



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

CAMPUS DE BAURU

FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU

RAFAEL FERNANDO MARIANO

**ESTRATÉGIA INTEGRADA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO E DO
FATOR DE POTÊNCIA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
USANDO UMA REDE SEM FIO**

**Bauru
2017**

RAFAEL FERNANDO MARIANO

**ESTRATÉGIA INTEGRADA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO E DO
FATOR DE POTÊNCIA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
USANDO UMA REDE SEM FIO**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Bauru, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo José Amaral Serni

Coorientador: Prof. Dr. Eduardo Paciência Godoy

Bauru
2017

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca da Unesp
Instituto de Ciência e Tecnologia – Câmpus de Sorocaba

Mariano, Rafael Fernando.

Estratégia integrada de regulação de tensão e do fator de potência em um sistema de distribuição usando uma rede sem fio / Rafael Fernando Mariano, 2017.

103 f.: il.

Orientador: Paulo José Amaral Semi.

Coorientador: Eduardo Paciência Godoy.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho". Faculdade de Engenharia de Bauru, 2017.

1. Reguladores de voltagem. 2. Fator de potência. 3. Sistemas de energia elétrica. I. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho". Faculdade de Engenharia de Bauru. II. Título.

Bibliotecário responsável: Bruna Bacalchini – CRB 8/8855



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Bauru



ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE RAFAEL FERNANDO MARIANO, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 31 dias do mês de outubro do ano de 2017, às 10:00 horas, no(a) Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba-UNESP, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. PAULO JOSE AMARAL SERNI - Orientador(a) do(a) Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia/UNESP/Sorocaba, Prof. Dr. EVERSON MARTINS do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia/UNESP, Prof. Dr. ATILA MADUREIRA BUENO do(a) Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia/UNESP/Sorocaba, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de RAFAEL FERNANDO MARIANO, intitulada **ESTRATÉGIA INTEGRADA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO E DO FATOR DE POTÊNCIA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO USANDO UMA REDE SEM FIO**. Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.


Prof. Dr. PAULO JOSE AMARAL SERNI


Prof. Dr. EVERSON MARTINS


Prof. Dr. ATILA MADUREIRA BUENO

Agradecimentos

Primeiramente gostaria de agradecer ao professor Dr. Paulo José Amaral Serni, pelos conselhos, ensinamentos, auxílio e a sua grande contribuição como orientador para elaboração dessa dissertação, tive o enorme prazer de ser seu orientado.

Ao meu pai Jurandir Mariano e minha mãe Tânia Aparecida Rosa, pela educação, valores e ensinamentos que me deram.

A minha Vó, Izabel Barros Rosa, pelo apoio e suporte, além de ser um exemplo de vida, e determinação.

Ao professor Dr. Eduardo Paciência Godoy (ICTS/UNESP) pois o início da implementação desse trabalho surgiu em sua disciplina, ao amigo Jefferson Aparecido Dias, pela ajuda e apoio durante o mestrado, e sua participação me representado no congresso Induscon.

A todos do programa de Pós Graduação de Engenharia Elétrica da FEB/UNESP, funcionários da UNESP Sorocaba, e a todos os professores que tive durante essa jornada, que sem dúvida alguma colaboraram de alguma forma para a elaboração desse trabalho.

Não poderia de deixar de agradecer a empresa Eaton - Cooper Power Systems, pela disponibilidade concedida. Gostaria de agradecer em especial ao senhores Roberto Kioshi Yokoyama e Vinicius Muelas Moura Leal, pelo auxílio e dicas na elaboração do tema do trabalho, como os ensinamentos durante minha carreira profissional nessa empresa.

E finalmente, a todos que colaboram, ajudaram e me apoiaram, a todos da minha família e amigos que me motivaram para o desenvolvimento desse trabalho.

Epigrafe

“Cada sonho que você deixa para trás, é um pedaço do seu futuro que deixa de existir.”

-- Steve Jobs

RESUMO

A preocupação com a qualidade da energia elétrica, seu uso e técnicas para redução de perdas elétrica não é mais uma tendência e sim uma necessidade, pois, tem se entendido que a energia elétrica é um bem comum e não deve ser desperdiçada. Nesse contexto, estratégias para controlar o nível de tensão e o fator de potência vêm sendo tratadas, com o objetivo de aprimorar o controle dessas variáveis. Este trabalho apresenta uma estratégia de controle integrado de regulação de tensão e do fator de potência para um sistema de distribuição de energia elétrica usando uma rede de comunicação sem fio. A estratégia de controle proposta consiste em uma rede de comunicação entre os dispositivos designados para operarem reguladores de tensão, transformadores com comutadores sob carga e banco de capacitores, concentrando as informações em um único dispositivo capaz de definir a operação dos demais dispositivos alocados no sistema, sendo a concentração das informações feita localmente, sem a necessidade de um sistema de controle centralizado, permitindo uma simplificação e uma redução significativa de custo para implementação de uma solução de controle integrado de tensão e do fator de potência. A estratégia de controle proposta foi modelada no ambiente *Matlab®/Simulink®* e a rede de comunicação na ferramenta *TrueTime*. O estudo apresenta uma comparação entre a estratégia proposta e o método de controle tradicional, abordando aspectos relacionados a qualidade de energia elétrica entregue, demanda de energia em horários de alto consumo e perdas elétricas no sistema simulado. Os resultados mostram que a estratégia de controle local integrado de tensão e fator de potência permite a aplicação de banco de capacitores a jusante de reguladores de tensão sem impactar a qualidade de energia elétrica, ainda permite a técnica de redução de tensão com o intuito de reduzir a demanda de energia principalmente em horários de pico de consumo. E por fim apresenta uma redução de perdas elétricas de quase 4%, comparado com a estratégia de controle tradicional.

Palavras-chave: Tensão, Fator de Potência, Redes Inteligentes, Rede Sem Fio, Controle Integrado, Volt/VAr.

ABSTRACT

The issue about power quality, its rational use, and techniques to reduce electrical losses in the distribution systems is not anymore a trend but a necessity, due to, a understanding that the electricity is a common good, then, should not be wasted. Based on this context, strategies have been studying to control the voltage and power factor with the objective to improve the control of this variables. This work presents an integrated control for voltage and power factor strategy to distribution systems using a wireless network. The purposed strategy allows a communication between the devices designed to operate voltage regulators, on load transformers tap changers, and capacitors bank, concentrating all information in only one device, which is able to define the operation of others, being the concentration information made locally, without a necessity of the a centralize system, simplifying and reducing costs related the implementation of an integrated control for voltage and power factor. The strategy presented was modeled in the Matlab®/Simulink® and the communication network using the TrueTime toolbox. The study presents a comparison between the traditional strategy and the purposed, analyzing the power quality delivered, power demand in peak time, and electrical losses in the system. The results shows that the integrated control for voltage and power factor strategy allows the use of capacitors bank downstream of voltage regulators without any impact in the power quality supplied, besides that, it is possible to reduce the power demand lowering the voltage using the conservative voltage reduction function, to finish a reducing in electrical losses about 4% is achieved with the strategy purposed when compared with the traditional.

Keywords: Voltage, Power Factor, Smart Grid, Wireless Network, Integrated Control, Volt/VAr.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1- INTRODUÇÃO E OBJETIVOS	15
CAPÍTULO 2- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
CAPÍTULO 3- ESTRATÉGIAS EMPREGADAS	24
3.1. Regulação de Tensão.....	24
3.2. Fator de Potência	44
3.3. Estratégia de Controle Centralizado de Tensão e Fator de Potência	46
CAPÍTULO 4- METODOLOGIA PROPOSTA	58
4.1. Estratégia de controle tradicional.....	58
4.2. Estratégia de controle integrado local com banco de capacitores instalado a jusante de regulador de tensão automático	67
4.3. Estratégia de controle integrado local com o método de redução de tensão..	74
4.4. Estratégia de controle tradicional individual local – Perdas elétricas.....	75
4.5. Estratégia de controle integrado local – Perdas elétricas	78
CAPÍTULO 5- RESULTADOS E ANÁLISES	82
5.1. Estratégia de controle local tradicional	82
5.2. Estratégia de controle integrado local.....	85
5.3. Estratégia de redução de tensão	88
5.4. Perdas elétricas tradicional.....	90
5.5. Perdas elétricas com estratégia de controle integrado	94
CAPÍTULO 6- CONCLUSÃO	99
Sugestões para trabalhos futuros	100
REFERÊNCIAS	101

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1- Estratégia Tradicional de Controle de Tensão e F.P.	19
Figura 2.2- Tendência de um sistema de controle Volt/VAr	22
Figura 3.1- Faixa de Tensão PRODIST	25
Figura 3.2- Transformador de tensão com dois enrolamentos isolados	28
Figura 3.3- Autotransformador com polaridade aditiva.....	29
Figura 3.4- Autotransformador com polaridade subtrativa	30
Figura 3.5- Esquema elétrico de um regulador de tensão.....	30
Figura 3.6- Fluxograma de funcionamento de um regulador de tensão	31
Figura 3.7- Sistema de distribuição dentre os limites de nível de tensão	32
Figura 3.8- Sistema de energia com nível de tensão fora do adequado	32
Figura 3. 9- Sistema de distribuição com regulador de tensão.....	33
Figura 3. 10- Transformador com comutador sob carga	34
Figura 3.11- Bancos de capacitores no sistema de energia.....	35
Figura 3.12- Bancos de capacitores de subestação.....	36
Figura 3.13- Células capacitivas	36
Figura 3.14- Tipos de banco de capacitores para subestação	38
Figura 3.15- Bancos de capacitores de poste	40
Figura 3.16- Representação de um sistema de energia.....	41
Figura 3. 17- Controle Integrado Centralizado de Tensão e F.P.....	47
Figura 3. 18- Controle Integrado Centralizado de Tensão e F.P.....	49
Figura 3. 19- Técnica de redução de tensão	49
Figura 3. 20- Técnica de redução de tensão	52
Figura 3. 21- Biblioteca <i>TrueTime</i>	53
Figura 3. 22- Bloco Kernel.....	53

Figura 3. 23- Bloco <i>Network</i>	54
Figura 3. 24- Parâmetros bloco <i>network</i>	55
Figura 3. 25- Bloco <i>TrueTime Wireless Network</i>	56
Figura 3. 26- Bloco bateria	56
Figura 3. 27- Bloco <i>TrueTime Standalone</i>	57
Figura 4. 1- Circuito de simulação banco de capacitores a jusante de regulador de tensão	59
Figura 4. 2- Bloco fonte de tensão trifásica	59
Figura 4. 3- Bloco impedância trifásica	60
Figura 4. 4- Configuração bloco impedância trifásica.....	60
Figura 4. 5- Bloco transformador regulador de tensão	60
Figura 4. 6- Parâmetros transformador regulador de tensão	61
Figura 4. 7- Bloco indutância mutua.....	62
Figura 4. 8- Parâmetros bloco indutância mutua.....	63
Figura 4. 9- Bloco de carga	63
Figura 4. 10- Banco de capacitores trifásico	64
Figura 4. 11- Blocos de medição de tensão	64
Figura 4. 12- Blocos de medição de tensão	65
Figura 4. 13- Blocos de analisador de sequência.....	65
Figura 4. 14- Blocos para determinar F.P.....	66
Figura 4. 15- Blocos estratégia controle tradicional.....	67
Figura 4. 16- Blocos estratégia controle tradicional.....	68
Figura 4. 17- Blocos estratégia controle tradicional.....	69
Figura 4. 18- Rede de comunicação	70
Figura 4. 19-Dispositivo Nó 1	71

Figura 4. 20-Configuração bloco Nó 1.....	71
Figura 4. 21-Dispositivo Nó 2	72
Figura 4. 22-Configuração bloco Nó 2.....	73
Figura 4. 23-Sistema de distribuição simulação perdas elétricas.....	75
Figura 4. 24-Indutância mutua de 15 km.....	76
Figura 4. 25-Indutância mutua de 3 km.....	77
Figura 4. 26-Sistema de distribuição simulação perdas elétricas estratégia de controle integrado.....	79
Figura 4. 27-Dispositivos da rede de comunicação.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela I	Comparação técnicas de controle.....	20
Tabela II	Tensão de Atendimento.....	26
Tabela III	Classificação da Variação de Tensão.....	26
Tabela IV	Características bancos de capacitores.....	39
Tabela V	Ajuste do regulador de tensão.....	61
Tabela VI	Parâmetros da rede de comunicação.....	70
Tabela VII	Parâmetros do regulador de tensão.....	76
Tabela VIII	Dispositivos.....	79
Tabela IX	Configuração dos dispositivos.....	81
Tabela X	Dados simulação controle local.....	83
Tabela XI	Dados simulação controle local com capacitores a jusante de reguladores de tensão.....	85
Tabela XII	Dados simulação controle integrado local.....	87
Tabela XIII	Dados simulação redução de tensão.....	89
Tabela XIV	Dados simulação perdas elétricas controle local.....	93
Tabela XV	Dados simulação perdas elétricas controle integrado.....	97

LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CVR	<i>Conservative Voltage Reduction</i>
DG	Geração distribuída
F.P.	Fator de potência
Hz	Hertz
I	Corrente elétrica
I_s	Corrente do sistema
JX_s	Reatância do sistema
kV	Quilovolts
kVA	Quilovolts-ampères
L	Carga
MVA	Megavolts-ampères
MW	Megawatts
OLTC	<i>On load transformer tap changer</i>
PV	Painel fotovoltaico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
p.u.	Por unidade
R	Resistência
S	Potência aparente
s	segundo
SCADA	Sistema de supervisão e aquisição de dados
TR	Tensão de referência
t_{ON}	Tempo em que o dispositivo está transmitindo uma mensagem na rede
t_{OFF}	Tempo em que nenhuma mensagem está sendo transmitida na rede
t_{WAIT}	Tempo de aguardo para o dispositivo enviar uma mensagem na rede
VAr	Volt ampere reativo
V	Volts
V1	Tensão no primário
V2	Tensão no secundário
V_g	Tensão na barra do gerador
V_{carga}	Tensão na carga

V_{queda}	Queda de tensão no sistema
VTCD	Varição de tensão de curta duração
X	Reatância
θ	Ângulo de defasagem angular
$\Delta ADINF$	Banda de tensão adequada inferior
$\Delta ADSUP$	Banda de tensão adequada superior
$\Delta PRSUP$	Banda de tensão precária superior
$\Delta PRINF$	Banda de tensão precária inferior
Ω	Ohm

CAPÍTULO 1- INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

Com o avanço da tecnologia, e o crescimento na demanda de energia, a qualidade de energia elétrica deixou de ser uma preocupação apenas para as distribuidoras de energia elétrica. Indústrias, empresas de tecnologia, manufatura e entre outras entendem que a energia elétrica é um insumo fundamental em um processo produtivo, e o seu parâmetro de qualidade deve ser aprimorado, com o intuito de se assegurar o seu suprimento, sem interrupções e também de se obter uma melhor eficácia em seu uso (SCHNEIDER, WEAVER, 2012). A redução nas perdas de energia e bem como uma otimização no seu uso não é mais uma tendência e sim uma necessidade.

Com o cenário atual, é cada vez mais comum a necessidade de diversificar a matriz energética, para expansão da rede de uma forma dinâmica, rápida e com uma boa relação custo versus benefício, a aplicação de geração distribuída nas redes de distribuição, vem sendo uma tendência, permitindo diversos microgeradores instalados na rede, o que exige que o sistema de controle de distribuição de energia seja ainda mais complexo, dinâmico e flexível para atender os requisitos de qualidade de energia definidos pelas agências regulamentadoras (KERSTING, 2001).

O nível de tensão e sua característica são importantes fatores para determinar-se a qualidade de energia elétrica, assim como o fator de potência. O controle de tensão é de extrema importância no sistema de energia, para evitar-se sobretensão e subtensão, que pode provocar uma série de problemas para os consumidores em modo geral, como queima de equipamentos, redução da sua vida útil, mal funcionamento baixa, eficiência, entre outros (KIRSHNER, 1987). Devido a isso, existe, normas para determinar os níveis máximos e mínimos de tensão permitidos. Da mesma forma pode-se tratar o controle de reativos, uma preocupação constante não apenas para a distribuidora de energia como também para determinados usuários, que podem ser multados por exceder o consumo de potência reativa (BECK, 2007).

A regulação de tensão no sistema de distribuição é usualmente feita por alocação de reguladores automáticos de tensão, transformadores com comutadores sob carga e banco de capacitores instalados na rede de distribuição. A técnica de regulação de tensão atualmente é realizada com base nas características do ponto

da instalação e estudos prévios realizados pelo agente distribuidor de energia elétrica, sendo de certa forma uma solução sem grande flexibilidade nas alterações de carga e comportamento da rede, tendo seu comportamento próximo de uma solução estática, principalmente quando aplicado banco de capacitores para elevação de tensão. Nesse contexto, existe uma grande dificuldade de se obter sucesso em diversos pontos da rede com relação a variação de padrões de carga, em função do horário, semana, e períodos do ano, sendo a falta de flexibilidade nos sistemas empregados atualmente um limitante para minimizar problemas relacionados ao nível de tensão fornecido pela distribuidora de energia elétrica. Portanto embora a solução empregada atualmente seja funcional, ela apresenta uma série de dificuldades para atender as novas demandas e características que tendem a ser cada vez mais empregadas, não sendo adaptativa e flexível para ser integrada as chamadas redes inteligentes (BOROZAN, BARAN, NOVOSEL, 2001).

Para o controle de fator de potência no sistema de distribuição é largamente aplicado banco de capacitores *shunt* na rede de distribuição e subestações. Os bancos de capacitores aplicados na rede de distribuição podem ser do tipo fixo, manobráveis e automáticos, sendo os bancos automáticos com método de controle para compensação de fator de potência, baseado na magnitude da tensão, magnitude de corrente, temperatura, dias da semana, ou pela determinação do fator de potência. Todos esses métodos levam em conta apenas as condições locais e ajustes pré parametrizados, não sendo analisado o impacto da sua operação nos demais pontos da rede. Outro aspecto a ser destacado na compensação de F.P. com a utilização de banco de capacitores, é a redução da corrente circulante na rede de distribuição o que reduz a queda de tensão na linha e aumenta o nível de tensão em trechos do sistema, o que pode ocasionar uma sobretensão. Em virtude disso, a aplicação de banco de capacitores automáticos a jusante de reguladores de tensão, atualmente é uma técnica não recomendada (COLOPY, 2004).

A melhor estratégia para controle de F.P. atualmente, é a estratégia de controle integrado com o nível de tensão, pois ao corrigir o F.P. o nível de tensão será alterado, e isso poderá impactar nos parâmetros de qualidade de energia de trechos do sistema de distribuição. Uma série de estratégias e metodologias vêm sendo abordadas para controlar o nível de tensão e o F.P. de forma integrada, tendo alguns estudos apresentados resultados extremamente satisfatórios. Com o controle de forma integrada é possível adicionar métodos de controle como a técnica de

redução de tensão, onde um estudo encomendado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos demonstra uma redução no consumo de energia elétrica de até 4%, sendo sessa técnica recomendada para aliviar o sistema em horários de picos (SCHNEIDER, TUFFNER, FULLER, SINGH, 2010).

Para a solução de controle integrado de tensão e o F.P. várias propostas já foram apresentadas na literatura, abordando sistemas de controle avançados e centralizados, entretanto a dificuldade de implementação e a complexibilidade de um sistema centralizado dificulta a difusão dessas técnicas.

1.1. Objetivos e Contribuição

Diante do cenário anteriormente exposto, os objetivos desta pesquisa são os apresentados a seguir:

- Propor uma nova estratégia integrada de tensão e fator de potência local para o sistema de distribuição de energia elétrica, utilizando uma rede de comunicação sem fio entre os dispositivos.
- Reduzir índices de sobretensão e subtensão no sistema de distribuição de energia elétrica.
- Permitir uma análise de desempenho em tempo real de uma rede de comunicação sem fio, utilizando a ferramenta *TrueTime*.
- Reduzir as perdas elétricas no sistema de energia elétrico, com a operação integrada dos equipamentos para regulação de tensão e compensação de fator de potência.
- Permitir uma maior confiabilidade no sistema elétrica, aplicando a estratégia de redução de tensão com o intuito de se reduzir a demanda de energia elétrica.
- Fornecer um *feedback* da operação dos ativos da concessionária que estão integrados à rede de comunicação sem fio proposta, como também permitindo um melhor monitoramento da empresa responsável pela distribuição de energia em um determinado ponto onde a estratégia proposta está sendo aplicada, pois, permite um acompanhamento em tempo real.

A contribuição dessa dissertação é apresentar uma nova estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência local, com o intuito de simplificar sua aplicação além de torna-la menos complexa no que se refere a sua implementação, permitindo projetos pilotos com baixo custo e permitindo a verificação da eficácia da solução de controle integrada, justificando o investimento e sua adoção por parte dos agentes distribuidores. Além disso, está sendo apresentado uma solução com a ferramenta *TrueTime* o que permite um acompanhamento em tempo real da estratégia de controle proposta.

1.2. Estrutura e Conteúdo

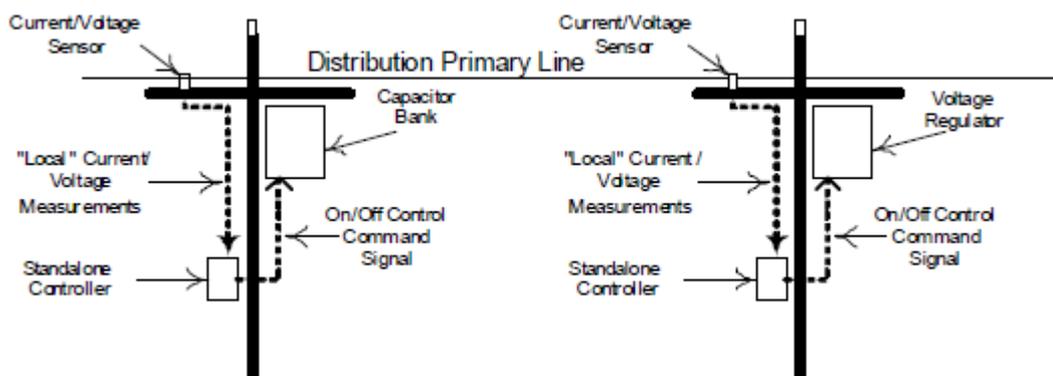
Esta dissertação de mestrado está organizada em **6** Capítulos e uma lista de referências bibliográficas. No **Capítulo 1 – Introdução**, são apresentadas as motivações e justificativas para a realização deste trabalho e também os seus objetivos, estrutura e conteúdo organizacional. No **Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica**, é apresentado uma revisão na literatura referente ao tema proposto. O **Capítulo 3 – Estratégias Empregadas**, apresenta as técnicas para a regulação de tensão e o controle de fator de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica. No **Capítulo 4 – Metodologia Proposta**, é apresentado o método de simulação e da estratégia proposta, mostrando cada bloco e parâmetros utilizando no Matlab®/Simulink®, também é demonstrado os ajustes da rede de comunicação na ferramenta *TrueTime toolbox*, explicando cada bloco utilizado na estrutura de comunicação proposta. No **Capítulo 5 – Resultados e Simulações**, é apresentado os resultados e as simulações realizadas do método de controle proposto comparando com a estratégia de controle tradicional, os resultados obtidos são discutidos. O **Capítulo 6 – Conclusão**, apresenta as conclusões do trabalho e as possibilidades para trabalhos futuros. A lista de **Referências** é apresentada e contém todos os documentos referenciados em ordem alfabética.

CAPÍTULO 2- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será mostrado o estado do desenvolvimento dos temas envolvidos neste trabalho, entretanto todos os estudos propostos tratam o controle integrado de tensão e fator de potência de forma centralizada, não tendo na literatura uma proposta de um controle integrado, cuja proposta seja local.

As técnicas de controle de tensão e fator de potência são tratadas de forma individual ou integrada, sendo a estratégia integrada uma tendência com o avanço das chamadas redes inteligentes. A técnica de controle tradicional se caracteriza por tratar as variáveis de forma individual, e não receber nenhum *feedback* da atuação dos equipamentos, além de ter como base de decisão medições de tensão e corrente realizadas no ponto onde o equipamento está instalado na rede de energia. A Figura 2.1 apresenta a topologia dos equipamentos com a estratégia de controle tradicional (ULUSKI, 2010).

Figura 2.1- Estratégia Tradicional de Controle de Tensão e F.P.



Fonte: (ULUSKI, 2010)

A solução integrada de tensão e F.P. também é possível por uma implementação via *SCADA* no centro de operações da distribuidora de energia elétrica, entretanto, esse tipo de solução exige um alto grau de conhecimento por parte do usuário e pouca flexibilidade na implementação devido ao sistema supervisor não ser dedicado a esse tipo de aplicação. No trabalho de (ULUSKI, 2010), é também abordado a estratégia integrado de tensão e F.P. centralizada, onde tem-se um servidor e todos os equipamentos dedicado à regulação e à compensação de reativos se comunicam com uma central, que define a operação de cada equipamento, com base nas medições que os próprios equipamentos

retornam, essa solução é conhecida comercialmente como Volt/Var, sendo fornecida por fabricantes de soluções para redes inteligentes (ULUSKI, 2010). A Tabela I apresenta uma comparação entre as técnicas de controle.

Tabela I – Comparação técnicas de controle

	Estratégias Volt-Var		
	Tradicional	SCADA	Centralizado
Perfil de Tensão Aceitável	X	X	X
Fator de Potência Aceitável	X	X	X
Auto Monitoração		X	X
Possibilidade de Manipulação da Estratégia de Operação em Emergências		X	X
Flexível Reconfiguração do Sistema			X
Dispositivos Inteligentes			X
Coordenação dos Equipamentos			X
Seleção dos Objetivos por Grau de Importância			X

Fonte: (ULUSKI, 2010) – Adaptado pelo Autor

A estratégia centralizada de controle integrado, permite a função de redução de tensão com o objetivo de redução da demanda de consumo de energia no sistema de energia. O estudo apresentado por (SCHNEIDER, TUFFNER, FULLER, SINGH, 2010), apresenta um resultado estimado na redução de consumo de energia com a aplicação dessa técnica de 0,5% até 4% dependendo das condições de carga do alimentador, já a redução de perdas não apresentou resultados significativos, para simulação os autores utilizaram o *software GridLab®*.

A técnica de redução de tensão dentro do limite mínimo permitido para aliviar o sistema de energia, apresenta resultados significativos para cargas lineares e de potência não constante, cargas com dependência do nível de tensão podem apresentar uma baixa eficiência o que pode minimizar o impacto dessa solução. Nesse contexto, estudos vem sendo proposto para otimizar esse benefício. (AHAMADI, MARTÍ, HERMANN, DOMMEL, 2014) implementaram uma estrutura de otimização de controle Volt/Var centralizado pela técnica MIQC e *branch-and-cut*, utilizando a informação de medidores inteligentes para auxiliar na estimação do perfil de carga da rede. O estudo faz o modelamento de cargas considerando como dependentes de tensão, e os resultados obtidos apresentam uma redução na demanda de energia de 4,8%.

