

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE CRESTANI DOS SANTOS

DESPACHO ÓTIMO MULTI OBJETIVO DE POTÊNCIA APLICADO EM
TEMPO REAL PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2014

FELIPE CRESTANI DOS SANTOS

**DESPACHO ÓTIMO MULTIOBJETIVO DE POTÊNCIA
APLICADO EM TEMPO REAL PARA SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Engenharia Elétrica – DAELT – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Campus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira

PATO BRANCO

2014

TERMO DE APROVAÇÃO

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado **Despacho Ótimo Multiobjetivo de Potência Aplicado em Tempo Real em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída**, do aluno **Felipe Crestani dos Santos** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **54** de 2014.

Fizeram parte da banca os professores:

Ricardo Vasques de Oliveira

César Augusto Portolann

Ósis Eduardo Silva Leal

EPÍGRAFE

“Contudo, seja qual for o grau a que chegamos, o que importa é seguir decididamente” (Fp 3,16)

RESUMO

SANTOS, Felipe Crestani dos. Despacho Ótimo Multiobjetivo de Potência em Tempo Real para Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída. 2014. 98 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2014.

O presente trabalho propõe uma estratégia de controle coordenado de tensão para sistemas de distribuição com geração distribuída. A estratégia de controle é proposta para mitigar os impactos negativos resultantes da elevada penetração e intermitência de geração de unidades de geração distribuída de origem fotovoltaica conectadas na rede secundária dos sistemas de distribuição. A estratégia de controle é formulada através de um problema de otimização multiobjetivo restritivo, solucionado através do método dos pontos interiores, que determina o despacho ótimo de potência de um banco de baterias. As funções objetivo aplicadas ao problema de otimização são minimização de desvio de tensão em uma ou mais barras do sistema de distribuição e minimização de perdas de potência ativa na rede. A estratégia de controle considera a coordenação e comunicação com os diversos dispositivos de regulação de tensão dispersos ao longo do sistema de distribuição, como por exemplo, transformadores com OLTC.

Palavras-chave: Otimização multiobjetivo de sistemas de distribuição; Regulação coordenada de tensão; Geração Distribuída; Banco de baterias.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Transformador com regulador de tensão OLTC.....	24
Figura 2 – Parametrização do relé 90	25
Figura 3 – Esquema de um transformador com OLTC utilizando a estratégia LDC..	26
Figura 4 – Regulador de tensão série do tipo Indução.....	27
Figura 5 – Regulador de tensão série com comutação automática de <i>taps</i>	28
Figura 6 – Perfil de tensão em um alimentador com reguladores de tensão	28
Figura 7 – Características construtivas de um SVR ANSI tipo A.....	29
Figura 8 – Conexões trifásicas de um SVR monofásico	29
Figura 9 – Perfil de tensão em um sistema de distribuição com banco de capacitores	31
Figura 10 – Perfil de tensão em uma rede de distribuição com diversos dispositivos reguladores de tensão.....	32
Figura 11 – Conexão de bancos de baterias em sistemas de distribuição.....	34
Figura 12 – Curva de capacidade do conversor estático de potência	35
Figura 13 – Sistema de armazenamento <i>PureWave</i> , S&C.....	35
Figura 14 – Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	43
Figura 15 – Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica	45
Figura 16 – Curvas características do painel fotovoltaico KC200GT	46
Figura 17 – Curva típica P-V de um módulo fotovoltaico	47
Figura 18 – Topologias de conversores estáticos aplicados à conexão de sistemas fotovoltaicos à rede	48
Figura 19 – a) Fluxo de potência em redes de distribuição radiais; b) Fluxo de potência em linhas de distribuição radiais com UGDs inseridas	50
Figura 20 – Curva de carga e curva de geração fotovoltaica para um período de 24 horas	51
Figura 21 – Perfil de tensão em um alimentador a) Sem UGDs; b) Com UGDs	52
Figura 22 – Radiação solar em um período de 10 minutos com amostragem de 1 segundo	53
Figura 23 – Sistema elétrico de potência	54
Figura 24 – Conjunto de soluções de um problema multiobjetivo	57
Figura 25 – a) Conjunto ótimo de pareto convexo; b) Espaço de busca ineficaz	58
Figura 26 – Esquema genérico global da estratégia de controle de tensão.....	60

Figura 27 – Variáveis de entrada e saída para a unidade de controle (UC) da estratégia de controle	61
Figura 28 – Sistema de distribuição teste – IEEE 13 nós modificado	63
Figura 29 – Princípio de operação da estratégia de controle local do banco de bateria	69
Figura 30 – Fluxograma das análises computacionais realizadas	71
Figura 31 – Curva de carga base para o período de 24 horas	72
Figura 32 – a) Curva de radiação solar base; b) Curva da temperatura do painel fotovoltaico	73
Figura 33 – Caso base. a) Perfil de tensão na rede primária considerando apenas variações de carga; b) Perfil de tensão na rede secundária considerando apenas variações de carga	74
Figura 34 – Perfil de tensão no sistema de distribuição para 0, 50 e 100% de penetração de UGDs fotovoltaicas	75
Figura 35 – Estudo de caso A. a) Perfil de tensão da rede primária; b) Perfil de tensão da rede secundária	76
Figura 36 – Estudo de caso A. a) Despacho de potência ativa; b) Despacho de potência reativa	77
Figura 37 – Estudo de caso B. a) Perfil de tensão da rede primária; b) perfil de tensão da rede secundária	78
Figura 38 – Estudo de caso B. a) Despacho de potência ativa; b) Despacho de potência reativa	79
Figura 39 – Estudo de caso C. a) Perfil de tensão da rede primária; b) Perfil de tensão da rede secundária	80
Figura 40 – Estudo de caso C. a) Despacho de potência ativa; b) Despacho de potência reativa	80
Figura 41 – Estudo de caso D. a) Perfil de tensão na rede primária; b) perfil de tensão na rede secundária	81
Figura 42 – Estudo de caso D. Despacho de potência reativa	82
Figura 43 – Estudo de caso E. a) Perfil de tensão da rede primária; b) Perfil de tensão da rede secundária	83
Figura 44 – Estudo de caso E. Despacho de potência reativa	83
Figura 45 – Estudo de caso F. Perfil de tensão da rede primária	84

Figura 46 – Estudo de caso G. a) Perfil de tensão da rede primária; b) Perfil de tensão da rede secundária	85
Figura 47 – Estudo de caso G. Despacho de potência reativa	85
Figura 48 – Comparação do desvio de tensão entre as estratégias	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites de tensão em pontos de conexão com tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV	22
Tabela 2 – Limites de tensão em pontos de conexão com tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)	22
Tabela 3 – Custos de sistemas de armazenamento à banco de baterias (2011).....	37
Tabela 4 – Panorama mundial de geração fotovoltaica	42
Tabela 5 – Desempenho elétrico do painel fotovoltaico KC200GT	47
Tabela 6 – Comparação entre as estratégias.....	87

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	OBJETIVOS E METAS	18
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	20
2.1.1	REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	23
2.1.1.1	Regulação de Tensão na Barra da Subestação	24
2.1.1.2	Regulador de Tensão Série	26
2.1.1.3	Banco de Capacitores	30
2.1.1.4	Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias	32
2.1.2	ESTIMADOR DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	38
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	40
2.2.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	41
2.2.1.1	Sistema Fotovoltaico Conectado ao Sistema de Distribuição	43
2.2.2	IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	49
2.2.2.1	Distorção Harmônica	49
2.2.2.2	Aumento de Tensão	50
2.2.2.3	Variações de Tensão	52
2.3	OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	53
3	DESENVOLVIMENTO	59
3.1	PROPOSIÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE TENSÃO	59
3.2	SISTEMA TESTE	62
3.3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	63
3.3.1	ESTUDO DE CASO A – BATERIAS COM CUSTOS IGUAIS	66

