domínio da frequência.

Reconhecido também como *Teoria Convencional*, o método recebeu muitas críticas, como por exemplo Czarnecki (1987). Contudo, resiste a mais de 80 anos, principalmente pelo fato de que ao reconhecer uma potência não ativa diferente da potência reativa, foi possível estabelecer o primeiro passo em direção a uma melhor compreensão do fluxo de energia em circuitos com cargas não-lineares.

A teoria é explicada a partir do valor *rms* (do inglês root means square) quadrático dos harmônicos de corrente que podem ser divididos em dois termos ortogonais a saber:

$$I_h^2 = (I_h \cdot \cos\theta_h)^2 + (I_h \cdot \sen\theta_h)^2. \quad (4.1)$$

Em que θ_h é ângulo de fase formado entre os fasores das harmônicas de tensão V_h e de corrente I_h .

A partir de (4.1), a potência aparente quadrática será definida por:

$$S^2 = \sum_{h=1}^v \cdot V_h^2 \cdot \left[\sum_{h=1}^v \cdot (I_h \cos\theta_h)^2 \right] + \sum_{h=1}^v \cdot V_h^2 \cdot \left[\sum_{h=1}^v \cdot (I_h \sen\theta_h)^2 \right]. \quad (4.2)$$

Aplicando Lagrange em (4.2), tem-se:

$$S^2 = \left(\sum_{h=1}^v \cdot V_h I_h \cdot \cos\theta_h \right)^2 + \left(\sum_{h=1}^v \cdot V_h I_h \cdot \sen\theta_h \right)^2 + \sum_{m=1}^{v-1} \sum_{n=m+1}^v (V_m I_n \cos\theta_n - V_n I_m \cos\theta_m)^2 + \sum_{m=1}^{v-1} \sum_{n=m+1}^v (V_m I_n \sen\theta_n - V_n I_m \sen\theta_m)^2, \quad (4.3)$$

Ou ainda:

$$S^2 = \left(\sum_{h=1}^v \cdot V_h I_h \cdot \cos \theta_h \right)^2 + \left(\sum_{h=1}^v \cdot V_h I_h \cdot \sin \theta_h \right)^2 + \sum_{m=1}^{v-1} \sum_{n=m+1}^v [(V_m I_n)^2 + (V_n I_m)^2 - 2V_m V_n I_m I_n \cdot \cos(\theta_m - \theta_n)]. \quad (4.4)$$

A raiz quadrada do termo de (4.4) representa o total da potência ativa.

$$P = \sum_{h=1}^v V_h I_h \cdot \cos \theta_h. \quad (4.5)$$

O termo que segue (4.6) é definido dentro da teoria como a potência reativa.

$$Q_B = \sum_{h=1}^v V_h I_h \cdot \sin \theta_h. \quad (4.6)$$

E o último termo é a potência de distorção.

$$D_B = \sqrt{\sum_{m=1}^{v-1} \sum_{n=m+1}^v [(V_m I_n)^2 + (V_n I_m)^2 - 2V_m V_n I_m I_n \cdot \cos(\theta_m - \theta_n)]}. \quad (4.7)$$

Para os sistemas senoidais, a característica de redução de perdas na linha devido a redução da potência reativa para uma mesma transferência de energia é validada. Entretanto, a metodologia de Budeanu não preserva essa característica para sistemas não senoidais e esse fato motivou Czarnecki (1996b) em rejeitar a teoria.

Ainda em 1987, Czarnecki (1987) tem demonstrado que as potências reativa e de distorção definidas no método de Budeanu não possuem atributos que possam ser relacionados aos fenômenos físicos em circuitos com formas de onda não senoidais.

Além de Shepherd, Zakikhani, Czarnecki, Akagi terem apontado deficiência na metodologia da potência reativa proposta por *Budeanu*, o conceito desta medição foi retirado da IEEE 1459 no ano de 2010 IEEE... (2010).

4.4 Abordagem no domínio do tempo - Fryze

A origem da análise da teoria de potências no domínio do tempo se deu através do trabalho Fryze (1932), que foi baseado no fato de que em condições senoidais as tensões e correntes são determinadas por: $v = \hat{V} \cdot \sin \cdot (\omega t)$ e $i = \hat{I} \cdot \sin \cdot (\omega t - \theta)$

Fazendo a separação da corrente em suas componentes ativa e não ativa respectivamente, teremos: $i_a = \hat{I} \cdot \cos \theta \cdot \sin \cdot (\omega t) = \hat{I}_a \cdot \sin \cdot (\omega t)$;

$I_a = I \cos \theta = G V$. Sendo a componente ativa e

$$i_b = -\hat{I} \cdot \sin \theta \cdot \cos(\omega t) = -\hat{I}_b \cdot \sin(\omega t);$$

$I_b = I \sin \theta = B V$. Sendo a componente não ativa.

Onde G é uma condutância definida como, $G = \frac{I \cdot \cos \theta}{V} = \frac{V \cdot I \cdot \cos \theta}{V^2} = \frac{P}{V}$ e

B é uma susceptância definida como, $B = \frac{I \cdot \sin \theta}{V} = \frac{V \cdot I \cdot \sin \theta}{V^2} = \frac{Q}{V}$.

O conceito acima é conhecido como triângulo das potências, S , P , Q ; com $P = V I_a$, $Q = V I_b$ e $S = V \sqrt{I_a^2 + I_b^2}$.

Fryze fez a expansão desta definição para situações não senoidais, sendo a idéia original considerar uma componente de corrente instantânea que imitasse a forma de onda da voltagem; Esta corrente i_a atual, é chamada de *corrente ativa instantânea*, e dimensionada para produzir a potência ativa suportado pela tensão v e atual corrente instantânea real i . Assim a corrente ativa é definida como sendo,

$$i_a = Gv = G \sum_h \hat{V}_h \cdot \sin(h\omega t + \alpha_h) = \sum_h \hat{I}_{ah} \cdot \sin(h\omega t + \alpha_h) = \sum_h \hat{I}_{ah}. \quad (4.8)$$

e a potência ativa como

$$P = G \sum_h V_h^2 = G V^2. \quad (4.9)$$

A variável G tem o mesmo significado para a análise senoidal e mantém as mesmas propriedades matemáticas, logo

$$G = \frac{1}{R} = \frac{I_a}{V_1} = \dots = \frac{I_{ah}}{V_h} = \frac{P}{V} = \frac{I_a}{V}. \quad (4.10)$$

E o restante da componente de corrente fica definido como,

$$i_b = i - i_a. \quad (4.11)$$

A partir desta definição temos $P = \frac{1}{T} \int_0^T v i_b dt = \frac{1}{T} \int_0^T v (i - i_a) dt = 0$.

Originalmente, a corrente ativa é obtida através da "condutância equivalente" do sistema e representa a corrente de uma carga puramente resistiva, a qual, para uma mesma tensão, absorve a mesma potência ativa (P) da carga realmente utilizada. Se a corrente i_b fosse completamente eliminada ou compensada, o fator de potência seria unitário.

A introdução do conceito de ortogonalidade entre as parcelas de corrente ativa e não ativa é a grande contribuição de Fryze. Além disso, permite quantificar o total de energia

supérflua (não ativa) de um sistema elétrico, podendo as componentes i_a e i_b ser utilizadas com bastante precisão inclusive para a mitigação das perdas inerente a essa parcela de energia não ativa, através do projeto de filtros ativos de potência, para eliminação de i_b .

A desvantagem é que, pelo fato de agrupar todos os “distúrbios” de corrente na parcela i_b , tal teoria não permite o aprofundamento dos estudos sobre cada tipo de fenômeno físico envolvido na transferência de energia, bem como não permite a monitoração para fins de tarifação ou compensação “seletiva” de determinadas parcelas de corrente e potência e, finalmente, não explora circuitos polifásicos.

4.5 Método F. Buchholz

Buchholz (1920) estendeu o trabalho de Fryze para sistemas polifásicos. Em seu estudo observou que nas linhas de transmissão há perdas provocadas pelo efeito joule, essas perdas são proporcionais à corrente, conseqüentemente são proporcionais a uma parcela da potência ativa e da potência reativa. Para uma fase de um sistema equilibrado sem neutro tem-se as perdas pelo efeito Joule:

$$P_e = rI^2 = s(S/V)^2 = S(r^2/V^2). \quad (4.12)$$

$$P_e = r(P^2 + Q^2)/V^2 = r(P^2/V^2 + Q^2/V^2). \quad (4.13)$$

Onde,

- V é tensão na carga;
- r é resistência da linha de transmissão e
- $S^2 = P^2 + Q^2$.

A perda por efeito Joule em sistemas equilibrados é definida como sendo

$$P_e = 3 r I^2 = 3r P^2/V^2 + 3r Q^2/V^2 \quad (4.14)$$

Emanuel (1993), mostra que em condições desequilibrada e/ou não-senoidal, a potência trifásica complexa obtida pela soma das potências das fases dada pela teoria convencional tem significado diferente, principalmente quando relacionada às perdas pelo efeito Joule, provocadas pela parcela da potência ativa que não representa o verdadeiro grau de utilização das linhas, não correspondendo à potência dissipada na linha. As parcelas de perdas vistas em (4.13) se forem consideradas para uma fase isolada podem ser errôneas. Para essa correção sugere-se uma corrente eficaz trifásica:

$$3 r I^2 = r (I_a^2 + I_b^2 + I_c^2). \quad (4.15)$$

Resultando em

$$I_e = \sqrt{(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2)/3}. \quad (4.16)$$

De forma análoga, a tensão é definida como

$$V_e = \sqrt{(V_a^2 + V_b^2 + V_c^2)/3}. \quad (4.17)$$

Sendo definida então a potência aparente de Buchholz-Goodhue:

$$S_e = 3 V_e I_e. \quad (4.18)$$

Sendo S_e a simbologia usada para definir potência aparente eficaz.

Tal definição foi incluída na *Standart* 1459 do IEEE com o nome de potência aparente efetiva “ S_e ”, So (2002).

A partir da 4.18 foi definida a **potência ativa coletiva** como sendo

$$S_{\Sigma} = 1/T \int_0^T p_{\Sigma} dt. \quad (4.19)$$

A partir da definição das potências, Buchholz estabeleceu da mesma forma que Fryze, que as correntes instantâneas em cada condutor do sistema polifásico poderiam ser decompostas em duas parcelas: uma ativa e outra não ativa, Paredes (2012).

No caso de desequilíbrio e/ou distorções harmônicas $S_e < S$, onde S é a potência aparente convencional:

$$S = |S_a + S_b + S_c| = |V_a I_a + V_b I_b + V_c I_c|. \quad (4.20)$$

Em regime permanente senoidal e equilibrado, será

$$S_e = 3 V_e I_e = 3 V_a I_a = S. \quad (4.21)$$

Buchholz emprega magnitudes instantâneas de um sistema polifásico com um número genérico de fases e não distingue condutores de fase e de neutro para o cálculo da potência aparente coletiva S_Σ . Uma grande contribuição de Buchholz foi a introdução dos valores coletivos de tensão e corrente para o cálculo da potência aparente.

Esta teoria, por ser apenas uma expansão da teoria de Fryze, também não permite o aprofundamento dos estudos sobre cada tipo de fenômeno físico envolvido na transferência de energia.

4.6 Método Manfred Depenbrock

Depenbrock a partir do método Fryze, criou um modelo mais detalhado, onde as componentes não senoidais de tensão e corrente são separadas em componente fundamental e harmônica total. Esse método é também conhecido como **FBD** “*Fryze-Buchholz-Depenbrock*”.

Assim como Buchholz, a proposta de Depenbrock utiliza a referência externa para a medida das tensões.

Independentemente dos valores das tensões nas fases, as “ m ” tensões medidas em relação ao ponto virtual “ $*$ ” e as “ m ” correntes satisfazem as leis de tensões e correntes de Kirchhoff, Depenbrock (1998).

$$\sum_{\mu=1}^m v_{\mu*} = 0; \quad \sum_{\mu=1}^m i_{\mu} = 0. \quad (4.22)$$

Depenbrock estabeleceu as bases para a decomposição de novas parcelas de corrente

nos sistemas polifásicos, as quais chamou de *correntes instantâneas de potência* (*Power Currents*).

Assim, a corrente instantânea em cada fase do sistema i_μ é decomposta em parcelas de corrente proporcionais e ortogonais à tensão, definindo assim:

As *correntes de potência* ($i_{p\mu}$) são responsáveis pela potência instantânea, incluindo possíveis oscilações relacionadas com harmônicos e desequilíbrios:

$$i_{p\mu} = (p_\Sigma v_\Sigma^2) \cdot v_{\mu*} = G_p v_{\mu*}, \quad (4.23)$$

onde G_p é referida como uma condutância equivalente instantânea (por fase) de uma carga polifásica. Nota-se que, o valor de G_p não é constante no tempo.

As *correntes de potência zero* ($i_{z\mu}$), não contribuem para a transferência de energia, e estas correntes poderiam ser compensadas sem a necessidade de armazenadores de energia, Depenbrock (1992):

$$i_{z\mu} = i_\mu i_{p\mu}; P_{\Sigma z} = \sum_{\mu=1}^m v_{\mu*} \cdot i_{z\mu} = 0. \quad (4.24)$$

As *correntes ativas* ($i_{a\mu}$) são as responsáveis pela transferência de energia média para a carga.

$$i_{a\mu} = (p_\Sigma v_\Sigma^2) \cdot v_{\mu*} = G_a v_{\mu*}, \quad (4.25)$$

Diferentemente de G_p definida em (4.23), a condutância G_a representa a condutância equivalente (*por fase*) de uma carga polifásica, e seu valor sempre é constante no tempo. Além disso, (4.24) é idêntica a definida por Buchholz.