Nessa linha de aplicação de inteligência artificial para implementação de um controle integrado Volt/Var centralizado, (FELTRIN, RODEZNO, MATOVANI, 2014)

apresentaram uma proposta de um algoritmo multiobjectivo, usando a técnica *non-dominated optimal solution*, a estratégia de controle proposta, estima o perfil de carga a cada hora para o próximo dia e ou semana, com base em medições já realizadas. O sistema foi simulado em uma rede UKGDS-95 e IEEE 34 nós, os resultados mostram que a solução proposta permite o usuário definir metas de redução de demanda para que o sistema se adapte e defina o melhor ponto de operação dos equipamentos instalados na rede de energia.

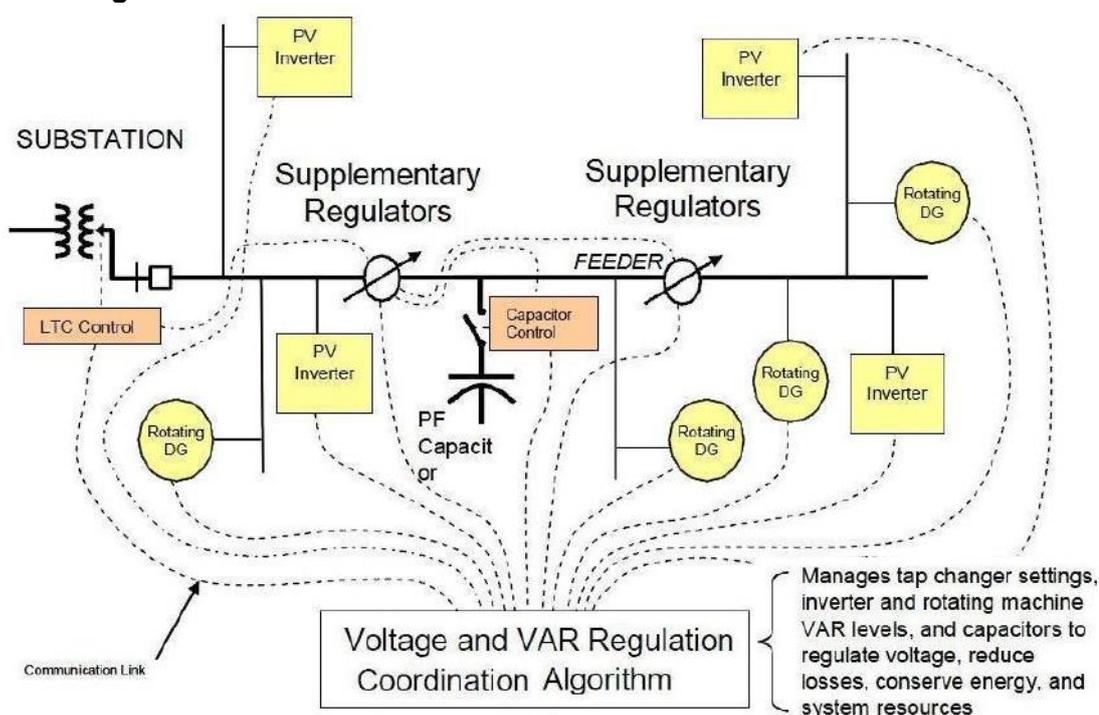
Um controle Volt/Var por aprendizado de máquina foi proposto por (PINTO, 2015), o autor propõe a utilização de medição de medidores de tensão e corrente instalados na rede de distribuição para definir os ajustes de operação dos reguladores de tensão e banco de capacitores, evitando a necessidade de modelamento do sistema. Ainda nessa linha de pesquisa (AUCHARIYAMET, SIRISUMRANNUKI, 2009), apresentam um controle Volt/Var por lógica *fuzzy* multiobjetiva e *Participle Swarm*, os autores apresentam um despacho otimizado para transformadores com comutador sob carga e banco de capacitores, tendo três objetivos definidos para elaboração da solução, que consiste na demanda de consumo, número de operações do banco de capacitores e número de alterações da derivação do transformador. Todos os objetivos são fuzzyficados em um função trapezoidal para determinar a operação dos equipamentos.

A solução de controle centralizado Volt/VAr tem implementações reais já realizada, conforme demonstrado por (SCHNEIDER, WEAVER, 2012). Os autores elaboraram um estudo para análise da aplicação de 11 sistemas reais de controle Volt/VAr comerciais aplicados em alimentadores de uma distribuidora de energia nos Estados Unidos da América. O estudo compara os resultados do benefício da aplicação do sistema Volt/VAr com base em uma simulação em *software* com os medidos em campo, para a simulação foi considerado um período de um ano, e as medições em campo foram realizados em 60 dias corridos, com amostras a cada 15 minutos, um fator de equalização de temperatura foi utilizado. Os resultados tanto da simulação quanto das medições em campo, mostraram uma significativa redução no consumo de energia em situações que o sistema está sobrecarregado, tendo a simulação uma redução de 2,9% e na medição real de 3,2%, portanto, comprovando a eficácia da estratégia de redução de tensão para aliviar o sistema.

Na era das redes inteligentes, (RAHIMI, MARINELLI, SILVESTRO, 2012) apresentam a tendência da aplicação de controle Volt/VAr no sistema de distribuição

de energia, com uma avaliação dos requerimentos que serão necessários para essa implementação. São discutidos aspectos relacionados a geração distribuída, armazenamento de energia, sistemas de cargas para veículos elétricos com a integração de um controle de tensão e F.P., os autores concluem que o controle Volt/VAr e sua otimização é uma das mais importantes funções dentro do sistema de atuação de distribuição de energia elétrica, e em contrapartida, um dos maiores desafios para tornar essa solução uma realidade a automação dos equipamentos e também a comunicação de dados entre eles. A Figura 2.2 apresenta o que os autores entendem como o futuro do sistema de controle de tensão e F.P. de uma rede de energia, que consiste em uma interação entre geração distribuída, bancos de capacitores, reguladores de tensão e um sistema centralizado de controle.

Figura 2.2- Tendência de um sistema de controle Volt/VAr



Fonte: (RAHIMI, MARINELLI, SILVESTRO, 2012)

(ZAMANI, BARAN, 2017), abordaram a estratégia de localização de medidores para o conceito de redução de tensão com o objetivo de obter-se uma redução na demanda, os autores, estudaram uma estratégia de medição em tempo real, considerando dois tipos de medição, sendo uma a medição de tensão e a outra medição de corrente, e com uma análise de sensibilidade, verificaram a necessidade de inclusão ou não de medição em determinados pontos da rede simulada, possibilitando a eliminação de medições redundantes, entretanto o estudo se limita

ao tamanho dos circuitos, além disso não foi analisado o impacto da geração distribuída.

A bibliografia apresenta diversas técnicas de controle com inteligência artificial, e estudos e simulações de controle integrado de tensão e F.P. centralizados, entretanto a solução de controle integrado local não foi ainda abordada, e nem mesmo simulações dessa solução com a ferramenta *TrueTime*, o que torna o estudo proposto relevante no que se refere a uma nova estratégia ainda não discutida.

CAPÍTULO 3- ESTRATÉGIAS EMPREGADAS

Neste capítulo serão apresentados as estratégias empregadas para o controle de tensão e fator de potência no sistema de distribuição de energia elétrica, sendo abordados os índices exigidos pelo agente regulador, equipamentos destinados a essa aplicação e as técnicas empregadas, como também a estratégia de controle proposta.

3.1. Regulação de Tensão

A ANEEL estabelece os índices de qualidade de energia elétrica para o sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil, por meio do módulo 8 do PRODIST, que tem por objetivo definir os valores de referência ou limites dos fenômenos de qualidade, como também estabelecer aspectos relacionados à instrumentação e à metodologia de medição, os procedimentos para a gestão de reclamações dos acessantes a rede de energia, e descrever os estudos sobre a qualidade do produto para fins de acesso aos sistema de distribuição de energia (ANEEL, 2017). Os fenômenos tratados nesse módulo em regime permanente são:

- Tensão
- Fator de Potência
- Harmônicos
- Desequilíbrio de Tensão
- Flutuação de Tensão
- Variação de Frequência

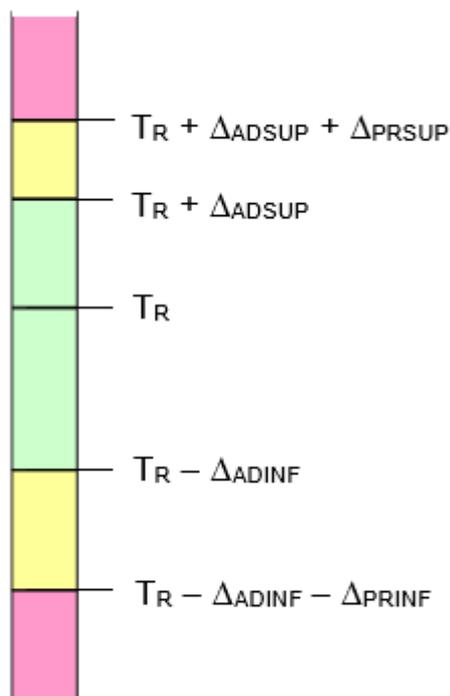
Em regime transitório é tratado do fenômeno de VTCD.

A tensão em regime permanente é acompanhada em todo o sistema de distribuição e deve ter seus parâmetros dentro dos padrões estabelecidos. A ANEEL classifica a tensão em regime permanente como adequados, precários e críticos. A conformidade de tensão se refere a comparação entre os valores de tensão medidos

em relação aos parâmetros adequados de tensão em regime permanente (ANEEL, 2017).

A tensão de atendimento associada as leituras deve ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência (T_R), conforme a Figura 3.1.

Figura 3.1- Faixa de Tensão PRODIST



Fonte: PRODIST Módulo 8 ANEEL (2017)

Sendo:

- Faixa Adequada de Tensão ($T_R - \Delta ADINF$, $T_R + \Delta ADSUP$);
- Faixas Precárias de Tensão ($T_R + \Delta ADSUP$, $T_R + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP$ ou $T_R - \Delta ADINF - \Delta PRINF$, $T_R - \Delta ADINF$);
- Faixas Críticas de Tensão ($>T_R + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP$ ou $<T_R - \Delta ADINF - \Delta PRINF$)

As faixas dos níveis de tensão em regime permanente são definidas pelo ANEXO I do Módulo 8 do PRODIST. A Tabela II apresenta as faixas de classificação de tensão para uma linha de distribuição superior a 1kV e inferior a 69kV.

Tabela II - Tensão de Atendimento

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL \leq 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: PRODIST Módulo 8 ANEEL (2017)

A ANEEL denomina VTCD como desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo menor que três minutos. A Tabela III apresenta a classificação das VTCD.

Tabela III - Classificação da Variação de Tensão

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude de tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: PRODIST Módulo 8 ANEEL (2017)

Um dos principais objetivos de qualquer sistema elétrico é fornecer aos usuários uma tensão de alimentação compatível e ideal ao seu equipamento de utilização. Cada aparelho elétrico é projetado para operar em uma determinada tensão nominal para a máxima eficiência e cumprimento máximo de seu serviço. Um sistema de alimentação elétrica ideal fornece tensão constante para todos os usuários em todas as condições de carga (MARKUSHEVICH, LUAN, 2011). É claro que nenhum sistema é completamente ideal, e economicamente é impraticável

tentar chegar a este patamar. Mas é possível alcançar um sistema de fornecimento de fonte de tensão satisfatória para todos os equipamentos de utilização com meios econômicos de regulação existentes no mercado.

Há vários métodos de se melhorar o desempenho de tensão em sua transmissão elétrica e em sistemas de distribuição. No sistema de distribuição de energia elétrica as principais técnicas utilizadas são as seguintes:

- Reguladores de Tensão Automáticos
- Transformadores com Comutador sob Carga
- Aumento da Bitola dos Condutores no Sistema de Distribuição
- Banco de Capacitores
- Novo Alimentador / Subestação

Reguladores de Tensão Automáticos

No sistema de distribuição os reguladores de tensão monofásicos de 32 estágios com regulação de 10% de elevação e 10% de redução são os mais utilizados, em função da sua aplicação dedicada a regulação, diferentemente dos compensadores de reativos que possuem função secundária de regulação de tensão (KERSTING, 2012). Os transformadores com comutadores sob carga são aplicados para regulação de tensão em subestação, assim como os reguladores de tensão automáticos, que possuem uma série de vantagens comparado com o transformador sob carga, pois permite regulação por fase, obtendo-se uma melhor regulação, devido ao desequilíbrio de carga entre as fases, além das vantagens listadas abaixo:

- Regulação rápida
- Menor custo
- Menor perda elétrica
- Tempo de fabricação

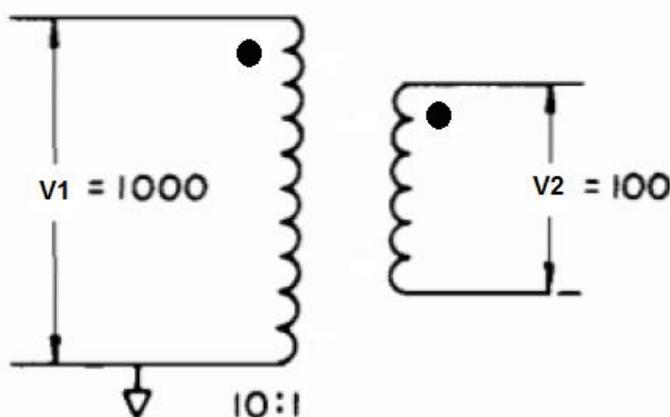
O regulador monofásico de $\pm 10\%$ tem um menor custo devido a potência do equipamento ser 10% da potência de um transformador sob carga para uma mesma aplicação, pois, é um elemento em série com a rede, tendo-se uma redução não apenas de custo como também tempo de fabricação, geralmente leva-se um ano

para fabricação de um transformador sob carga, também se tem uma redução nas perdas elétricas, além de uma maior versatilidade de operação (COLOPY, 2004).

O regulador de tensão automático, tem seu funcionamento fundamentado no acoplamento eletromagnético e elétrico entre dois enrolamentos, de forma bastante similar a um transformador. Entretanto existe uma conexão física entre os enrolamentos primário e secundário, mais usualmente denominados como enrolamento de regulação e de excitação. Quando se refere a reguladores de tensão, ou seja, um regulador de tensão automático tem seu princípio de funcionamento com base na teoria da autotransformação.

Para um melhor entendimento do funcionamento de um regulador de tensão a Figura 3.2 representa um diagrama básico de um transformador de tensão, composto por dois enrolamentos, sendo a relação de 10:1.

Figura 3.2- Transformador de tensão com dois enrolamentos isolados



Fonte: Do próprio autor

A relação de transformação entre os enrolamentos é definida conforme equação (1).

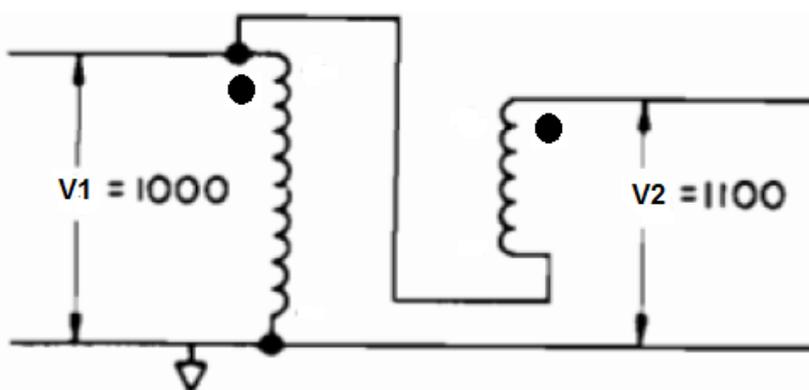
$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1)$$

Sendo, V_1 a tensão primária, V_2 a tensão no secundário, I_1 a corrente no primário, I_2 a corrente no secundário, N_1 o número de espiras no enrolamento primário e N_2 o número de expiras no enrolamento secundário.

Analisando a Figura 3.2 , tem-se uma relação entre os enrolamentos de 10:1, ou seja, ao aplicar-se a vazio uma tensão de 1000V no enrolamento primário, tem-se

100V no enrolamento secundário. Aplicando o princípio de autotransformação de energia elétrica, ao executar as ligações físicas entre os enrolamentos primário e secundário, tem-se uma adição ou subtração da tensão aplicada no enrolamento primário, sendo a polarização magnética do enrolamento quem define a subtração ou a adição da tensão. A Figura 3.3 apresenta o diagrama elétrico de um autotransformador elevador de tensão.

Figura 3.3- Autotransformador com polaridade aditiva

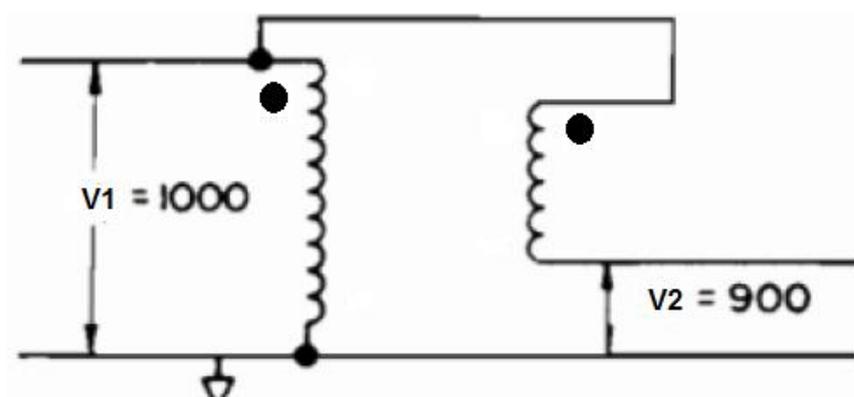


Fonte: Do próprio autor

A Figura 3.4 apresenta o diagrama elétrico de um autotransformador no modo abaixador de tensão.

Observando-se a Figura 3.3 e 3.4, ao adicionar-se uma chave reversora de polaridade no circuito, tem-se a possibilidade do autotransformador trabalhar tanto no modo elevador ou abaixador de tensão. Além disso, se adicionadas derivações no enrolamento, pode-se obter estágios de regulação. Essas derivações podem ser alteradas com um comutador sob carga controlado por um relê microprocessado. Nestas condições, tem-se um regulador de tensão automático. Portanto um regulador de tensão automático, é um autotransformador com derivações que podem ser alteradas via um comutador sob cargas controlado por um relê com parâmetros de valores desejável de tensão em um determinado ponto no sistema de distribuição de energia elétrica (KERSTING, 2009).

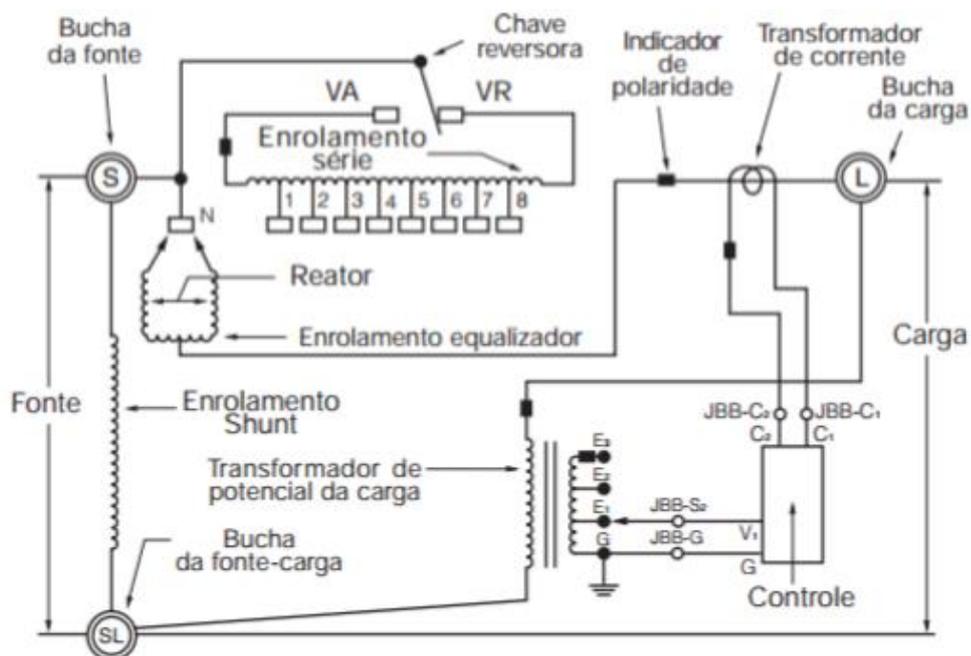
Figura 3.4- Autotransformador com polaridade subtrativa



Fonte: Do próprio autor

A Figura 3.5 apresenta o esquema elétrico de um regulador de tensão automático monofásico de 32 estágios de regulação, sendo 16 como elevador e 16 como abaixador, tendo uma regulação de 10% para elevar e 10% para abaixar a tensão.

Figura 3.5- Esquema elétrico de um regulador de tensão

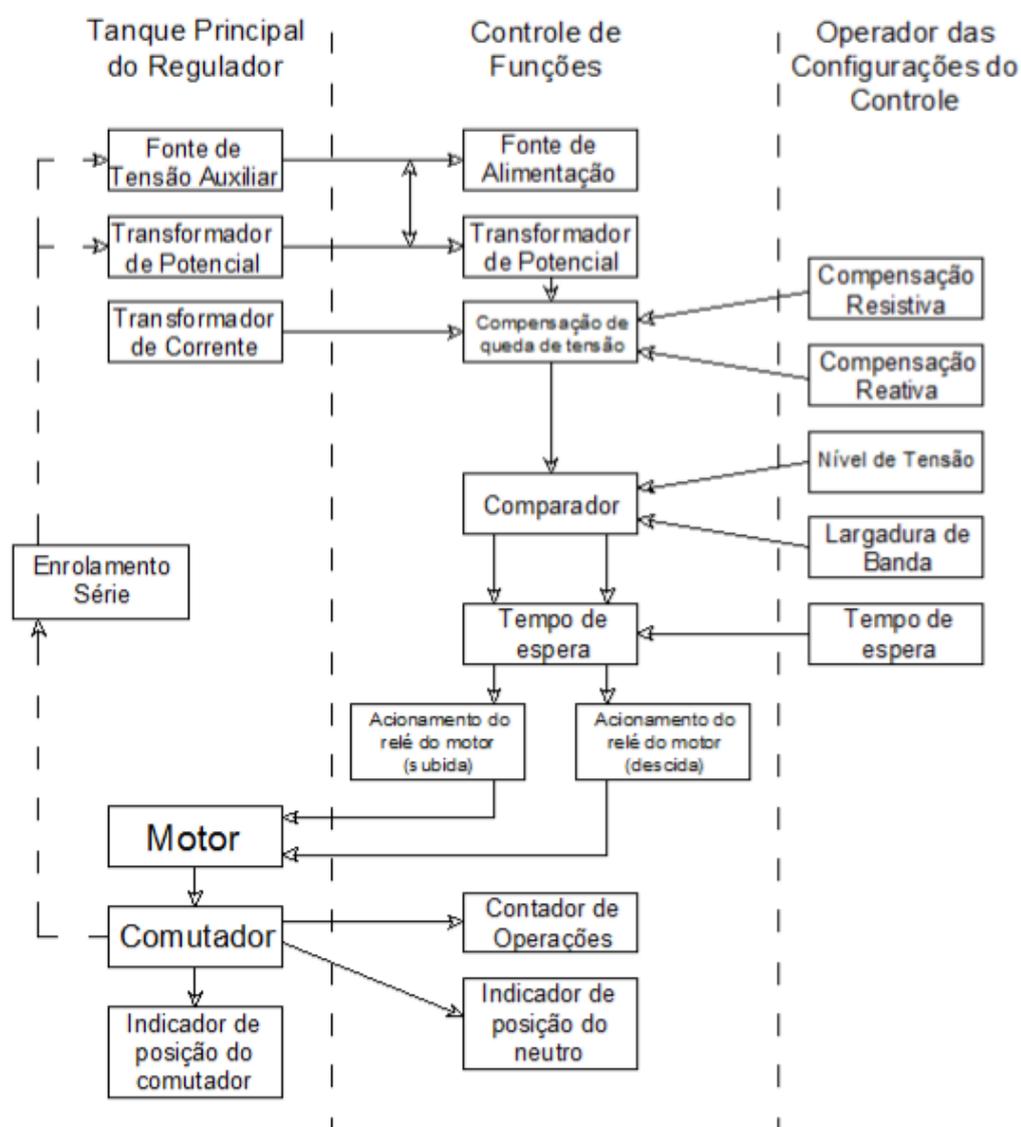


Fonte: (COOPER, 2012)

Conforme apresentado na Figura 3.6, o regulador de tensão monofásico, possui um enrolamento de excitação também denominado de enrolamento *Shunt*, um enrolamento de regulação ou série, e reator para limitação de corrente. Também possui uma função que possibilita mais 8 posições de regulação totalizando 16

posições, além de chave reversora o que permite mais 16 posições de regulação com um total de 32 etapas de regulação. Um transformador de potencial fornece energia ao controle e a referência de tensão, e um transformador de corrente indica o nível de corrente do ponto onde o equipamento está instalado (COLOPY, 2004). A Figura 3.6 apresenta o fluxograma de funcionamento de um regulador de tensão automático.

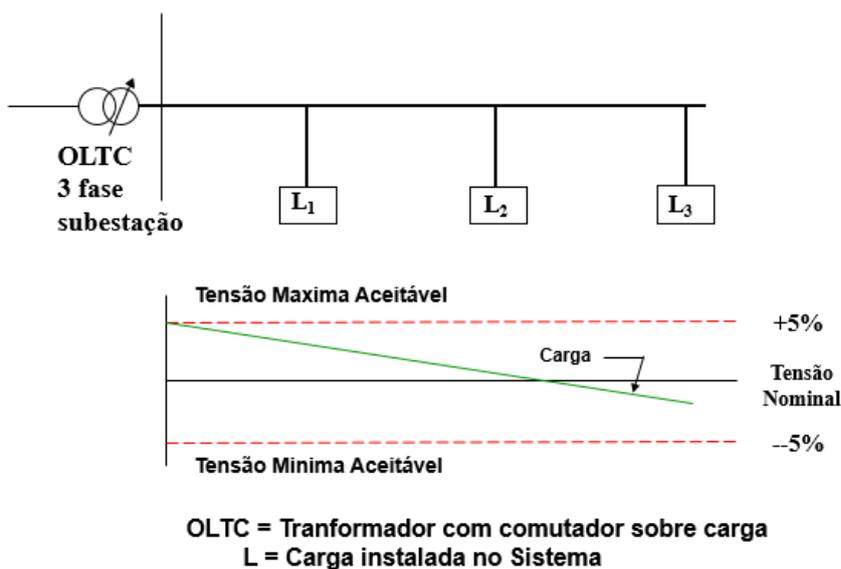
Figura 3.6- Fluxograma de funcionamento de um regulador de tensão



Fonte: Do próprio autor

Para um melhor entendimento da aplicação de reguladores de tensão a Figura 3.7 representa o nível de tensão com relação as cargas instaladas em um sistema de distribuição alimentado por um transformador sob carga e limite de tensão de $\pm 5\%$ da tensão nominal.