3.3.2	ESTUDO DE CASO B – BATERIAS COM CUSTOS DE GERAÇÃO DIFERENTES.....	67
3.3.3	ESTUDO DE CASO C – BATERIAS EM DIFERENTES POSIÇÕES	67
3.3.4	ESTUDOS DE CASO D – SOBREDIMENSIONAMENTO DO CONVERSOR DE POTÊNCIA.....	67
3.3.5	ESTUDO DE CASO E – TRÊS BATERIAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	68
3.3.6	ESTUDO DE CASO F – MEDIÇÕES DE CARGA EM TEMPO REAL DE TODAS AS BARRAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	68
3.3.7	ESTUDO DE CASO G – BATERIAS OPERANDO EM “MODO LOCAL”	69
3.4	METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO.....	69
4	ANÁLISE DE RESULTADOS	72
4.1	COMPARAÇÕES DAS ESTRATÉGIAS.....	85
5	CONCLUSÕES	88
	REFERÊNCIAS.....	90
	APÊNDICES	95
	APÊNDICE A – Implementação da Estratégia de Controle de Tensão no Pacote Matpower®.....	95
	APÊNDICE A.1 – FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO NO MATPOWER	96
	APÊNDICE A.2 – MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	99

1 INTRODUÇÃO

O aumento do consumo de energia elétrica aliado à preocupação com a emissão de poluentes na atmosfera tem impulsionado o emprego de fontes renováveis de energia na geração de eletricidade. Fatores como a reestruturação do setor elétrico em diversos países, necessidade da diversificação da matriz energética, preocupação com emissões de poluentes na atmosfera, avanços tecnológicos e aumento da demanda por energia elétrica têm contribuído para a expansão da utilização de geradores de pequeno porte em regiões próximas às cargas. Dentre as diversas formas de geração de energia elétrica provenientes de fontes renováveis, um tipo de geração de energia que ganha espaço na matriz energética mundial é a solar fotovoltaica, a qual apresenta elevado crescimento nos últimos anos.

Desde o ano 2000 os sistemas fotovoltaicos apresentam crescimento anual superior a 30% em diversos países. Segundo a International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS), uma associação de 29 países, a capacidade mundial instalada de sistemas fotovoltaicos chegou a 136 GW, representando 0,85%¹ da demanda mundial de energia, e com previsão de chegar a 1% em 2014 (IEA-PVPS, 2014).

Segundo o último relatório da IEA PVPS, publicado no final de Março de 2014, 36,9 GW de sistemas fotovoltaicos foram acrescentados na matriz energética mundial no ano de 2013, sendo que dos 36,9 GW, 33,1 GW são de países pertencentes ao PVPS.

No Brasil, a energia fotovoltaica ainda não é significativa na matriz energética, principalmente devido à disponibilidade de recursos energéticos hidráulicos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2013). Porém, após a resolução normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual possibilita a injeção de energia na rede em troca de créditos, tal modalidade de geração se tornou técnica e economicamente mais atrativa, o que pode contribuir para o crescimento da inserção da geração fotovoltaica nos sistemas de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

¹ Baseado em um consumo de 18 400 TWh.

Nesse contexto, a quantidade crescente de conexões de unidades de geração distribuída (UGDs) nos sistemas de distribuição levanta questões importantes sobre a estrutura, o planejamento e a operação dos sistemas elétricos de potência. A inversão do fluxo de potência no sistema de distribuição, a intermitência das fontes de geração, as incertezas de medições de carga e geração, alteração do nível de curto-circuito (em alguns casos), o aumento da distorção harmônica, e outros fatores aumentam a complexidade de operação e controle dos sistemas de distribuição (CARVALHO, 2012). Novos procedimentos de operação, controle e proteção devem então ser propostos para que as concessionárias de distribuição de energia elétrica possam manter a qualidade de fornecimento de energia elétrica perante o aumento do índice de penetração de UGDs ao sistema de distribuição.

Recentes estudos demonstram a preocupação da integração de UGDs em sistemas de distribuição de energia elétrica. A geração fotovoltaica tem sido o principal foco de estudo de impactos de UGDs no desempenho dos sistemas de distribuição, devido ao fato de ser o tipo de geração de energia que apresenta maior crescimento no mundo e maior instalação em redes de distribuição de baixa tensão. Um importante estudo sobre os impactos de UGDs fotovoltaicas foi iniciado como projeto *PV UP-SCALE*, do inglês, *Photovoltaic in Urban Policies- Strategic and Comprehensive Approach for Long-Term Expansion*, através da colaboração de empresas de países como Holanda, Alemanha, França, Espanha e Reino Unido. O relatório do projeto em questão foi elaborado a partir da revisão de centenas de artigos e relatórios produzidos nos países acima citados. O relatório PVUPSCALE (2008) especifica as diferentes questões que impactam a rede de distribuição com a integração de UGDs. Dentre os impactos cita-se: variações de tensão, níveis de tensão inadequados, introdução de distorções harmônicas na rede, fluxo reverso de potência, ilhamento não intencional, entre outros.

Apesar de as UGDs serem um tema relativamente recente de pesquisa, já existem diversos instrumentos normativos nacionais e internacionais que visam regular suas conexões ao sistema de distribuição. A norma IEEE Std 1547-2003 “*IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*” apresenta especificações e requisitos técnicos para a conexão de UGDs no sistema elétrico. Nesta norma, definem-se três requisitos gerais para a

interconexão de UGDs aos sistemas de distribuição: regulação de tensão, integração com o aterramento do sistema e sincronização.

A norma IEEE Std 929-2000 “*IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*” aborda as práticas recomendadas a serem aplicadas a sistemas fotovoltaicos conectados à rede através de inversores de potência. Os tópicos abordados pela norma são: tensão de operação, frequência, distorção harmônica, fator de potência, proteção anti-ilhamento e reconexão à rede após um distúrbio.

No Brasil, a norma ABNT NBR IEC 62116:2012, intitulada “Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica”, apresenta um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

A norma ABNT NBR 16149:2013, intitulada “Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”, estabelece as recomendações específicas e requisitos para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica. A norma ABNT NBR 16150:2013, intitulada “Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade”, válida a partir de Abril de 2014, especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface entre sistemas fotovoltaicos e rede estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149:2013.

As normas técnicas citadas anteriormente, e as diversas normas correlatas ao tema de pesquisa, fornecem as diretrizes e requisitos para que sejam minimizados os impactos decorrentes do acesso de UGDs fotovoltaicas aos sistemas de distribuição. Porém, a observância dos requisitos impostos por tais normas não garante a mitigação dos impactos decorrentes dessa conexão, devido às peculiaridades de cada sistema de distribuição. Tais impactos podem se tornar ainda mais significativos caso os requisitos técnicos e operativos impostos pelas normas técnicas não sejam observados.

Os problemas técnicos decorrentes da conexão das UGDs aos sistemas de distribuição podem ser mitigados através do emprego de estratégias de controle adequadas. Essas estratégias, em geral, se enquadram no conceito de redes

inteligentes (no Inglês, *smart grids*). Dentre os problemas encontrados no gerenciamento das *smart grids*, as incertezas de geração e de carga no horizonte de tempo de segundos, minutos ou horas, têm dificultado a proposição das estratégias em tempo real. Tais incertezas podem gerar conflitos com os dispositivos de operação e controle já empregados nos sistemas de distribuição.