As *correntes não-ativas* ($i_{na\mu}$), estão associadas aos vários tipos de distúrbios e oscilações que afetam a potência instantânea, mas não transferem energia média para as cargas. São definidas como:

$$i_{na\mu} = i - i_{a\mu}. \quad (4.26)$$

As *correntes de variação* ($i_{v\mu}$), são as que permitem relacionar as correntes de potência ($i_{p\mu}$) com as correntes ativas ($i_{a\mu}$), e podem ser calculadas por:

$$i_{v\mu} = i_{p\mu} - i_{a\mu} = i_{na\mu} - i_{z\mu}. \quad (4.27)$$

Depenbrock tem sido um dos grandes responsáveis pela divulgação da potência aparente de Buchholz, bem como sobre a necessidade de definir um “ponto de referência vir-

tual” para as medidas das tensões também sugeridas por Buchholz. Em sistemas trifásicos com condutor de retorno (neutro), cargas desbalanceadas e/ou não lineares fazem com que flua corrente no condutor de neutro e, de acordo com (DEPENBROCK, 1998), tal condutor deve ser tratado como um condutor de fase.

A teoria **FBD** tem sua origem na área de compensação de distúrbios, embora, com uma definição mais simples que a *teoria pq* e sem o uso de transformações de coordenadas, tais como, $\alpha\beta$; $dq0$, etc. No entanto, esta teoria pode apresentar algumas limitações em termos de interpretação de fenômenos físicos (MARAFAO F. P.; LIBERADO, 2011), por exemplo, baseado no fato de não separar a componente reativa e a componente de desbalanço da corrente total. Portanto, as componentes $i_{v\mu}$ e $i_{z\mu}$ podem combinar os efeitos do comportamento reativo convencional, desequilíbrios e harmônicos.

4.7 Método IEEE STD. 1459-2000 e 2010

O IEEE mostra algumas definições para calcular os valores de tensão e corrente equivalentes para o sistema trifásico e da potência aparente efetiva (que assume um circuito virtual balanceado, apresentando exatamente a mesma perda de linha de um circuito desbalanceado), como uma alternativa para o cálculo da potência aparente de forma aritmética. Neste trabalho, há a separação das parcelas fundamentais de potência de sequência positiva das demais componentes de potência, como potências não ativas e potências não fundamentais. O cálculo das componentes de tensão e corrente equivalentes se dá na seguinte forma para os sistemas trifásicos a quatro fios:

$$V_e = \sqrt{\frac{1}{18}[3 \cdot (V_a^2 + V_b^2 + V_c^2) + V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2]}. \quad (4.28)$$

$$I_e = \sqrt{\frac{1}{3}(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) + I_n^2}. \quad (4.29)$$

E para o caso de sistemas a três fios os valores serão:

$$V_e = \sqrt{\frac{1}{9}[(V_a^2 + V_b^2 + V_c^2)]}. \quad (4.30)$$

$$I_e = \sqrt{\frac{1}{3}(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2)}. \quad (4.31)$$

A potência aparente pode ser definida como,

$$S_e = 3 \cdot V_e \cdot I_e. \quad (4.32)$$

e a potência ativa é obtida a partir da integração da potência instantânea,

$$P = \frac{1}{K} T \int_0^{KT} (V_a I_a + V_b I_b + V_c I_c) dt. \quad (4.33)$$

Onde, T é o período de integração e K é um inteiro que define o número de ciclos.

A parcela não ativa fica resumida a expressão,

$$N = \sqrt{S_e^2 - P^2}. \quad (4.34)$$

Para condições não senoidais a decomposição da tensão e da corrente em componentes fundamental e harmônicas é definida como:

$$V_e^2 = V_{e1}^2 + V_{eH}^2. \quad (4.35)$$

$$I_e^2 = I_{e1}^2 + I_{eH}^2. \quad (4.36)$$

Tal que:

$$V_{e1} = \sqrt{\frac{1}{18} [3 (V_{an1}^2 + V_{bn1}^2 + V_{cn1}^2) + V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ac}^2]}. \quad (4.37)$$

$$V_{e1} = \sqrt{\frac{1}{3} (I_{a1}^2 + I_{b1}^2 + I_{c1}^2) + I_{n1}^2}. \quad (4.38)$$

$$V_{eH} = \sqrt{V_e^2 - V_{e1}^2}. \quad (4.39)$$

$$I_{eH} = \sqrt{I_e^2 - I_{e1}^2}. \quad (4.40)$$

A expressão da potência aparente efetiva, para a condição do sistema com formas de onda não senoidais e desbalanceadas é definida como:

$$S_{e2} = S_{e1}^2 + S_{eN}^2. \quad (4.41)$$

Onde a potência aparente fundamental efetiva é $S_{e1} = 3V_{e1} \cdot I_{e1}$.

E a potência aparente não fundamental efetiva é $S_{eN} = \sqrt{S_e^2 - S_{e1}^2}$ que é composta

pelas seguintes componentes (potência de distorção de corrente, potência de distorção de tensão e potência aparente harmônica) conforme abaixo:

$$S_{eN}^2 = D_{eI}^2 + D_{eV}^2 + S_{eH}^2. \quad (4.42)$$

Tal que,

$$D_{eI} = 3 V_{e1} I_{eH}. \quad (4.43)$$

$$D_{eV} = 3 V_{eH} I_{e1}. \quad (4.44)$$

$$S_{eH} = 3 V_{eH} I_{eH}. \quad (4.45)$$

$$D_{eH} = \sqrt{S_{eH}^2 - P_{eH}^2} \quad (4.46)$$

Assim, S_{eN} pode ser expressa em função das distorção harmônica total equivalente de tensão e corrente.

Para a tensão,

$$T H D_{eV} = \frac{V_{eH}}{V_{e1}}. \quad (4.47)$$

e para corrente,

$$T H D_{eI} = \frac{I_{eH}}{I_{e1}}. \quad (4.48)$$

As potências ativa e reativa com maior contribuição, são as de sequência positiva na frequência fundamental, respectivamente (P_1^+) e (Q_1^+). A partir destas é definida a potência aparente fundamental de sequência positiva definida por:

$$S_1^+ = \sqrt{(P_1^+)^2 + (Q_1^+)^2}. \quad (4.49)$$

E as potências ativa e reativa sendo definidas em (4.50) e em (4.51) respectivamente.

$$P_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \cos\phi_1^+. \quad (4.50)$$

$$Q_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \sin\phi_1^+. \quad (4.51)$$

Sendo possível definir o fator de potência fundamental a partir das equações (4.50) e (4.51) como sendo,

$$FP_1^+ = \frac{P_1^+}{Q_1^+}. \quad (4.52)$$

E o fator de potência efetivo é definido como:

$$FP_e = \frac{P}{S_e}. \quad (4.53)$$

Para o caso de situações desbalanceadas, a definição da potência aparente fundamental de desbalanço definida em (4.54), permite uma melhor avaliação do impacto desta condição.

$$S_{U1} = \sqrt{S_{e1}^2 - (S_1^+)^2}. \quad (4.54)$$

Um ponto de extrema impotência na metodologia do IEEE é a separação das componentes fundamentais e de sequência positiva, o que facilita a compreensão dos fenômenos físicos, a medição e tarifação das potências envolvidas.

4.8 A Teoria pq

A Teoria pq também conhecida como teoria instantânea das potências ativas e reativas, foi proposta em Akagi e Nabae (1983) com o propósito de fazer controle de filtros ativos de potência.

Os novos conceitos de potência ativa e reativa instantânea, válido para regimes permanente e transitório, assim como para formas de ondas genéricas de tensão e corrente foi primeiramente desenvolvido para sistemas trifásicos a 3 fios e depois estendida para sistemas trifásicos a 4 fios Akagi, Kanazawa e Nabae (1984).

A grande diferença entre as *Teorias Convencional* e pq é o fato de que a *Convencional* considera o sistema trifásico como sendo uma sobreposição de 3 sistemas monofásicos. Enquanto que a teoria pq considera o sistema trifásico como sendo único e onde as fases tem interações entre si.

A Teoria tem duas abordagens distintas, uma que faz uso da transformação algébrica de Clarke e outra que faz uso das componentes simétricas, trabalhando nas coordenadas a,b,c .

4.8.1 Abordagem a partir da transformação de Clarke

A primeira abordagem tem por base a transformação algébrica de Clarke ($a, b, c \rightarrow \alpha, \beta$), onde um sistema trifásico é transformado em um sistema bifásico.

Pode-se calcular a potência instantânea trifásica nas componentes $\alpha\beta$. Portanto, a potência real instantânea é definida por:

$$p_{3\phi} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c,$$

$$p = v_{\alpha}i_{\alpha} + v_{\beta}i_{\beta} + v_0i_0. \quad (4.55)$$

sendo que para sistemas a 3 fios a componente homopolar (v_0i_0) não existe, já para um sistema a 4 fios pode haver a presença da componente homopolar.

Para o cálculo da potência imaginária, tem-se:

$$q = v_{\beta}i_{\alpha} - v_{\alpha}i_{\beta}. \quad (4.56)$$

A Componente de sequência zero é separada com o uso da transformada de Clarke, como apresentado em (4.57).

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_{\alpha} & v_{\beta} \\ 0 & v_{\beta} & -v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix}. \quad (4.57)$$

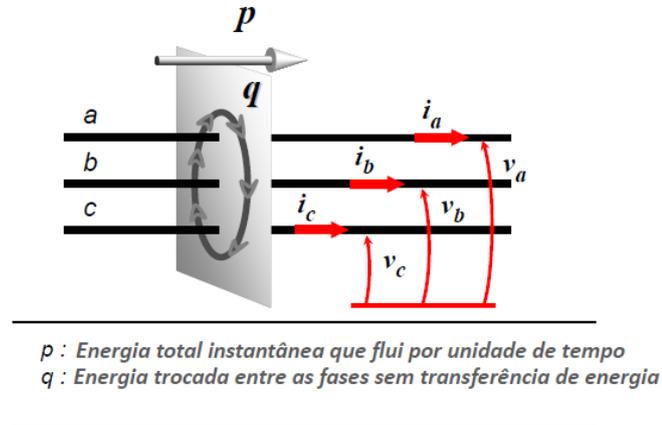
As potências real p , imaginária q e de sequência zero p_0 são obtidas a partir da 4.57.

Substituindo as variáveis α e β da potência imaginária q por suas correspondentes nas coordenadas a - b - c conforme apresentado em (4.57), a equação (4.56) poderá ser representada como:

$$q = \frac{1}{\sqrt{3}} [(v_b - v_c) i_a + (v_c - v_a) i_b + (v_a - v_b) i_c]. \quad (4.58)$$

O significado físico de (4.59), é que a potência imaginária q existe para cada uma das fases individualmente, mas quando agregadas, não contribuem para a potência ativa instantânea do sistema. A Figura 4.1 nos mostra a interação entre as fases mas sem transferência de energia.

Figura 4.1: Fluxo instantâneo de potência real e imaginária no sistema - Teoria pq.



Fonte: (AKAGI; WATANABE; AREDES,).

A base da teoria pq descrita a seguir, é apresentada em:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}. \quad (4.59)$$

onde: p é a potência real e q é a potência imaginária.

Desenvolvendo (4.59) para i_α e i_β , pode-se escrever as correntes nas coordenadas $\alpha\beta$ em função das potências real e imaginária, como segue.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}. \quad (4.60)$$

Desenvolvendo (4.60), tem-se:

$$i_\alpha = \frac{v_\alpha}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} p + \frac{v_\beta}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} q. \quad (4.61)$$

$$i_\beta = \frac{v_\beta}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} p - \frac{v_\alpha}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} q. \quad (4.62)$$

É possível verificarmos a existência de potência reativa individualizada por eixo ($\alpha\beta$) mas ao realizarmos a soma da potência total dos dois eixos, através da multiplicação de (4.61) por v_α e (4.62) por v_β elas se anulam. Este efeito pode ser observado a seguir:

$$v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta = \left(\frac{v_\alpha^2}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} + \frac{v_\beta^2}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \right) p + \left(\frac{v_\beta v_\alpha}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} - \frac{v_\alpha v_\beta}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \right) q. \quad (4.63)$$

Tanto a potência real quanto a potência imaginária, possuem parcelas constantes e parcelas variáveis. Portanto é interessante separar as potências em duas partes, são elas:

$$\begin{cases} p = \bar{p} + \tilde{p} \\ q = \bar{q} + \tilde{q} \\ p_0 = \bar{p}_0 + \tilde{p}_0 \end{cases} \quad (4.64)$$

onde, \bar{p} é a potência real contínua, e a potência que flui para a carga, \tilde{p} é a potência oscilante, e representa um fluxo de potência bidirecional entre a carga e a fonte; \bar{q} potência imaginária contínua e \tilde{q} potência imaginária oscilante, todos os harmônicos de tensão ou de corrente podem contribuir para a potência imaginária total. As duas parcelas de p_0 não podem ser separáveis, por isso esse termo é indesejável para o sistema.

4.8.2 Abordagem a partir do sistema abc

A segunda abordagem faz uso das componentes simétricas, que tem como grande importância a realização do cálculo de desbalanço dos sistemas trifásicos, onde tais eventos são avaliados por fase.