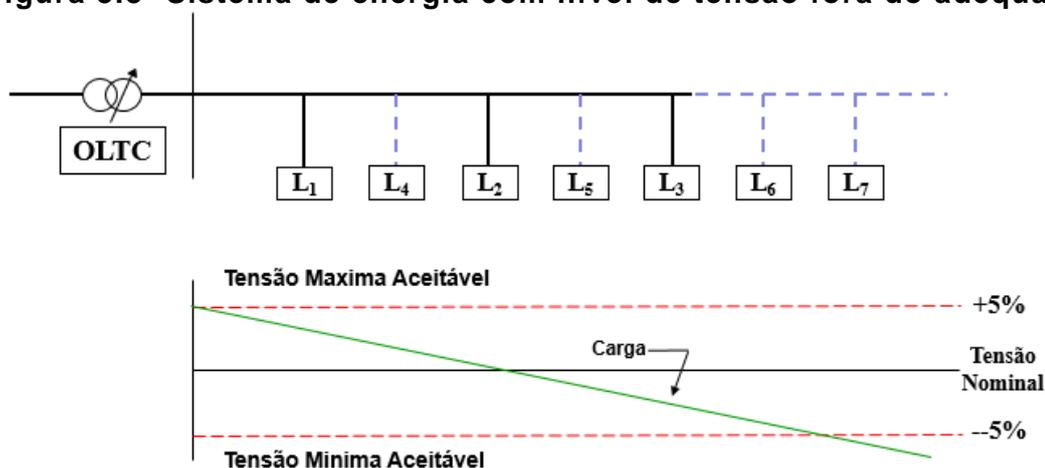
Figura 3.7- Sistema de distribuição dentro os limites de nível de tensão



Fonte: Do próprio autor

Nesta configuração o nível de tensão está dentro do aceitável, porém ao adicionar mais cargas ao sistema, conforme apresentado na Figura 3.8 tem-se um nível de tensão fora dos limites aceitáveis.

Figura 3.8- Sistema de energia com nível de tensão fora do adequado

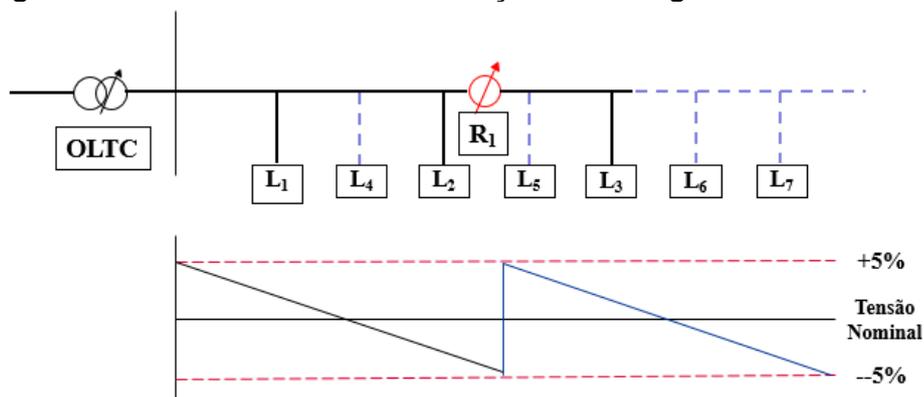


Fonte: Do próprio autor

Um aumento de carga e da expansão do sistema com o passar dos anos, pode resultar em uma elevada queda de tensão, fazendo com que nem mesmo o transformador com comutador sob carga seja capaz de regular a tensão. Para resolver este problema, são instalados reguladores de tensão na linha, possibilitando o aumento de cargas e expansão do sistema, sem a necessidade de aquisição de

novos transformadores sob carga ou até mesmo de uma nova linha ou o aumento da bitola dos condutores para reduzir a queda de tensão. A Figura 3.9 apresenta um regulador de tensão instalado no sistema para fazer com que o nível de tensão fique dentro os limites aceitáveis.

Figura 3. 9- Sistema de distribuição com regulador de tensão



R1 = Regulador de tensão

Fonte: Do próprio autor

Transformadores com comutador sob carga

Os transformadores com comutador sob carga, além de terem a função de transformar o nível de tensão, possui também função similar aos reguladores de tensão, tendo sua aplicação destinada apenas em subestação, devido ao seu elevado peso e tamanho. Trata-se de um transformador de potência com derivações chaveadas de forma automática, via controlador local. Esse chaveamento é realizado por um comutador com capacidade de mudança de derivação sob carga (ABB, 1999). A Figura 3.10 apresenta um transformador com comutador sob carga.

Figura 3. 10- Transformador com comutador sob carga



Fonte: (ABB, 1999)

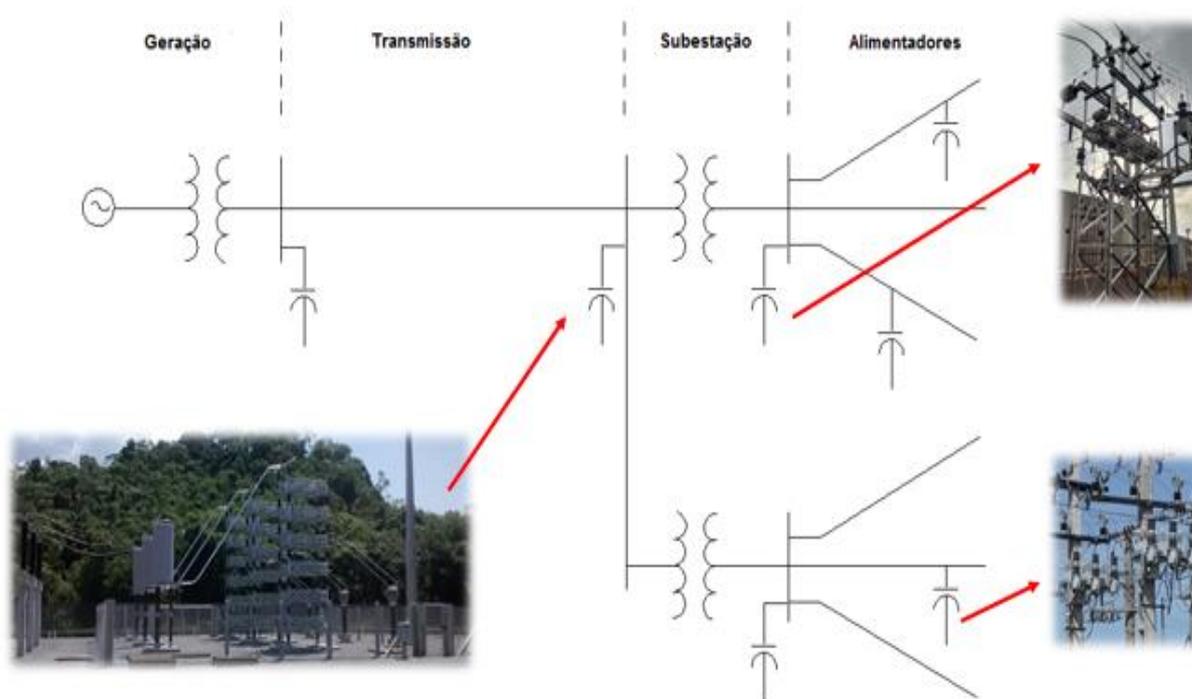
Banco de Capacitores

Os bancos de capacitores podem ser aplicados para elevação e ou regulação de tensão no sistema de distribuição de energia elétrica. Para elevação de tensão é comum a utilização de banco de capacitores *shunt*, que permitem uma elevação do ponto de sua instalação e a montante, pois como a potência reativa capacitiva reduz a corrente reativa indutiva demanda da rede, a queda de tensão no sistema também é reduzida. Deve-se, levar em consideração que a aplicação capacitores para elevação ou regulação de tensão, de forma secundária também altera o fator de potência da instalação, por isso, sempre deve-se analisar o impacto no sistema para esse tipo de solução (EL-HAWARY, 1995).

Portanto, os bancos de capacitores são aplicados no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, com o intuito de reduzir as perdas elétricas, aprimorar o F.P. e adequar o nível de tensão do sistema de energia.

A Figura 3.11 apresenta a alocação de banco de capacitores no sistema de energia elétrica.

Figura 3.11- Bancos de capacitores no sistema de energia



Fonte: Do próprio autor

A aplicação na transmissão está relacionada com a melhoria do fluxo de potência a ser transmitido. Na subestação a aplicação está relacionada a compensação de F.P. e aumento no nível de tensão. Nos alimentadores ou redes de distribuição a aplicação de banco de capacitores tem o intuito de reduzir as perdas elétricas no sistema, melhorar o F.P. e elevar o nível de tensão na rede. Os benefícios de redução de perdas, elevação de tensão e compensação de F.P. estão correlacionadas com o uso de banco de capacitores qualquer que seja a aplicação. É definido primeiramente o benefício primário, entretanto os demais fatores serão secundários, devido a isso tem-se uma dificuldade de aplicar-se a estratégia de controle que trata a tensão e o F.P. de forma individual, visto que ao aplicar-se banco de capacitores está alterando-se tanto o F.P. quanto o nível de tensão na rede, independente de qual seja o objetivo primário (LIU, CANIZARES, HUANG, 2009).

A Figura 3.12 apresenta um banco de capacitores utilizado em subestação de energia.

Figura 3.12- Bancos de capacitores de subestação



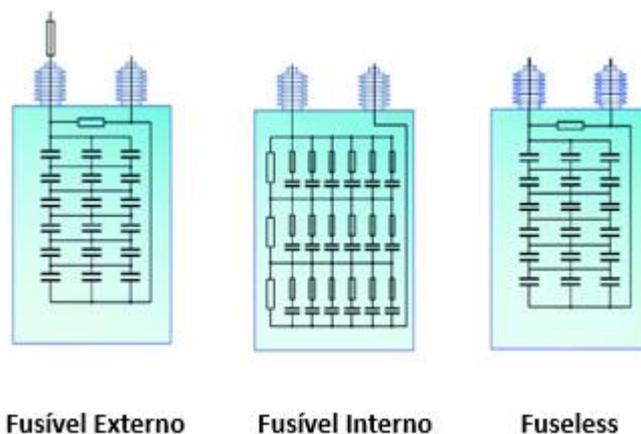
Fonte: Do próprio autor

Os bancos de capacitores de subestação podem ter três configurações de proteção:

- Fusível de expulsão
- Fusível interno
- Fuseless (Sem fusíveis)

A Figura 3.13 apresenta as células capacitivas para aplicação em bancos com fusíveis de expulsão, fusíveis internos e sem fusíveis.

Figura 3.13- Células capacitivas



Fonte: Do próprio autor

Conforme pode ser observado na Figura 3.14, as células capacitivas de potência aplicadas a média e alta tensão, são formadas por elementos capacitivos, que se caracterizam por serem pequenos capacitores, que são conectados em série e em paralelo com o intuito de formar um capacitor de potência. Os elementos em série têm sua quantidade definida para atender a tensão nominal da célula capacitiva, quanto maior o nível de tensão da célula capacitiva, maior é o número de elemento em série para permitir a construção do capacitor, já os elementos em paralelo são configurados para atender a potência requisitada. Os capacitores de potência têm sua fabricação com tensão a partir de 1000V e limitam-se a 25kV, para sistemas de transmissão, o banco de capacitores tem sua configuração com capacitores conectados em série para atender o alto nível de tensão desses sistemas (MAMEDE, 2005).

O banco de fusível de expulsão foi a primeira tecnologia desenvolvida. Trata-se de uma associação de células capacitivas com proteção por um fusível de expulsão, alocado externamente, sendo visível e conectado a bucha dos capacitores. Esse tipo de banco possui a vantagem de ter uma construção e projeto simplificado, e é uma tecnologia consolidada. Permite a visualização das células defeituosas, e sistema de proteção com boa sensibilidade, em contrapartida, possui uma baixa confiabilidade, quando comparados com outras tecnologias, pois a atuação de um fusível, implica na redução de um valor considerável de reativo do banco. Além disso para projetos de elevada potência, ou, nível de tensão superiores a 36kV, seu projeto torna-se bastante custoso e complexo, exigindo mais espaço e quantidade de células capacitivas. Possui ainda, um limitante no que se refere a energia paralela, visto que uma falha em uma unidade capacitiva, as células adjacentes irão descarregar energia sobre a unidade defeituosa, durante um intervalo de tempo, todos esses aspectos devem ser considerados quando aplicado bancos de fusível de expulsão (MAMEDE, 2005).

Com o intuito de aprimora-se a confiabilidade de banco de capacitores foi desenvolvido a tecnologia de células capacitivas com fusíveis internos, permitindo a construção de bancos de capacitores com essa tecnologia. Os capacitores de fusível interno, possuem fusíveis protegendo cada elemento capacitivo da célula, com isso, em caso de falha de um elemento, apenas o fusível desse elemento defeituoso atua, evitando a remoção total da célula capacitiva, minimizando dessa forma a redução de reativo do banco de capacitores, bem como a variação de capacitância no

sistema de energia elétrica, sendo essa variação de extrema importância no que se refere a dinâmica de sistemas de energia, devido aos pontos de ressonância que o sistema pode apresentar (NATARAJAN, 2005).

Com a mesma proposta do banco com fusíveis internos foi desenvolvido a tecnologia denominada de *Fuseless*, ou sem fusíveis, que tem como princípio que quando ocorre uma falha no dielétrico de um determinado elemento da célula capacitiva, isso gera um arco elétrico, que perfura o filme de polipropileno, formando uma junção, com uma solda estável, permitindo uma condução de corrente no capacitor mesmo com o elemento falhado, não tendo a necessidade de uma proteção por elemento, e sim uma monitoração externa no nível de corrente, ou tensão que está no banco de capacitores para evitar uma explosão na célula capacitiva, visto, que o projeto desse tipo de banco limita a quantidade de elementos que podem falhar e o banco de capacitores permanecer em operação, da mesma forma ocorre com os bancos de capacitores de fusível interno. A desvantagem dos bancos de capacitores de fusível interno, e sem fusíveis está na identificação da unidade falhada, e na dificuldade para ajuste na proteção desses banco de capacitores (NATARAJAN, 2005).

A Figura 3.14 apresenta os bancos de capacitores com fusível de expulsão, fusíveis internos e sem fusíveis.

Figura 3.14- Tipos de banco de capacitores para subestação



Banco Fusível de Expulsão



Banco Fusível Interno



Banco Sem Fusíveis (Fuseless)

Fonte: Do próprio autor

A Tabela IV apresenta um resumo das características mais relevantes de bancos de capacitores utilizados em subestação.

Tabela IV – Características bancos de capacitores

Características de Banco de Capacitores para Subestação		
Fusível de Expulsão	Fusível Interno	Sem Fusíveis
Indicação visual de unidades falhadas	Não possui indicação visual de unidade em falha	Não possui indicação visual de unidade em falha
Proteção simplificada	Reduz espaço	Projeto simplificado
Baixas perdas elétricas	Necessita uma proteção de alta sensibilidade	Necessita uma proteção de alta sensibilidade
Alta variação de potência se uma unidade falhar	Pequenas variação na potência de banco em caso de falhas na unidade	Pequenas variação na potência de banco em caso de falhas na unidade
Energia paralela de unidades adjacentes descarregam na unidade falhada	Energia paralela não é um problema	Energia paralela não é um problema
Custo viável para até 36kV e potência de 4,8MVAR	Viável para bancos com células de potência acima de 300kVAR	Aplicado para bancos com tensão superior a 69kV

Fonte: Do próprio autor

Além dos bancos de capacitores para subestação são utilizados também bancos para a rede de distribuição de energia os bancos de capacitores que são alocados em postes, em diversos pontos do sistema, os tipos de banco para essa aplicação são:

- Bancos fixos
- Bancos manobráveis
- Bancos automáticos

Os bancos fixos se caracterizam por serem estáticos, com potência constante no sistema, são aplicados pela distribuidora de energia em pontos que necessitam de compensação de reativos de forma constante, ou seja, os pontos onde é definido a mínima compensação do sistema, esses tipos de bancos são instalados no sistema e não possuem nenhum tipo de controle de sua operação (MOMOH, 2007).

Os bancos manobráveis possuem característica similar aos bancos fixos, sendo a principal diferença a inserção chaves para manobra de carga capacitiva, com o intuito de permitir a concessionaria inserir ou remover o banco de capacitores

no sistema sem exigir o desligamento da rede, entretanto essa inserção também ocorre de forma estática, sendo necessário a operação manual dessas chaves, não tendo nenhum mecanismo de automatização nesse processo.

Os bancos de capacitores automáticos diferentemente do fixo e manobrável, pois, possuem uma atuação dinâmica, com compensação conforme o comportamento da carga, podendo ter sua definição de entrada ou retirada de operação com base no nível de corrente, tensão, temperatura, fator de potência e ou combinação dessas variáveis, sendo esses parâmetros definidos conforme preferência do usuário baseado em estudos de planejamento e experiência com o sistema a ser aplicado o banco de capacitores (MOMOH, 2007).

A Figura 3.15 apresenta um banco de capacitores fixo e um automático, instalados na rede de distribuição.

Figura 3.15- Bancos de capacitores de poste



Banco de capacitores fixo



Banco de capacitores automático

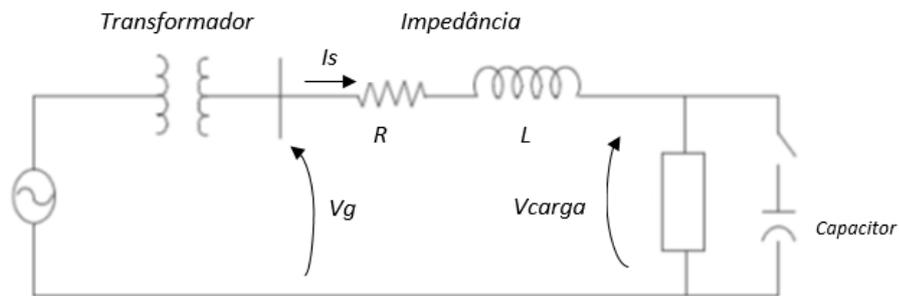
Fonte: Do próprio autor

Geralmente os bancos de capacitores aplicados são do tipo shunt, conforme já abordado, mas existem também os bancos de capacitores série, que possuem a função de regular a tensão na rede de distribuição, entretanto devido à dificuldade de implementação e os riscos relacionados a ressonância, manobras e proteção é uma solução cada vez mais difícil de ser encontrada, sendo substituída por reguladores de tensão tendo sua aplicação praticamente extinta no sistema de distribuição de energia elétrica. O conceito de um banco série se baseia na redução da impedância indutiva da rede, e o acréscimo de tensão conforme o aumento da circulação da corrente no sistema, sendo essa característica uma das maiores

dificuldades de implementá-lo, pois caso ocorra uma sobrecarga não prevista o banco deve ser retirado de operação para evitar que seja danificado e interrompa a linha de distribuição (WILLIAMS, 1995).

Para um melhor entendimento da aplicação de banco de capacitores, a Figura 3.16 apresenta um sistema com um banco de capacitor manobrável, para análise do efeito do banco de capacitores no nível de tensão.

Figura 3.16- Representação de um sistema de energia



Fonte: Do próprio autor

A tensão na barra (V_g) pode ser definida pela equação (2):

$$V_g = I_s(R_s + jX_s) + V_{carga} \quad (2)$$

Onde, R_s é a resistência da linha de distribuição, jX_s é a reatância da linha de distribuição de energia, V_{carga} é a tensão na carga, e I_s é a corrente do sistema, considerando uma carga resistiva.

A corrente que circula no sistema pode ser determinada pela equação (3).

$$I_s = I(\cos\theta - j\sin\theta) \quad (3)$$

Onde, I simboliza a componente eficaz da corrente.

Considerando a entrada do banco de capacitores podemos definir a tensão na barra (V_g) conforme equação apresentada abaixo (4):

$$V_g = [I(R\cos\theta + X\sin\theta) + V_{carga}] - jI(R\cos\theta - X\sin\theta) \quad (4)$$

A equação (4) pode ser reescrita como:

$$|V_g| = \sqrt{a^2 + b^2}$$

Onde,

$$a = I(R_{\cos\theta} + X_{\sin\theta}) + V_{carga}$$

$$b = I(R_{\cos\theta} - X_{\sin\theta})$$

A queda de tensão no sistema em percentual, pode ser determinada, pela equação (5):

$$V_{queda} (\%) = 100 \frac{|V_g| - |V_{carga}|}{|V_{carga}|} \quad (5)$$

Em termos práticos (NATARAJAN, 2005), utiliza-se, $a = 1$ e $b = 0,1$, o que na equação do módulo da tensão na barra resulta em um aumento de 0,5%, ou seja, pode-se concluir que a tensão no gerador é praticamente igual a a . A equação (6) apresenta o módulo da tensão no gerador considerando o exposto acima.

$$|V_g| = \sqrt{1^2 + 0,1^2} = 1,005 \quad (6)$$

Desconsiderando b no cálculo da tensão da barra, pode-se simplificar sua equação, conforme apresentado na equação (7):

$$V_g = [I(R_{\cos\theta} + X_{\sin\theta}) + V_{carga}] \quad (7)$$

E a queda de tensão da seguinte forma:

$$V_{queda} (\%) = 100 \frac{[I(R_{\cos\theta} + X_{\sin\theta}) + V_{carga}] - V_{carga}}{|V_{carga}|} \quad (8)$$

Simplificando tem-se:

$$V_{queda} (\%) = 100 \frac{I(R_{\cos\theta} + X_{\sin\theta})}{|V_{carga}|}$$

Deixando a corrente em função da potência aparente e a tensão, tem-se:

$$V_{queda} (\%) = 100 \frac{S}{V_{carga}} \frac{(R_{\cos\theta} + X_{\sin\theta})}{|V_{carga}|}$$

Por fim os termos na base múltipla de 10^3 , ou seja, dividindo a equação por 1000, tem-se:

$$V_{queda} (kV) = \frac{S(R_{\cos\theta} + X_{\text{sen}\theta})}{10|V_{\text{carga}}|^2}$$

Sendo a unidade da potência aparente (S) em kVA.

O aumento da tensão no sistema devido a entrada de um banco de capacitor pode ser definido pela seguinte equação (9).

$$V_{\text{queda1}} - V_{\text{queda2}} = \text{Aumento da tensão com a entrada do banco } (V_{\text{cap}}) \quad (9)$$

$$\begin{aligned} V_{\text{queda1}} - V_{\text{queda2}} &= \frac{S_1(R_{\cos\theta_1} + X_{\text{sen}\theta_1})}{10|V_{\text{carga}}|^2} - \frac{S_2(R_{\cos\theta_2} + X_{\text{sen}\theta_2})}{10|V_{\text{carga}}|^2} = \\ &= \frac{1}{10(V_{\text{carga}})^2} [R(S_{1\cos\theta_1} - S_{2\cos\theta_1}) + X(S_{1\text{sen}\theta_2} - S_{2\text{sen}\theta_2})] \end{aligned}$$

Onde, S_1 é potência aparente inicial, S_2 a potência aparente após a entrada do banco de capacitores.

Considerando que a potência ativa não se altera com a entrada do banco de capacitor, tem-se a elevação de tensão:

$$V_{\text{queda1}} - V_{\text{queda2}} = \frac{1}{10(V_{\text{carga}})^2} [0 + X(Q_{\text{cap}})]$$

$$\text{Elevação de tensão } (\%) = \frac{Q_{\text{cap}} * X}{10(V_{\text{carga}})^2}$$

Onde, Q_{cap} é a potência reativa do banco de capacitores.

Aumento de bitola dos condutores

Uma técnica para aumentar a capacidade de um alimentador, devido ao limitante da tensão é a troca de condutores do sistema por bitolas de maior capacidade de condução de corrente, pois a resistência terá um valor menor o que resulta em uma menor queda de tensão, entretanto essa solução além de complexa no ponto de vista de aplicação, pois demanda uma reestruturação no sistema, também tem resultados poucos expressivos, comparado com as soluções já apresentadas anteriormente.

Novo alimentador ou subestação

Essa solução é indicada apenas quando as demais não podem ser mais aplicadas, pois exige um alto custo, infraestrutura e tempo, trata-se de uma nova instalação que tem todo um novo planejamento para atender os requisitos que determinado ponto da rede necessita, como acréscimo de carga, novas demandas e etc.

3.2. Fator de Potência

O fator de potência é a relação entre a potência ativa e a potência aparente, ou seja, é a fração na qual a potência aparente de fato realiza trabalho útil. A utilização de cargas que necessitam de magnetização para sua operação demanda uma potência reativa, que não realiza trabalho, entretanto demandam essa energia da fonte geradora.

Para maximizar o sistema de distribuição e aproximar a relação entre a potência ativa e a potência aparente para um valor unitário, os bancos de capacitores são utilizados no sistema de distribuição, com o intuito de fornecer essa potência reativa demandada pela carga, evitando que geradores forneçam essa energia. Dessa forma, reduzindo a corrente total que circula na rede de distribuição, desde a fonte até as unidades consumidoras, desde que os bancos sejam instalados próximos as cargas. Portanto os bancos de capacitores possuem papel essencial para uma rede mais eficiente, e com menor perdas elétricas, maximizando o consumo e aproximando o F.P. para um valor unitário na rede de distribuição, pois,

quanto mais próximo desse valor, menor é a perda para o agente de distribuidor de energia (MENG, 2013).

A ANEEL define que o valor de fator de potência deve ser calculado a partir de valores registrados de potência ativa (P) e reativa (Q), ou das respectivas energias, utilizando a equação (10):

$$F.P. = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} \quad (10)$$

A redução das perdas Joules no sistema de distribuição de energia, com a aplicação de banco de capacitores é obtida devido à redução na quantidade de corrente que circula no sistema, visto que as perdas Joules são diretamente proporcional ao quadrado da corrente. A relação de perdas sem e com a aplicação de banco de capacitores, pode ser determinado comparando as perdas Joules com a aplicação do banco de capacitores sobre as perdas sem a utilização dos bancos de capacitores, essa relação é representada pela equação (11).

$$\begin{aligned} \text{Relação das Perdas} &= \frac{I_2^2 R}{I_1^2 R} \quad (11) \\ &= \frac{I_2^2}{I_1^2} = \left[\frac{P}{V(FP_2)} \right]^2 \left[\frac{V(FP_1)}{P} \right]^2 \end{aligned}$$

Portanto

$$\text{Relação das Perdas} = \left[\frac{FP_1}{FP_2} \right]^2$$

A redução das perdas é apresentada abaixo em percentual:

$$\text{Redução das Perdas}(\%) = 100 \left(1 - \left[\frac{FP_1}{FP_2} \right]^2 \right)$$

Onde, I_1 é a corrente sem a aplicação de banco de capacitor, I_2 é a corrente com a aplicação de banco de capacitor, FP_1 é o fator de potência inicial, e FP_2 é o fator de potência corrigido, após a entrada do banco de capacitores no sistema.

A compensação de reativos no sistema de distribuição de energia é feita com bancos de capacitores do tipo fixo, chaveados e ou automáticos. Os bancos fixos e chaveados são bancos alocados no sistema de forma estática, com base em um pré estudo realizado pelo agente distribuidor, as condições são fixas e não se adaptam a carga e leva-se apenas em consideração as condições daquele determinado ponto da rede onde o equipamento está instalado. Todas essas estratégias se baseiam na medição realizada no local onde o equipamento está instalado e não é considerado o impacto da operação do equipamento nos demais pontos da rede (OLKAR, 2011).