As variações estocásticas da radiação solar que incide sobre a face da terra fazem com que as unidades solares fotovoltaicas apresentem uma geração de potência ativa intermitente, que de acordo com o nível de penetração das mesmas, pode causar variações significativas nos níveis de tensão dos sistemas de distribuição (TONKOSKI; LOPES, 2008). Tais variações na magnitude de tensão dos sistemas de distribuição também apresentam impactos significativos no aumento do número de comutações de *taps* dos transformadores e reguladores de tensão. No caso de variações de tensão de curta duração, os reguladores de tensão baseados em comutação de *tap* podem não serem capazes de regular a tensão do sistema devido ao tempo de espera (tempo morto) para realizar a comutação, tipicamente utilizado nas estratégias de controle de tensão (SHORT, 2004).

Para uma regulação de tensão mais efetiva em casos de variações momentâneas de tensão em sistemas elétricos de potência, pode-se utilizar sistemas de transmissão AC flexíveis (FACTS, do Inglês, *Flexible AC Transmission System*), porém, devido ao seu custo elevado, podem tornar-se inviáveis economicamente para algumas aplicações em sistemas de distribuição.

Cabe então às concessionárias de distribuição de energia elétrica, frente às novas características das cargas eletrônicas e das legislações do setor elétrico, a garantia da qualidade de energia através do controle da tensão e compensação da potência reativa na rede coordenando os procedimentos de entrada e saída das UGDs através de previsões de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

Em Carvalho (2012) são apresentados de forma detalhada os requisitos de funcionamento dos inversores de potência utilizados na conexão de UGDs fotovoltaicas à rede de distribuição com base na norma IEEE 929-2000 e a resolução normativa 482-2012 da ANEEL (CARVALHO, 2012). Observa-se através deste trabalho, que a maioria dos conversores de potência não regula a tensão CA, podendo então ser representado por uma fonte de potência ativa. Também foram avaliados os impactos causados na rede de distribuição de baixa tensão pela

conexão das UGDs. Dentre os principais impactos da conexão das UGDs identificados no trabalho de Carvalho cita-se violação dos limites na magnitude da tensão conforme especificados por norma (CARVALHO, 2012).

Os impactos causados pela inserção de UGDs em um sistema de distribuição também foram avaliados em Hincapié (2013). No trabalho em questão, os impactos foram determinados através da análise estática em um sistema de distribuição desequilibrado considerando diferentes índices de penetração e diferentes pontos de conexão de UGDs fotovoltaicas nos níveis de baixa tensão da rede de distribuição. Dentre os impactos observados em Hincapié (2013), pode-se mencionar a reversão de fluxo de potência, a elevação de tensão, a sobrecarga em condutores da rede, o desequilíbrio de tensão e a operação inadequada dos dispositivos reguladores de tensão do sistema de distribuição (HINCAPIÉ, 2013).

Em virtude dos impactos causados por UGDs fotovoltaicas em sistemas de distribuição, Shayani (2010) propõe um método para a determinação do limite de penetração das UGDs fotovoltaicas em sistemas de distribuição radial. Nesta metodologia, os critérios de aumento de tensão e capacidade térmica dos condutores foram abordados para determinação do limite de penetração das UGDs. Os limites especificados provenientes do trabalho de SHAYANI estão de acordo com o relatório de PVUPSCALE (2008) (SHAYANI, 2010).

Os impactos decorrentes da geração intermitente de potência são avaliados em (SMITH; DUGAN; SUNDERMAN, 2011). No trabalho em questão, foram considerados amostras de irradiação solar em intervalos de 1 minuto. Além dos problemas de qualidade de energia, elevadas penetrações de UGDs podem interferir de forma prejudicial nas estratégias operacionais e de controle utilizadas nos sistemas de distribuição. Em Kojovic (2002) são avaliados os impactos que a elevada penetração de UGDs causam na operação dos dispositivos reguladores de tensão aplicados tipicamente em sistemas de distribuição, como reguladores de tensão com comutação de *taps* e banco de capacitores. Os impactos, no trabalho de Kojovic, foram avaliados através de simulações em regime estático considerando diferentes posições de *taps* do regulador de tensão da subestação, Porém, não foram consideradas variações de carga e geração ao longo do dia.

Recentes estudos têm demonstrado que UGDs podem ser provedores de serviços ancilares² como regulação de tensão e compensação de potência reativa, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico (AZIZ et al., 2011). Para tal finalidade, faz-se necessário a avaliação de forma adequada da capacidade da UGD em prover determinado serviço ancilar, visando manter a operação adequada e a estabilidade da unidade de geração (YAGNIK; AJJARAPU, 2012).

Além da avaliação da capacidade da UGD em contribuir com a regulação de tensão, é necessário o uso de estratégias de controle adequadas onde há coordenação entre os dispositivos reguladores de tensão existentes nos sistemas de distribuição (MADUREIRA; LOPES, 2009)

Uma análise comparativa entre estratégias de regulação de tensão em sistemas de distribuição com UGDs é realizada em Padilha (2010). As estratégias de regulação de tensão propostas por Padilha são formuladas a partir de um problema de otimização com duas funções objetivo: Minimização de desvios de tensão nos barramentos e minimização de perdas de energia ativa no sistema de distribuição. Porém, o problema de otimização utilizado não é multiobjetivo, ou seja, as duas funções objetivo são utilizadas em estratégias diferentes. O desempenho das estratégias é avaliado considerando diferentes filosofias de operação dos geradores distribuídos: Gerador distribuído operando com controle PV e gerador distribuído operando com controle PQ (PADILHA, 2010).

Assim como em Padilha (2010), a maioria das estratégias de regulação de tensão em sistemas de distribuição com geração distribuída encontradas na literatura são baseadas no despacho das UGDs, porém, tratando-se de unidades de geração fotovoltaica, o controle do despacho de potência ativa pode se tornar inviável, devido à pequena potência e à dispersão geográfica das UGDs.

Nesse contexto, a proposição de estratégias baseadas na utilização de bancos de baterias em sistemas de distribuição tem se tornado uma prática cada vez mais comum. Os sistemas de armazenamento de energia, também conhecido como *BESS* (do inglês, *Battery Energy Storage System*) são conectados ao sistemas de distribuição através de um conversor estático de potência bidirecional e podem oferecer uma gama de serviços primários e ancilares para o sistemas de

² **Serviços suplementares aos prestados pelos agentes de operação que compreendem os controles primário e secundário de frequência, e suas reservas de potência; a reserva de prontidão; o suporte de reativo e o auto-restabelecimento de unidades geradoras (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS)**

distribuição como cortes de picos de carga em rede de baixa tensão, melhora do perfil de tensão em sistemas de geração baseados em unidades geradoras de origem renovável, regulação de frequência e tensão, etc (SIEMENS, 2013).

Em Kihara (2001) é apresentado um estudo sobre o posicionamento ótimo de um banco de baterias em um sistema de distribuição com geração fotovoltaica. Nesse estudo, são abordados diferentes cenários de penetração e posição da geração fotovoltaica. O estudo em questão é baseado em um problema de otimização onde busca-se a minimização da potência injetada pelo banco de baterias (KIHARA et al., 2011).

No artigo de Liska (2013) é apresentada uma estratégia de controle do despacho de um banco de baterias associado a uma planta fotovoltaica. Porém, o perfil de tensão do sistema e a operação dos dispositivos reguladores de tensão não são considerados neste trabalho. A variação de carga em todas as barras do sistema de distribuição teste também não é considerada no trabalho em questão (LISKA et al., 2013).