As expressões apresentadas a seguir representam as componentes simétricas das tensões e correntes nas coordenadas $\alpha\beta$ e 0.

$$v_\alpha = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{+n}\sin(\omega_n t + \phi_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{-n}\sin(\omega_n t + \phi_{-n}). \quad (4.65)$$

$$v_\beta = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{+n}\cos(\omega_n t + \phi_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{-n}\cos(\omega_n t + \phi_{-n}). \quad (4.66)$$

$$v_0 = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{6}V_{0n}\sin(\omega_n t + \phi_{0n}). \quad (4.67)$$

$$i_\alpha = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{+n}\sin(\omega_n t + \delta_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{-n}\sin(\omega_n t + \delta_{-n}). \quad (4.68)$$

$$i_\beta = \sum_{n=1}^{\infty} -\sqrt{3}I_{+n}\cos(\omega_n t + \delta_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{-n}\cos(\omega_n t + \delta_{-n}). \quad (4.69)$$

$$i_0 = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{6}I_{0n}\sin(\omega_n t + \delta_{0n}). \quad (4.70)$$

As tensões e correntes nas coordenadas $\alpha\beta$ e 0 tem contribuição das componentes simétricas, enquanto que a componente instantânea de sequência zero só depende da componente simétrica de sequência zero.

Com base nas correntes genéricas definidas acima, podemos calcular a *potência real*

p , a potência imaginária q e a potência de sequência zero p_0 .

A importância do cálculo está diretamente relacionada ao entendimento físico de cada uma destas potências e para facilitar essa análise as potências serão mostradas em suas partes médias e oscilantes.

$$\bar{p} = \sum_{n=1}^{\infty} 3V_{+n} \cdot I_{+n} \cos(\phi_{+n} - \delta_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} 3V_{-n} \cdot I_{-n} \cos(\phi_{-n} - \delta_{-n}), \quad (4.71)$$

$$\begin{aligned} \tilde{p} = & \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} 3V_{+n} \cdot I_{+n} \cos((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{+m} - \delta_{+n}) \right] + \\ & + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} 3V_{-n} \cdot I_{-n} \cos((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{-m} - \delta_{-n}) \right] + \\ & + \sum_{m=1}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{+m} \cdot I_{-n} \cos((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{+m} + \delta_{-n}) \right] + \\ & + \sum_{m=1}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{-m} \cdot I_{+n} \cos((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{-m} + \delta_{+n}) \right], \end{aligned} \quad (4.72)$$

$$\bar{q} = \sum_{n=1}^{\infty} 3V_{+n} \cdot I_{+n} \cos(\phi_{+n} - \delta_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} -3V_{-n} \cdot I_{-n} \sin(\phi_{-n} - \delta_{-n}), \quad (4.73)$$

$$\begin{aligned} \tilde{q} = & \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} 3V_{+m} \cdot I_{+n} \sin((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{+m} - \delta_{+n}) \right] + \\ & + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{-m} \cdot I_{-n} \sin((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{-m} - \delta_{-n}) \right] + \\ & + \sum_{m=1}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{+m} \cdot I_{-n} \sin((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{+m} + \delta_{-n}) \right] + \\ & + \sum_{m=1}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{-m} \cdot I_{+n} \sin((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{-m} + \delta_{+n}) \right], \end{aligned} \quad (4.74)$$

$$\bar{p}_0 = \sum_{n=1}^{\infty} 3V_{0n} \cdot I_{0n} \cos(\phi_{0n} - \delta_{0n}), \quad (4.75)$$

$$\begin{aligned} \tilde{p}_0 = & \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} 3V_{0m} \cdot I_{0n} \cos((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{0m} - \delta_{0n}) \right] + \\ & + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{\infty} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{0m} \cdot I_{0n} \sin((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{0m} + \delta_{0n}) \right]. \end{aligned} \quad (4.76)$$

A partir de (4.72) é possível verificarmos que os valores de \tilde{p} e \tilde{q} são compostos pelo produto de tensões e correntes de mesma frequência e mesma sequência, sendo portanto mais

genéricos que a $P_{3\varphi} = 3 \cdot V \cdot I \cdot \cos \cdot \varphi$ e $Q_{3\varphi} = 3 \cdot V \cdot I \cdot \sin \cdot \varphi$, pois estas só consideram a componente fundamental de sequência positiva.

4.8.3 Conclusão

A *teoria convencional* foi e continua sendo a grande referência para todos os estudos que envolvem sistemas elétricos de potência.

Dentre os questionamentos realizados a respeito desta teoria, é ressaltado o fato de que inicialmente foi concebida para sistemas monofásicos e o de que a redução da potência reativa, para uma condição senoidal, diminui a perda da linha para a mesma transferência de energia, não é mantida para condições não senoidais.

Este capítulo apresentou ainda que a principal deficiência da teoria proposta por Budeanu está no fato dele não ter definido as componentes de correntes ortogonais associadas às potências Q_B e D_B .

A *teoria de Fryze* foi a primeira a abordar a análise de potências no domínio do tempo e a introduzir o conceito de ortogonalidade entre as parcelas de corrente ativa e não ativa. Onde permite quantificar o percentual de energia não ativa de um sistema elétrico através das suas componentes i_a e i_b . Tendo como desvantagem o fato de agrupar todos os “distúrbios” de corrente em uma única parcela e portanto não permitindo o aprofundamento dos estudos sobre cada tipo de fenômeno físico envolvido na transferência de energia, bem como não permite a monitoração para fins de tarifação ou compensação “seletiva” de determinadas parcelas de corrente e potência e, finalmente, não explora circuitos polifásicos.

Por ser apenas uma expansão da *teoria de Fryze* para aplicação em sistemas polifásicos, a *teoria de Buchholz* não permite aprofundamento dos estudos sobre cada tipo de fenômeno físico envolvido na transferência de energia, sendo a sua grande contribuição a introdução dos valores coletivos de tensão e corrente para o cálculo da potência aparente.

A *teoria de Deppenbrock*, também conhecida como *FBD*, nasceu da composição das *teoria de Fryze* e a *teoria de Buchholz*. Tem como características principais a sua aplicação a sistemas multifases e a condição de permitir o cálculo instantâneo da potência não ativa. A sua formulação para potência aparente coletiva, é considerada como sendo a mais rigorosa apresentada até então, pois considera todos os fenômenos envolvidos, como perdas, transferência de energia, oscilações, etc. O ponto de observação para esta teoria está relacionado ao fato de que esta faz uso de um “ponto de referência virtual”, o que pode ser bastante interessante em algumas aplicações, como medição das tensões em sistemas trifásicos a três condutores, onde não há presença do condutor neutro e, normalmente, não são medidas as tensões da fase. No entanto, na presença de componentes homopolares, as medidas das tensões para o ponto estrela

virtual podem não representar os valores eficazes ou os valores instantâneos das tensões sobre os terminais da carga.

O padrão IEEE tem como contribuição o fato de separar as componentes fundamentais e de sequência positiva, isto facilita a compreensão dos fenômenos físicos, a medição e tarifação das potências envolvidas. Vale ressaltar que o método como é calculada a potência reativa no IEEE, não considera o efeito da defasagem entre tensão e corrente nas frequências superiores a fundamental de sequência positiva.

A *Teoria pq* considera o sistema trifásico como um único sistema, observando a interação entre as fases, diferentemente da teoria Convencional que considera o sistema trifásico formado por três sistemas monofásicos separados e sem interação entre eles.

Semelhante à *FBD*, a *teoria pq* tem sua origem na área de compensação de distúrbios, sendo mais complexa do que a *FBD* pois esta tem uma definição mais simples e sem o uso de transformações de coordenadas, tais como, $\alpha\beta$; $dq0$, etc.

De acordo com a análise da contribuição das harmônicas e/ou desbalanços na teoria *pq* as potências p e q podem ser separadas em uma componente média e outra oscilante.

As potências \bar{p} e \bar{q} dependem exclusivamente do produto das tensões e correntes na mesma frequência e mesma sequência, logo podem sofrer contribuição de todos os harmônicos. Caso apareça mais de um harmônico, esta composição implicará no aparecimento de \tilde{p} e \tilde{q} . Essa é uma vantagem da *Teoria pq* e um diferencial por permitir soluções para os problemas físicos identificados no processamento da energia através da modelagem de filtros ativos enquanto que na *Teoria Convencional* os valores adquiridos não possibilitam projetar circuitos compensadores.

A potência de sequência zero para sistemas equilibrados e balanceados não existe e assim ela somente aparecerá quando existir as parcelas média e oscilante, $p_0 = \bar{p}_0 + \tilde{p}_0$, não sendo possível desassociar uma da outra mesmo quando a sua ocorrência seja na frequência fundamental.

É importante enfatizar que a proposta da *teoria pq* leva em consideração tensões e correntes não senoidais e desbalanceadas, enquanto que a potência reativa definida na *teoria convencional* e o *padrão IEEE 1459-2010*, consideram apenas as componentes fundamentais e de sequência positiva. Por este motivo, é esperado a existência de divergências nos resultados dos cálculos a serem apresentados e avaliados através do estudo de caso no próximo capítulo.

5 RESULTADOS DAS ANÁLISES DOS DADOS COLETADOS

O objetivo deste capítulo é apresentar o resultado da aplicação das teorias *convencional*, *ativa e reativa instantânea (pq)* e *padrão IEEE 1459-2010* aos dados coletados a partir de um medidor utilizado para análise de qualidade de energia de uma Indústria do grupo A e em um parque de geração eólica. Esses resultados serão comparados com os lidos no medidor de medição para faturamento de forma a verificar possíveis divergências na medição para faturamento quando realizada com as teorias abordadas neste trabalho.

As teorias foram escolhidas considerando que:

1. A *teoria convencional* é a mais antiga das teorias, é utilizada como referência para o desenvolvimento de quase todas as demais teorias, por ter como motivação a medição e tarifação de energia elétrica e ser desenvolvida no domínio da frequência;
2. O *padrão IEEE 1459-2010* é motivada pelo máximo fornecimento de potência sendo uma aplicação semelhante a definida em (LYON, 1933) e ser desenvolvida no domínio da frequência e
3. *teoria pq* que é motivada pelo estudo de compensação dos distúrbios elétricos, a partir da associação dos seus valores calculados aos efeitos físicos que possam ter causado os distúrbios, sendo desenvolvida no domínio do tempo e amplamente difundida e aplicada à soluções de de eletrônica de potência com o objetivo de mitigar perdas.

5.1 Dados coletados

Para possibilitar a coleta dos dados necessários e suficientes a aplicação das teorias *convencional*, *pq* e *Standart IEEE 1459-2010*, foi feita a configuração no medidor de qualidade de energia de forma a adquirir os dados de tensão de fase, tensão de linha, magnitude e defasagem das corrente, fator de potência e harmônicos de tensão e corrente. Todos os dados foram aquisitados para cada fase do sistema trifásico.

Os critérios de coleta e integralização dos dados foram realizados observando o disposto na regulamentação nacional (Procedimento de rede 12 e 2.8).

As análises foram realizadas em duas etapas a saber:

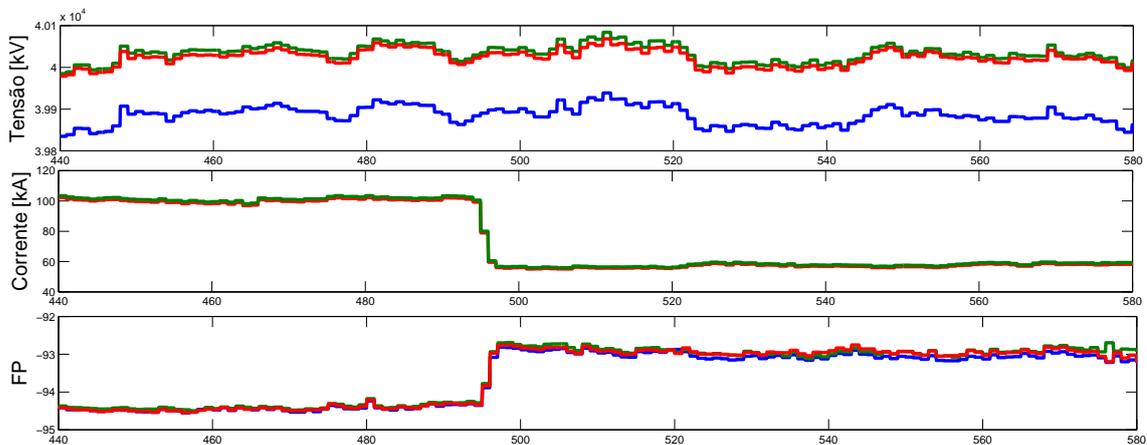
1. Análise realizada em empresa de fundição e industrialização tambores de freio e cubos de roda para caminhões, com tensão de alimentação em 69kV;
2. Análise realizada em um parque de geração eólica com conexão em 69kV.

Os dados foram coletados fazendo uso de um medidor ION 7650 – *Schneider*, homologado pela CCEE. Esse medidor possui tanto as funções associadas à análise de qualidade de energia como de medição para faturamento, e pertence a Companhia Energética do Ceará - Coelce, sendo o medidor principal do cliente em análise.

5.1.1 Resultados para análise da medição com dados coletados na indústria.

Os dados adquiridos pelo medidor são mostrados na Figura 5.1. Estes são os valores eficazes de tensão e corrente por fase, bem como o fator de potência para um total de 9821 amostras coletadas.

Figura 5.1: Valores RMS de Tensão, Corrente e Fator de Potência por fase.