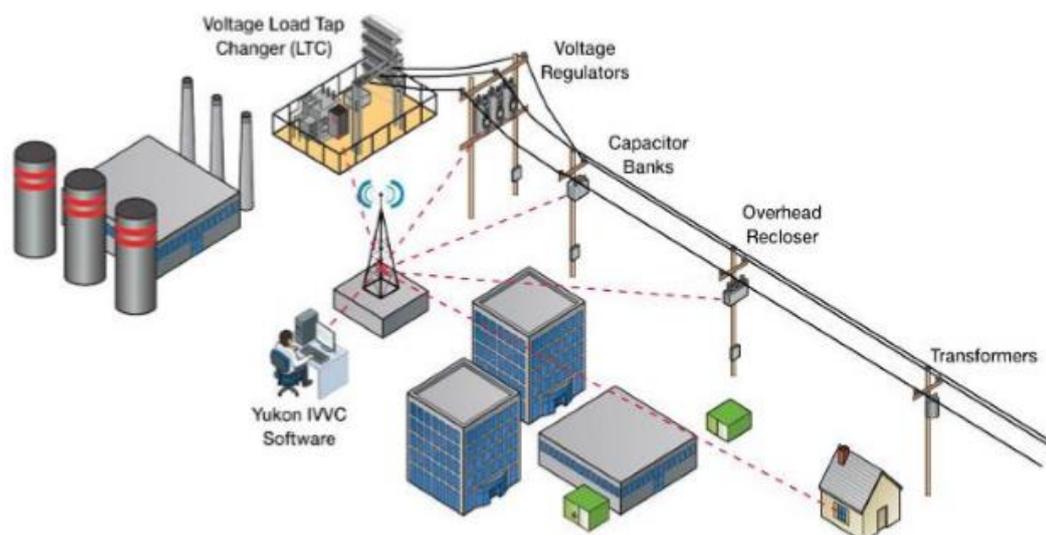
3.3. Estratégia de Controle Centralizado de Tensão e Fator de Potência

O controle centralizado de tensão e fator de potência é uma proposta de integrar o controle dessas duas variáveis, fazendo com que se tenha uma rede de comunicação, onde os reguladores, transformadores com comutador sob carga, e banco de capacitores se comuniquem com um controlador central capaz de processar as informações enviadas por esses dispositivos e tomar as decisões no que se refere a operação desses equipamentos, analisando não mais apenas as condições locais onde os equipamentos estão instalados, mais também a rede de uma forma geral. Apesar de ser uma solução aprimorada e que minimiza problemas relacionados a qualidade da tensão de fornecimento, como também a possibilidade de redução de perdas elétricas no sistema, maximizando o resultado da distribuidora de energia elétrica, essa técnica possui como um fator determinante a relação custo versus benefício, pois exige um alto custo de investimento na rede de comunicação e automação dos equipamentos da rede de distribuição por ser uma solução centralizada, sendo necessário a utilização de rádios, repetidores e um servidor para armazenamento e processamentos das informações enviados pelos dispositivos alocados no sistema de energia (MIRANDA, MOREIRA, PEREIRA, 2007).

Essa solução já é disponibilizada comercialmente no mercado, entretanto devido ao seu custo possui ainda poucos projetos pilotos implementados ou ainda em implementação, os principais deles estão concentrados nos Estados Unidos.

A Figura 3.17 apresenta uma solução de estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência do tipo centralizado.

Figura 3. 17- Controle Integrado Centralizado de Tensão e F.P.



Fonte: (Eaton, 2013)

Como pode-se observar são adicionados ao sistema qualquer ponto de referência de medição de tensão e corrente, como por exemplo religadores, e medidores de energia residenciais, permitindo um maior mapeamento do sistema, e fornecendo um *feedback* a estratégia de controle integrada de tensão e fator de potência (MCFRETIDGE, STEPHENS, 2013).

A redução nas perdas elétricas é possível com a maximização do uso de bancos de capacitores no sistema, ou seja, com a tentativa de ter-se uma correção máxima do fator de potência, e ao mesmo tempo adequar o nível de tensão no mínimo permitido, visto que a entrada dos bancos de capacitores para realizar a compensação do fator de potência, tem-se como efeito secundário a elevação de tensão do ponto onde o banco de capacitores está instalado a montante (ROYTELMAN, GANESAN, 2000). Com isso, as perdas são reduzidas, mas podem ter uma redução ainda maiores caso a tensão seja readequada após a nova compensação de fator de potência do sistema, essa é a principal vantagem do controle integrado de tensão e fator de potência no que se refere as perdas elétricas no sistema de distribuição de energia elétrica (SOUZA, ALMEIDA, 2010).

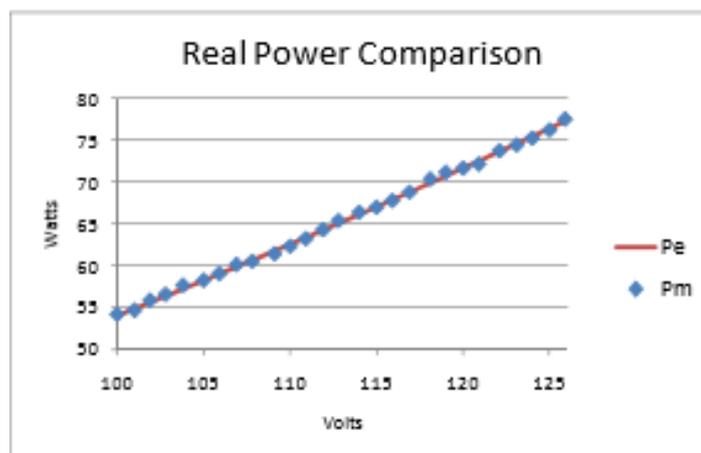
A compensação de distúrbios relacionados a qualidade de energia, como por exemplo a sobretensão, pode ser evitada com o controle centralizado, pois, esse sistema de controle recebe um *feedback* de diversos pontos da rede, o que permite ajustes nas derivações dos reguladores, bem como a retirada de bancos de capacitores de operação em caso de sob compensação de reativos. O sistema de controle integrado de tensão e fator de potência permite a aplicação de reguladores de tensão e banco de capacitores à jusante, algo não recomendado pela técnica de controle tradicional, que é caracterizada por terem seus controles trabalhando de forma individual. Dessa forma, o controlador do regulador de tensão não recebe a informação que um banco a jusante entrou em operação e não reduz sua posição de regulação o que possibilita uma sobretensão do ponto de instalação entre o regulador e o banco de capacitores.

Uma das principais funções do controle Volt/Var é de permitir a técnica de denominada internacionalmente de *CVR*, tendo como objetivo reduzir-se a tensão dentro limites aceitáveis especificados por normas regulamentadoras, com o intuito de reduzir a demanda, principalmente em horário de pico, onde se mais exige do sistema de geração de energia (QIANG, YI, YUAN, XUING, 2013). Da perspectiva do consumidor, tem-se uma redução no consumo de energia, já para a distribuidora, tem-se uma redução na quantidade de energia a ser comprada da geradora, reduzindo custo com aquisição de equipamentos para suprir a demanda de horário de pico, além de possibilitar a redução ou postergação em investimentos de novas fontes geradoras. Minimizando também sobrecarga no sistema e atuação de equipamentos de proteção, possibilitando uma maior confiabilidade na operação do sistema (ROYTELMAN, LANDERBERGER, 2000).

A técnica de redução de tensão para reduzir a demanda, traz resultados satisfatórios para predominância de cargas lineares, já para sistemas com predominância de cargas constantes os resultados são poucos expressivos, dessa forma antes da aplicação dessa técnica é necessário um estudo das cargas para verificar a viabilidade dessa estratégia no sistema a ser empregado (SCHNEIDER, 2010).

A Figura 3.18 apresenta a característica de uma lâmpada incandescente.

Figura 3. 18- Controle Integrado Centralizado de Tensão e F.P.

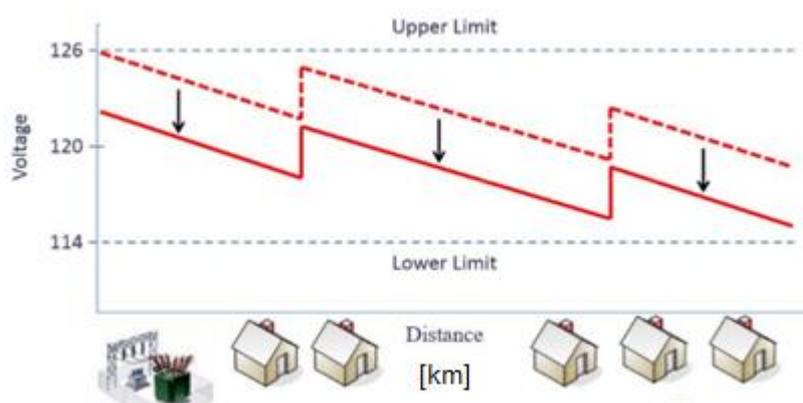


Fonte: (SCHNEIDER, TUFFNER, FULLER, SINGH, 2010)

Conforme se pode observar na Fig. 3.19, a lâmpada incandescente é uma carga linear, com isso, ao reduzir-se a tensão, tem-se a redução na corrente e conseqüentemente na potência consumida, entretanto, nem todas as cargas possuem esse mesmo comportamento, como cargas não lineares, e de potência constantes, em que ao reduzir a tensão eleva-se a corrente, mantendo-se assim a potência consumida (LIU, OVERBYE, 2014).

A figura 3.19 apresenta a estratégia de redução de tensão dentro o limite mínimo.

Figura 3. 19- Técnica de redução de tensão



Fonte: (JONES, 2012)

As principais vantagens da utilização da técnica CVR são listadas a seguir:

- Redução da demanda, principalmente em horário de pico
- Alívio no sistema de energia
- Postergação em investimento em infraestrutura das instalações elétricas
- Aumenta a confiabilidade do sistema

Conforme visto, existe ainda uma grande dificuldade de implementação de um sistema de controle integrado centralizado, pois, exige um alto custo que facilmente pode chegar a cifra de milhões de reais. Nesse contexto, se faz a necessidade de investimentos em rádios, repetidores e infraestrutura de telecomunicação para uma central a quilômetros de distância dos dispositivos, o que encarecem a solução, sem contar ainda nos controles sofisticados necessários para operação dos equipamentos (RAHIMI, CLONINGER, ZARGHAMI, VAZIRI, 2014).

O que esse trabalho propõe é um sistema de controle integrado local, reduzindo a necessidade uma grande estrutura de telecomunicação, visto que os equipamentos estão mais próximos entre si quando comparado com a solução centralizada, além disso os controladores locais instalados nos equipamentos, não são mais necessários, e sim apenas placas de aquisição de dados com um atuador para a operação dos equipamentos responsáveis por regular a tensão e compensar o fator de potência. Tendo apenas um controlador denominado de mestre que pode ser definido e alocado em um dos equipamentos instalados no sistema de energia, com isso tem-se uma redução de custo na aquisição dos equipamentos, pois, não será mais necessário a aquisição de controles locais para todos os dispositivos, mas somente para o dispositivo definido como mestre, motivando dessa forma projetos pilotos com o intuito de se analisar a performance desse sistema de controle, e viabilizando a sua implementação e diversificação nas redes de distribuição de energia elétrica.

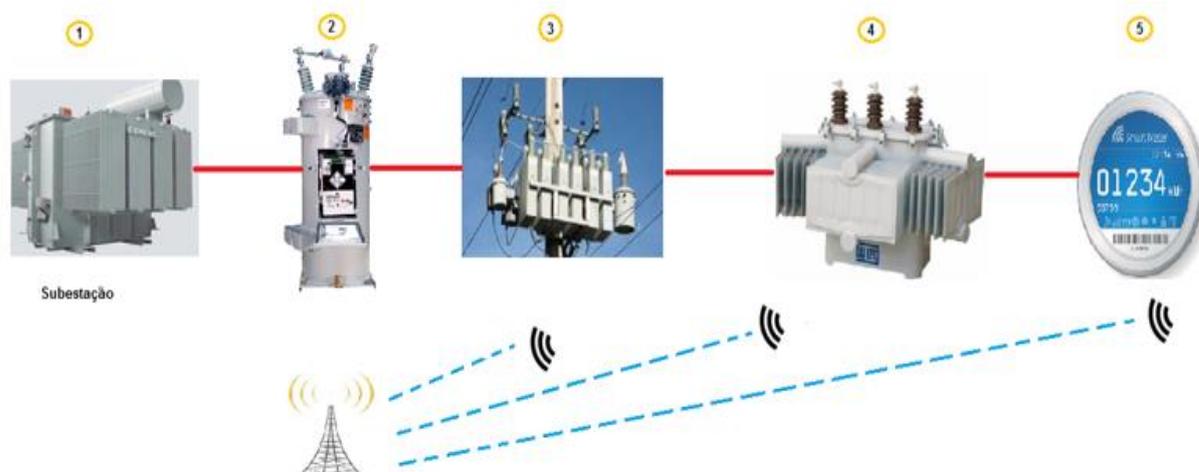
A estratégia de controle integrada proposta nesse trabalho se diferencia do controle integrado de tensão e fator de potência, também comercialmente conhecido, como Volt/Var, pois trata-se de uma estratégia integrada entretanto local, esse método de estratégia proposto permite que toda a decisão da estratégia de controle fique alocada no campo, não demandando uma estrutura quilométrica para

a comunicação dos dispositivos com o centro de operação, como é proposto atualmente.

A estratégia de controle integrado local de tensão e fator de potência permite os mesmos benefícios que a centralizada, com a vantagem de se ter um custo reduzido em sua implementação, como também uma solução mais simples de ser aplicada. Além disso o controle integrado local proposto não necessita de sofisticados controladores locais, e sim somente um controlador denominado como mestre, que irá receber os sinais dos demais dispositivos da rede e definir a atuação de cada dispositivo instalado na rede de comunicação, ou seja, nessa solução o único controle é o mestre, os demais são simplesmente placas de aquisição de dados capaz de medir, receber e enviar dados ao controlador mestre, e também ter um atuador para operar o equipamento em que está alocado (MARIANO, SERNI, GODOY, DIAS, 2016).

A Figura 3.20 exemplifica o sistema proposto, sendo nesse caso, o regulador de tensão o equipamento que aloca o controlador mestre, sendo responsável por receber os dados de todos os pontos de medição, processar as informações e enviar comando aos atuadores, permitindo dessa forma uma simplificação nos demais dispositivos instalados na rede. Nesse exemplo o banco de capacitores não possui um controle local e sim apenas uma placa de aquisição de dados e atuador, que envia as informações ao controlador mestre e recebe as informações para comando do atuador alocado na mesma placa de aquisição do banco, o mesmo se aplica ao transformador de distribuição que apesar de não receber comandos do controlador mestre, é útil por ser um ponto de medição de tensão e corrente fornecendo dessa forma informação ao controlador local mestre, o mesmo se aplica ao medidor inteligente, tendência na aplicação de residências e comércios.

Figura 3. 20- Técnica de redução de tensão



1. Subestação de Energia
2. Regulador de Tensão com controlador mestre
3. Banco de capacitores com placa de aquisição de dados e atuador
4. Trafo de distribuição com placa de medição de tensão e corrente
5. Medidor inteligente alocado na baixa tensão

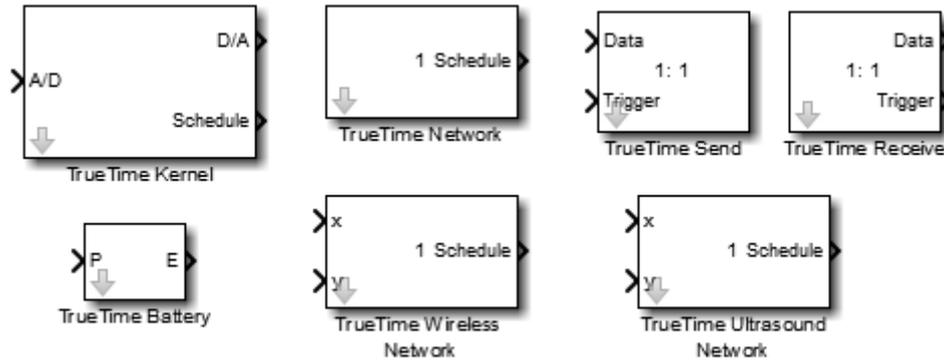
Fonte: Do próprio autor

Na estratégia proposta nessa dissertação, foi utilizada ferramenta *TrueTime*, por possibilitar a criação de rotinas de decisão simulando uma estratégia de controle local, podendo dessa forma denominar um dispositivo como mestre e os demais como dispositivos de aquisição de dados e atuadores, que se comunicam e trocam informações com mestre, possibilitando ainda uma simulação de uma rede de comunicação sem fio, sendo uma tendência para as chamadas redes inteligentes, dessa forma, a utilização da ferramenta *TrueTime* permite também uma análise na performance da rede de comunicação. Portanto, é uma ferramenta que permite o desenvolvimento de estratégia de controle como também a criação de uma rede de comunicação, sendo essa sua principal função, a seguir será detalhado a ferramenta *TrueTime* (CERVIN, HENRIKSSON, OHLIN, 2010).

O *TrueTime* é um simulador em tempo real de sistemas de controle, no *Matlab Simulink*, facilitando a simulação de execução de tarefas em tempo real, transmissão de dados, e dinâmica de processos contínuos (DIAS, LIBERATO, SERNI, MARAFÃO, 2015). O *TrueTime* permite também a implementação de tarefa de controle e decisão, podendo dessa forma, criar tarefas de execução.

A Figura 3.21. apresenta a biblioteca de blocos disponíveis para simulação.

Figura 3. 21- Biblioteca *TrueTime*



Fonte: *Matlab Simulink – TrueTime toolbox*

Os blocos para configuração e simulação são:

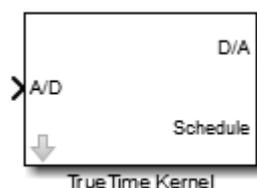
- *TrueTime Kernel*
- *TrueTime Network*
- *TrueTime Wireless Network*
- *TrueTime Battery*
- *TrueTime Standalone Networks Blocks*

Bloco *TrueTime Kernel*

O bloco *Kernel* possibilita a implementação de uma função para o sistema de controle, com base em eventos, operações de conversão A/D e D/A, interface de dados (I/O), comunicação via rede e monitoramento. O bloco *TrueTime* é utilizado para representar um dispositivo no qual a rede irá trocar informações, para cada componente ou dispositivo ligado à rede, é necessário a utilização do bloco.

A Figura 3.22 apresenta o bloco *TrueTime Kernel*.

Figura 3. 22- Bloco *Kernel*



Fonte: *Matlab Simulink – TrueTime toolbox*

Onde, A/D é a entrada de dados analógicos que são transformados em sinais digitais para processamento do controlador, D/A é a saída dos dados digitais processados pelo controlador e convertidos em analógicos, *Schedule* é utilizado para verificação do comportamento dos dados do nó endereçado no bloco.

No bloco *TrueTime Kernel* existe a possibilidade de alimentação do bloco por uma fonte externa, que pode ser feita por uma bateria.

Bloco *TrueTime Network*

O bloco *TrueTime Network* simula o acesso e a transmissão dos pacotes de informação na área da rede de comunicação. Quando um dispositivo tenta transmitir uma mensagem, um sinal é enviado a entrada do canal do bloco, quando a mensagem é finalizada o bloco envia um sinal para o respectivo dispositivo (CERVIN, OHLIN, HENRIKSSON, 2003). A mensagem contém informações sobre o dispositivo que recebe e envia a mensagem, o uso da informação, e tamanho da mensagem. Diversos modelos de rede são suportados sendo elas, *Ethernet*, *CAN*, *Round Robin*, *FDMA*, *TDMA* e *Switched Ethernet*, *FlexRay* e *PROFINET*.

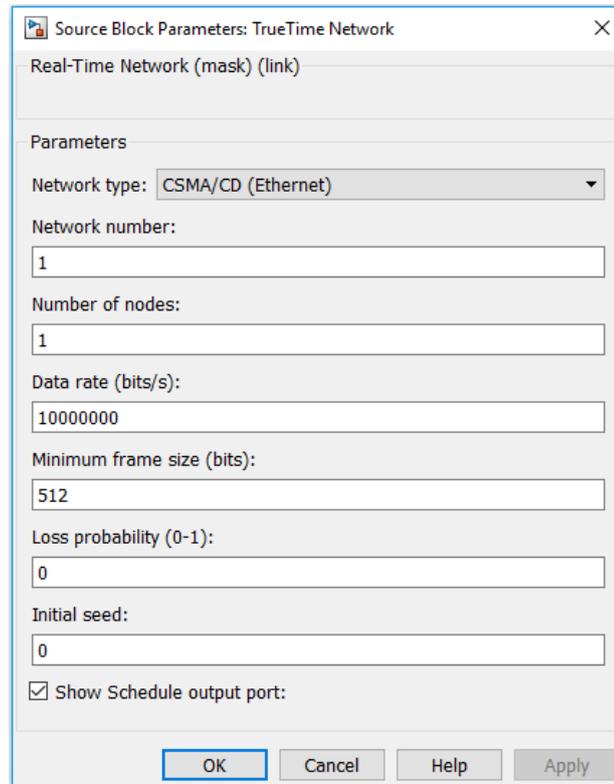
A Figura 3.23 apresenta o bloco *TrueTime Network*.

Figura 3. 23- Bloco *Network*



Fonte: *Matlab Simulink – TrueTime toolbox*

A Figura 3.24 apresenta os parâmetros a ser configurados no bloco *TrueTime Network*.

Figura 3. 24- Parâmetros bloco *network*

Source Block Parameters: TrueTime Network

Real-Time Network (mask) (link)

Parameters

Network type: CSMA/CD (Ethernet)

Network number:
1

Number of nodes:
1

Data rate (bits/s):
10000000

Minimum frame size (bits):
512

Loss probability (0-1):
0

Initial seed:
0

Show Schedule output port:

OK Cancel Help Apply

Fonte: Do próprio autor

Os parâmetros a ser configurados são, tipo da rede, números de redes, nós, a velocidade da rede, tamanho mínimo da mensagem a ser transmitida, probabilidade de perda de mensagem.

Bloco *TrueTime Wireless Network*

O bloco *TrueTime Wireless Network* é similar e trabalha da mesma maneira que o bloco *TrueTime Network*, a única modificação é que a rede é sem fio. O tipo de protocolo disponível é *WLAN* (802.11b) e *ZigBee* (802.15.4).

A Figura 3.25 apresenta o bloco *TrueTime Wireless Network*.

Figura 3. 25- Bloco *TrueTime Wireless Network*



Fonte: *Matlab Simulink – TrueTime toolbox*

Onde, x e y são entradas das distancias entre os dispositivos nó 1 e nó 2, especificadas em metros, com esse parâmetro configurado é possível determinar a localização dos nós na rede, *Schedule* permite o acompanhamento dos dados enviados e recebidos na rede de comunicação sem fio.

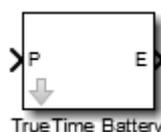
É possível habilitar a função de consumo de energia, para acompanhamento do comportamento da rede referente a energia consumida pelo meio de comunicação.

O bloco permite a definição da distância entre os dispositivos, tamanho das mensagens, informações sobre o dispositivo de origem e destino, monitoramento das informações recebidas e enviadas em tempo real, e demais configurações estão disponíveis dependendo do protocolo escolhido (GODOY, 2011).

Bloco *TrueTime Battery*

O bloco *TrueTime Battery*, é um bloco que representa uma bateria com energia armazenada, para alimentar a rede de comunicação. Os parâmetros configuráveis são energia inicial. A Figura 3.26 apresenta o bloco da bateria.

Figura 3. 26- Bloco bateria



Fonte: *Matlab Simulink – TrueTime toolbox*

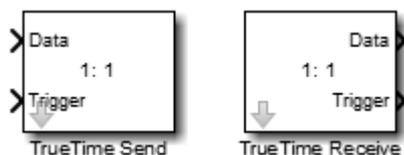
Onde, P é o ponto de conexão onde é conectado o sinal de energia P do bloco *TrueTime Kernel*, E é o ponto de conexão de energia onde é ligado na entrada E do bloco *TrueTime Kernel*.

A bateria é modelada com um simples integrador, sendo carregada e recarregada conforme o seu uso.

Bloco *TrueTime Standalone Network*

O bloco *TrueTime Standalone Network*, é denominado na biblioteca *TrueTime* como *Send* e *Receive*, como apresentado na Figura 3.27.

Figura 3. 27- Bloco *TrueTime Standalone*



Fonte: *Matlab Simulink – TrueTime toolbox*

Esse bloco permite a criação a simulação de uma rede de comunicação sem a necessidade de inicializar uma função.

CAPÍTULO 4- METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo serão abordados os aspectos metodológicos e materiais para a simulação do controle integrado local de tensão e fator de potência em um sistema de distribuição usando uma rede de comunicação sem fio. As simulações estão divididas em cinco partes, conforme descrito a seguir:

1. Estratégia de controle tradicional, com banco de capacitores instalado a jusante de regulador de tensão automático.
2. Estratégia de controle integrado local, com banco de capacitores instalado a jusante de regulador de tensão automático.
3. Estratégia de controle integrado local, com método de redução de tensão.
4. Estratégia de controle tradicional - Perdas elétricas.
5. Estratégia de controle integrado local - Perdas elétricas.

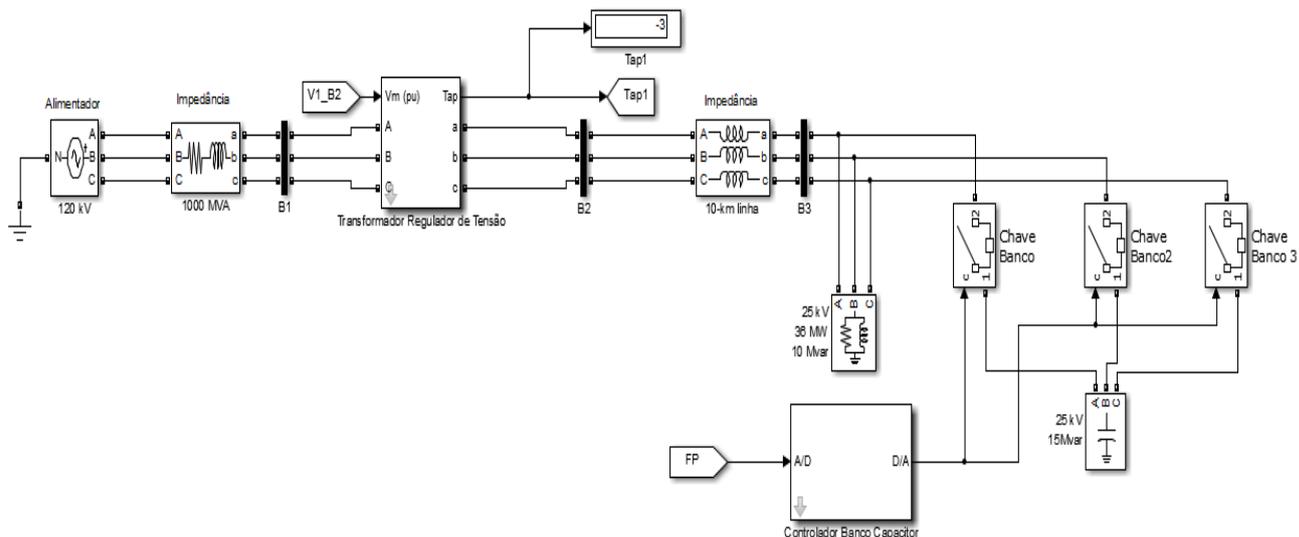
As simulações foram modeladas no *software Matlab®/Simulink®*.