Diversos trabalhos, como Ramanathan (2014) e Chiranjeevi e Reddy (2012), apresentam estratégias para melhoramento da qualidade de energia em sistemas de distribuição com geração distribuída. Porém, tais trabalhos se preocupam com variações de tensão de curta duração através de análises dinâmicas para UGDs de origem eólica (RAMANATHAN, 2014) (CHIRANJEEVI; REDDY, 2012).

A conexão de geração fotovoltaica e bancos de baterias em sistemas de distribuição é uma prática relativamente recente. Portanto, os impactos positivos e negativos resultantes da interconexão de bancos de baterias e unidades fotovoltaicas não estão completamente estabelecidos. Nesse contexto, o presente trabalho se configura como uma contribuição para a área da operação e controle de sistemas de distribuição com geração fotovoltaica e banco de baterias.

1.1 OBJETIVOS E METAS

Este trabalho objetiva a proposição de uma estratégia de controle coordenado de tensão, baseado no despacho ótimo de potência ativa e reativa de bancos de baterias em tempo real, de forma a atender vários critérios de desempenho predeterminados para a rede de distribuição.

Os objetivos específicos desse trabalho são:

- Determinação dos impactos na tensão causados pela inserção de unidades de geração fotovoltaica em redes de distribuição;
- Proposição e avaliação de estratégias de controle coordenado de tensão em tempo real usando bancos de baterias;

Proposição e avaliação de técnicas de otimização multiobjetivo aplicadas em tempo real para controle de tensão em sistemas de distribuição.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No capítulo 2 é apresentada a fundamentação teórica necessária para estabelecer os problemas causados pela geração fotovoltaica no perfil de tensão de sistemas de distribuição e fundamentar a estratégia proposta para o controle coordenado de tensão.

Na seção 2.1 são apresentados os tópicos relevantes sobre sistemas de distribuição como topologias típicas e estratégias de regulação de tensão. Na seção 2.2 são apresentados a introdução sobre o conceito de geração distribuída, assim como suas vantagens e desvantagens. As características construtivas e operacionais dos principais tipos de unidades fotovoltaicas também são apresentadas nessa seção, assim como os impactos decorrentes de sua conexão em sistemas de distribuição. Na seção 2.3 são apresentados os estudos de otimização aplicados a sistemas elétricos, como metodologias, aplicações e funções objetivo.

No capítulo 3 é apresentado o desenvolvimento da estratégia de controle de tensão coordenado. As considerações técnicas e operacionais da estratégia

proposta são discutidas nesse capítulo, assim como a formulação do problema de otimização, a modelagem do sistema de distribuição teste, a formulação dos estudos de caso e a metodologia de simulação.

A análise e discussão do desempenho da estratégia de controle coordenado de tensão proposta é realizada no Capítulo 4. Análises quantitativas e qualitativas em relação aos estudos de caso também são discutidas nesse capítulo.

As conclusões acerca do desempenho das estratégias são apresentadas no Capítulo 5. Sugestões para trabalhos futuros também são discutidas nesse capítulo.

Por fim, o Apêndice A apresenta os detalhes relativos à implementação do problema de otimização no Matpower, assim como a modelagem do sistema de distribuição teste IEEE 13 nós modificado.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são contextualizados e estabelecidos os problemas relacionados à regulação de tensão em sistemas de distribuição com geração distribuída. Para tanto, uma revisão sobre os conceitos de regulação de tensão em sistemas de distribuição, estimadores de estado, características construtivas e operacionais de UGDs fotovoltaicas e bancos de baterias e otimização de sistemas elétricos, faz-se necessária para correta formulação dos problemas e proposição da estratégia de controle coordenado de tensão.

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas elétricos de potência (SEPs) têm como função principal o fornecimento de energia elétrica aos seus usuários com qualidade adequada no instante em que for solicitada (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). Devido à sua complexidade, O SEP é subdividido em três subsistemas: Geração, transmissão e distribuição.

Os sistemas de geração têm a função de converter determinada forma de energia em energia elétrica. No Brasil, convencionalmente a energia elétrica é gerada por grandes centrais elétricas, predominantemente hidrelétricas, afastadas dos centros consumidores, tal configuração é conhecida como geração centralizada (GC) de energia (RODRÍGUEZ, 2002) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2013). Os sistemas de transmissão têm a função de interligar os sistemas de geração aos grandes centros consumidores através de longas linhas de transmissão (RODRÍGUEZ, 2002). A rede de transmissão de energia elétrica no Brasil atualmente apresenta aproximadamente 107,4 mil quilômetros de extensão³, considerando a rede básica, formada por sistemas de alta tensão (230 kV ou mais) e pelas demais instalações de transmissão (rede que opera com tensão entre 69 kV e 138 kV) (PORTAL BRASIL, 2011).

³ Dados de 2011

Por fim, o objeto de estudo deste trabalho, o sistema de distribuição tem a função de distribuir a energia elétrica proveniente do sistema de geração aos consumidores finais. Neste sistema, o nível de tensão é dividido em tensão primária (4 kV a 35 kV) e secundária (120/240 V) (SHORT, 2004). No Brasil, a rede de distribuição primária opera com tensões de 23 kV e 13,8 kV, enquanto que a rede secundária com 127/220/380 V. Dentre os consumidores conectados à rede primária destacam-se as indústrias de porte médio e conjuntos comerciais. Já dentre os consumidores conectados à rede secundária, encontra-se os consumidores residenciais, pequenos comércios, indústrias de pequeno porte e iluminação pública (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Os sistemas de distribuição são predominantemente radiais, ou seja, a potência elétrica flui da subestação para as cargas. Tal característica deve-se ao fato de que estas topologias apresentem vantagens como proteção simples contra curto circuito, faltas de corrente com níveis reduzidos em outros circuitos, simples predições dos fluxos de potência e custos baixos (HINCAPIÉ, 2013)(KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Devido à essa característica radial dos sistemas de distribuição e do elevado comprimento dos circuitos alimentadores, a tensão de alimentação em pontos mais distantes da subestação é menor do que pontos próximos da subestação. Essa queda de tensão é proporcional à corrente que flui no circuito e à impedância do mesmo. Os limites mínimos e máximos da magnitude de tensão nos sistemas de distribuição são regulamentados e fiscalizados pela ANEEL de acordo com os Procedimentos de Distribuição (Prodinst). O Prodinst normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas à operação e desempenho das redes de distribuição de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009). Esses documentos responsabilizam as concessionárias pelo fornecimento da energia elétrica com índices de qualidade estabelecidos por norma.

A Tabela 1 e Tabela 2 apresentam a classificação da tensão de atendimento em função da faixa de variação da tensão de leitura para a primária e secundária, respectivamente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Tabela 1 – Limites de tensão em pontos de conexão com tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da 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	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Tabela 2 – Limites de tensão em pontos de conexão com tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231)/(116 \leq TL \leq 133)$ [V]
Precária	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)/$ $(109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$ [V]
Crítica	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 109$ ou $TL > 140)$ [V]

O controle de tensão e a compensação de potência reativa em sistemas de distribuição de energia elétrica são fundamentais para manter a qualidade da energia em um nível aceitável e manter uma boa margem de estabilidade de tensão no sistema elétrico de potência. Diferente do controle de frequência, o controle de tensão é feito por vários dispositivos conectados ao longo do sistema de transmissão, subtransmissão e distribuição (SHORT, 2004). Portanto a escolha dos componentes e estratégias de controle é complexa devido à coordenação dos dispositivos (SHORT, 2004).