Fonte:Própria

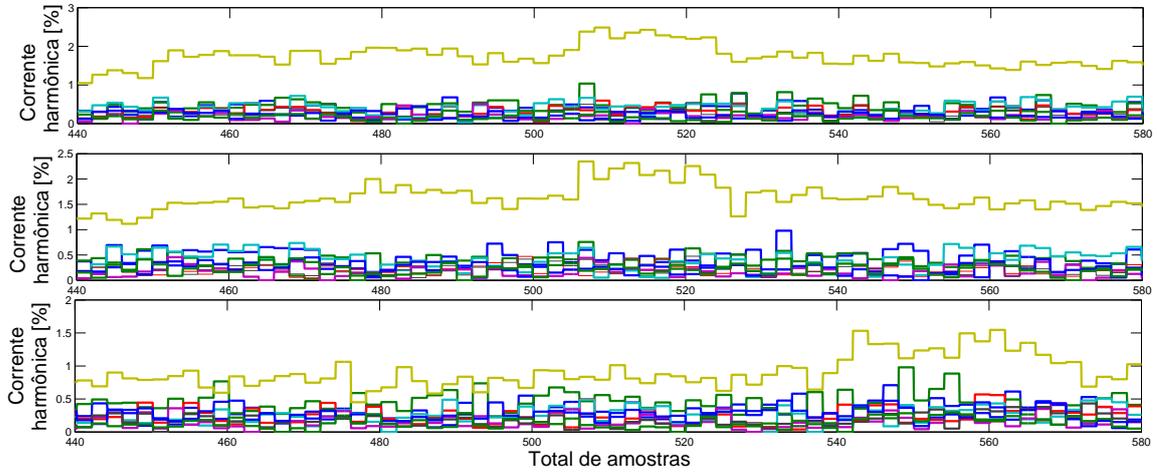
Observando a Figura 5.1 foi escolhido o intervalo entre o número de 440 a 580 amostras para serem analisados, tendo em vista a presença de harmônicos de corrente e desbalanços.

Os valores de harmônicos mais significativos, por fase, respectivamente para 5^a, 7^a e 9^a ordem foram:

- Na fase A : 0,50, 1,10 e 0,31.
- Na fase B : 0,5, 1,15 e 0,07.
- Na fase C : 0,15, 1,12 e 0,19.

Na Figura 5.2 é mostrado o espectro de harmônicos até a 10ª ordem.

Figura 5.2: Harmônicos de corrente por fase até a 10ª ordem.

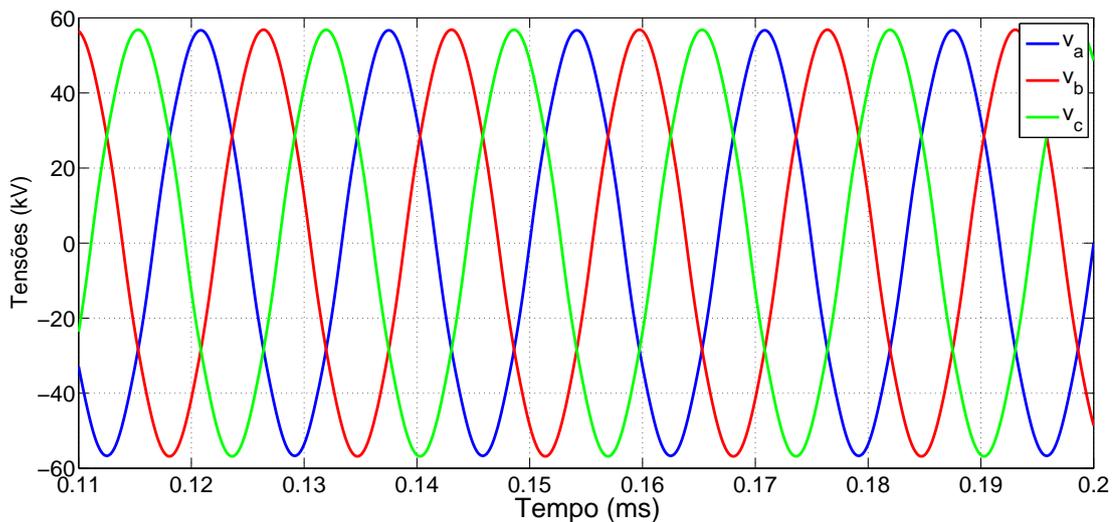


Fonte:Própria

Sendo os dados lidos do medidor, valores RMS, foi realizada a recomposição destes sinais de forma a tornar possível a análise de todos os harmônicos presentes.

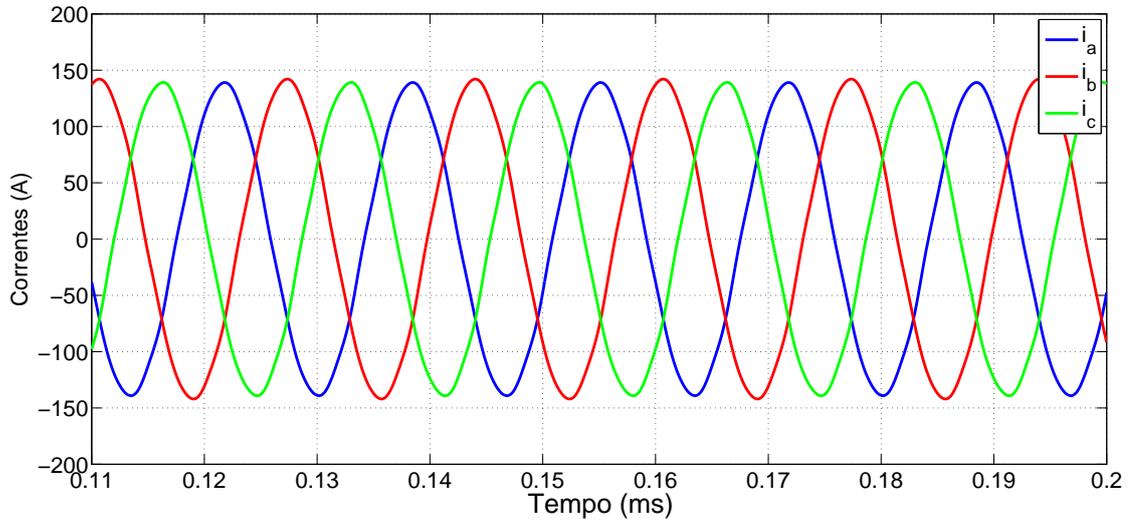
As formas de onda de tensão e corrente após a recomposição, ou seja, com seus formatos senoidais, estão apresentadas nas Figuras 5.3 e 5.4.

Figura 5.3: Formas de onda de tensão pós recomposição.



Fonte:Própria

Figura 5.4: Formas de onda de corrente pós recomposição.

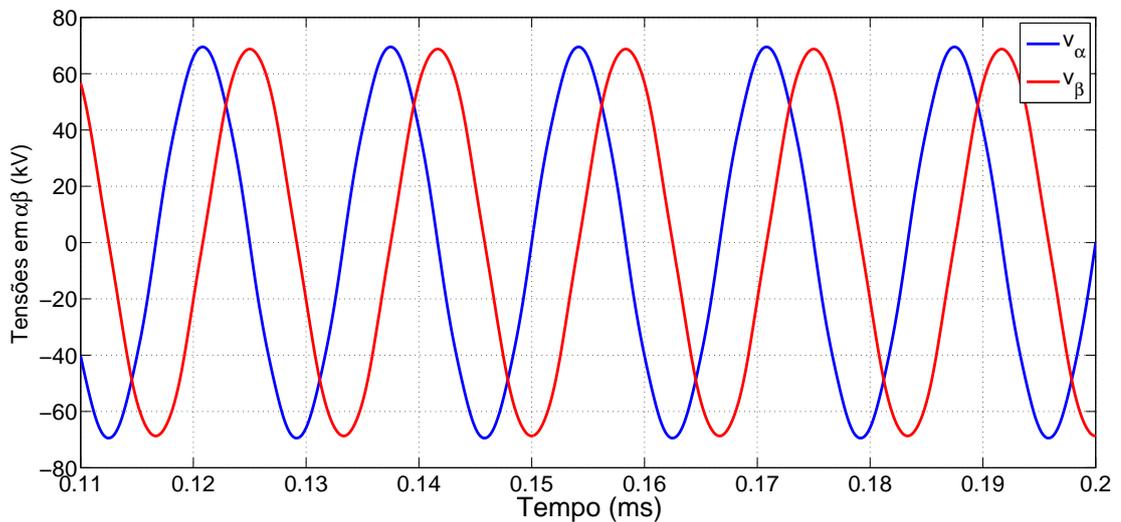


Fonte:Própria

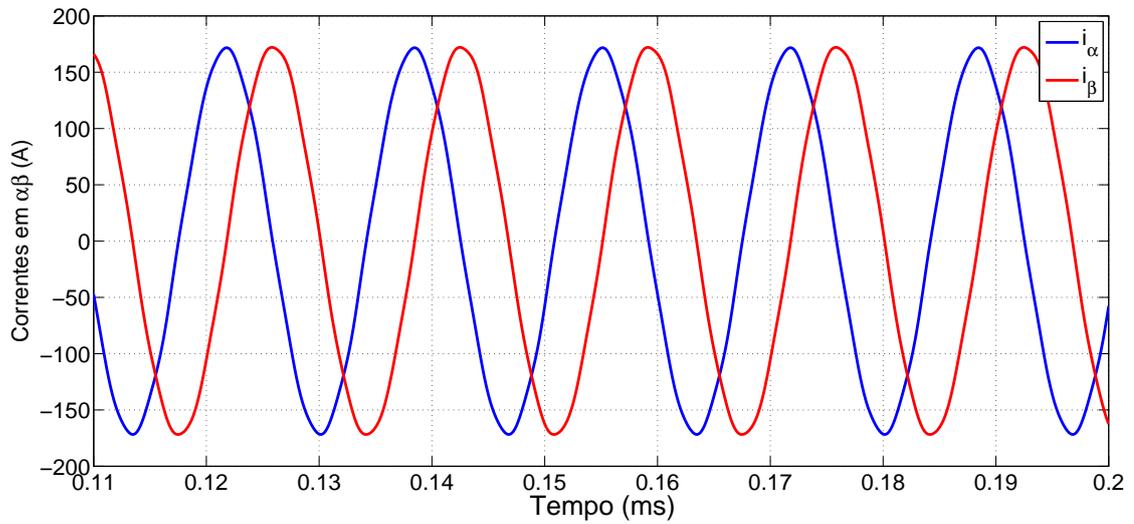
Com a informação das formas de onda de tensão e corrente pós recomposição é possível realizar a transformação destas para as coordenadas de Clarke ($\alpha\beta$).

As Figuras 5.5 e 5.6, apresentam as formas de onda de tensão e corrente nas coordenadas $\alpha\beta$, de forma a permitir o cálculo das potências instatâneas através da teoria pq .

Figura 5.5: Tensões nas coordenas $\alpha\beta$.

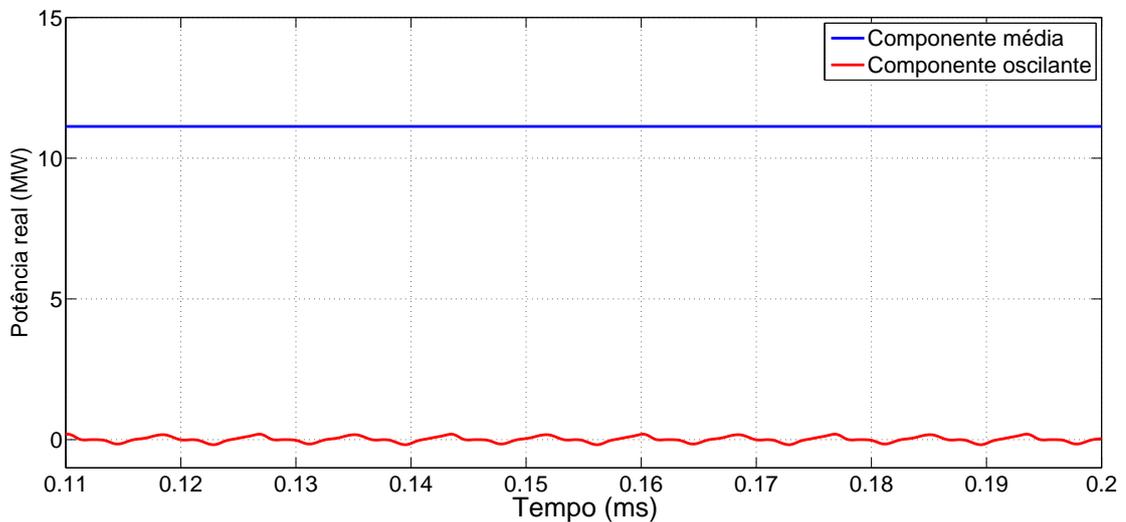


Fonte:Própria

Figura 5.6: Correntes nas coordenadas $\alpha\beta$.