4.1. Estratégia de controle tradicional

A estratégia de controle tradicional se caracteriza por ser local e cada equipamento possui um controlador local que analisa apenas as condições no ponto onde está instalado, com base nas medições realizados naquele ponto. Os parâmetros de configuração desses controles locais são realizados com bases em estudos da distribuidora de energia, geralmente realizado em *softwares* de estudos de rede. Outra característica do método de controle local, é que os parâmetros são considerados em uma situação estática, ou seja, caso ocorra uma alteração de carga, ou uma modificação significativa na linha, esses parâmetros passam a não ser mais adequado. Além disso, a estratégia de controle local permite apenas o controle de uma variável, ou seja, a tensão e o fator de potência não são controladas de forma integrada (RAHIMI, CLONINGER, 2014).

A Figura 4.1 apresenta o circuito do sistema de energia para a simulação da estratégia de controle local tradicional.

Figura 4. 1- Circuito de simulação banco de capacitores a jusante de regulador de tensão

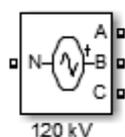


Fonte: Do próprio autor

A Figura 4.1, representa um sistema de energia com uma linha de transmissão em 120kV, que chega a uma subestação abaixadora, com o intuito de adequar o nível de tensão para distribuir aos consumidores. Para isso, é utilizado um transformador regulador de tensão automático com controle local, e na saída do transformador regulador está conectada um alimentador para a rede de distribuição de energia elétrica. A seguir serão apresentadas as características e configurações de cada bloco utilizado nessa simulação.

A Figura 4.2, apresenta a fonte trifásica de tensão utilizada no circuito de simulação.

Figura 4. 2- Bloco fonte de tensão trifásica

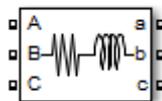


Fonte: Do próprio autor

A fonte trifásica foi configurada com uma tensão de 120kV, 60Hz, e amplitude de 1 p.u. com valor constante.

A Figura 4.3 apresenta o bloco de impedância trifásica que está em série com a fonte de tensão.

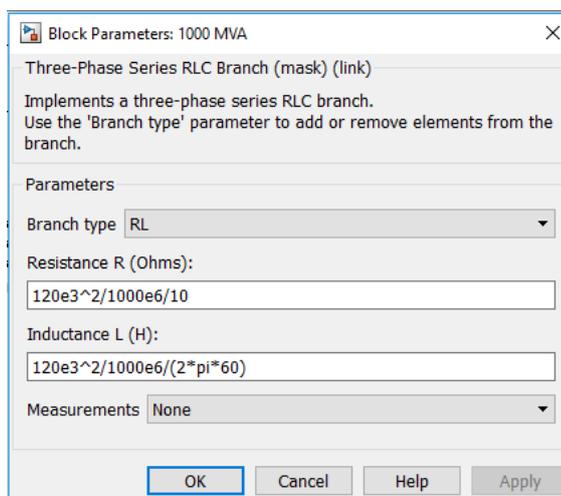
Figura 4. 3- Bloco impedância trifásica



Fonte: Do próprio autor

A configuração do bloco da impedância trifásica representada na Figura 4.2, foi configurada conforme Figura 4.4.

Figura 4. 4- Configuração bloco impedância trifásica

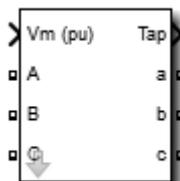


Fonte: Do próprio autor

Para a configuração do bloco de impedância trifásica, foi considerado uma linha com capacidade de transmissão de 1000MVA, dessa forma obteve-se uma resistência de $1,44\Omega$ e indutância de $0,0384H$.

Foi inserido no sistema de simulação o bloco de um transformador regulador de tensão, que recebe a tensão da fonte na base de 120kV e reduz para uma tensão regulada de 25kV, sendo o secundário do transformador conectado à rede de distribuição de energia elétrica. A Figura 4.5 apresenta o bloco do transformador regulador de tensão.

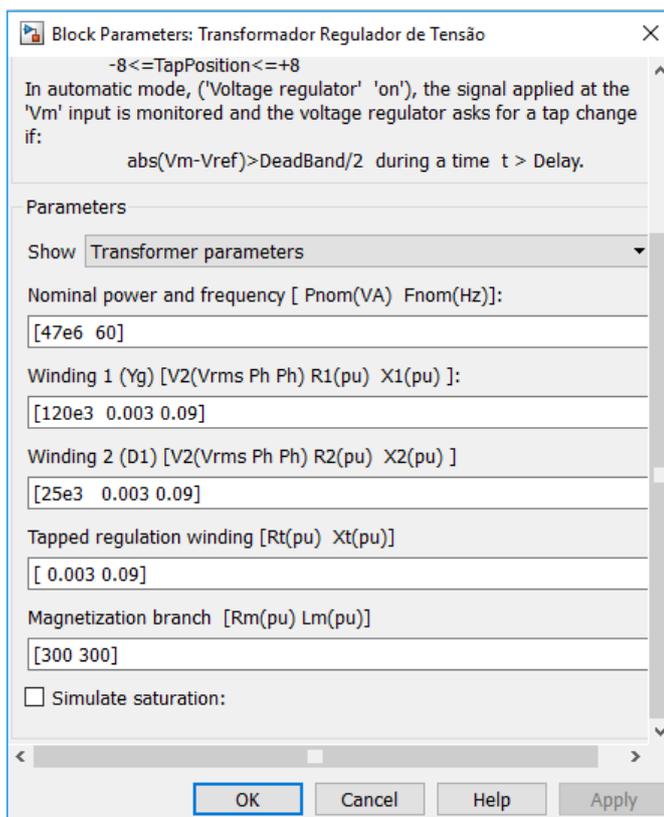
Figura 4. 5- Bloco transformador regulador de tensão



Fonte: Do próprio autor

Os parâmetros do transformador foram configurados conforme Figura 4.6.

Figura 4. 6- Parâmetros transformador regulador de tensão



Fonte: Do próprio autor

Os ajustes de parâmetro de regulação de tensão do bloco do transformador regulador de tensão são apresentados na Tabela V.

Tabela V – Ajustes do regulador de tensão

Ajuste Regulador de Tensão	
Tensão por derivação	0.01875 p.u.
Posição de derivação inicial	0
Tempo para seleção de derivação	1 s
Tempo para transição de derivação	0.045 s
Resistência de transferência	5 Ω
Regulação de tensão automática	Habilitada
Tensão de ajuste	1 p.u. no centro de carga
Tensão de referência	V1_B2
Largura de banda	0.0375 p.u.
Tempo para mudança de derivação	1 s

Fonte: Do próprio autor

O transformador regulador de tensão possui 8 derivações para elevação de tensão e 8 derivações para redução de tensão, na base secundária, cada derivação foi configurada para 0,01875 p.u., o ajuste de tensão foi configurado para 1 p.u. na carga, ou seja, foi considerado o valor da impedância da linha de distribuição para compensação de queda de tensão, conforme parâmetros a ser apresentado a seguir. A faixa de tensão foi ajustada para 0,0375, o que significa que o valor da tensão pode variar 0,01875 p.u. para mais ou para menos, sem a necessidade de alteração da derivação. O conceito de faixa de tensão, é o valor de ajuste dividido por dois, sendo o valor resultante a variação permitida no extremo de valor máximo e mínimo. Esse ajuste é necessário para evitar comutação constante do regulador, e a faixa de tensão também é conhecida também como ajuste de insensibilidade A tensão de referência é o valor medido na saída do transformador regulador de tensão, ponto de medição na barra B2.

A definição da posição de derivação do transformador regulador de tensão na estratégia de controle tradicional ocorre no próprio equipamento, sendo a tensão de referência para definição da posição de derivação o valor medido na barra B2, e com essa medição mais as configurações apresentadas na Tabela V o regulador determina qual derivação deve ser selecionada.

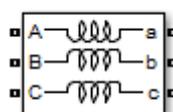
A equação (12) demonstra o cálculo para definição da derivação pela estratégia de controle tradicional.

$$POS.Derivação = \frac{V_{ajuste} - V_{referência}}{V_{derivação}} \quad (12)$$

Portanto na estratégia de controle tradicional, a mudança de derivação é definida apenas pela tensão de referência e a de ajuste, não sendo considerado nenhum outro *feedback* de tensão nos demais pontos do sistema.

O bloco de indutância mutua trifásica apresentado na Figura 4.7, representa a impedância de linha de um circuito de distribuição.

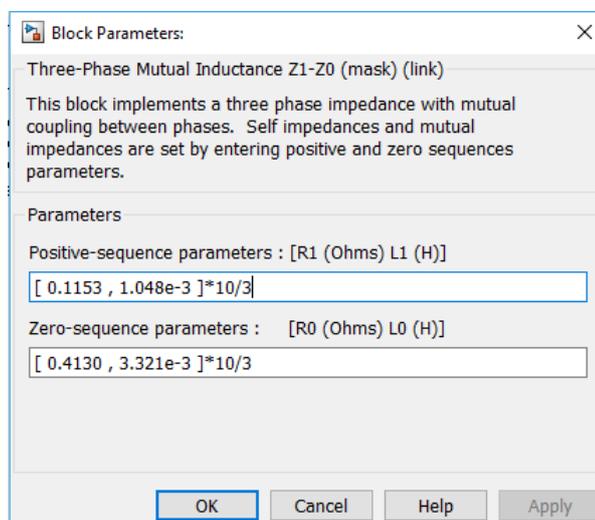
Figura 4. 7- Bloco indutância mutua



Fonte: Do próprio autor

O bloco de indutância mutua trifásica, apresentado na Figura 4.8, representa a impedância de linha de um circuito de distribuição.

Figura 4. 8- Parâmetros bloco indutância mutua

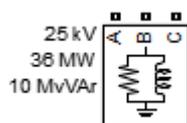


Fonte: Do próprio autor

A impedância de linha da Figura 4.7, apresenta os valores para sequencia positiva e zero, de resistência e indutância, considerando-se uma linha de 10 quilômetros de extensão.

A Figura 4.9 apresenta o bloco de carga.

Figura 4. 9- Bloco de carga

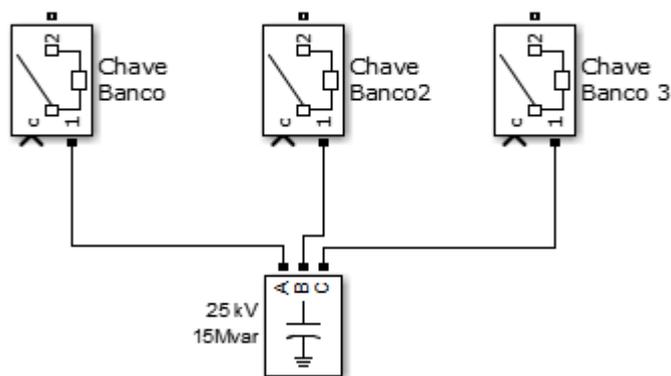


Fonte: Do próprio autor

O bloco de carga foi ajustado com uma característica de carga resistiva e indutiva, com potência ativa de 36MW, e reativa indutiva de 10MVAr, com tensão nominal de 25kV, 60Hz, ligação estrela aterrada.

Para compensação de potência reativa indutiva no sistema foi inserido um bloco de capacitor, conforme apresentado na figura 4.10.

Figura 4. 10- Banco de capacitores trifásico



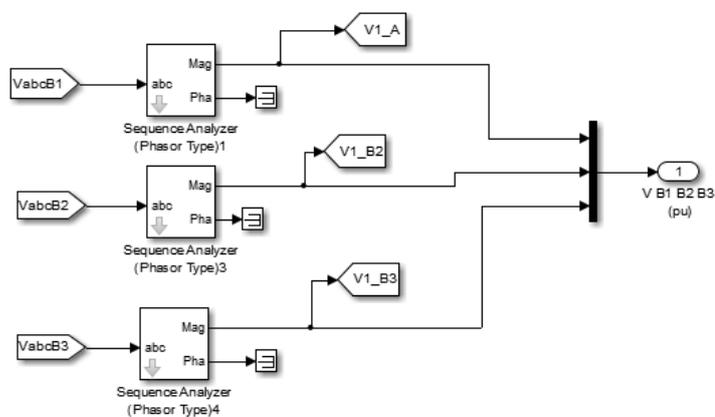
Fonte: Do próprio autor

O bloco de carga capacitiva foi configurado para compensação da carga e da linha, tendo uma potência reativa capacitiva de 15MVAR, com tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz, ligação estrela aterrada. Foi inserido chaves para manobrar o banco, que são acionadas por uma lógica de controle.

As barras B1, B2, e B3, representam os pontos de medição de corrente e tensão no sistema de energia, sendo B1 localizado no lado da base de 120kV, e B2 e B3 na base de 25kV. A potência de base considerado foi de 47MW, cuja, potência é a mesma da capacidade do transformador regulador de tensão. As medições foram configuradas para apresentarem seus valores em p.u.

A Figura 4.11 apresenta a configuração dos blocos para a medição da tensão no sistema de energia simulado.

Figura 4. 11- Blocos de medição de tensão



Fonte: Do próprio autor

A tag V_{abcB1} , V_{abcB2} e V_{abcB3} , são sinais medidos nas barras B1, B2 e B3 respectivamente. O bloco *Sequence Analyzer*, está configurado para extrair os valores de magnitude da tensão de sequência positiva em p.u.

Para a análise da tensão de referência do transformador regulador de tensão e a tensão na carga, foi utilizado as medições realizadas nas barras B2, saída do regulador de tensão, e B3 localizada na carga. A figura 4.12 apresenta o diagrama de blocos verificação da tensão na barra B2, e B3 e a posição de derivação do transformador.

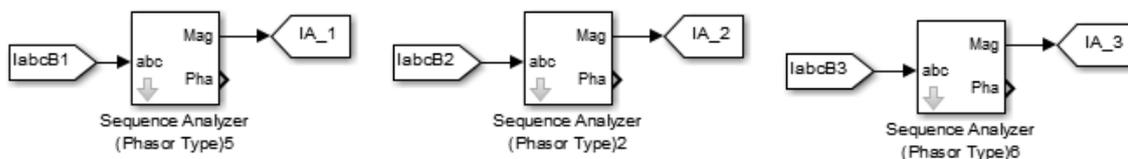
Figura 4. 12- Blocos de medição de tensão



Fonte: Do próprio autor

Para medição de corrente, também foi utilizado as barras B1, B2 e B3 e o bloco *Sequence Analyzer* para extrair a magnitude, conforme apresentado na Figura 4.13.

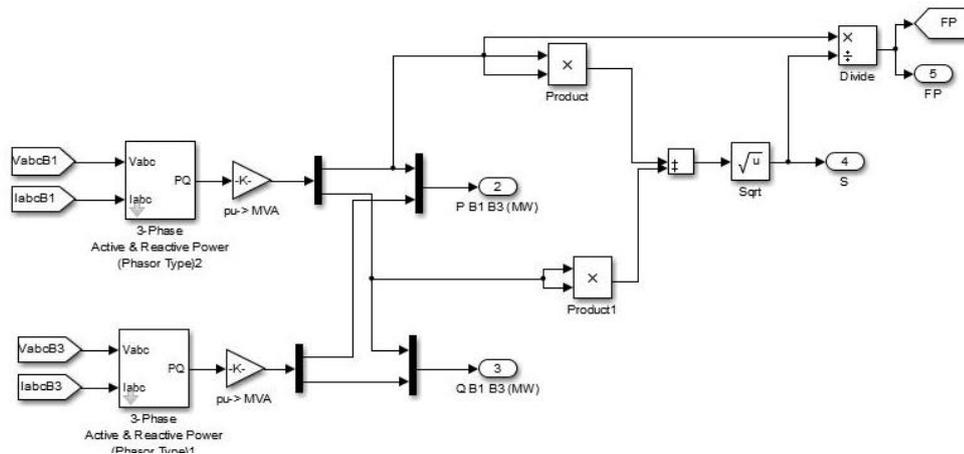
Figura 4. 13- Blocos de analisador de sequência



Fonte: Do próprio autor

A Figura 4.14, apresenta o diagrama de blocos para determinar o F.P. do sistema de energia.

Figura 4. 14- Blocos para determinar F.P.



Fonte: Do próprio autor

Conforme apresentado na Figura 4.13, utilizou-se o bloco de potência ativa e reativa trifásico, para obter-se as potências do sistema, com base nas medições da barra B1, na saída do bloco de potência ativa trifásica foi utilizado um bloco com uma constante para determinar-se os valores da potência na base p.u., ou seja, o bloco foi ajustado para a base de 47MVA. A potência aparente é determinada conforme equação (13).

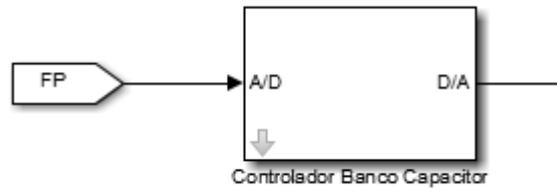
$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (13)$$

Com os valores da potência aparente e ativa é determinado o F.P. conforme equação (14).

$$F.P. = \frac{P}{S} \quad (14)$$

Com o valor de referência do F.P. foi inserido um bloco para determinar a entrada ou não de operação do banco de capacitores no sistema, com base apenas no valor de F.P. sem analisar o impacto da operação do banco nos demais pontos do sistema ou se o nível de tensão com a entrada do banco se elevava acima do limite máximo permitido. Característica essa da estratégia de controle tradicional local, onde é analisado apenas se o F.P. está dentro do nível adequado ou não para a operação dos capacitores. A Figura 4.15 apresenta o bloco com a estratégia de controle local tradicional para o banco de capacitores.

Figura 4. 15- Blocos estratégia controle tradicional



Fonte: Do próprio autor

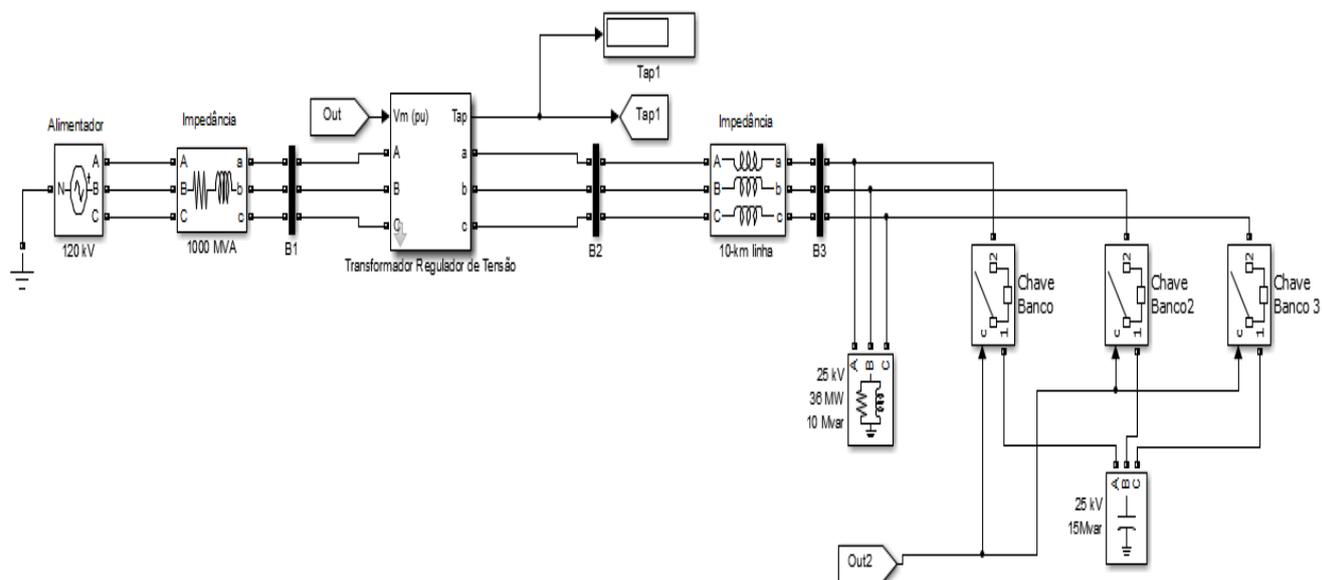
A entrada *A/D* recebe o sinal de F.P., o controle verifica se o valor está dentro do adequado, e caso não esteja, envia um sinal pela saída *D/A* para as chaves do banco de capacitores fecharem e inserirem o banco no sistema. Portanto essa estratégia de controle individualiza o controle da tensão e do F.P., além de analisar apenas o ponto onde os equipamentos estão localizados no sistema.

4.2. Estratégia de controle integrado local com banco de capacitores instalado a jusante de regulador de tensão automático

A estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência se diferencia da tradicional, por analisar não apenas os dados das medições realizadas no local onde o equipamento está instalado, mas também as medições alocadas em todo o sistema de energia, fornecendo um *feedback* do nível de tensão e F.P. com o intuito de aprimorar o controle dessas variáveis.

O circuito de simulação é o mesmo do circuito pela estratégia de controle tradicional, tendo diferença apenas na configuração da estratégia. A Figura 4.16, apresenta o circuito de simulação da estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência com banco de capacitores a jusante de reguladores de tensão.

Figura 4. 16- Blocos estratégia controle tradicional

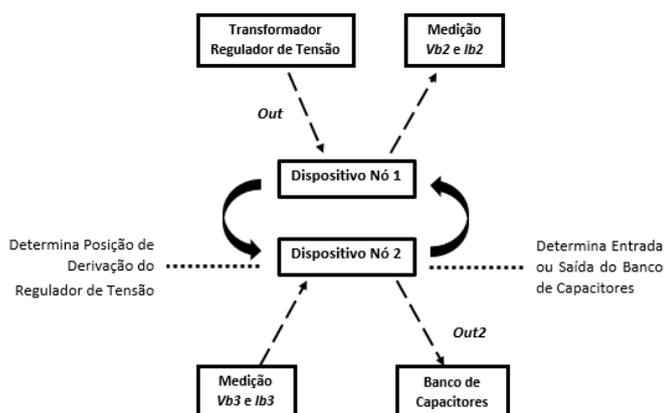


Fonte: Do próprio autor

As modificações do circuito comparado com o de simulação da estratégia de controle tradicional, está na tensão de referência que passa a não ser mais a tensão medida na barra B2, e sim a medição real na carga, garantindo um *feedback* da tensão e possibilitando adequar esse nível. Isto pode evitar e minimizar problemas com subtensão e sobretensão, o que pode ocorrer com o controle tradicional que estima a posição de derivação sem receber um *feedback* da tensão no ponto desejado. A outra modificação é no controle da chave para a entrada e saída do banco de capacitores, que também depende de uma variável denominada de *Out2*, sendo essa dependente da estratégia de controle integrada, que analisa o nível de tensão e o fator de potência de forma conjunta.

A figura 4.17 apresenta a operação do sistema de controle integrado de tensão e fator de potência.

Figura 4. 17- Blocos estratégia controle tradicional



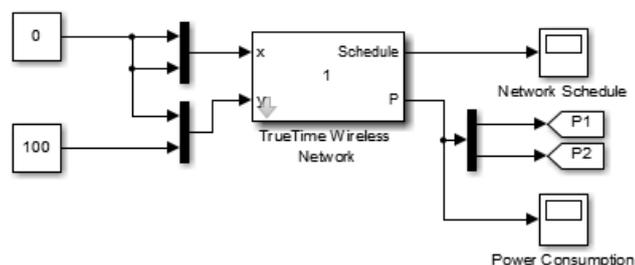
Fonte: Do próprio autor

No circuito de simulação de controle integrado local de tensão e fator de potência, foi inserido dois dispositivos utilizando a ferramenta *TrueTime*. O dispositivo Nó 1 está alocado no transformador regulador de tensão, onde recebe o comando do dispositivo Nó 2 para alteração de derivação e envia informações da tensão e corrente medida na barra B2. O dispositivo Nó 2 está localizado junto ao banco de capacitores, sendo esse dispositivo o controlador mestre responsável por receber as medições do Nó 1, as medições de tensão e corrente na barra B3, processa-las e determinar a entrada de operação do banco de capacitores. O dispositivo Nó 2 determina a operação do regulador de tensão e envia essa informação ao dispositivo Nó 1, que altera a derivação do transformador regulador de tensão pelo sinal *Out*.

Os dispositivos se comunicam via uma rede de comunicação sem fio. Portanto nesse circuito de simulação o dispositivo alocado no regulador de tensão, se caracteriza por ter apenas placas para aquisição de dados e atuador para alteração de derivação do transformador, sendo capaz de se comunicar em uma rede sem fio, evitando dessa forma mais um sofisticado controle local, sendo apenas necessário essa configuração no dispositivo Nó 2.

A Figura 4.18 apresenta a rede de comunicação dos dispositivos.

Figura 4. 18- Rede de comunicação



Fonte: Do próprio autor

A configuração da rede de comunicação via bloco *TrueTime Wireless Network*, foi parametrizada conforme Tabela VI. A distância entre os dispositivos Nó 1 e Nó 2 é de 100 metros, a energia inicial da bateria foi configurada para 5000 Joules.

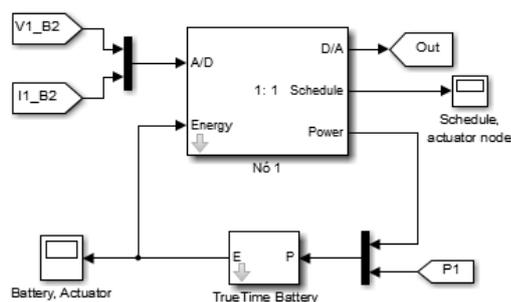
Tabela VI – Parâmetros da rede de comunicação

Parâmetros	
Network Type	WLAN (802.11b)
Network Number	1
Number of Nodes	2
Data Rate	64000000 bits/s
Minimum Frame Size	272 bits
Transmit Power	13 dbm
Receiver Signal Threshold	-71 dbm
Pathloss Function	Default
Pathloss Exponent	$3,5 1/\text{distance}^x$
ACK Timeout	0,0004 s
Retry Limit	5
Error Coding Threshold	0,03
Loss Probability	0
Initial Seed	0

Fonte: Do próprio autor

O dispositivo Nó 1 foi configurado pelo bloco *TrueTime Kernel*, conforme apresentado pela Figura 4.19.