A instalação de dispositivos reguladores de tensão é uma prática muito comum em sistemas de distribuição de energia elétrica e o correto funcionamento destes dispositivos dependem da forma com que são inseridos ao sistema, ou seja, dependem da localização, capacidade, parametrização, etc (ALVEZ, 2012).

Nas subseções seguintes serão detalhados os dispositivos e técnicas típicas utilizadas para regulação de tensão em sistemas de distribuição.

2.1.1 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A necessidade da indústria e do comércio de se manterem competitivos tem levado ao uso de equipamentos eletrônicos para melhorar a eficiência de processos industriais e comerciais. O funcionamento adequado de grande parte desses equipamentos eletrônicos depende da magnitude da tensão de alimentação. Neste contexto, as concessionárias de distribuição de energia elétrica procuram soluções no aspecto técnico e econômico tentando manter os indicadores de qualidade de seus serviços de acordo com as exigências dos consumidores e do órgão que regulamenta a concessão destas empresas (ALVES, 2012).

Dentre os problemas causados pela variação de tensão e/ou níveis inadequados de tensão nas indústrias e comércios pode-se citar (SHORT, 2004):

- Operação inadequada ou com baixa eficiência de equipamentos;
- Superaquecimento de motores de indução;
- Danos ou falhas em equipamentos;
- Perda de informações e transações em sistemas com comunicação de dados;
- Reinicialização dos processos de produção (que podem ser caros e demorados).

Portanto, um adequado perfil de tensão pode beneficiar tanto os consumidores finais do sistema de distribuição quanto as próprias concessionárias de distribuição de energia elétrica, pois com isso as interrupções no fornecimento de energia diminuem e também as penalidades as quais a concessionária é submetida caso não satisfaça os limites estabelecidos pelo órgão regulador podem ser evitadas (ALVEZ, 2012).

Os métodos de controle de tensão mais utilizados são: Regulação na barra da subestação através de transformadores de potência com comutação automática de tap (OLTC); regulação no alimentador ou ao longo da rede através de reguladores série e bancos de capacitores e, com o novo conceito de *smarts grids*, também utilizam-se bancos de baterias associados à conversores estáticos de potência (SHORT, 2004)(SIEMENS, 2013). A seguir serão apresentadas as

características principais destes dispositivos utilizados no controle de tensão nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.1.1.1 Regulação de Tensão na Barra da Subestação

O controle de tensão realizado na barra da subestação geralmente baseia-se em um transformador de potência com comutação automática de tap sob carga (ULTC – Under-Load Tap Changer ou OLTC – On-Load Tap Changer). Um transformador OLTC tem como função principal adequar a magnitude de tensão aos valores determinados por norma em condições de regime permanente. Normalmente a faixa de regulação dos transformadores OLTC varia em torno de +- 10%. O nível de tensão no secundário é controlado através da alteração da relação de transformação do transformador por meio de um sistema automático de controle. A comutação de *tap* é realizada por uma chave rotatória com um esquema de passo frente/reverso. O controle é feito pela análise da tensão de entrada visando manter a tensão do secundário em um valor próximo da referência. A mudança de *tap* é realizada geralmente em um compartimento especial isolado com óleo ou SF6 (SHORT, 2004).

A Figura 1 apresenta um arranjo de controle de tensão elementar utilizando transformador com OLTC.

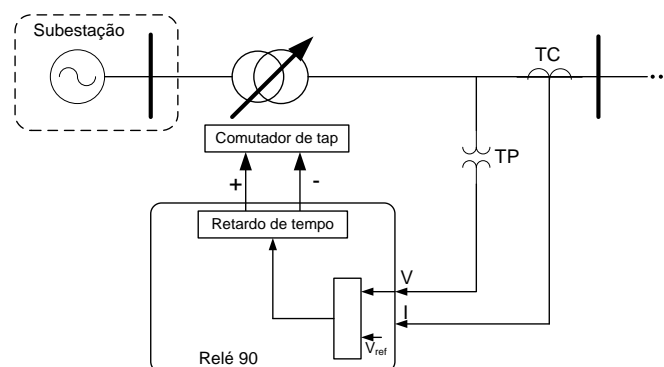


Figura 1 – Transformador com regulador de tensão OLTC

Associado ao OLTC está o relé regulador automático de tensão conhecido como relé 90, o qual comanda as operações de comutações de *tap* com base no monitoramento da tensão do lado secundário do transformador. As comutações são operadas através de motores que respondem ao comando do relé

90 de tal forma que a tensão do lado secundário do transformador se mantenha em torno da referência de tensão parametrizada no relé 90 (SHORT, 2004).

Há três parâmetros básicos para ajustes do relé do regulador de tensão:

- Tensão de referência: é a tensão desejada na saída do regulador, também conhecida como ponto de ajuste ou centro de banda;
- Largura de faixa/banda: É a faixa de valor de tensão para qual o regulador não atua. Um valor típico utilizado para a largura de banda é 2%, ou seja, $\pm 1\%$ da tensão de referência;
- Temporização ou tempo morto: Tempo de espera para realizar a comutação de *tap*. É contado a partir do momento em que a tensão do ponto de referência extrapola a largura de banda ajustada.

A Figura 2 apresenta a ilustração dos parâmetros básicos a serem ajustados no relé 90.

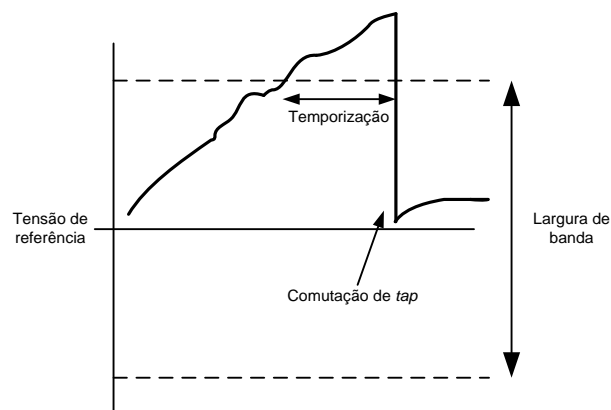


Figura 2 – Parametrização do relé 90

Uma temporização elevada ou uma grande largura de banda diminuem o número de comutações, porém, compromete-se a regulação de tensão do sistema. Em contrapartida, uma baixa temporização e uma largura de banda estreita melhoram o perfil de tensão, porém, ocasionam em elevados números de comutações de *taps*.

As técnicas de controle de tensão empregados em sistemas de distribuição podem ser mais complexas que o esquema apresentado pela Figura 1. Uma das variações das estratégias tipicamente empregadas é a compensação de queda de tensão (LDC, do inglês, *Line Drop Compensation*), que faz a estimativa da

tensão em um ponto de referência distante do secundário do OLTC, geralmente localizado no centro de carga. O objetivo da estratégia LDC é manter a tensão de consumidores mais distantes dentro de uma faixa aceitável.

A Figura 3 apresenta um esquema de OLTC com estratégia LDC. Conforme observado na Figura 3, considera-se a impedância da rede até o ponto de referência desejado para a regulação de tensão. A tensão no ponto de controle desejado é estimada a partir de medições da corrente e da impedância da rede. A malha de controle calcula as componentes ativa e reativa da queda de tensão, do OLTC até o ponto de referência, e toma as decisões necessárias para correção da tensão no ponto de referência.