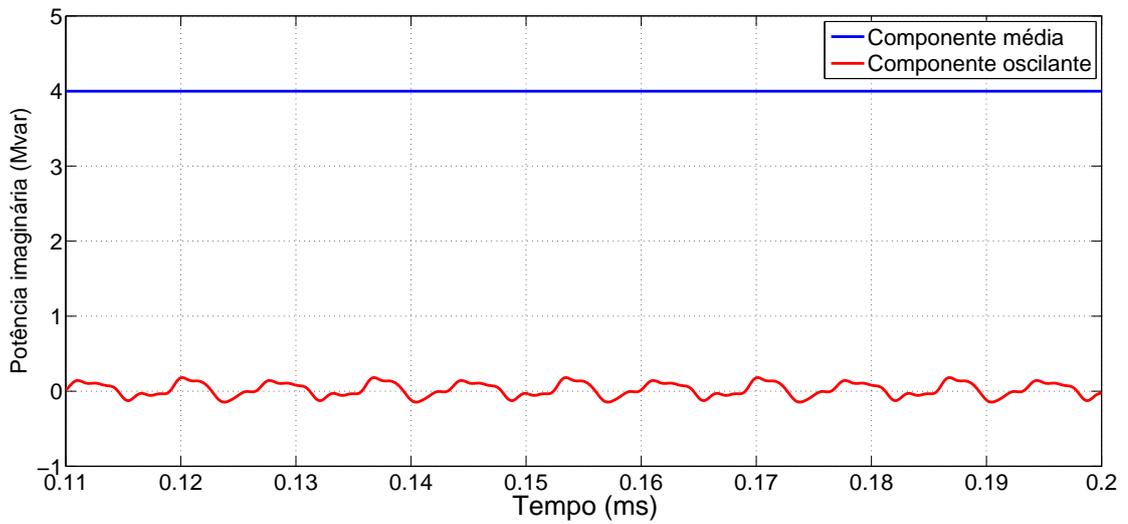
Fonte:Própria

O cálculo das potências pq foi realizado através das equações (4.55) e (4.56), onde foram obtidos os valores das potências real p composta por suas parcelas \bar{p} e \tilde{p} e imaginária q composta de suas parcelas \bar{q} e \tilde{q} , mostradas respectivamente em 5.7 e em 5.8.

Figura 5.7: Potência real \bar{p} e \tilde{p} .

Fonte:Própria

Figura 5.8: Potência imaginária \bar{q} e \tilde{q} .

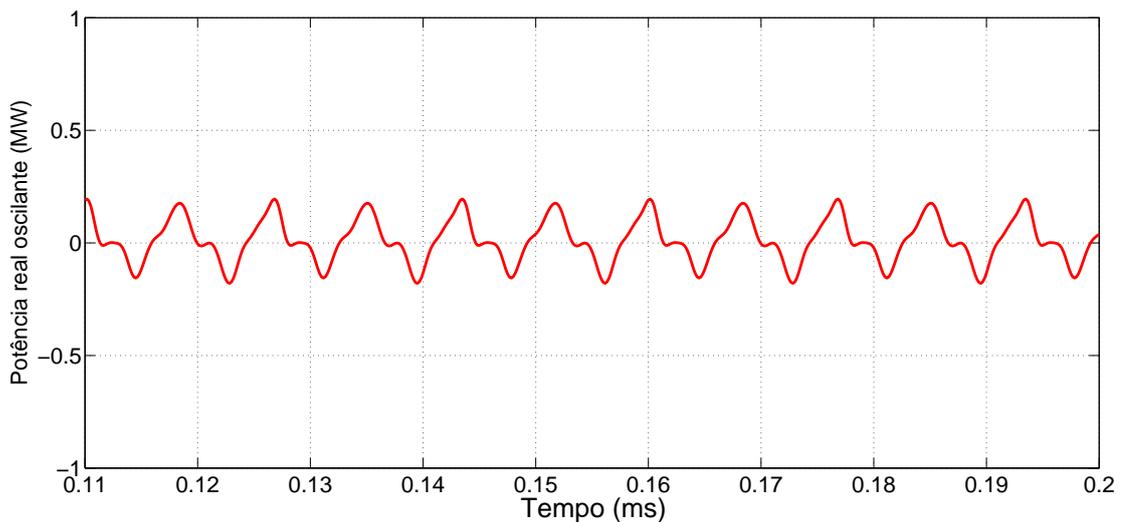


Fonte:Própria

Das Figuras 5.7 e 5.8 é possível verificarmos a parcela de energia que é efetivamente trocada entre as fases do sistema mas que não contribui para a realização de trabalho, que é representada pela potência $q = \bar{q} + \tilde{q}$.

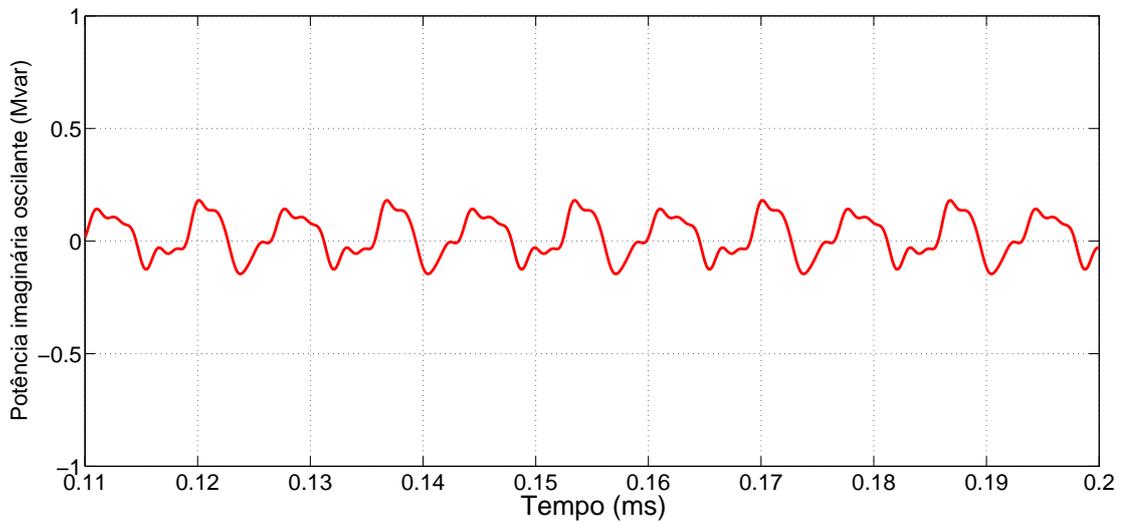
A grandeza ou ainda o impacto nas perdas representados pelas potências imaginárias podem ser observados de forma individualizada nas Figuras 5.9 e 5.10 respectivamente.

Figura 5.9: Potência real oscilante \tilde{p} .



Fonte:Própria

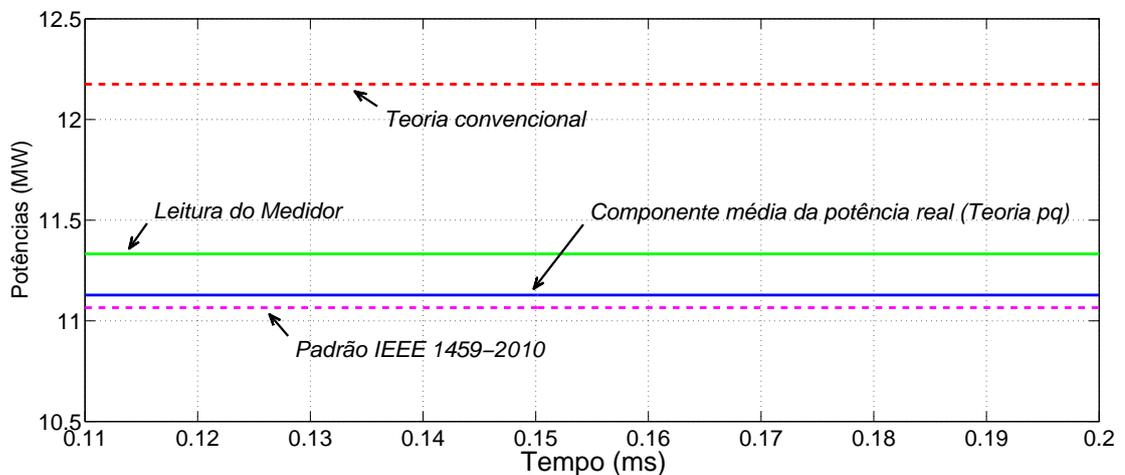
Figura 5.10: Potência imaginária oscilante \tilde{q} .



Fonte:Própria

Os valores das potências calculadas com base nas teorias *convencional*, *pq* e *Padrão IEEE 1459-201*, além da leitura do medidor, são marcados na Figura 5.11 e 5.12.

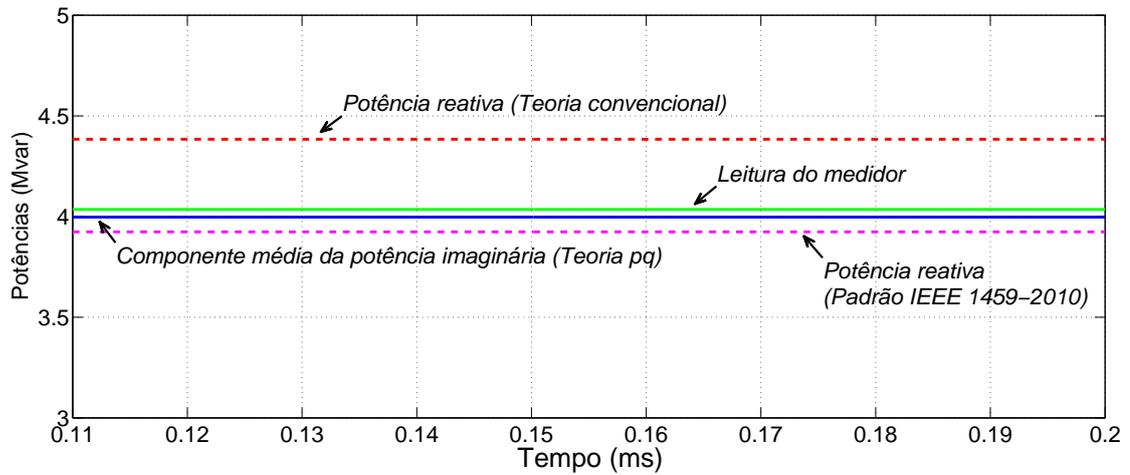
Figura 5.11: Resultados de cálculo das potências ativa.



Fonte:Própria

As divergências entre os valores calculados e o lido no medidor já eram esperados tendo em vista que a proposta da *teoria pq* leva em consideração tensões e correntes não senoidais e desbalanceadas, enquanto que a potência reativa definida na *teoria convencional* e o *padrão IEEE 1459-2010*, consideram apenas as componentes fundamentais e de sequência positiva.

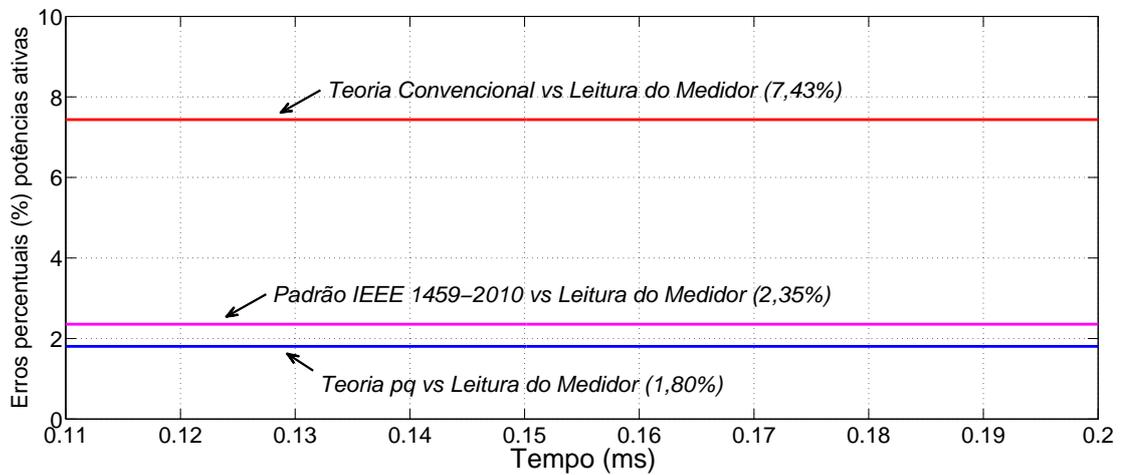
Figura 5.12: Resultados de cálculo das potências não ativas.



Fonte:Própria

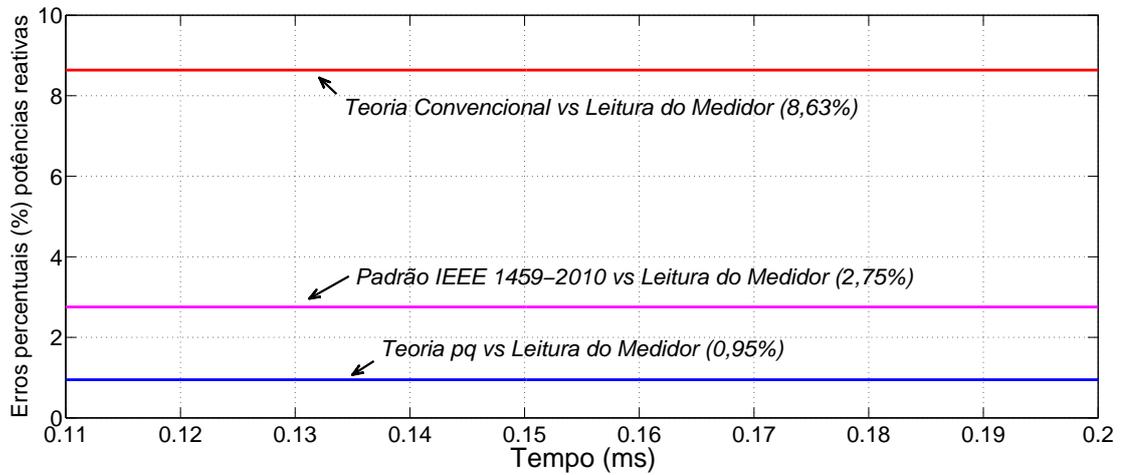
As Figuras 5.13 e 5.14 indicam os valores dos erros percentuais entre os valores calculados das potências nas teorias *convencional*, *pq*, *Padrão IEEE 1459-201* e a leitura do medidor ION 7650.