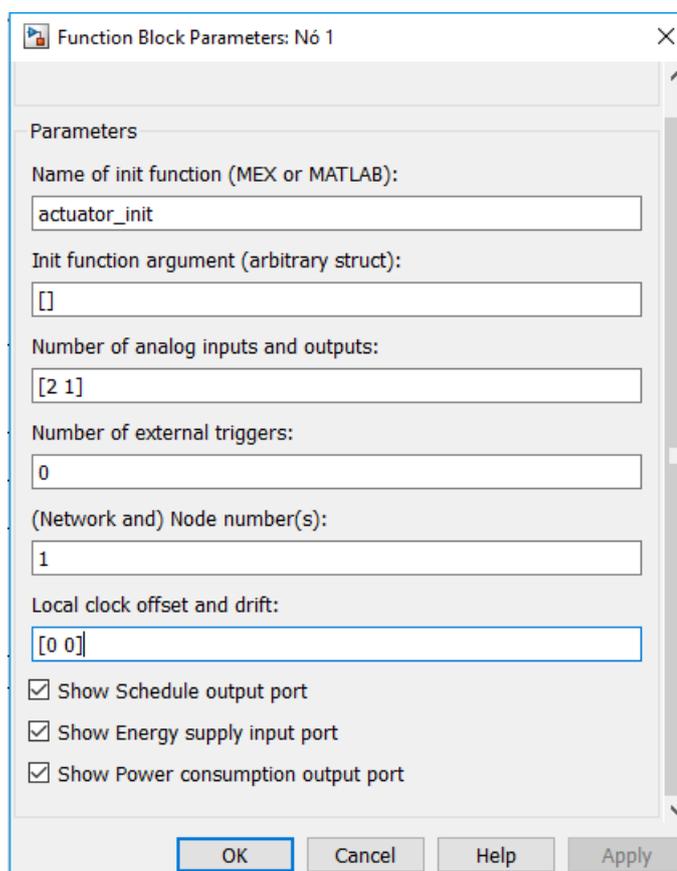
Figura 4. 19-Dispositivo Nó 1



Fonte: Do próprio autor

O dispositivo Nó 1 recebe dois sinais de entrada, sendo a tensão e a corrente no ponto B2, e possui uma saída denominada de *Out*, que envia o sinal de referência para a regulação de tensão. A configuração do bloco Nó 1 é apresentada pela Figura 4.20.

Figura 4. 20-Configuração bloco Nó 1



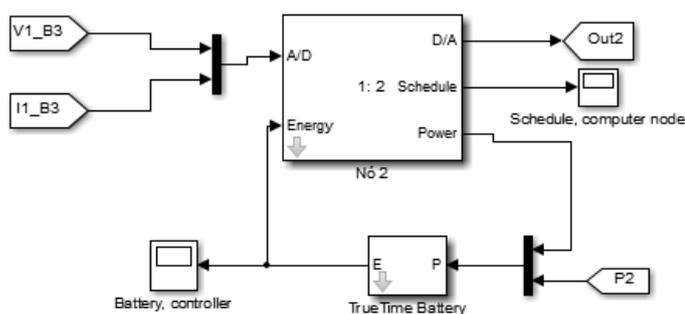
Fonte: Do próprio autor

Os parâmetros configurados foram a função para execução de rotina do bloco, o número de entradas e saídas analógicas, número do Nó na rede, número de *trigger* externo, defasagem do *clock*, e habilitado as funções para análise das saídas, entradas e consumo de energia do dispositivo.

A função do dispositivo Nó 1 foi nomeada como *actuator_init*, essa função executa uma rotina para tratamento das entradas analógicas, ou seja, da tensão e da corrente medida no ponto B2 do sistema, e envia essas informações ao dispositivo Nó 2, além disso recebe a referência de tensão para ajuste da derivação do transformador regulador de tensão.

O dispositivo Nó 2 foi configurado pelo bloco *TrueTime Kernel*, conforme apresentado pela Figura 4.21.

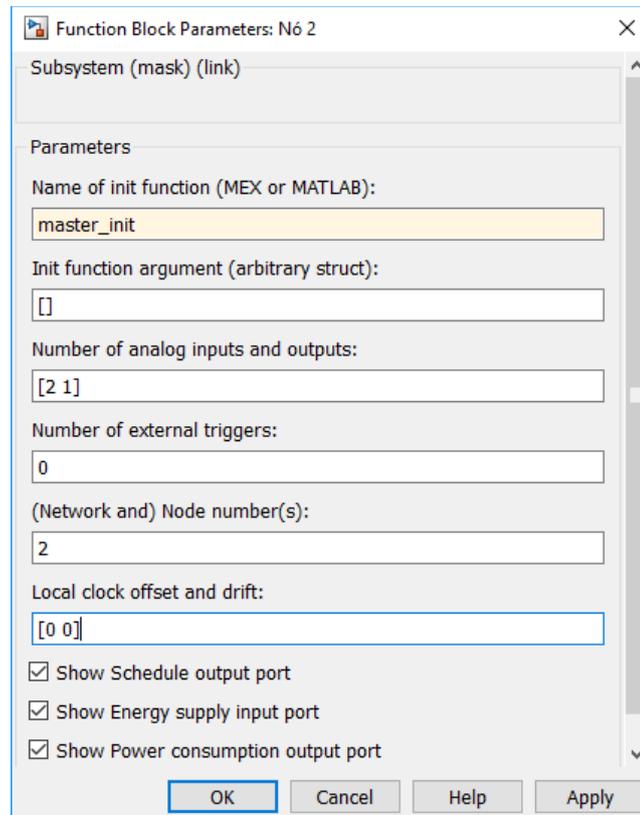
Figura 4. 21-Dispositivo Nó 2



Fonte: Do próprio autor

O dispositivo Nó 2 recebe dois sinais de entrada, sendo a tensão e a corrente no ponto B3, último ponto do sistema, e possui uma saída denominada de *Out2*, que envia o sinal para a operação das chaves do banco de capacitores. A configuração do bloco Nó 2 é apresentada pela Figura 4.22.

Figura 4. 22-Configuração bloco Nó 2



Fonte: Do próprio autor

Assim como o dispositivo Nó 1, as configurações da rede para *trigger* e defasagem de *clock* são nulas.

A função do dispositivo Nó 2 foi nomeada como *master_init*, essa função executa uma rotina para tratamento das entradas analógicas, da tensão e da corrente medida no ponto B3 do sistema, ou seja, o fim da linha, determina a referência de tensão e envia a informação ao Nó 1 para ajuste da derivação do transformador regulador de tensão. Além disso, recebe as informações de tensão e corrente do dispositivo Nó1 e determina o fator de potência do sistema e se existe a necessidade da entrada do banco de capacitores para compensação de reativos, sendo o sinal de operação do banco de capacitores a saída *Out2* representada no bloco Nó 2.

A equação (15) demonstra o cálculo para definição da derivação pela estratégia de controle integrado.

$$Posint_{Derivação} = \frac{V_{ajuste} - V_{B3}}{V_{derivação}} \quad (15)$$

Conforme apresentado na equação 15, a estratégia de controle integrado determina a posição de derivação do transformador regulador de tensão com base na tensão medida na carga, e não mais a de saída do regulador de tensão como a estratégia de controle tradicional. O F.P. é determinado conforme equação (16).

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T Va Ia dt \quad (16)$$

Onde Va é a tensão instantânea da fase A, e Ia é a corrente instantânea da fase A, e T é o período analisado.

A determinação de potência aparente e fator de potência é a mesma apresentada pela estratégia de controle tradicional.

4.3. Estratégia de controle integrado local com o método de redução de tensão

A estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência permite uma função com o intuito de se reduzir a demanda com a diminuição no valor da tensão, mantendo os critérios mínimos permitidos de qualidade de energia elétrica (HU , et al, 2003).

O circuito de simulação é o mesmo do circuito pela estratégia de controle integrado apresentado, tendo apenas um incremento de uma rotina na função *master_init* do dispositivo controlador Nó 2. O método de redução de tensão, se baseia no comportamento de cargas lineares, que ao reduzir a tensão a corrente também é reduzida, sendo esse perfil predominante em diversos pontos do sistema de distribuição de energia elétrica, permitindo dessa forma um alívio no sistema principalmente em horários de alto consumo de energia elétrica. A rotina para o método de redução de tensão se baseia em duas premissas, sendo elas:

- Manter o valor da tensão no nível mínimo permitido pelo agente regulador
- Manter o fator de potência ao mais próximo do valor unitário, entretanto sem que a tensão do sistema se eleve ao ponto do regulador de tensão não poder reajustar ao nível mínimo possível.

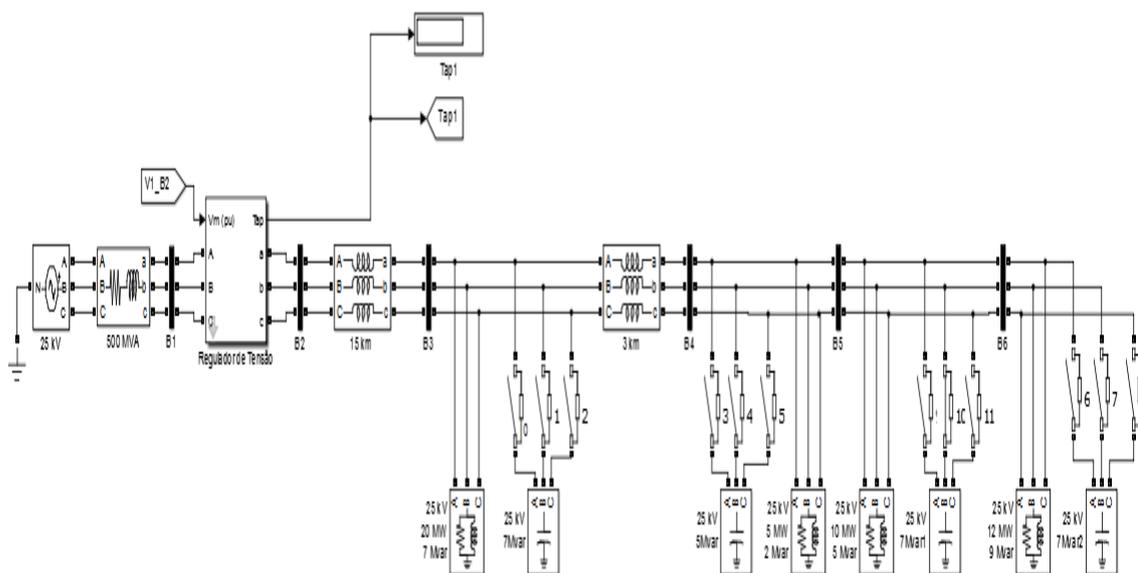
A rotina foi configurada para ser habilitada apenas quando ocorre uma sobrecarga de 10% no sistema de energia, quando essa situação ocorrer a

referência de tensão não passa mais a ser o valor desejável de 1 p.u. no centro da carga conforme anteriormente parametrizado, mas sim o mínimo permitido, e o mesmo ocorre para o F.P.

4.4. Estratégia de controle tradicional individual local – Perdas elétricas

A estratégia de controle tradicional, exige um planejamento e estudo da distribuidora de energia para a definição dos parâmetros de ajuste dos equipamentos para controle do nível de tensão e fator de potência, sendo isso feito de forma estática. Dessa forma, a definição dos parâmetros é realizada conforme o modelo do sistema estudado. Como exemplo a Figura 4.23 apresenta um sistema de distribuição de energia com blocos de cargas, um transformador regulador de tensão automático e blocos de banco de capacitores.

Figura 4. 23-Sistema de distribuição simulação perdas elétricas



Fonte: Do próprio autor

O sistema simula um alimentador de uma rede de distribuição, com valores em base similares aos reais, fornecido por uma distribuidora de energia elétrica.

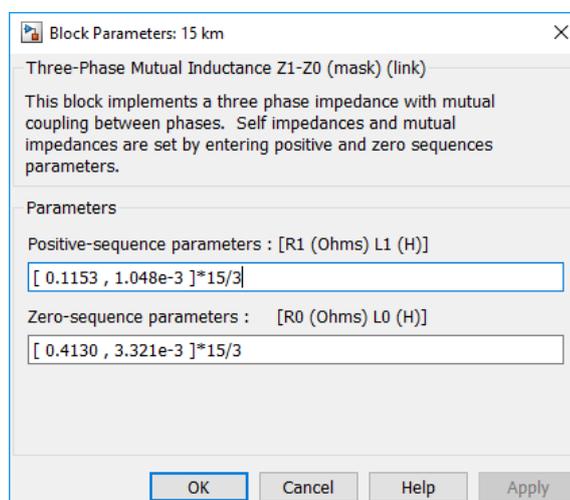
O bloco do alimentador foi configurado para uma tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz, com uma impedância de linha série com resistência de 0,125Ω e indutância de 3,33mH até a fonte do regulador de tensão, cuja configuração do equipamento é apresentada na Tabela VII.

Tabela VII – Parâmetros regulador de tensão

Ajuste Regulador de Tensão	
Tensão Nominal	25kV
Tensão por derivação	0.01875 p.u.
Posição de derivação inicial	0
Tempo para seleção de derivação	1 s
Tempo para transição de derivação	0.045 s
Resistência de transferência	5 Ω
Regulação de tensão automática	Habilitada
Tensão de referência	1 p.u. no centro de carga
Largura de banda	0.0375 p.u.
Tempo para mudança de derivação	1 s

Fonte: Do próprio autor

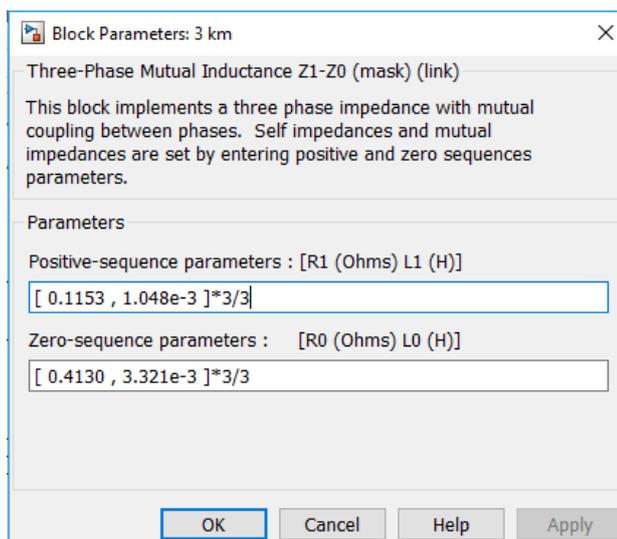
A tensão de entrada do regulador de tensão é medida na barra B1 do sistema de distribuição, a saída da tensão regulada é medida pela barra B2, que em seguida está conectada a impedância de linha de 15 km. Os parâmetros do bloco dessa impedância de linha são apresentados pela Figura 4.24.

Figura 4. 24-Indutância mutua de 15 km

Fonte: Do próprio autor

A barra B3 fornece as informações de tensão e corrente após a impedância de 15 km onde também foi alocado um bloco de carga de tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz, potência ativa de 25MW e reativa de 7MVar, e em paralelo para compensação de reativo foi adicionado um banco de capacitores com potência de 7MVar. Os demais blocos de carga e banco de capacitores estão mais adiante, localizado cerca de 3 km a frente. O valor da impedância do bloco que representa o trecho de 3 km é apresentado pela Figura 4.25.

Figura 4. 25-Indutância mutua de 3 km



Fonte: Do próprio autor

Os blocos de carga e de compensação de reativos foram configurados conforme listado a seguir:

- Banco de capacitores automático, com tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz e potência de 5MVAR
- Carga com tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz, potência ativa de 5MW e reativa indutiva de 2MVAR
- Banco de capacitores automático, com tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz e potência de 2MVAR
- Carga com tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz, potência ativa de 10MW e reativa indutiva de 5MVAR
- Banco de capacitores automático, com tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz e potência de 7MVAR
- Carga com tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz, potência ativa de 12MW e reativa indutiva de 9MVAR
- Banco de capacitores automático, com tensão nominal de 25kV, frequência de 60Hz e potência de 7MVAR

A tensão e a corrente são medidas pela barra B4 no sistema de distribuição. Na estratégia de controle tradicional, ou seja, individual local, a definição da entrada e saída dos bancos de capacitores é determinada pelo controlador local com base

no valor de F.P. no ponto onde o equipamento está instalado, o mesmo ocorre com a definição da derivação do regulador de tensão automático.

4.5. Estratégia de controle integrado local – Perdas elétricas

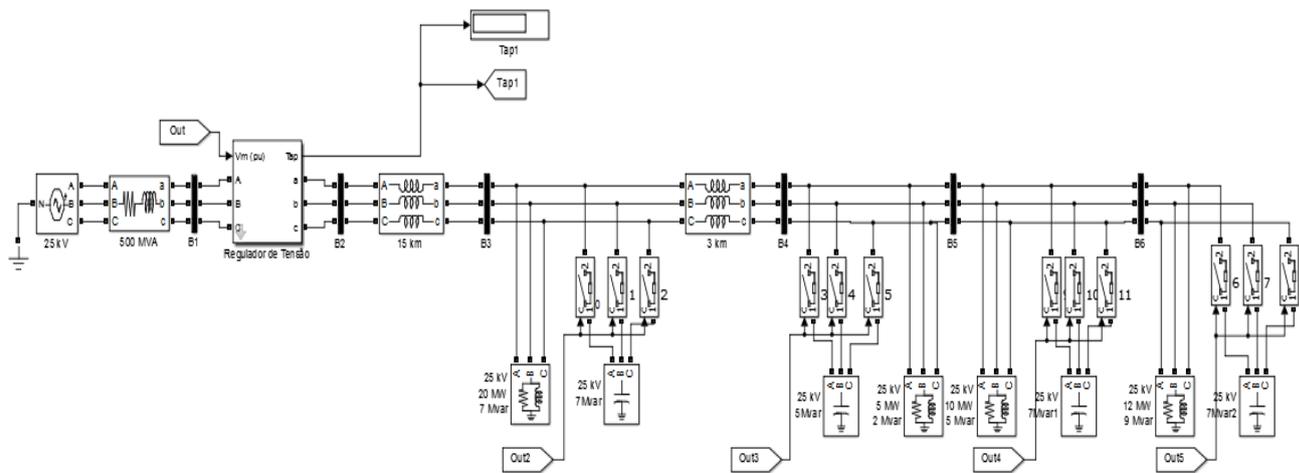
A estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência local, permite a operação do sistema de uma forma dinâmica e mais inteligente, principalmente no que se refere a redução de perdas elétricas (IANG, CHEN, 2011). Essa estratégia se baseia em operar o sistema com as premissas apresentadas a seguir:

- Manter o valor da tensão no nível mínimo permitido pelo agente regulador
- Manter o fator de potência no nível máximo permitido pelo agente regulador

O conceito baseia-se em primeiramente manter o fator de potência o mais próximo do valor unitário possível, com isso tem-se uma redução das perdas elétricas, assim como a estratégia de controle tradicional. Entretanto, o controle integrado faz a correção do nível de tensão para o menor nível possível sem comprometer a qualidade de energia elétrica entregue ao consumidor, como consequência as perdas sofrem uma redução ainda maior, visto que o nível de tensão contribui para aumento de perdas em linhas de distribuição devido as perdas Joule.

A Figura 4.26 apresenta o circuito para simulação de um sistema de distribuição com um controle integrado de tensão e fator de potência local, trata-se de um sistema com as mesmas características elétricas apresentada na simulação de perdas elétricas com controle tradicional, entretanto com uma estratégia de controle integrado.

Figura 4. 26-Sistema de distribuição simulação perdas elétricas estratégia de controle integrado



Fonte: Do próprio autor

Os bancos de capacitores e o regulador de tensão são controlados por dispositivos que se comunicam via uma rede de comunicação *wireless* implementada com a ferramenta *TrueTime*.

As configurações dos dispositivos Nó 1 e Nó 2 são as mesmas apresentadas na rede de comunicação para a estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência com banco de capacitores a jusante de reguladores de tensão. Porém, agora, são adicionados mais três dispositivos para os bancos de capacitores inseridos no sistema de energia. Com isso, tem-se os dispositivos Nó 3, Nó 4 e Nó 5. A Tabela VIII apresenta a função de cada dispositivo na rede proposta.

Tabela VIII – Dispositivos

Dispositivos	Equipamento	Função
Nó 1	Regulador de Tensão	Aquisição de dados / Atuador
Nó 2	Banco de capacitores 7MVar	Controlador Mestre
Nó 3	Banco de capacitores 5MVar	Aquisição de dados / Atuador
Nó 4	Banco de capacitores 7MVar	Aquisição de dados / Atuador
Nó 5	Banco de capacitores 7MVar	Aquisição de dados / Atuador

Fonte: Do próprio autor

Portanto, conforme descrito na Tabela VIII o dispositivo Nó 1 funciona como uma placa de aquisição de dados para medição de tensão e corrente no ponto B2 do sistema de energia e possui um atuador que recebe o sinal do dispositivo Nó 2 para mudança na alteração de derivação do regulador de tensão.

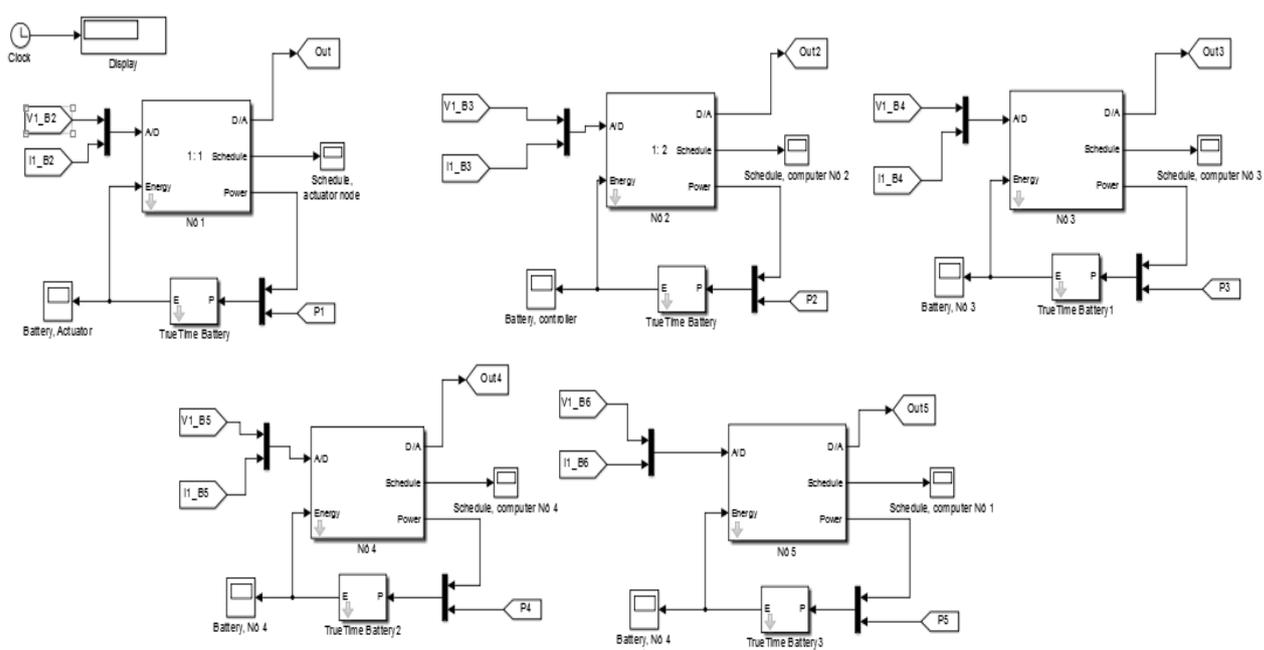
O dispositivo N^o 2, concentra todos os sinais dos demais dispositivos alocados na rede de comunicação, processa as informações e envia as decisões de comando aos dispositivos, sendo o N^o 2 o controlador desse sistema proposto. Além disso realiza medições de tensão e corrente no ponto B3 do sistema de energia e possui uma saída denominada de *Out 2* para manobrar o banco de capacitores instalado entre os pontos B3 e B4 no sistema.

O dispositivo N^o 3 atua como medição de tensão e corrente no ponto B4 enviando essas informações ao dispositivo mestre N^o 2 e recebe a informação para manobrar via saída *Out 3* o banco de capacitores que está alocado junto ao dispositivo.

O dispositivo N^o 4 atua da mesma forma, entretanto está alocado entre os pontos B4 e B5, medindo a tensão e corrente e enviando do dispositivo mestre e também recebendo a informação para manobrar o banco de capacitores instalado no ponto B4 e B5 pela saída *Out 4*. Finalizando, o dispositivo N^o 5 que está alocado no fim da linha do sistema, ponto B6, onde realiza as medições de tensão e corrente e recebe a informação para manobrar o banco de capacitores via saída *Out 5*.

A Figura 4.27 Apresenta os dispositivos da rede de comunicação sem fio estruturados na ferramenta *TrueTime*.

Figura 4. 27-Dispositivos da rede de comunicação



Fonte: Do próprio autor

As configurações dos dispositivos são apresentadas na Tabela IX.

Tabela IX – Configuração dispositivos

Dispositivos	Nó 1	Nó 2	Nó 3	Nó 4	Nó 5
Entradas	2	2	2	2	2
Saídas	1	1	1	1	1
Número da Rede	1	1	1	1	1
Defasagem de clock	0	0	0	0	0
Número de trigger externo	0	0	0	0	0
Comunicação	WLAN	WLAN	WLAN	WLAN	WLAN

Fonte: Do próprio autor

Cada bloco *Kernel* dos dispositivos possuem uma função para tratamento de dados, sendo no bloco do dispositivo Nó 2 realizada a implementação da função para estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência para redução de perdas, tendo como estrutura de decisão a maximização no fator de potência e a redução do nível de tensão ao menor valor possível, analisando a tensão de entrada , do meio e do fim de linha.

CAPÍTULO 5- RESULTADOS E ANÁLISES

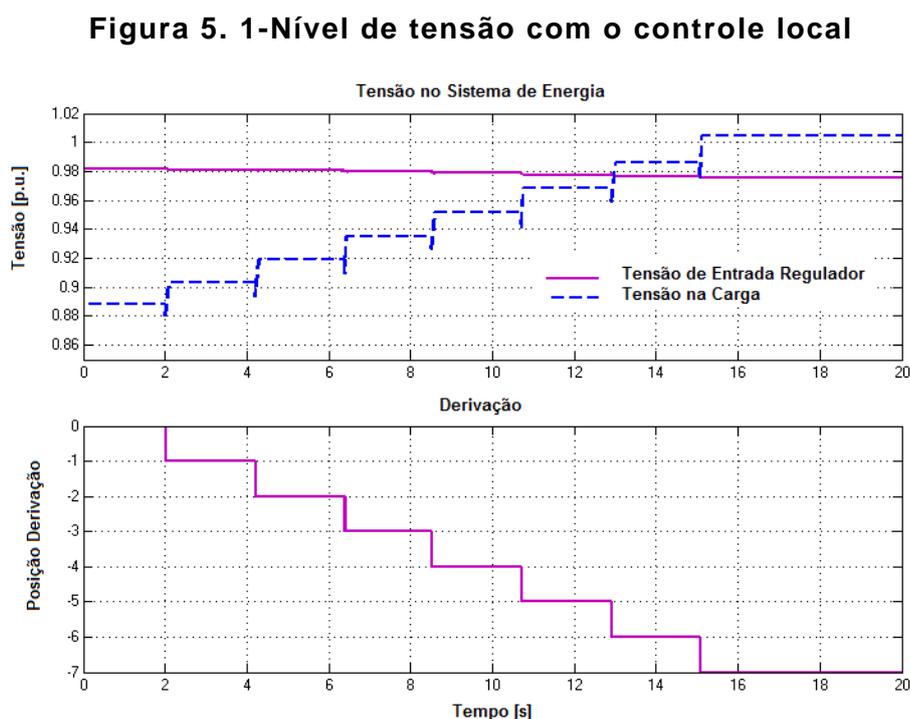
Após serem apresentados os aspectos metodológicos este capítulo aborda os resultados e as análises realizadas.