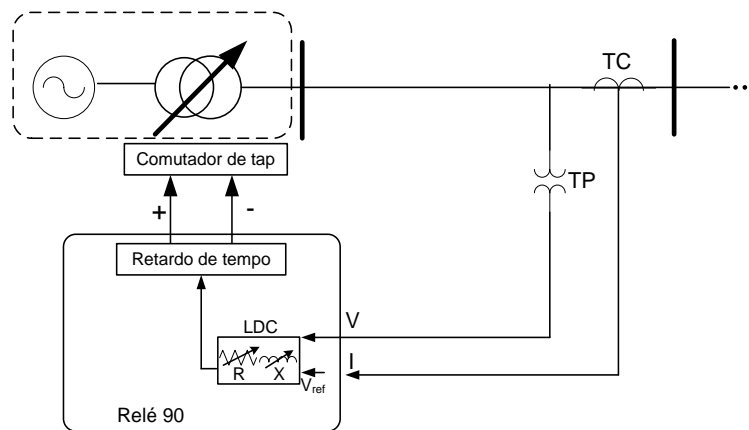


Figura 3 – Esquema de um transformador com OLTC utilizando a estratégia LDC

2.1.1.2 Regulador de Tensão Série

A utilização de reguladores de tensão série ou SVR (do inglês, *Series Voltage Regulator*) teve início na década de 40. Atualmente, este dispositivo é amplamente utilizado por concessionárias de distribuição de energia elétrica. Os SVRs têm como principal função a correção do perfil de tensão dos sistemas de distribuição e em circunstância disto, reduz as perdas técnicas de potência no alimentador e também proporciona que um nível de tensão adequado aos consumidores localizados em pontos mais distantes da subestação do sistema de distribuição (SHORT, 2004).

Diferente do transformador de potência com OLTC, o regulador série é composto por uma bobina série com a rede que tem a função de controlar a

magnitude de tensão apenas dentro de um subsistema com o mesmo nível de tensão.

Os primeiros SVRs utilizados em sistemas de distribuição baseavam-se no princípio da indução eletromagnética, por este motivo, são chamados de reguladores de tensão de indução. Estes reguladores são compostos por um conjunto de bobinas *shunt* instaladas no rotor do SVR, como observa-se na Figura 4. De acordo com a posição angular do rotor induz-se uma tensão nas bobinas séries instaladas no estator do regulador de tensão, como observa-se na Figura 4. O rotor destes tipos de SVR são comandados por um servo motor, que ajusta a posição angular para que a tensão a jusante do regulador permaneça em torno da referência parametrizada (SHORT, 2004).

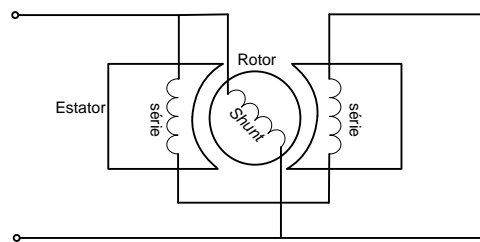


Figura 4 – Regulador de tensão série do tipo Indução

Os SVRs de indução foram substituídos pelos reguladores de tensão com comutação automática de tap. Neste tipo de SVR a variação da tensão induzida na bobina série pela bobina shunt é realizada através da comutação de tap, que modifica o comprimento da bobina *shunt* e o sentido do acoplamento magnético entre as bobinas. A Figura 5 apresenta um exemplo didático de um SVR com comutação automática de *tap*. A bobina série pode incrementar ou decrementar a tensão na rede dependendo de sua polaridade.

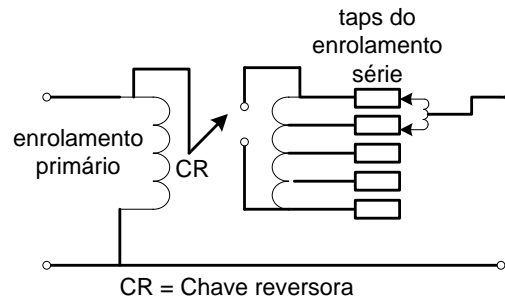


Figura 5 – Regulador de tensão série com comutação automática de taps

Os SVRs geralmente utilizam 32 taps (16 acima e 16 abaixo), sendo que cada variação corresponde em geral à 0,625% da tensão de entrada, proporcionando assim um controle em torno de $\pm 10\%$ da tensão no enrolamento primário. A Figura 6 apresenta o perfil de tensão em um sistema de distribuição com a inserção de dois SVRs em série. Os SVRs também permitem o uso da estratégia de controle LDC

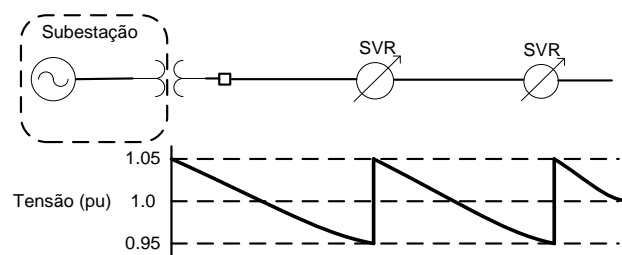


Figura 6 – Perfil de tensão em um alimentador com reguladores de tensão

O *American National Standards Institute* (ANSI) define os tipos de construção dos reguladores de tensão com comutação automática de tap (PADILHA, 2010). Nos reguladores de tensão ANSI tipo A, a comutação de tap é realizada no lado secundário do SVR, enquanto que nos reguladores ANSI tipo B, a comutação é realizada no primário. Os reguladores de tensão utilizados nos sistemas de distribuição podem ser monofásicos ou trifásicos, sendo que tipicamente reguladores monofásicos são utilizados para formarem um banco trifásico. Um regulador monofásico possui três terminais (buchas): A fonte (*Source*, S), a carga (*Load*, L) e a fonte-carga (*Source-Load*, LS). A Figura 7 apresenta um regulador de tensão ANSI tipo A monofásico nas duas configurações, elevador (*Boost*) e subtrator (*Buck*).

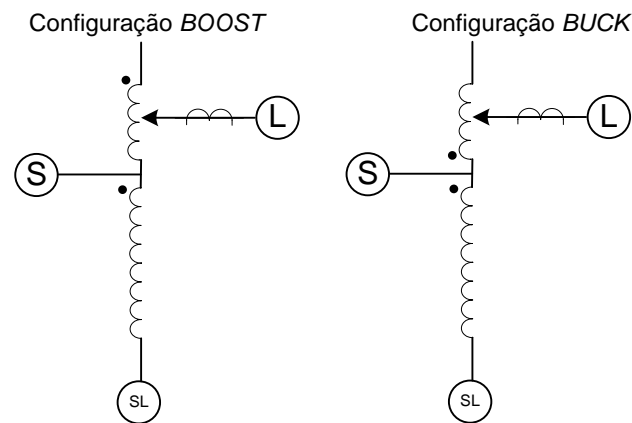


Figura 7 – Características construtivas de um SVR ANSI tipo A

O regulador trifásico é operado em grupo de modo que os taps no enrolamento são mudados igualmente, necessitando de um único relé de controle (HINCAPIÉ, 2013). Já o banco trifásico, formado por reguladores de tensão monofásicos, possui três relés de controle, um para cada regulador, possibilitando a regulação de tensão de forma independente de cada fase, ideal para sistemas desbalanceados como é o caso de sistemas de distribuição. O banco trifásico de reguladores de tensão pode ser conectado em estrela aterrado, triângulo aberto e triângulo fechado, conforme indica a Figura 8.