Figura 5.13: Erros percentuais potência ativa.



Fonte:Própria

Figura 5.14: Erros percentuais potência não ativa.

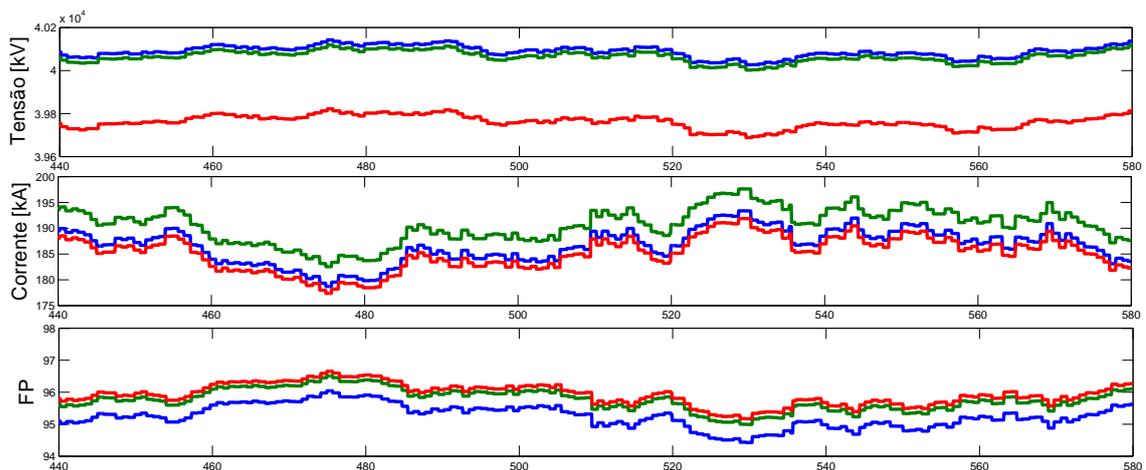


Fonte:Própria

5.1.2 Resultados para análise da medição com dados coletados no parque de geração eólica.

A coleta de dados foi realizada no circuito de medição para faturamento no ponto de conexão da geradora eólica com a concessionária local. Os dados adquiridos pelo medidor são mostrados na figura 5.15. Estes são os valores eficazes de tensão e corrente por fase, bem como o fator de potência para um total de 9821 amostras coletadas.

Figura 5.15: Valores RMS de Tensão, Corrente e Fator de Potência por fase.



Fonte:Própria

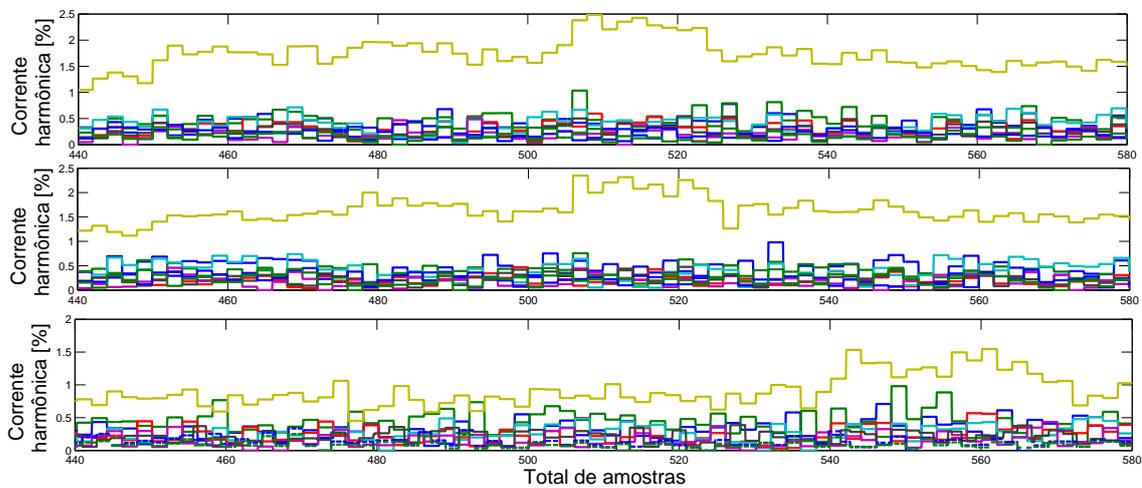
Observando a Figura 5.15 foi escolhido o intervalo entre o número de 440 a 580 amostras para serem analisados, tendo em vista a presença de harmônicos de corrente e desbalanços.

Os valores de harmônicos mais significativos, por fase, respectivamente para 5^a, 7^a e 9^a ordem foram:

- Na fase A : 0,50, 0,96 e 0,25.
- Na fase B : 0,5, 1,15 e 0,07.
- Na fase C : 1,51, 0,44 e 0,03.

Na Figura 5.16 é mostrado o espectro de harmônicos até a 10^a ordem.

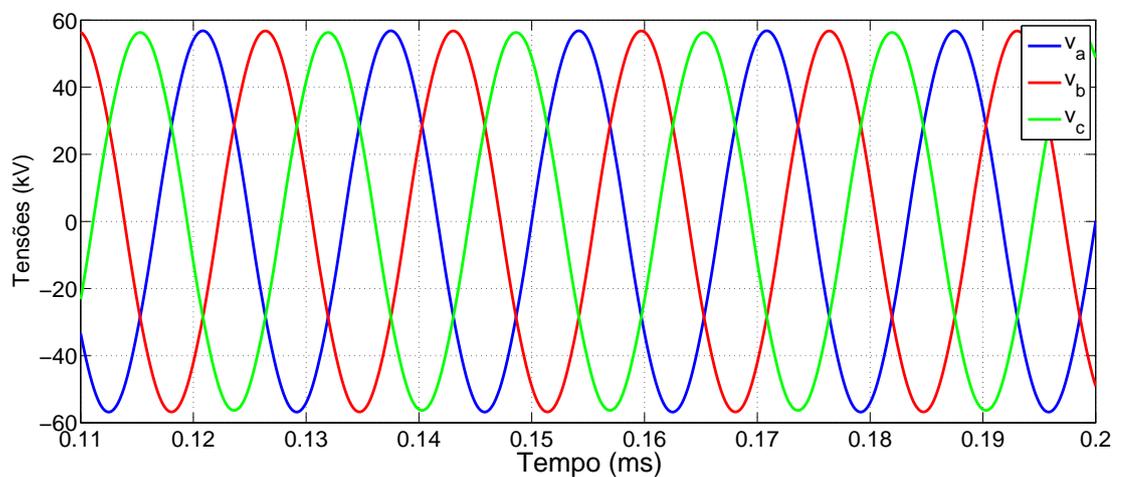
Figura 5.16: Harmônicas de corrente por fase até a 10^a ordem.



Fonte:Própria

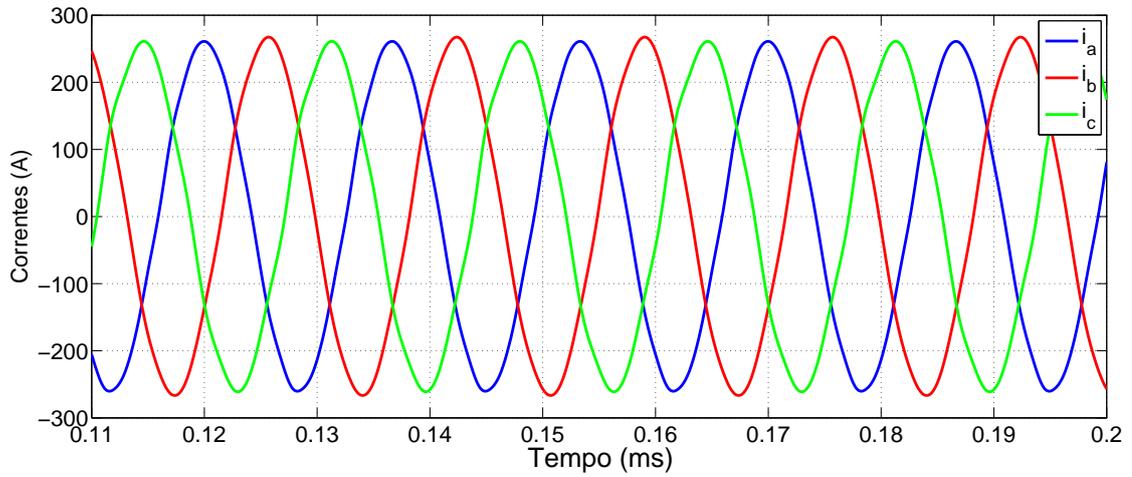
As formas de onda de tensão e corrente após o processo de recomposição são mostrados nas 5.17 e 5.18.

Figura 5.17: Formas de onda de tensão pós recomposição.



Fonte:Própria

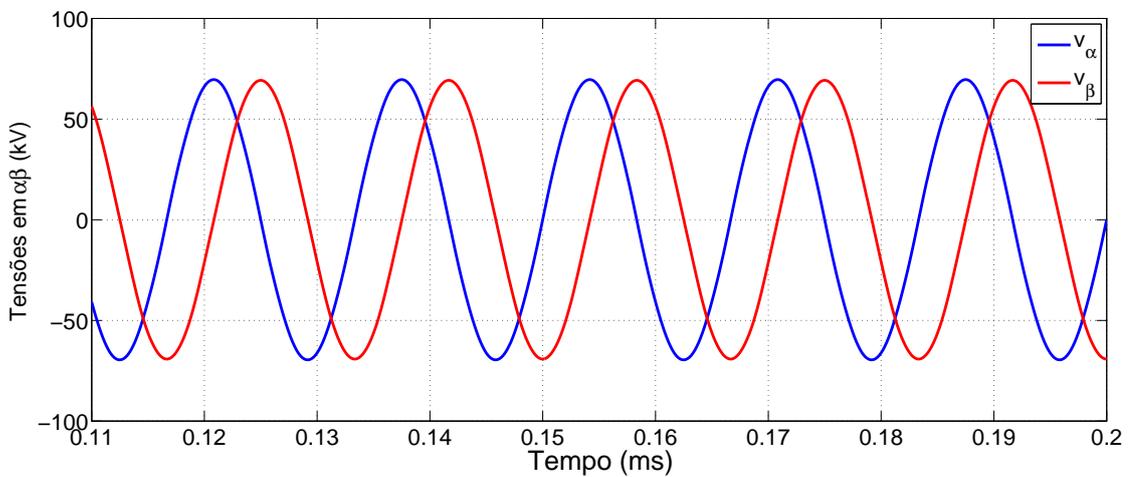
Figura 5.18: Formas de onda de corrente pós recomposição.



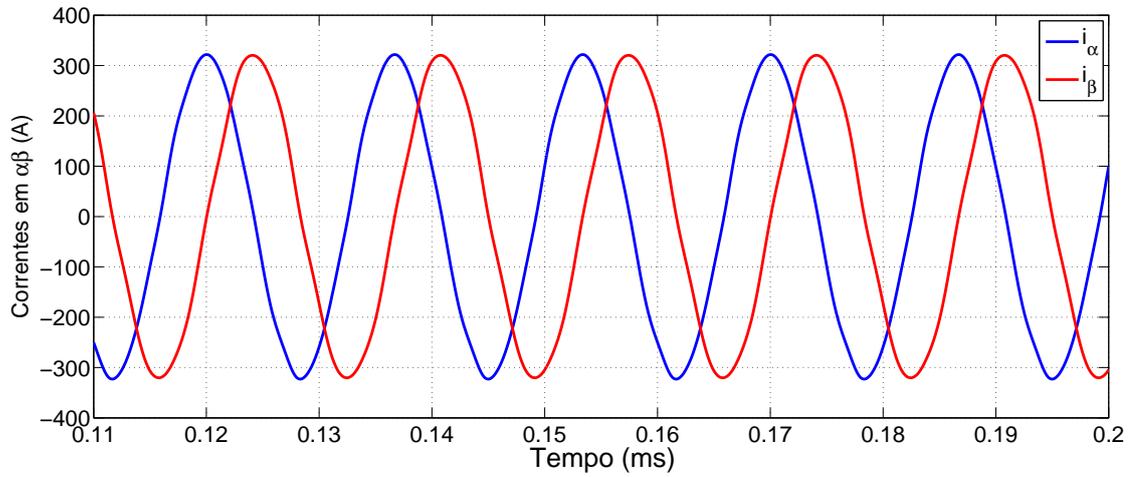
Fonte:Própria

Com a informação das formas de onda de tensão e corrente pós recomposição é possível realizar a transformação destas para as coordenadas de Clarke ($\alpha\beta$). As figuras 5.19 e 5.20.

Figura 5.19: Tensões nas coordenadas $\alpha\beta$.