Primeiramente foram analisados os resultados da estratégia de controle tradicional, posteriormente o mesmo circuito foi analisado com a estratégia de controle local integrado de tensão e fator de potência. Ainda com a estratégia de controle integrado analisou-se a função para redução de demanda e por fim um novo sistema de energia foi analisado com as estratégias de controle tradicional e a proposta por esse trabalho, com o intuito de se comparar as perdas elétricas.

5.1. Estratégia de controle local tradicional

Nessa primeira etapa será apresentado o comportamento da tensão e o do fator de potência em um sistema de energia com a estratégia de controle tradicional, com a operação automática local de um regulador de tensão e sem a compensação de reativo com o banco de capacitores instalado a jusante, conforme circuito de simulação apresentado na Fig. 4.1.

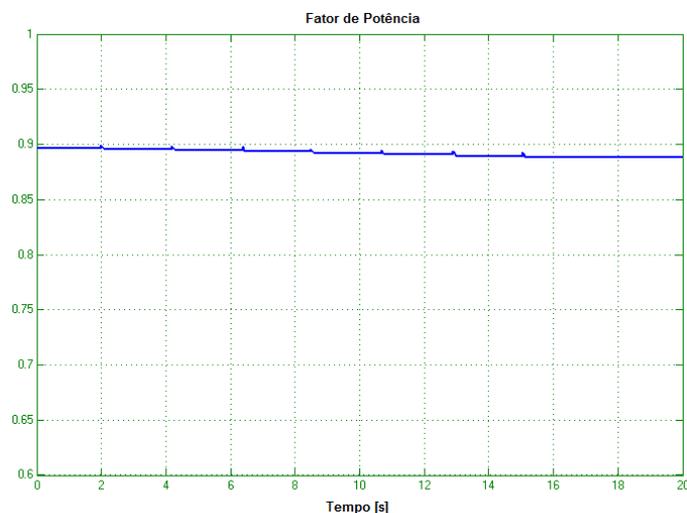
A Figura 5.1. apresenta o nível de tensão de saída no regulador de tensão e o nível de tensão na carga.



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.2 apresenta o comportamento do fator de potência no sistema de energia.

Figura 5. 2-F.P. com o controle local



Fonte: Do próprio autor

A Tabela X apresenta os valores em regime permanente da simulação com controle tradicional.

Tabela X – Dados simulação com o controle local

Tensão de Entrada Regulador	0,975 p.u.
Tensão na Carga	1,005 p.u.
Fator de Potência	0,88

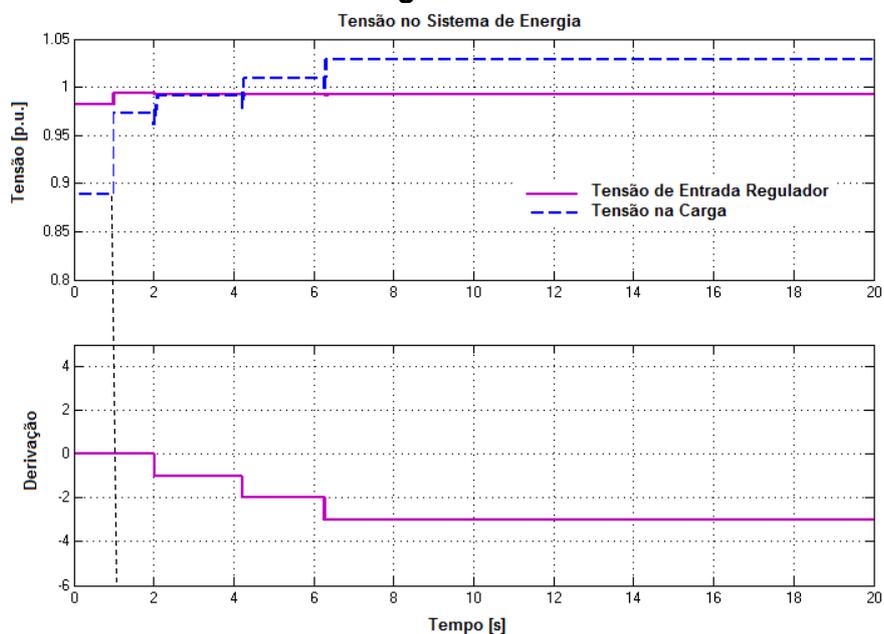
Fonte: Do próprio autor

Conforme apresentado no Capítulo 4 – Metodologia Proposta, a tensão desejável na carga é de 1,0 p.u., considerando a faixa de tensão em 0,0375 p.u., ou seja, a tensão deve estar entre 1,01875 p.u. e 0,98125 p.u., valor este obtido na simulação, estando a tensão em 1,005 p.u.. Entretanto, o fator de potência está abaixo do mínimo desejável que é de 0,92, o valor registrado na simulação foi de 0,88. Isso ocorreu, pois, o banco de capacitor instalado a jusante não foi inserido no sistema, essa simulação demonstra apenas o funcionamento pelo ajuste de tensão no regulador de tensão, a seguir será apresentado a simulação com a entrada do banco de capacitor no sistema, a jusante do regulador de tensão.

A Figura 5.3 apresenta o nível de tensão de entrada no regulador de tensão e na carga com a simulação do banco de capacitores inserido no sistema para melhora do fator de potência após um segundo, tempo esse, para que o sistema de

controle tradicional detecte a necessidade de compensação e estabilização da energização da simulação.

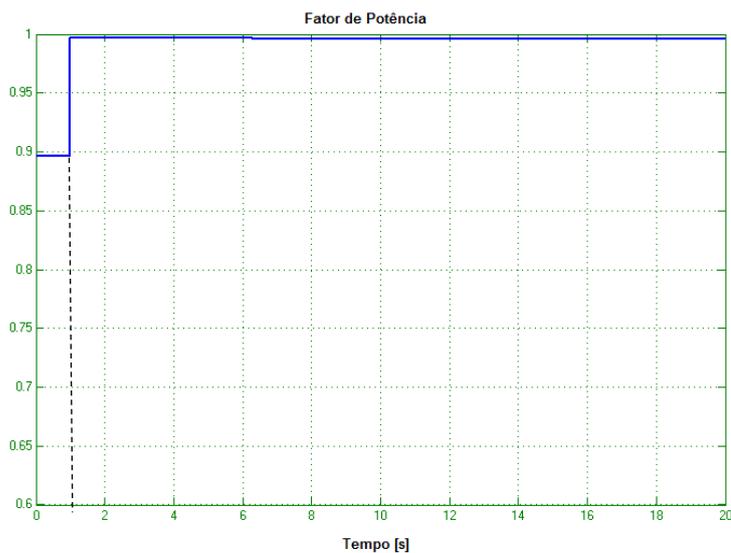
Figura 5.3-Nível de tensão com o controle local e capacitores a jusante de reguladores



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.4 apresenta o comportamento do fator de potência no sistema de energia com a inserção do banco de capacitores.

Figura 5.4-F.P. controle local e capacitores inseridos no sistema



Fonte: Do próprio autor

A Tabela XI apresenta os valores em regime permanente da simulação com controle tradicional com o banco de capacitores automático a jusante de regulador de tensão estratégia de controle tradicional.

Tabela XI – Dados simulação controle local com capacitores a jusante de regulador de tensão

Tensão de Entrada Regulador	0,992 p.u.
Tensão na Carga	1,029 p.u.
Fator de Potência	0,99

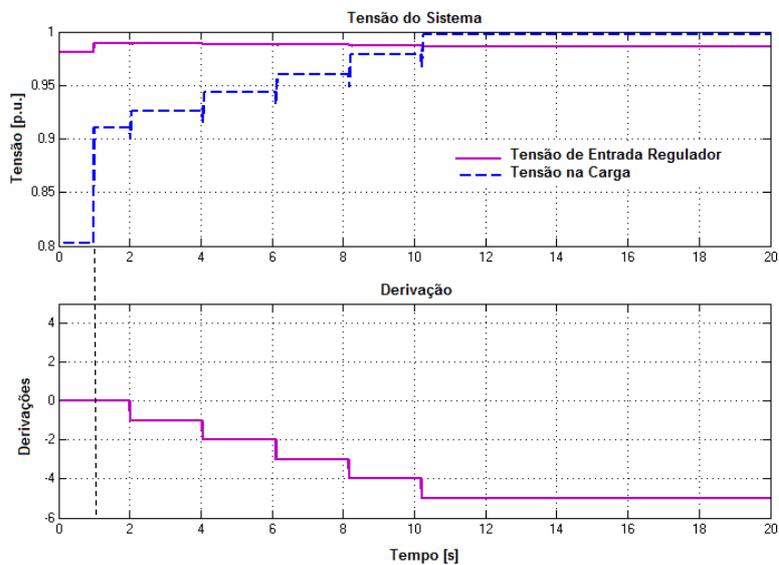
Fonte: Do próprio autor

Os resultados obtidos na simulação com controle tradicional comprovam a dificuldade de implementar-se banco de capacitores automáticos a jusante de reguladores de tensão, pois nessa estratégia as variáveis são controladas de forma individual e o regulador de tensão não recebe um *feedback* da tensão na carga com o intuito de verificar se um banco de capacitores foi inserido no sistema e elevou a tensão a montante. Na simulação a tensão na carga atingiu o valor de 1,0290, sendo superior ao desejável, mesmo considerando a faixa de tensão de 0,98125 e 1,0125, causando uma sobretensão entre o regulador e o banco de capacitores. Este comportamento compromete a qualidade de energia elétrica entregue nesse ponto, já o fator de potência foi corrigido para 0,99, valor esse superior ao mínimo desejável de 0,92. Portanto no controle tradicional pode-se atingir um objetivo seja ele o nível de tensão ou o valor do fator de potência, entretanto tem-se o risco de comprometer uma dessas variáveis, principalmente a tensão quando um banco de capacitores automático é instalado à frente de um regulador de tensão.

5.2. Estratégia de controle integrado local

Nessa etapa será apresentado o comportamento da tensão e o do fator de potência em um sistema de energia com a estratégia de controle integrada local, sendo o circuito simulado os mesmos da estratégia de controle tradicional. A Figura 5.5 apresenta o comportamento da tensão e a posição de derivação do regulador de tensão com essa estratégia.

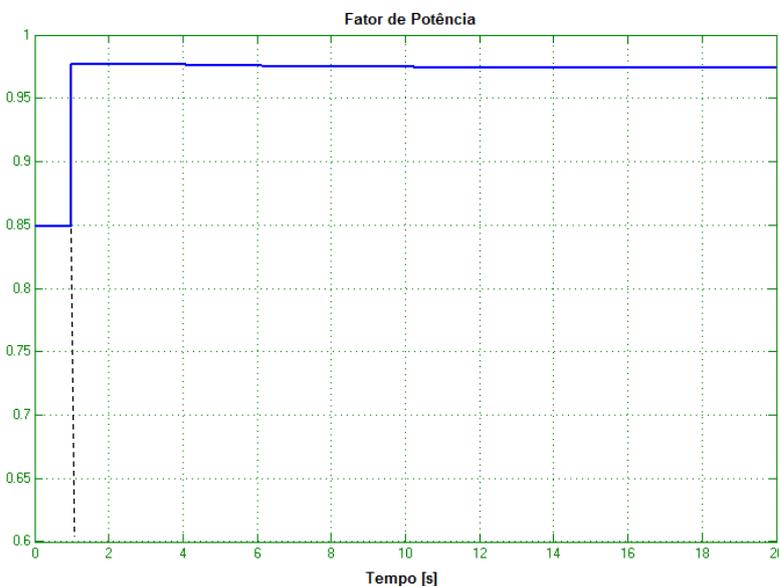
Figura 5.5-F.P. controle local e capacitores inseridos no sistema



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.6 apresenta o comportamento do fator de potência no sistema de energia com a estratégia de controle integrado.

Figura 5.6-F.P. controle local e capacitores integrado local



Fonte: Do próprio autor

A Tabela XII apresenta os valores em regime permanente da simulação com controle integrado de tensão e fator de potência.

Tabela XII – Dados simulação controle integrado local

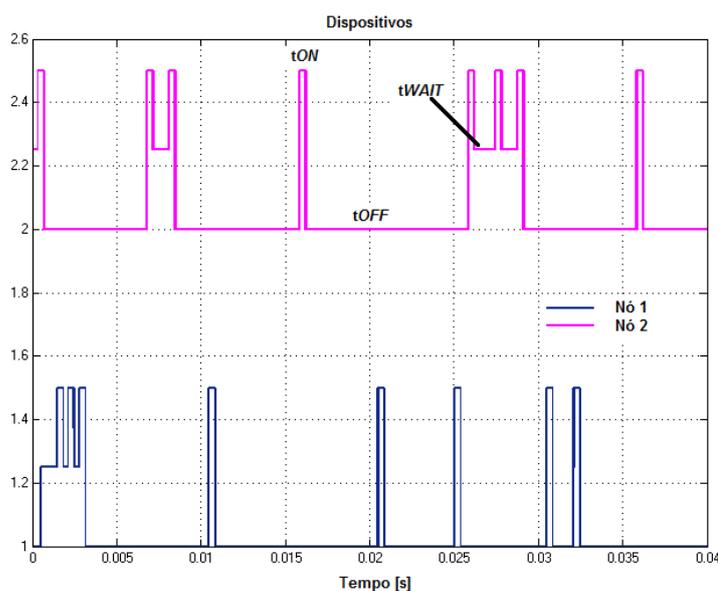
Tensão de Entrada Regulador	0,986 p.u.
Tensão na Carga	0,997 p.u.
Fator de Potência	0,97

Fonte: Do próprio autor

Os resultados obtidos apresentados na Tabela XII, demonstram a eficácia da estratégia de controle integrado, pois, a tensão está dentro do desejável, com o valor de praticamente 1 p.u. e o fator de potência superior a 0,92 indutivo. Portanto a estratégia de controle integrado evita que ocorra uma sobretensão entre o ponto do regulador de tensão e o banco de capacitores como ocorre na estratégia tradicional, pois, o regulador de tensão recebe um *feedback* da tensão na carga, sendo essa realimentação a referência de controle da tensão no equipamento.

O dispositivo Nó 2 alocado junto ao banco de capacitores, é o controlador, recebendo as informações de tensão e corrente no sistema, determinando o fator de potência e ajustando a referência de tensão e envia a informação ao dispositivo Nó 1 que está alocado junto ao regulador de tensão, tendo um atuador para a mudança na derivação do equipamento.

A Figura 5.7 apresenta os dados transmitidos dos dispositivos Nó 1 e Nó 2 na rede de comunicação sem fio *WLAN*.

Figura 5.7-Tráfego de dados na rede de comunicação

Fonte: Do próprio autor

Os tempos t_{ON} representam o tempo em que o dispositivo está transmitindo uma mensagem na rede, t_{OFF} o tempo em que nenhuma mensagem está sendo transmitida pelo dispositivo e t_{WAIT} o tempo em que o dispositivo está aguardando para enviar uma mensagem na rede de comunicação, devido a uma mensagem já estar sendo transmitida.

Observa-se que a rede de comunicação não interfere no sistema, pois o tempo para a mudança de derivação do regulador de tensão e a entrada do banco de capacitores para correção de fator de potência é o mesmo da estratégia de controle tradicional.

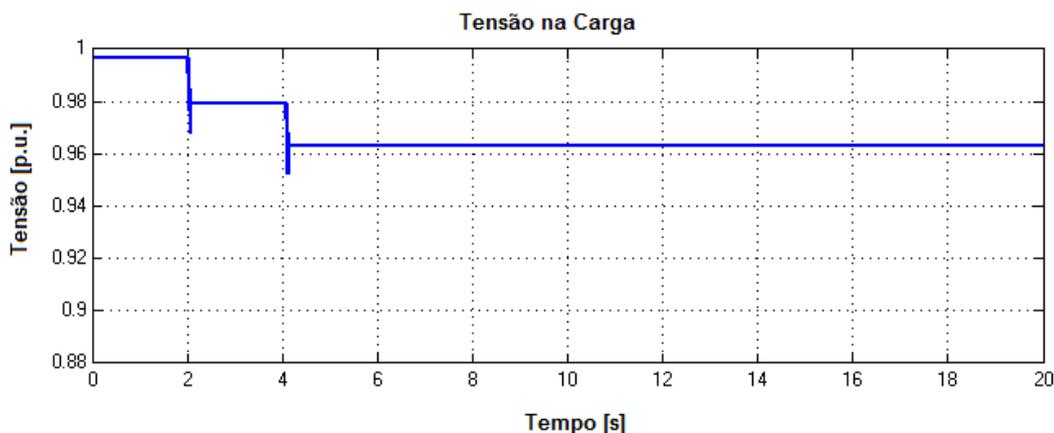
Portanto o sistema de controle de tensão e fator de potência integrado local, permite uma melhor regulação de tensão que o sistema tradicional, podendo ser facilmente implementado, sem a necessidade de centralizar as informações no centro de operações da distribuidora de energia. As simulações comprovam a viabilidade de implementação de uma estratégia de controle integrado local, no próprio campo onde os equipamentos estão instalados, tendo uma menor infraestrutura no que se refere a rede de comunicação, e nos controles alocados no regulador de tensão e banco de capacitores, viabilizando dessa forma projetos pilotos para implementação desse tipo de solução.

5.3. Estratégia de redução de tensão

Nessa etapa será apresentado a estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência com o método de redução de tensão com o intuito de reduzir-se a demanda de energia.

A Figura 5.10 apresenta a tensão na carga do sistema de energia elétrica.

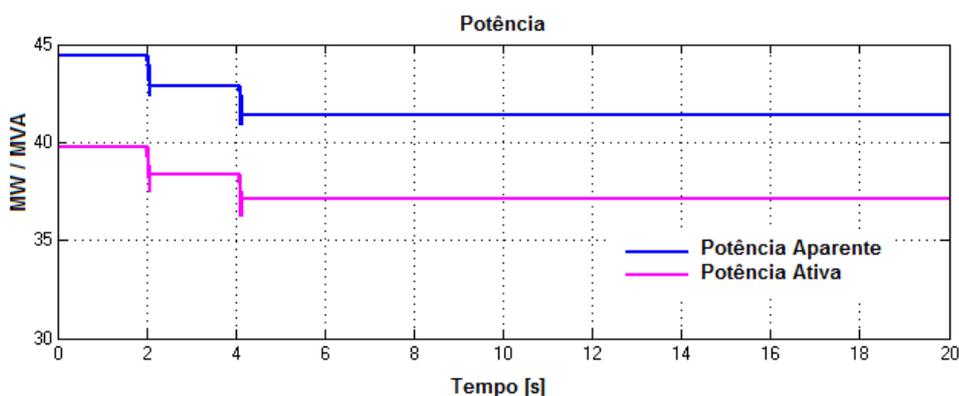
Figura 5.8-Nível de tensão na carga



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.11 apresenta o comportamento da potência ativa e aparente do sistema.

Figura 5.9-Potência no sistema



Fonte: Do próprio autor

A Tabela XIII apresenta os valores em regime permanente da simulação com controle integrado de tensão e fator de potência.

Tabela XIII – Dados simulação redução de tensão

Tensão na Carga	0,963 p.u.
Potência Ativa	37 MW
Potência Aparente	41,4 MW

Fonte: Do próprio autor

Conforme apresentado na Fig. 5.10, a tensão na carga, que se caracteriza, como o fim da linha no sistema simulado, ficou próximo do mínimo permitido considerado, ou seja, o valor de 0,95 p.u. A tensão obtida na carga foi de 0,963 p.u.

pois caso o regulador alterasse mais uma derivação o valor de tensão violaria o mínimo permitido estando com um nível inferior a 0,95 p.u. o que impactaria a qualidade de energia entregue.

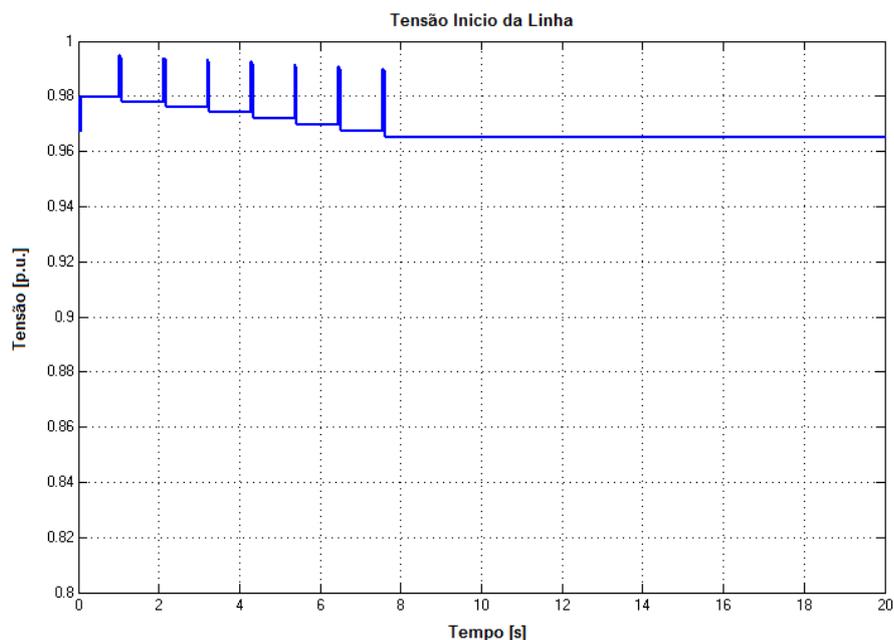
Pode-se observar que a técnica de redução de tensão com o intuito de se reduzir a demanda, traz resultados significativos, visto que a potência ativa inicial teve um acréscimo de cerca de 11%, o dispositivo Nó 2 cuja função de redução de tensão foi parametrizada para ser ativada quando detectado uma elevação de potência ativa acima de 10%, enviou sinal para o dispositivo Nó 1 alterar as derivações do regulador de tensão até atingir o valor mínimo permitido, comprovando a flexibilidade do controle integrado de tensão e fator de potência, podendo essa técnica ser adotada principalmente em situações de sobrecarga e horários de consumo excessivo.

5.4. Perdas elétricas tradicional

Nessa etapa será apresentado a estratégia de controle tradicional de um sistema de distribuição de energia elétrica, onde as variáveis de tensão e fator de potência são tratadas de forma individual. No método tradicional a distribuidora de energia elétrica realiza estudos e simulações para ajustes dos reguladores de forma estática, cujo, a proposta principal é entregar uma energia dentro dos limites permitidos, garantindo assim a qualidade de energia entregue ao consumidor final. Para simular a estratégia tradicional, foi realizado medições em 3 pontos da rede, na entrada do regulador de tensão (início da linha), o trecho localizado após a saída do regulador de tensão (meio de linha) e a tensão último ponto do sistema, ou seja, o fim de linha, todas as medições devem estar dentro dos limites permitidos, considerando o mínimo de 0,95 p.u. e o máximo de 1,05 p.u. Com relação ao fator de potência foi monitorado um valor único para todo o sistema, conforme ocorre no sistema de distribuição de energia elétrica, onde o ponto de monitoração são as fronteiras de concessão.

A Figura 5.12 apresenta a tensão do início da linha de distribuição de energia elétrica.

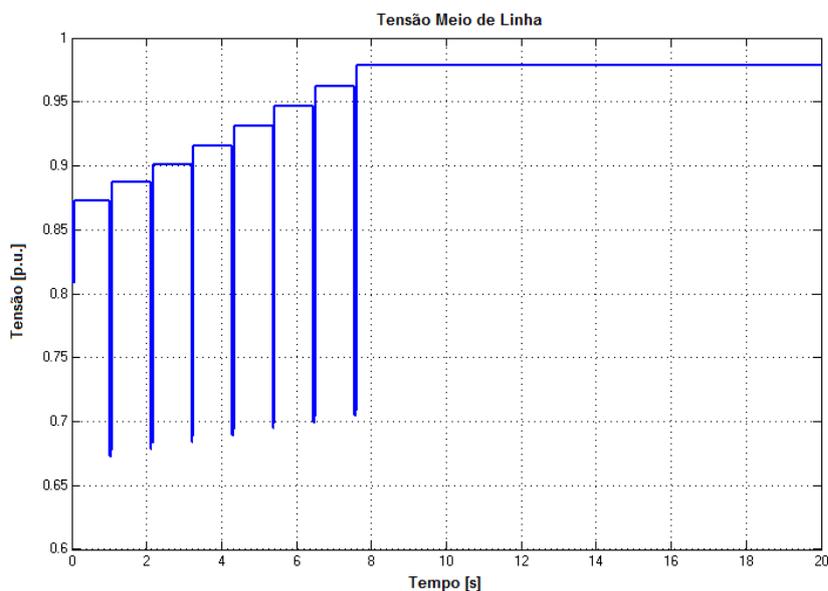
Figura 5.10-Tensão no início de linha: com o controle local



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.13 apresenta a tensão no meio da linha de distribuição de energia elétrica.

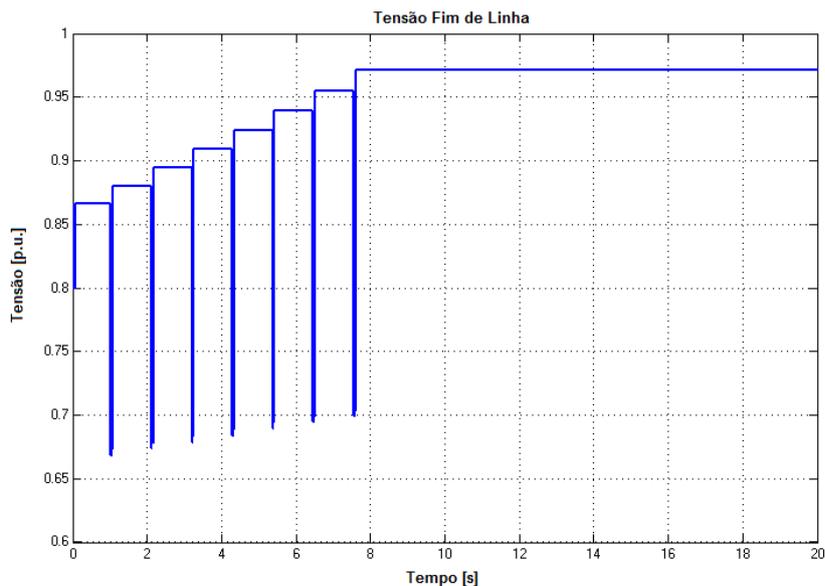
Figura 5.11-Tensão no meio de linha: com o controle local



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.14 apresenta a tensão no fim da linha de distribuição de energia elétrica.