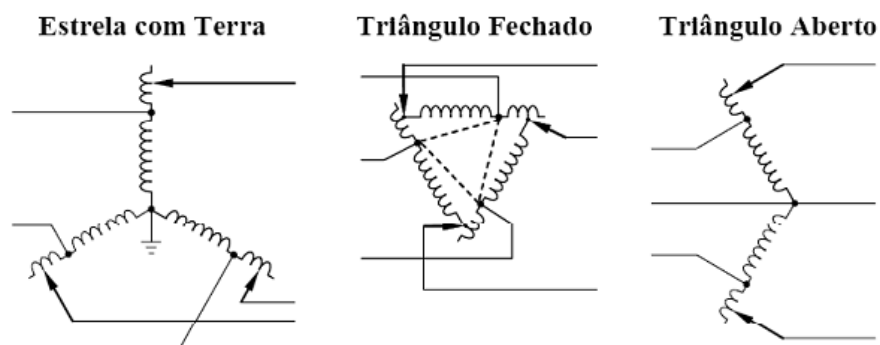


Figura 8 – Conexões trifásicas de um SVR monofásico

Na configuração estrela aterrado são utilizados 3 reguladores de tensão monofásicos que conectam a linha ao neutro, sendo que cada regulador controla a tensão de forma independente, permitindo a regulação adequada em sistemas desbalanceados. Na configuração triângulo fechado, três reguladores são conectados fase a fase, permitindo que a capacidade de regulação de tensão aumente para +- 15%. Já na configuração triângulo aberto, são utilizados apenas 2 reguladores monofásicos para a composição do banco.

Assim como nos OLTCs, associa-se aos SVRs a parametrização de tensão de referência, largura de banda e temporização, bem como mais estratégias definidas de acordo com cada fabricante.

2.1.1.3 Banco de Capacitores

A redução no custo dos equipamentos tem refletido em um aumento significativo do uso de bancos de capacitores em sistemas de distribuição. Além da contribuição para regulação de tensão, o emprego de bancos de capacitores podem reduzir as perdas de potência ativa na rede, aumentar a capacidade de transporte de potência ativa na rede de distribuição, assim como corrigir o fator de potência nos sistemas de distribuição (HINCAPIÉ, 2013) (SHORT, 2004). Aplicados e controlados de forma adequada, os bancos de capacitores podem melhorar significativamente o rendimento e qualidade no fornecimento de energia dos sistemas de distribuição. Porém, a má aplicação ou controle dos bancos de capacitores pode fazer com que os mesmos entrem em ressonância com as reatâncias do sistema elétrico, comprometendo a qualidade da energia fornecida através de sobretensões, sobrecorrentes e aumento de perdas de energia no sistema (HINCAPIÉ, 2013).

O emprego dos bancos de capacitores nos sistemas de distribuição ocorre tanto na barra da subestação, quanto ao longo do alimentador. A Figura 9 apresenta a diferença no perfil de tensão em um sistema de distribuição devido a operação de um regulador de tensão série e um banco de capacitores. Conforme observado através da Figura 9, o banco de capacitor também afeta o perfil de tensão à montante de seu ponto de instalação, diferente do regulador de tensão série.

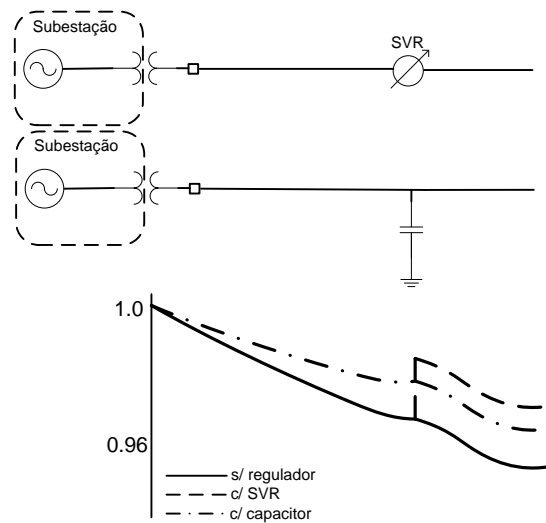


Figura 9 – Perfil de tensão em um sistema de distribuição com banco de capacitores

Em relação ao controle dos bancos de capacitores, um banco de capacitor fixo pode causar sobretensões em períodos de carga leve no sistema de distribuição, portanto, faz-se necessária a aplicação de bancos de capacitores chaveados (PADILHA, 2010). As operações de chaveamento dos bancos de capacitores são controladas por sistemas supervisórios remotos ou por controladores locais (PADILHA, 2010). Dentre as estratégias para controle do banco de capacitores cita-se: Despacho realizado pelo operador, despacho diário programado e despacho baseado em medições. No despacho realizado pelo operador, o chaveamento do banco de capacitor é realizado através de um telecomando da subestação, ou manualmente no banco de capacitor. No despacho diário programado, o acionamento do banco de capacitores é pré-programado para horários em que tipicamente há carga pesada ou fator de potência baixo no sistema de distribuição.

No despacho baseado em medições, o chaveamento do banco de capacitores pode ser realizado de acordo com as medições de diversos parâmetros como: Tensão, onde estabelecem-se os limites de tensão e tempos de atuação para o chaveamento; Potência reativa, onde o chaveamento é realizado através da medição de potência reativa no ponto de instalação do banco de capacitores; Fator de potência, onde utiliza-se a medida do fator de potência para tomar a decisão de chaveamento; e Corrente, onde utiliza-se a medida da corrente para a tomada de decisão de chaveamento. Muitos controladores oferecem todas as estratégias de controle apresentadas anteriormente.

Conforme abordado ao longo das subseções anteriores, diversos são os dispositivos reguladores de tensão em sistemas de distribuição. Em um sistema de distribuição real, todos os componentes citados são conectados simultaneamente para a regulação de tensão. Nesse contexto, a regulação de tensão pode se tornar complexa devido à coordenação entre os diferentes componentes. A Figura 10 apresenta o perfil de tensão em uma rede de distribuição considerando a aplicação simultânea de múltiplos dispositivos para a regulação de tensão.

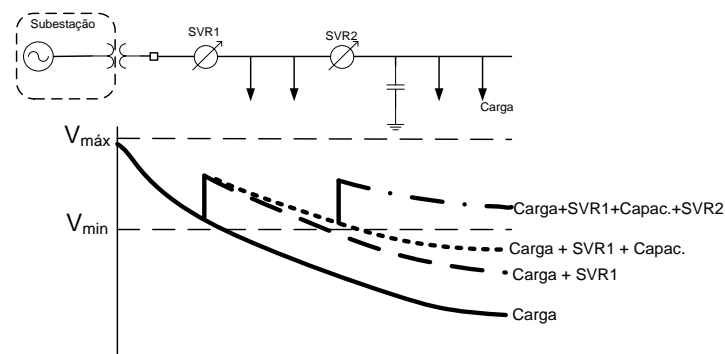


Figura 10 – Perfil de tensão em uma rede de distribuição com diversos dispositivos reguladores de tensão

2.1.1.4 Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias

Conforme discutido no início deste capítulo, a função de um sistema elétrico de potência é o fornecimento de energia elétrica à carga demandada com qualidade adequada no instante em que for solicitada. Portanto, os sistemas de geração de energia devem operar mantendo uma reserva técnica de energia para suprimento em momentos de elevação da carga demandada. Dependendo da modalidade de geração de energia, o armazenamento da energia elétrica, ou armazenamento da fonte primária, pode não ser uma tarefa trivial e barata. Em sistemas de geração eólica e fotovoltaica, por exemplo, não é possível o armazenamento da fonte primária, como feito em sistemas de geração baseados em queimas de combustíveis. O avanço tecnológico, o novo conceito de *smarts grids* e o aumento de UGDs baseadas em geração eólica e fotovoltaica têm aumentado a atratividade em sistemas de armazenamento de energia.