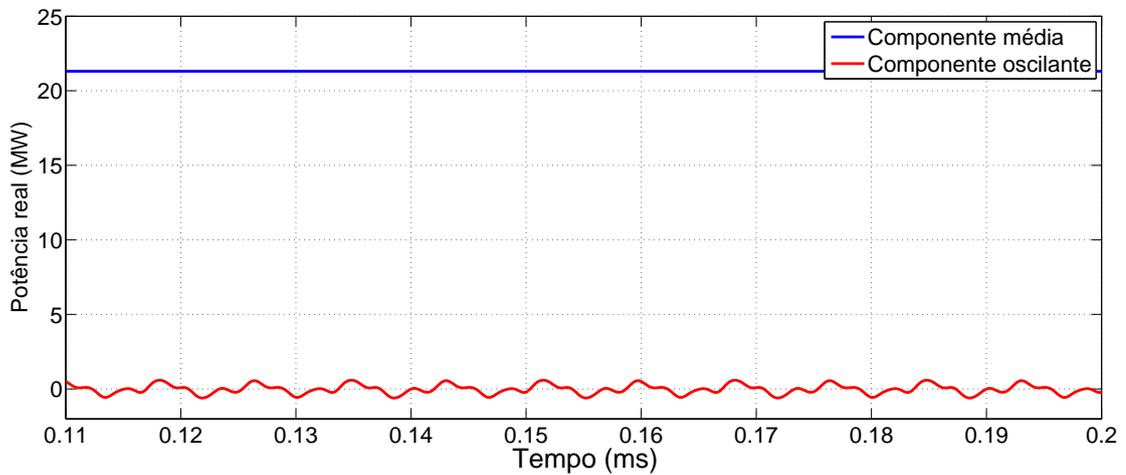


Fonte:Própria

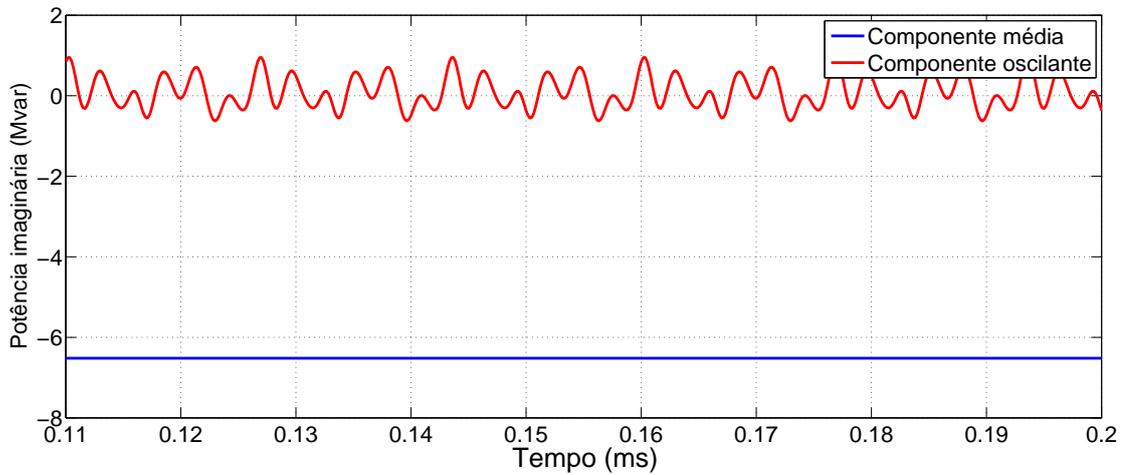
Figura 5.20: Correntes nas coordenadas $\alpha\beta$.

Fonte:Própria

O cálculo das potências pq foi realizado através das equações (4.55) e (4.56), onde foram obtidos os valores das potências real p composta por suas parcelas \bar{p} e \tilde{p} e imaginária q composta de suas parcelas \bar{q} e \tilde{q} , mostradas respectivamente em 5.21 e em 5.22.

Figura 5.21: Potência real \bar{p} e \tilde{p} .

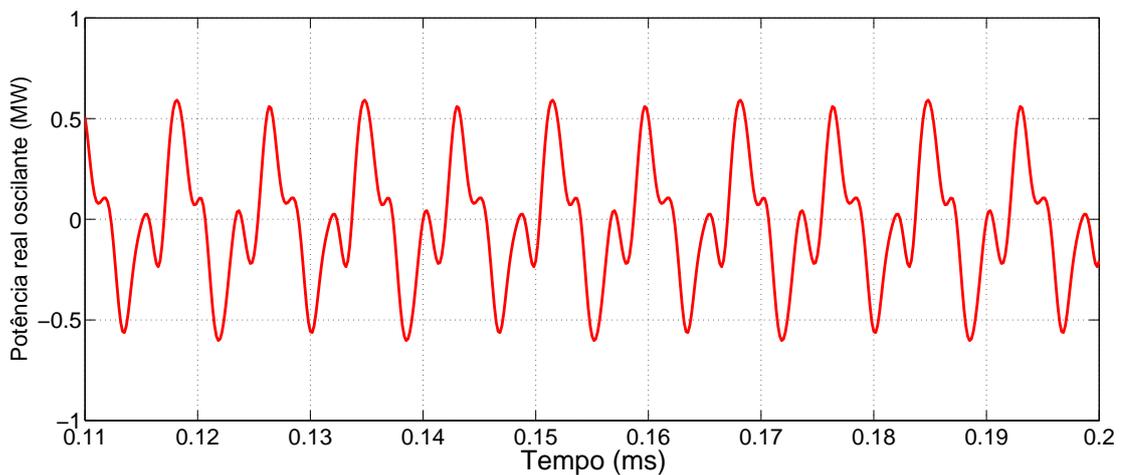
Fonte:Própria

Figura 5.22: Potência imaginária \bar{q} e \tilde{q} .

Fonte:Própria

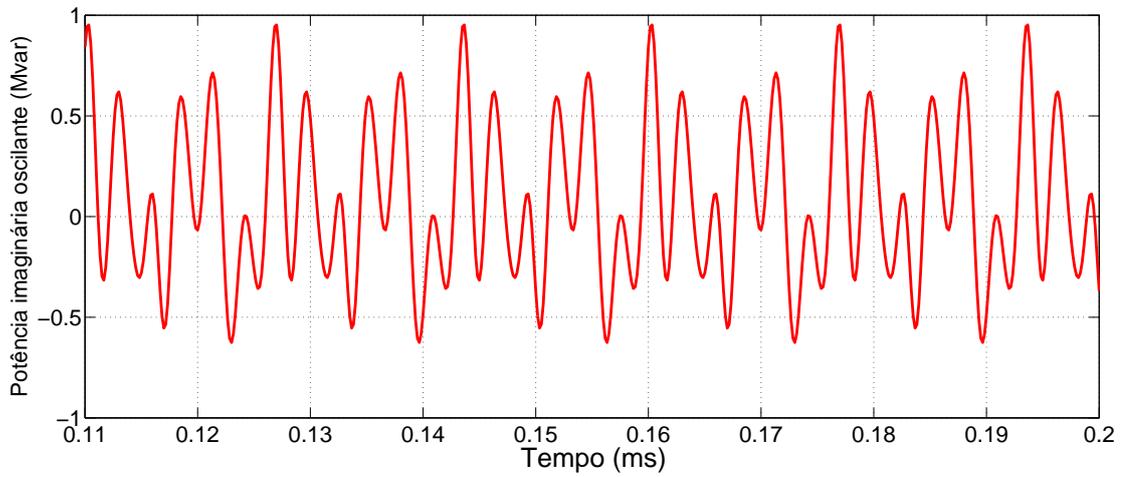
Das Figuras 5.21 e 5.22 é possível verificarmos a parcela de energia que é efetivamente trocada entre as fases do sistema mas que não contribui para a realização de trabalho, que é representada pela potência $q = \bar{q} + \tilde{q}$.

A grandeza ou ainda o impacto nas perdas representados pelas potências imaginárias podem ser observados de forma individualizada nas Figuras 5.23 e 5.24 respectivamente.

Figura 5.23: Potência real oscilante \tilde{p} .

Fonte:Própria

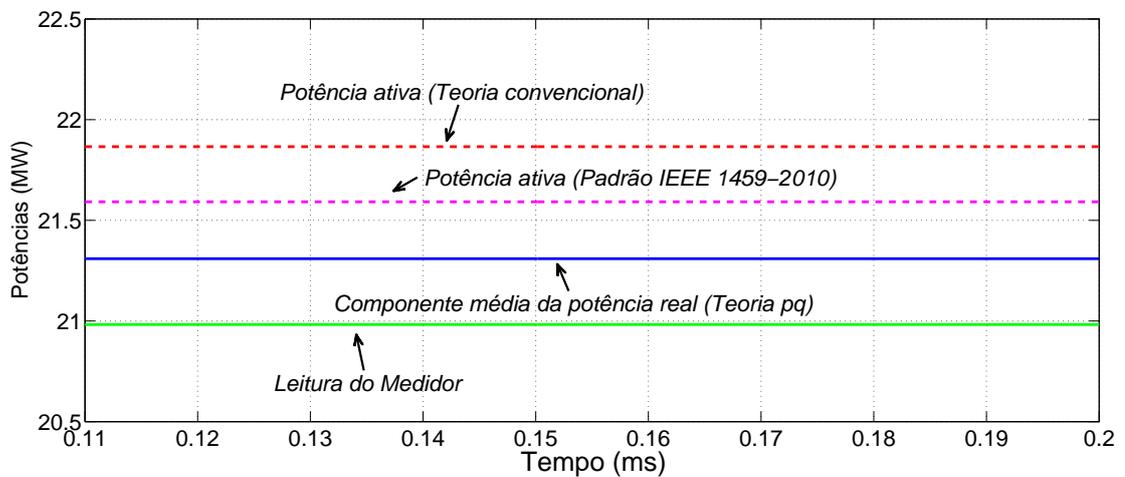
Figura 5.24: Potência imaginária oscilante \tilde{q} .



Fonte:Própria

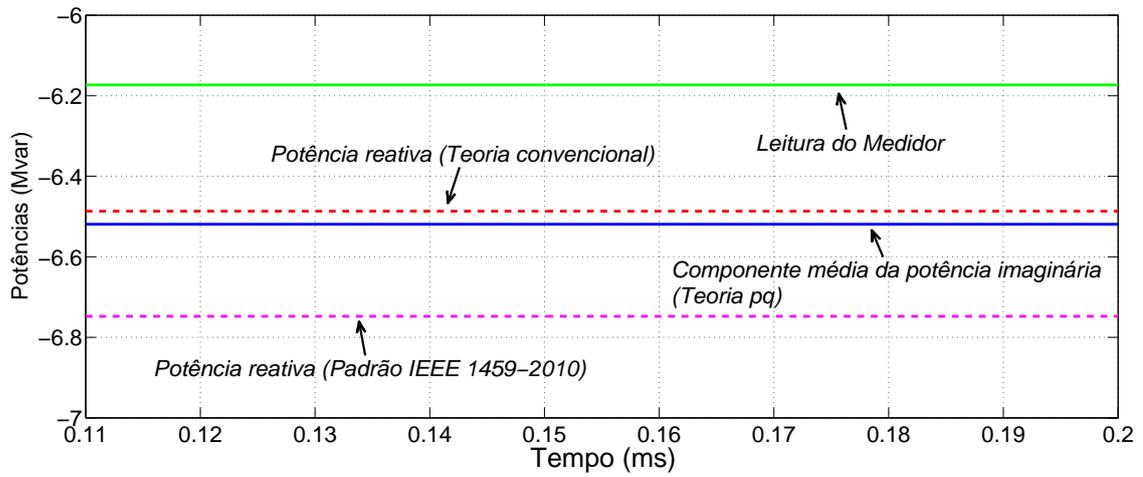
Os valores das potências calculadas com base nas teorias *convencional*, *pq* e *Padrão IEEE 1459-201* são marcados na Figura 5.25 e 5.26.

Figura 5.25: Resultados de cálculo das potências ativa.



Fonte:Própria

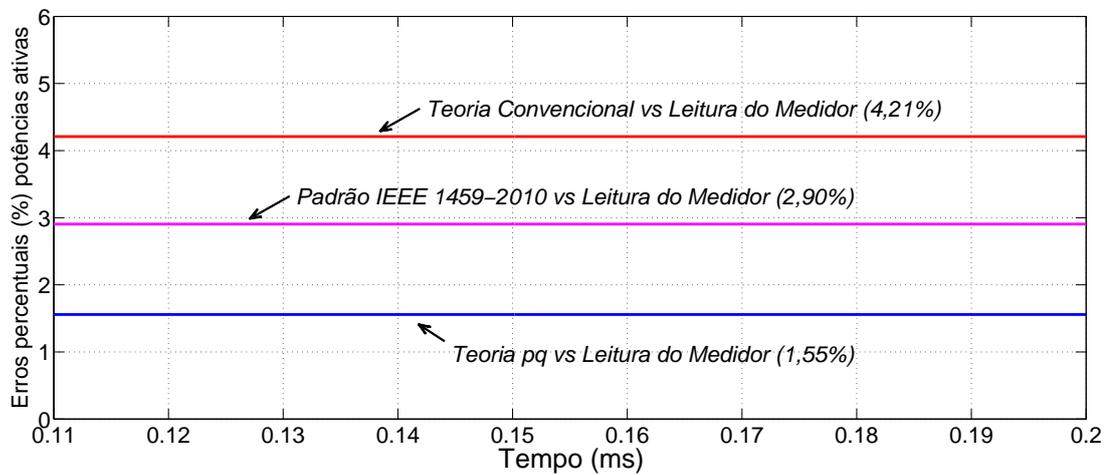
Figura 5.26: Resultados de cálculo das potências não ativas.