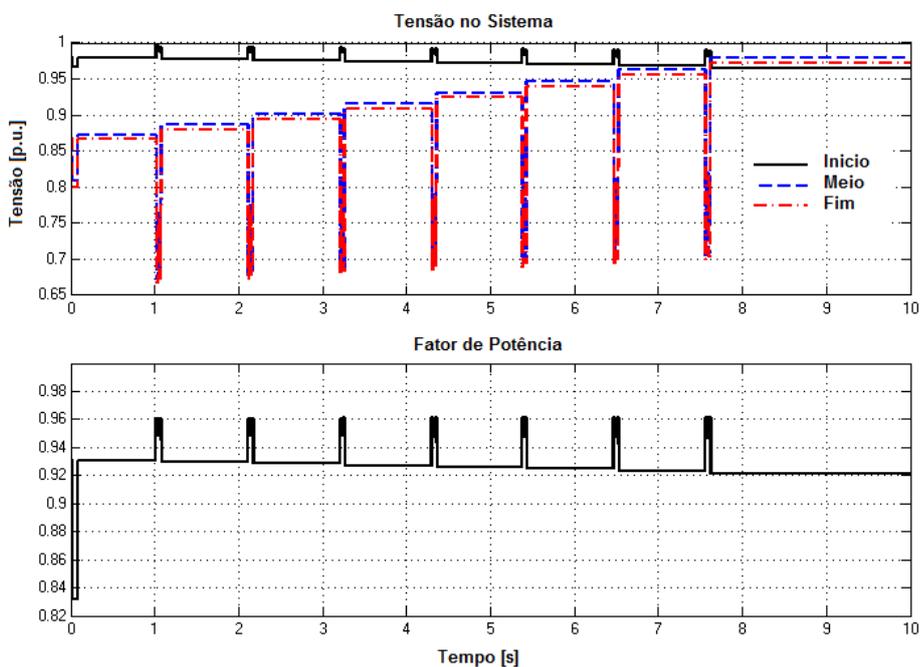
Figura 5.12-Tensão no fim de linha: com o controle local



Fonte: Do próprio autor

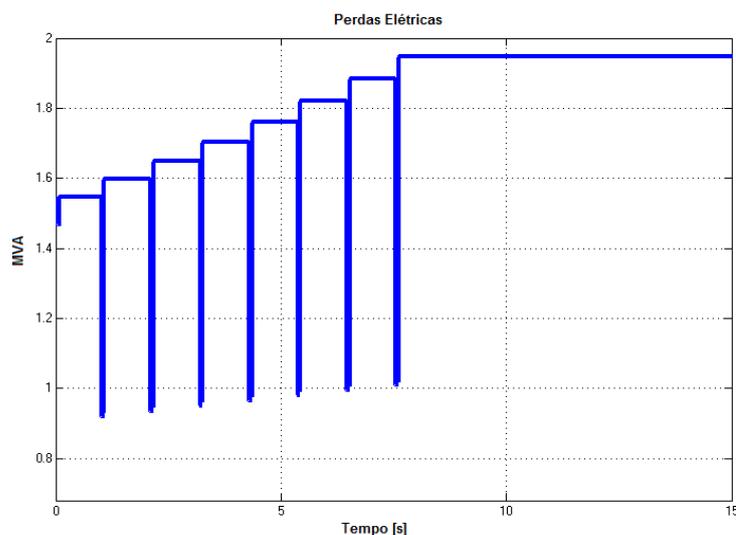
A Figura 5.15 apresenta o comportamento da tensão de início, meio e fim de linha juntas e o fator de potência do sistema de distribuição simulado.

Figura 5.13-Tensão no sistema de energia com o controle local



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.16 apresenta as perdas elétricas do circuito de distribuição de energia elétrica com a estratégia de controle tradicional.

Figura 5.14-Perdas elétricas com o controle local

Fonte: Do próprio autor

A Tabela XIV apresenta os valores em regime permanente obtidos na simulação.

Tabela XIV – Dados da simulação das perdas elétricas com o controle local

Tensão Início de Linha	0,96 p.u.
Tensão Meio de Linha	0,978 p.u.
Tensão Fim de Linha	0,971 p.u.
Fator de Potência	0,92
Perdas Elétricas	1,947 MW

Fonte: Do próprio autor

Conforme dados obtidos na simulação de perdas elétricas com a estratégia de controle tradicional, a tensão no sistema de energia em todos os pontos da rede, esteve entre 0,96 e 0,978 p.u., ou seja, dentro dos limites permitidos de qualidade de energia, o valor do fator de potência atingiu o valor de 0,92. Nessa estratégia um banco de capacitores não foi inserido no sistema, pois o controle local monitora apenas a necessidade de entrada do banco de capacitores se o F.P. está inferior a 0,92, da mesma forma o nível de tensão, que poderia ser reduzido para o menor nível permitido, pois a perda elétrica para cargas lineares é proporcional ao valor do nível de tensão, ou seja, quanto menor for o valor da tensão, menor será a perda elétrica devido a queda de tensão na impedância de linha. Por isso, que as perdas no início da simulação são inferiores ao regime permanente, pois, a tensão no início da simulação estava fora do valor adequado e após a entrada de operação dos

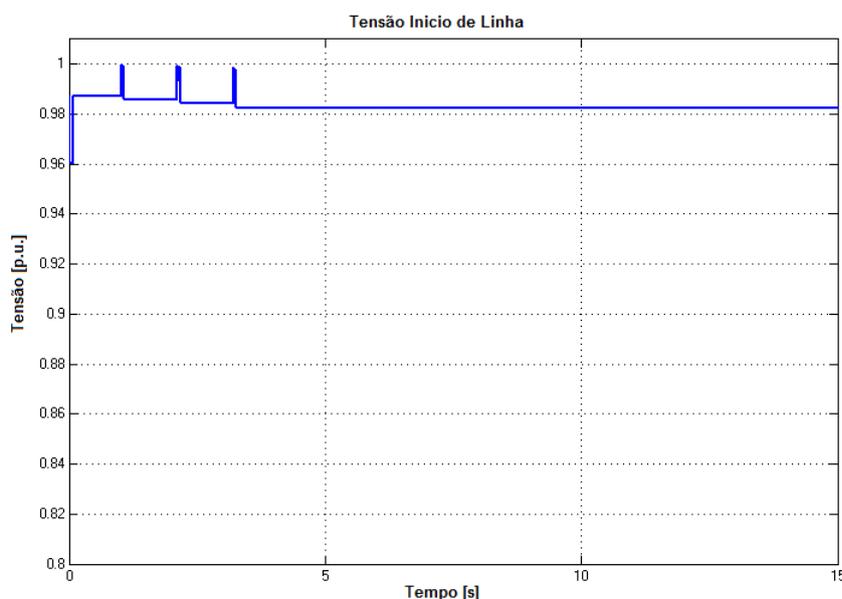
bancos de capacitores e a mudança de derivação no regulador de tensão, o nível ficou dentro do permitido. Portanto o controle tradicional atendeu a necessidade da distribuidora de energia elétrica, pois a energia entregue está dentro dos critérios considerado adequados para qualidade de energia.

5.5. Perdas elétricas com estratégia de controle integrado

Nessa última etapa de simulação será apresentada a estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência de um sistema de distribuição de energia elétrica. Trata-se do mesmo circuito simulado com a estratégia de controle tradicional, entretanto os dispositivos alocados nos bancos de capacitores e regulador de tensão estão em uma rede de comunicação onde o dispositivo Nó 2 controla as variáveis de tensão e F.P. enviando sinais de atuação para os demais dispositivos, bem como recebendo uma realimentação sobre as condições de tensão e F.P. no sistema. Trabalhando, portanto, de uma forma dinâmica e em tempo real, diferentemente do controle tradicional, cuja proposta é uma estratégia estática.

A Figura 5.17 apresenta o comportamento da tensão no início da linha de distribuição.

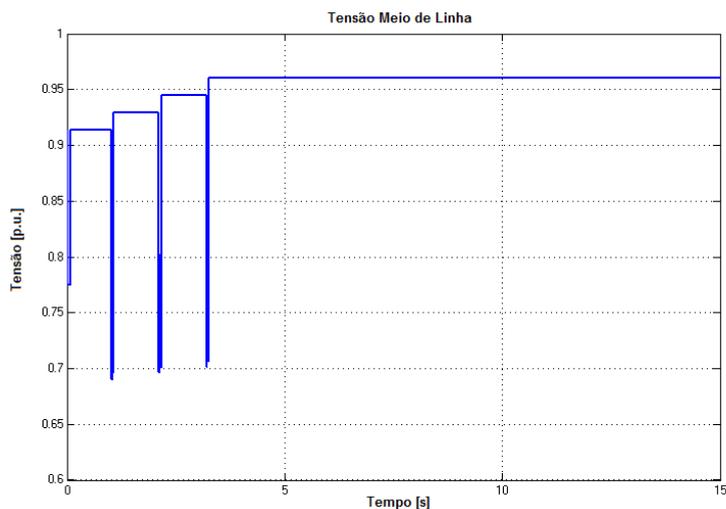
Figura 5.15-Tensão no início do sistema com o controle integrado



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.18 apresenta o comportamento da tensão no meio da linha de distribuição.

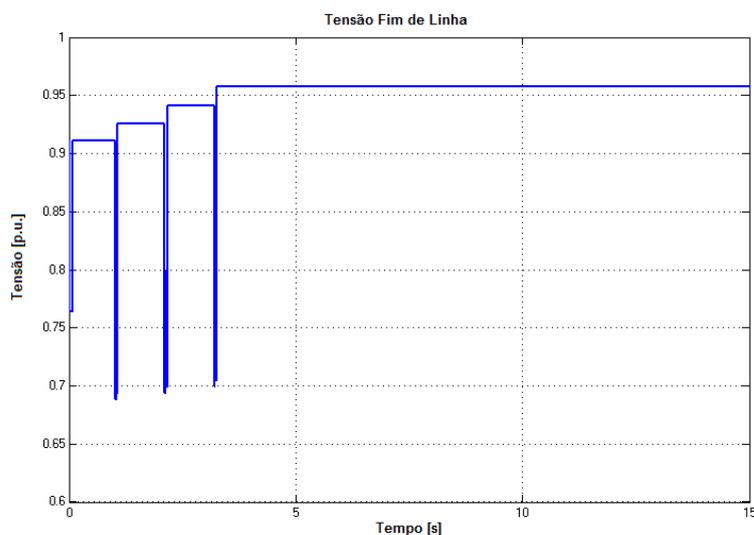
Figura 5.16-Tensão no meio de linha com o controle integrado



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.19 apresenta o comportamento da tensão no fim da linha de distribuição.

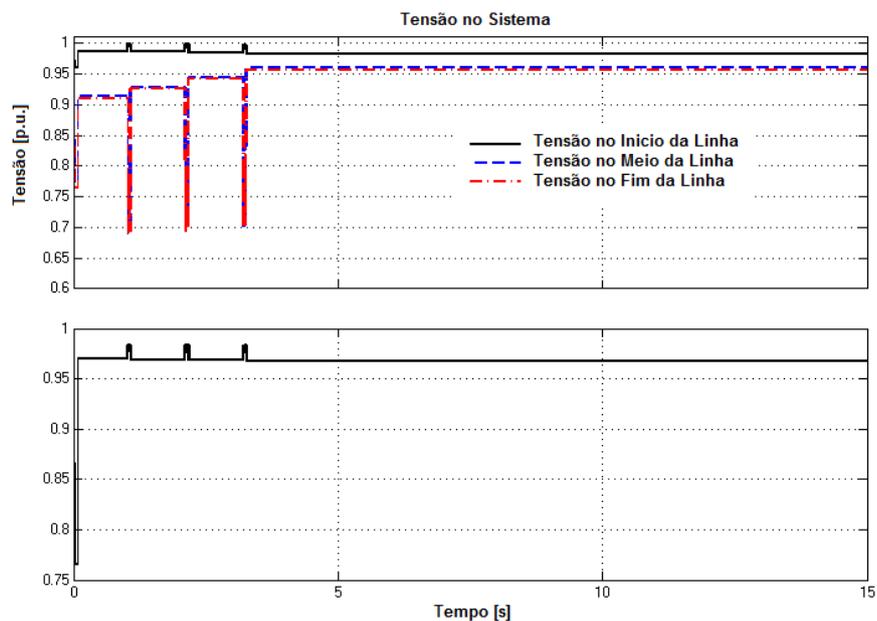
Figura 5.17-Tensão no fim de linha com o controle integrado



Fonte: Do próprio autor

Figura 5.20 apresenta o comportamento da tensão de início, meio e fim de linha juntas e o fator de potência do sistema de distribuição simulado com a estratégia de controle integrado local de tensão e F.P.

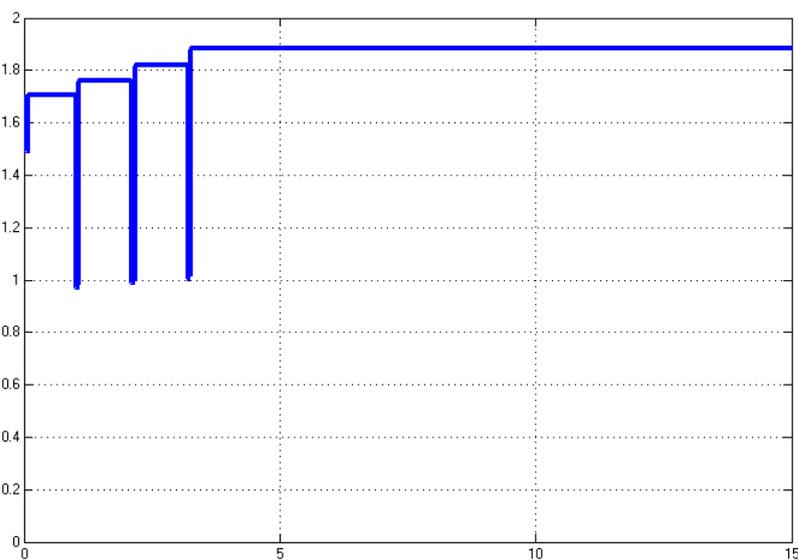
Figura 5.18-Tensão no sistema de energia com o controle integrado



Fonte: Do próprio autor

A Figura 5.21 apresenta as perdas elétricas do circuito de distribuição de energia elétrica com a estratégia de controle integrado.

Figura 5.19-Perdas elétricas com a estratégia de controle integrado



Fonte: Do próprio autor

A Tabela XV apresenta os valores em regime permanente obtidos na simulação de controle integrado de tensão e fator de potência.

Tabela XV – Dados simulação perdas elétricas controle integrado

Tensão Início de Linha	0,982 p.u.
Tensão Meio de Linha	0,961 p.u.
Tensão Fim de Linha	0,957 p.u.
Fator de Potência	0,967
Perdas Elétricas	1,883 MW

Fonte: Do próprio autor

Com os dados apresentados, pode-se observar que a estratégia de controle integrado atende os requisitos de qualidade de energia elétrica assim como a estratégia de controle tradicional, ou seja, o nível de tensão ficou dentro do limite máximo e mínimo permitido e o fator de potência dentro do mínimo de 0,92, entretanto observou-se que as perdas elétricas foi cerca de 3,7% inferior a estratégia de controle tradicional, isso ocorreu devido a função implementada no dispositivo 2 que controla os demais dispositivos da rede de comunicação. A função implementada no dispositivo Nó 2 tem o objetivo de maximizar o F.P., deixando-o mais próximo de valor unitário, inserindo um banco de capacitores a mais no sistema em comparação com a estratégia de controle tradicional que se satisfaz com o valor de F.P. de 0,92. Porém, com a estratégia de controle integrado, obteve-se um valor de 0.967, sendo bastante superior ao tradicional, o que contribui drasticamente para redução de perdas elétricas no sistema. Além disso, o nível de tensão no meio e fim de linha na estratégia de controle integrada foi o menor nível possível, muito próximo ao mínimo permitido de 0,95 p.u., com o intuito de obter-se a menor perda elétrica que o sistema permite.

Portanto a estratégia de controle integrado permite em tempo real a inserção de banco de capacitores no sistema sem comprometer o nível de tensão entregue, pois, recebe uma retroalimentação do valor da tensão nos pontos da linha de distribuição de energia, ajustando a derivação do regulador de tensão automático, e caso necessário retirando banco de capacitores do sistema que podem ocasionar uma sobretensão sem comprometer o valor mínimo de F.P. Essa função não é possível com a estratégia tradicional, que não possui retroalimentação e tem por definição ajustes estáticos, baseados em planejamento e estudos da rede, cuja premissa é atender os requisitos de qualidade de energia elétrica, não tendo a flexibilidade de se aprimorar em tempo real.

Por fim, observou-se também que a rede de comunicação implementada para a troca de informações entre os dispositivos não impactou o tempo de resposta da regulação e da compensação do fator de potência, pois, o tempo de modificação desses equipamentos são relativamente altos comparado com o tempo de troca de dados dos dispositivos.

CAPÍTULO 6- CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma estratégia de controle integrado de tensão e fator de potência em um sistema de distribuição de energia, que permite a instalação de banco de capacitores a jusante de reguladores de tensão sem ocasionar uma violação no nível de tensão no sistema de distribuição, também permite, uma diminuição na demanda de energia consumida. Além disso permite uma redução significativa nas perdas elétricas do sistema de energia, tendo no sistema estudado uma redução de até 4% quando comparado com a estratégia de controle tradicional. Todos os benefícios apresentados nesse estudo, se caracterizam por uma estratégia de controle integrado local, com um único dispositivo mestre e os demais dispositivos são placas de aquisição e atuação, permitindo a implementação real de um projeto piloto com a estratégia de controle unificada de tensão e fator de potência.

Em função dos resultados obtidos, conclui-se que a estratégia proposta, apresenta uma melhor regulação de tensão, pois permite uma retroalimentação da tensão em diversos pontos da rede, diferentemente do que ocorre na estratégia de controle tradicional. A estratégia proposta possibilita a implementação do método de redução da tensão, sendo recomendado para ser utilizado principalmente em momentos de sobrecarga no sistema. Portanto a estratégia proposta permite uma flexibilidade na operação dos equipamentos para a regulação de tensão e o controle de fator de potência.

Por fim pode-se observar a possibilidade da utilização da ferramenta *TrueTime*, para estratégia de um sistema de controle, como na implementação de uma rede de comunicação, podendo ser analisado seu desempenho em uma base de simulação em tempo real. Para o sistema simulado o impacto da rede de comunicação no desempenho do sistema, foi nulo, visto que o tempo de resposta de um sistema de controle de energia é de segundos quando se trata de regulação de tensão e fator de potência.

Sugestões para trabalhos futuros

- Utilização de outros equipamentos, como religadores automáticos, possibilitando um sistema de auto restauração, tendo um sistema de controle integrado de tensão e fator de potência, e também de proteção e manobra do sistema de energia;
- Aplicar outros meios de comunicação para analisar a performance da rede;
- Realizar estudos sobre custo de implementação, e resultados esperados com diferentes perfis de carga;
- Implementar a estratégia com protótipos dos dispositivos e da rede de comunicação em um alimentador real.
- Analisar a performance da estratégia de controle, no que se refere ao erro dos valores desejáveis.

REFERÊNCIAS

ABB. **Catálogo de Transformadores de potência**, 1999.

AHAMADI, H; MARTÍ, J; HERMANN, W; DOMMEL, W. “A framework for volt-var optimization in distribution systems” **IEEE Transaction of Smart Grid**, vol. 6, No. 3, 2015.

AUCHARIYAMET, S; SIRISUMRANNUKUL, S. “Volt/VAr control in distribution systems by fuzzy multiobjective and participle swarm” IEEE, 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Procedimento de Distribuição Módulo 8 – Qualidade de Energia, 2017.

BECK, R. W. Distribution efficiency initiative. Northwest Energy Efficiency Alliance. Dezembro 2007.

BOROZAN, V; BARAN, M; NOVOSEL, D. “Integrated volt/var control in distribution systems,” **IEEE PES Winter Meeting**, 2001.

CERVIN, A; HENRIKSSON, D; LINCOLN, B; EKER, J; ARZENL, K. “How does control timing affect performarcing ? Analysis and simulation of timing using Jitterburg and Truetime” **IEEE Control System Magazine**, vol. 23, 2003, pp.16–30.

CERVIN, A; HENRIKSSON, D; OHLIN, M. TRUETUME 2.0 beta – Reference Manual. Department of Automatic Control, Lund University (June 2010), 2010.

CERVIN, A; OHLIN, M; HENRIKSSON, D. Simulation of Networked Control Systems Using TrueTime. In: 3rd International Workshop on Networked Control Systems: Tolerant to Faults. 2007.

COLOPY, G. **Electric Power Transforming Handbook**. 9ª. ed. New York: CRC, 2004.

COOPER. **Step Voltage Regulators Instructions**. 2012. 86 f. COOPER Power Systems., Waukesha, 2012.

DIAS, J. A.; LIBERAO, E. V.; SERNI, P. J. A.; MARAFÃO, F. P.; GODOY, E. P. Simulation of a Distributed Generator with Wireless Communication using TrueTime and PLECS. **Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**, 2015 IEEE PES. IEEE, 2015. p. 624 – 628.

EATON. **Instruções de Manutenção, operação e instalação – CL7**. 2016. 160 f. COOPER Power., Badger, 2013.

EL-HAWARY, M. **Electrical Power Systems**. 1ª. ed. Piscataway: CRC, 1995.

FELTRIN, A; RODEZNO, D; SANCHES, J. "Volt-var multiobjective optimization to peak-load relief and energy efficiency in distribution network" **IEEE Transaction on Power Delivery**, vol. 30, No. 2, 2015.

GODOY, E. P. **Desenvolvimento de Sistemas de Controle via Rede (NCS) para Aplicações em Redes com Protocolo CAN**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

HU, Z. et al. Volt/VAr control in distribution systems using a time-interval based approach. **IEEE Proceedings** (Generation, Transmission and Distribution), v. 150, n. 5, p. 548-554, 2003.

IANG, R.-H.; CHEN, Y.-K.; CHEN, Y.-T. Volt/Var control in a distribution system by a fuzzy optimization approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 33, n. 2, p. 278-287, 2011.

KERSTING, W. **Distribution Systems Modeling and Analysis**. 1^a. ed. New York, CRC, 2002.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **Power Engineering Society Winter Meeting**, 2001. IEEE. 2001. p. 908-912.

KERSTING, W.H, "The Modeling and Application of Step Voltage Regulators," **IEEE Power Systems Conference and Exposition**, 2009.

KIRSHNER, D. "Implementation of conservative voltage reduction at Commonwealth Edison," **IEEE Trans. Power Del.**, vol. PD-2, no. 4, pp. 1186-1191, 1987.

LIU, H. J.; OVERBYE, T. J. Smart-grid-enabled distributed reactive power support with Conservation Voltage Reduction. **Power and Energy Conference at Illinois 2014**. PECL, 2014. 2014. p. 1-5.

LIU, M. B.; CANIZARES, C. A.; HUANG, W. Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems With Limited Switching Operations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 889-899, Maio 2009.

MAMEDE, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3^a. ed. Rio de Janeiro, LTC, 2005.

MARIANO, R. F; SERNI, P. J. A; GODOY, E. P; DIAS, J. A. Controle Integrado de Tensão e Fator de Potência de um Sistema de Distribuição usando uma Rede Sem Fio. 12th **IEEE/IAS International Conference on Industry Application**, Curitiba, 2016.

MARKUSHEVICH, N; LUAN, W., "Achieving greater VVO benefits through AMI implementation," in Proc. **IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting (PES)**, San Diego, CA, USA, 2011, pp. 1-7.

MCFRETIDGE, B; STEPHENS, B. "Can a grid be smart without communication? A look at IVVC implementation," **IEEE Rural Electric Power Conference**, 2013

MENG, X. et al. Automatic reactive power and voltage control for regional power grid based on SVM. **TENCON 2013 - 2013 IEEE Region 10 Conference**, p.1-4, 2013

MIRANDA, V.; MOREIRA, A.; PEREIRA, J. An Improved Fuzzy Inference System for Voltage/VAR Control. **International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives**, 2007. **POWERENG 2007**. Abril 2007. p. 306-311.

MOMOH, J. *Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control*. CRC Press, 2007.

NATARAJAN, R. **Power System Capacitors**. 1^a. ed. New York: CRC, 2005.

OLKAR, M. A. Reactive power control in distribution systems by using advanced techniques. **Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE)**. 2011. p. 1-6.

PINTO, A. C. **Controle Integrado de Tensão e Fator de Potência através de Aprendizagem de Máquinas**. Dissertação de Mestrado. Universidade de Campinas, Campinas, 2015.

QIANG, W; YI, L; YUAN, Z; XIONG, F. "An integrated volt-var control method in distribution network based on distribution generation," **IEEE Renewable Power Generation Conference**, 2013.

RAHIMI, A; CLONINGER, L. "Investigation on volt-var control using cvr at various photovoltaic penetration levels," **North America Power Symposium**, 2014.

RAHIMI, S; MARINELLI, M; SILVESTRO; F. "Evaluation of requirements for volt/var control and optimization function in distribution management systems," in Proc. **IEEE Power Energy Con**. 2012.

RAHIMI, A; CLONINGER, A; ZARGHAMI, M; VAZIRI; M. "Investigation on volt-var control using CVR at various photovoltaic penetration levels", **NAPS**, 2014.

ROYTELMAN, I.; GANESAN, V. Coordinated local and centralized control in distribution management systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 2, p. 718-724, 2000.

ROYTELMAN, I.; LANDENBERGER, V. Real-time Distribution System Analysis - integral part of DMS. **Power Systems Conference and Exposition**, 2009. **PSCE '09**. IEEE/PES. 2009. p. 1-6.

SCHNEIDER, K. P; TUFFNER, F; FULLER, J; SINGH, R. "Evaluation of conservation voltage reduction on a national level," **U.S. Department of Energy, Pac Nowest Nat. Lab**, 2010.

SCHNEIDER, K.P; WEAVER, T. F. "A method for evaluating volt-var optimization field demonstration," **IEEE Trans. on Smart Grid.**, vol. 5, no. 4, pp. 1696-1703, 2014.

SCHNEIDER, K; WEAVER, T. "Volt-VAR optimization on American Electric Power feeders in Northeast Columbus," in Proc. **IEEE PES Transmiss. Distrib. Conf. Expo.**, Orlando, FL, USA, 2012, pp. 1–8.

SOUZA, B. A; ALMEIDA, A. M. F. "Multiobjective optimization and fuzzy logic applied to planning of the volt/var problem in distribution systems," **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 25, no. 3, pp. 1274-1281, 2010.

ULUSKI, R. "VVC in the smart grid era," **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2010.

WILLIAMS, B. R. Distribution capacitor automation provides integrated control of customer voltage levels and distribution reactive power flow. **Power Industry Computer Application Conference**, 1995. Conference Proceedings., 1995 IEEE. 1995. p. 215-220

ZAMANI, V; BARAN, M. E. "Meter placement for conservation voltage reduction in distribution systems," **IEEE Transactions on Power Systems**, 2017.