Fonte:Própria

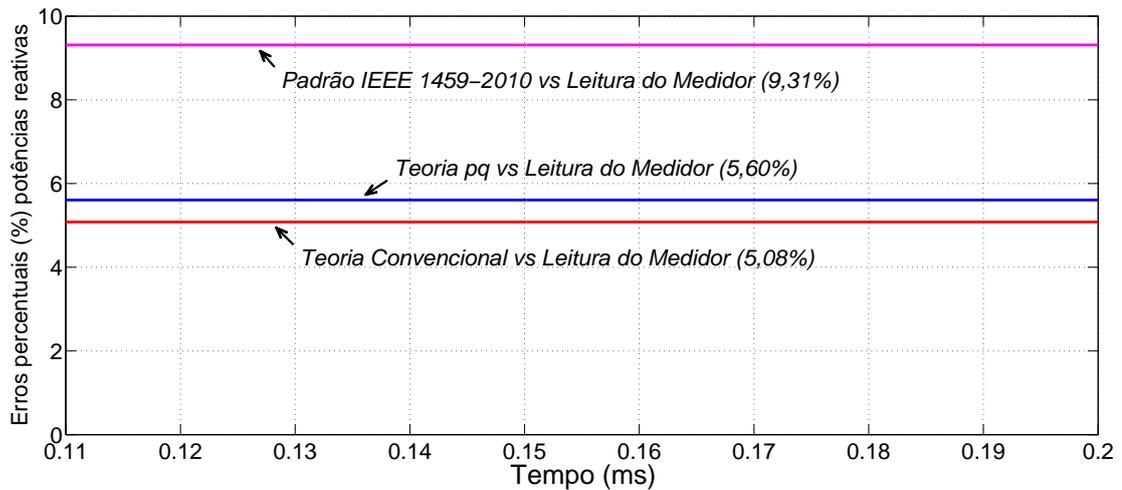
As Figuras 5.27 e 5.28 indicam os valores dos erros percentuais entre os valores calculados das potências nas teorias *convencional*, *pq*, *Padrão IEEE 1459-201* e a leitura do medidor ION 7650.

Figura 5.27: Erros percentuais potência ativa.



Fonte:Própria

Figura 5.28: Erros percentuais potência não ativa.



Fonte:Própria

5.1.3 Conclusão

Foi constatada a divergência entre as medições apresentadas no medidor e os valores calculados. Onde tais divergências são decorrentes da metodologia aplicada em cada uma das teorias, uma vez que a proposta da *teoria pq* leva em consideração tensões e correntes não senoidais e desbalanceadas, enquanto que a potência reativa definida na *teoria convencional* e no *padrão IEEE 1459-2010*, consideram apenas as componentes fundamentais e de sequência positiva, respectivamente.

A diferença dos erros percentuais encontrada nos dois cenários nos mostra a existência de uma tendência de variação destes percentuais de acordo com a quantidade de harmônicos, desbalanços e potências envolvidas nos cálculos, ou seja, da característica de cada sistema analisado.

É importante salientar que os valores lidos através do medidor não representam a aplicação, na sua totalidade, de nenhuma das teorias de potência avaliadas neste trabalho.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

No Brasil o governo vem aprimorando as políticas públicas de incentivo relacionados a geração, a regulamentação de fontes alternativas de energia e a eficiência energética. O resultado da acertividade dessas ações é possível ser verificada na evolução dos níveis de penetração das fontes alternativas na matriz energética e dos processos de regulamentação relacionados a qualidade de energia elétrica e eficiência energética.

Por outro lado temos os investidores atentos as possíveis mudanças nas políticas energéticas, na formação do preço da energia e aos retornos obtidos frente aos investimentos realizados. O retorno destes investimentos se dá através do faturamento da energia entregue ao sistema elétrico e portanto um gestão efetiva das perdas implica diretamente no faturamento e no retorno do investimento realizado.

As medições dos valores de energia a serem faturados tanto no consumo quanto na geração são realizadas através de medidores concebidos com base nas teorias de potência, sendo a *Teoria convencional de potências* a mais usada até hoje no sistema elétrico e nos processos de medição. Contudo, esta teoria pode gerar perdas de receita tanto para a concessionária como para o cliente, tendo em vista que foi concebida com base na quantidade de energia transmitida (kWh) e para sistemas com formas de onda simétricas e senoidais.

Dado o interesse contínuo relacionado as questões de medição para faturamento, qualidade de energia e a aceitação de uma teoria de potência única que possa ser aplicada à cenários de monitoração, controle e medição ou tarifação de energia elétrica, acredita-se que este trabalho tenha contribuído com esse contexto, uma vez que a principal contribuição desse trabalho é apresentar um estudo comparativa para o cálculo das potências, baseando-se nas teorias *convencional*, *padrão IEEE 1459-2010*, *teoria pq* e os dados lido em um medidor utilizado para medições de qualidade e faturamento de energia elétrica.

Foi verificado no capítulo quatro a metodologia de cálculo de potências em cada uma das teorias abordadas.

A partir dos dados de tensão, corrente, fator de potência, defasagens, harmônicos de tensão, harmônicos de corrente, valores de potência ativa e potência reativa, coletados no medidor de medição para faturamento, foram calculadas as potências apresentados no capítulo 5, onde é possível observar que: há diferenças de valores entre as potência ativa $P_{3\phi}$ e reativa $Q_{3\phi}$ calculadas com base na *Teoria Convencional*, potências ativa e reativas calculadas com base no *Padrão IEEE 1459-2010*, na componente média e oscilante da potência real, \bar{p} e \bar{q} calculada com base na *Teoria pq* e os valores lidos no medidor; entre os valores calculados em cada teoria também há valores divergentes; o medidor ION 7650, utilizado nas medições não faz uso integral de nenhuma das teorias avaliadas e que o percentual de erro encontrado entre as

medições nas teorias *convencional*, *padrão IEEE 1459-2010* e a leitura do medidor ficou acima do estabelecido no procedimento de rede para medidores de qualidade de energia e de sistemas de medição para faturamento, onde deve-se ter uma exatidão de 0,2 %. No caso da teoria *pq* esse valor não foi atendido no caso da geração eólica, onde o valor do erro relacionado a medição da componente média da potência imaginária \bar{q} e a leitura do medidor, apresentou um erro de 5,6%.

A diferença dos erros percentuais encontrada nos dois cenários nos mostra a existência de uma tendência de variação destes percentuais de acordo com a quantidade de harmônicos, desbalanços e potências envolvidas nos cálculos, ou seja, da característica de cada sistema analisado.

Como trabalhos futuros é sugerido a realização de análises comparativas utilizando outros medidores (marcas e modelos diferentes) homologados pela CCEE, aplicados a clientes em níveis de tensão diferentes, especialmente em clientes residenciais.

REFERÊNCIAS

- AKAGI, H.; KANAZAWA, Y.; NABAE, A. Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, IA-20, n. 3, p. 625–630, May 1984. ISSN 0093-9994.
- AKAGI, H.; WATANABE, E.; AREDES, M. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. [S.l.: s.n.]. (IEEE Press Series on Power Engineering). ISBN 9780470118924.
- AKAGI, Y. K. H.; NABAE, A. Generalized theory of the instantaneous reactive power in three-phase circuits. *International Power Electronics Conference (IPEC)*, p. 625–630, may 1983.
- ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica*. Brasília, Bsb, 2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>.
- BUCHHOLZ, B. Reactive power and unbalanced circuits. *Electrical World*, v. 75, n. 25, June 1920.
- BUCHHOLZ, B. *Das begriffsystem rechteistung, wirkleistung, totale blindleistung*. Selbstverlag München, 1950.
- CAPETTA, D. *Sistemas de Medição para Faturamento e o mercado de energia elétrica: uma visão crítica do referencial regulatório*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.
- CCEE. *Procedimentos de Comercialização*. Brasília, Bsb, 2006. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: 12 fev. 2014.
- CCEE. Etapas do processo de medição física. In: *Comercialização*. [S.l.: s.n.], 2012.
- CCEE. Leilões. In: *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2012.
- CCEE. Operações contabilizadas - ccee. In: *Boletim mensal resultados CCEE*. [S.l.: s.n.], 2012.
- CCEE. Medição física. In: *Medição Física e Contábil*. [S.l.: s.n.], 2014.
- CEQUINEL FILHO, S. L. *Análise de métodos para validação de medições de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2008.
- CURTIS, H. L.; SILSBEE, F. B. Definitions of power and related quantities. *Electrical Engineering*, v. 54, n. 4, p. 394–404, April 1935. ISSN 0095-9197.
- CZARNECKI, L. What is wrong with the budeanu concept of reactive and distortion power and why it should be abandoned. *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, IM-36, n. 3, p. 834–837, Sept 1987. ISSN 0018-9456.

- CZARNECKI, L. Comments on active power flow and energy accounts in electrical systems with nonsinusoidal waveforms and asymmetry. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 3, p. 1244–1250, July 1996. ISSN 0885-8977.
- CZARNECKI, L. Comments on active power flow and energy accounts in electrical systems with nonsinusoidal waveforms and asymmetry. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 3, p. 1244–1250, July 1996. ISSN 0885-8977.
- DEPENBROCK, M. *Investigation of the Voltage and Power Conditions at Converter Without Energy Storage*. Tese (Doutorado) — Technical University of Hannover, Germany, 1962.
- DEPENBROCK, M. The fbd-method, a generally applicable tool for analyzing power relations. In: *Harmonics in Power Systems., ICHPS V International Conference on*. [S.l.: s.n.], 1992. p. 135–141.
- DEPENBROCK, M. Quantities of a multiterminal circuit determined on the basis of kirchhof's laws. *ETEP European Transactions on Electrical Power*, v. 8, n. 4, p. 249–257, July 1998.
- EMANUEL, A. On the definition of power factor and apparent power in unbalanced polyphase circuits with sinusoidal voltage and currents. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 3, p. 841–852, July 1993. ISSN 0885-8977.
- EMANUEL, A. Harmonics in the early years of electrical engineering: a brief review of events, people and documents. In: *Harmonics and Quality of Power, 2000. Proceedings. Ninth International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 1, p. 1–7 vol.1.
- EMANUEL, A. Summary of ieee standard 1459: definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 40, n. 3, p. 869–876, May 2004. ISSN 0093-9994.
- EMANUEL, A. *Power Definitions and the Physical Mechanism of power flow*. 1. ed. [S.l.]: Wiley, 2010.
- EPE. Plano decenal de expansão de energia. In: *Plano de expansão*. [S.l.: s.n.], 2014.
- FAZIO JÚNIOR, A. *Metodologias de Medição de Energia Elétrica Reativa (VARh) e Erros de Medição em Equipamentos Eletrônicos de (VARh)*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 2011.
- FORTESCUE, C. L. *Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks*. July 1918.
- FRYZE, S. Moc, rzeczywista, urojona i pozorna w obwodach elektrycznych o przebiegach odkształconych prądu i napięcia. *Przegląd Elektryczny*, p. i–8, 1931.
- FRYZE, S. Definitions of power and related quantities. *Elektrotechnische Zeitschrift*, n. 25, p. 596–99, June 1932.
- FUCHS, F.; MASOUM, A. *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*. [S.l.: s.n.]. (Elsevier Academic Press). ISBN 9780123695369.
- FUGIMOTO, S. K. *Estrutura de tarifas de energia elétrica análise crítica e proposições metodológicas*. Tese (Doutorado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions - Redline. *IEEE Std 1459-2010 (Revision of IEEE Std 1459-2000) Redline*, p. 1–52, March 2010.

KISSEL, J. M.; KRAUTER, S. C. Adaptations of renewable energy policies to unstable macroeconomic situations case study wind power in brazil. *Energy Policy*, v. 34, n. 18, p. 3591 – 3598, 2006. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421505001941>>.

LYON, W. V. Reactive power and power factor. *Electrical Engineering*, v. 52, n. 5, p. 342–342, May 1933. ISSN 0095-9197.

MAGALHÃES, G. de S. C. *Comercialização de Energia Elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

MARAFÃO F. P.; LIBERADO, E. V. M. H. K. S. L. C. P. Three- phase four-wire circuits interpretation by means of different power theories. *Przegląd Elektrotechniczny*, v. 87, n. 1, p. 28–33, January 2011.

MAXWELL, J. C. *A Dynamical Theory of the Electromagnetic Field*. October 1865.

MAYO, R. *Mercados de Eletricidade*. 1. ed. [S.l.]: Synergia, 2012. ISBN 978-85-61325-78-7.

NICOLAU, C. T. *Medição de Energia Elétrica: impactos da mudança tecnológica no setor jurídico de uma concessionária distribuidora de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

ONS. Definição do sistema de medição para faturamento. In: *Definição SMF*. [S.l.: s.n.], 2012.

ONS. Topologia dos medidores smf. In: *Topologia do SMF*. [S.l.: s.n.], 2012.

ONS. Cmo 2016 à 2018. In: *Valor*. [S.l.: s.n.], 2014.

PAREDES, H. *Eletrônica de potência para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica*. May 2012.

PRATT, W. H. *Power Factor in Polyphase Circuits : Preliminary Report of Special Joint Committee*. July 1920.

PRODIST. Qualidade produto e serviços. In: *Definições QEE*. [S.l.: s.n.], 2010.

SAIDUR, R. et al. A review on global wind energy policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 7, p. 1744 – 1762, 2010. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110000626>>.

SAINI, N. Utility experience. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–1.

SHALLENBERGER, O. The energy of alternating currents. *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, p. 114–115, March 1888.

S.KHALID; DWIVEDI, B. Power quality issues, problems, standards and their effects in industry with corrective means. *International Journal of Advances in Engineering and Technology*, may 2011.

SO, E. Ieee trial-use standard 1459-2000, definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions. In: *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 2, p. 1421–1424.

STEINMETZ, C. P. *Theory and Calculation of Alternating Current Phenomena*. October 1897.

STEVENS, R. Kva metering distorted waveforms and unbalanced loads. *EEI-AEIC Meter and Service Committee Meeting*, June 1994.

SULZBERGER, C. Triumph of ac - from pearl street to niagara. *Power and Energy Magazine, IEEE*, v. 99, n. 3, p. 64–67, May 2003. ISSN 1540-7977.

WAGNER, V. et al. Effects of harmonics on equipment. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 2, p. 672–680, Apr 1993. ISSN 0885-8977.