O armazenamento de energia proporciona uma série de benefícios aos diferentes setores de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição) como por exemplo, integração com sistemas de geração baseados em fontes de energia renováveis, alívio da capacidade de transmissão e suporte de energia em sistemas de transmissão e distribuição, fornecimento de energia em horários de pico (onde o custo da energia é maior), manter a continuidade do serviço de fornecimento em momentos de falhas/desligamentos do sistema principal, aumento da faixa de estabilidade de sistemas de transmissão e distribuição, regulação de tensão e frequência, entre outros (TELEKE, 2013).

Dentre as diversas tecnologias de sistemas de armazenamento, cita-se:

- Super Condutores, onde a energia é armazenada no campo magnético de uma indutância cujas espiras são constituídas por material supercondutor. A corrente que flui nas bobinas em circuito fechado pode permanecer por muito tempo, devido à baixa resistência dos enrolamentos, permitindo assim o armazenamento de energia;
- Baterias e super condensadores, onde a energia é armazenada através de um processo eletroquímico. As baterias são carregadas quando se submetem a uma reação química interna sob um potencial aplicado aos terminais e fornecem energia (descarregam) quando se inverte a reação química. As baterias podem ser projetadas para armazenamento de energia ou para cargas e descargas rápidas;
- Super capacitores, onde o armazenamento de energia se dá através do acúmulo das cargas positivas e negativas separadas por um dielétrico isolado.
- Volantes de inércia, onde a energia é armazenada sob a forma cinética, numa massa inercial que gira a uma grande velocidade;
- Bombas de armazenamento, as bombas convencionais usam dois reservatórios de água, separados verticalmente. A água é bombeada para o reservatório superior. Quando necessário, a energia armazenada através da coluna da água é transferida

através do escoamento do reservatório superior para o inferior, girando o eixo de uma turbina hidráulica.

Devido ao custo e capacidade de armazenamento de energia, a tecnologia mais indicada para armazenamento de energia em sistemas de distribuição é o banco de baterias (SANDIA NATIONAL LABORATORY, 2011).

Os bancos de baterias são em geral conectados em derivação ao sistema de distribuição através de um conversor estático de potência de 4 quadrantes, conforme ilustra a Figura 11. A conexão em derivação através do inversor de potência permite também que o banco de baterias possa fornecer serviço ancilar de compensação de reativos ao sistema de distribuição.

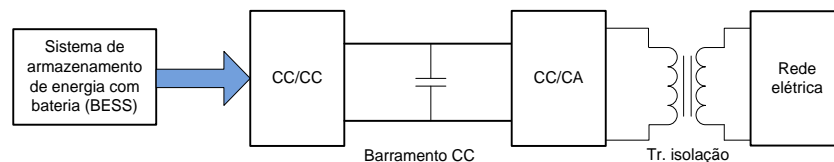


Figura 11 – Conexão de bancos de baterias em sistemas de distribuição

Através da aplicação de técnicas de modulação adequadas para controle de conversores de potência, como por exemplo modulação *PWM*, é possível controlar o ângulo de fase e/ou a amplitude da tensão saída do conversor CC/CA da Figura 11, permitindo assim, o controle independente sobre a potência ativa a reativa (FILHO, 2005). A Figura 12 apresenta os quatro quadrantes de operação do conversor estático de potência das baterias. A cada quadrante, associa-se um sentido de fluxo de potência diferente. No quadrante I, o conversor fornece tanto potência ativa quanto reativa ao sistema de distribuição, no quadrante II, o conversor absorve potência reativa enquanto fornece potência reativa, no quadrante III, o conversor absorve tanto potência ativa quanto reativa e, por fim, no quadrante IV, o conversor fornece potência ativa enquanto absorve potência reativa.

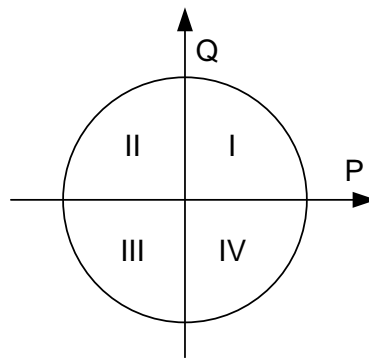


Figura 12 – Curva de capacidade do conversor estático de potência

Diversas empresas do ramo elétrico como *S&C Eletric Company*, *BSB*, *Alstom*, *ABB*, têm acompanhado as tendências futuras na integração de bancos de baterias em sistemas de distribuição. A Figura 13 apresenta um banco de baterias da *S&C* utilizado em sistemas de distribuição. Diversos bancos de baterias podem ser encontrados nos catálogos dos fabricantes anteriormente citados, assim como em outros fabricantes de dispositivos e soluções em sistemas de energia.



Figura 13 – Sistema de armazenamento *PureWave*, *S&C*

Uma metodologia para o cálculo do custo do ciclo de vida para sistemas de armazenamento de energia é apresentada em (SANDIA NATIONAL LABORATORY, 2011). O custo do ciclo de vida é dividido em capital inicial de investimento e custo de operação, considerando operação de 10 anos. No relatório em questão, são analisados os custos de implementação dos diversos sistemas de armazenamento de energia citados no início desta seção, sendo que o melhor custo-benefício está associado aos bancos de baterias (BESS). Para o cálculo do capital investido, o custo do sistema de armazenamento de energia é dividido em custos do conversor de potência e do dispositivo armazenador de energia, assim como

apresentado na Figura 11. O custo total do sistema de armazenamento então é representado por:

$$\text{Custo}_{total}(\$) = \text{Custo}_{pcs}(\$) + \text{Custo}_{str}(\$) \quad (1)$$

onde:

Custo_{pcs} é o custo referente ao sistema de conversão de energia,

$\text{Custo}_{str}(\$)$ é o custo do dispositivo armazenador de energia.

O custo dos equipamentos de conversão de energia (Custo_{pcs}) é proporcional à potência nominal do sistema e é dado por:

$$\text{Custo}_{pcs}(\$) = \text{CustUnit}_{pcs}(\$ / kW) \times P(kW) \quad (2)$$

onde:

$\text{CustUnit}_{pcs}(\$ / kW)$ é o custo do kW do sistema de conversão, e

$P(kW)$ é a potência nominal do sistema de conversão de energia.

Já o custo dos equipamentos de armazenamento de energia é proporcional à quantidade de energia armazenada:

$$\text{Custo}_{str}(\$) = \text{CustUnit}_{str}(\$ / kWh) \times E\left(\frac{kWh}{\eta}\right) \quad (3)$$

onde

$\text{CustUnit}_{str}(\$ / kWh)$ é o custo da energia armazenada do sistema,

$E(kWh)$ é a capacidade de armazenamento de energia do equipamento, e

η é a eficiência do equipamento de armazenamento de energia.

O custo do ciclo de vida requer uma análise mais profunda envolvendo diversas características construtivas e operacionais dos diversos sistemas de armazenamento de energia, podendo ser encontrada com detalhes em (SANDIA NATIONAL LABORATORIES, 2003).

A Tabela 3 apresenta o custo relativo a diversos sistemas de armazenamento baseados em bancos de baterias apresentados em SANDIA (2011).

Tabela 3 – Custos de sistemas de armazenamento à banco de baterias (2011)

Tecnologia de baterias	Custo com o sistema de conversão (\$/kW)	Custo com o sistema de armazenamento (\$/kWh)	Eficiência	Ciclos
Chumbo-ácido	400	330	80	2000
Magnésio/ Enxofre	350	350	75	3000
Chumbo-ácido com eletrodos de carbono	400	330	75	20000
Bromo/Zinco	400	400	70	3000
redox de vanádio	400	600	65	5000
Íon-Lítio	400	600	85	4000

Com base nos custos apresentados na Tabela 3 e do sistema de armazenamento comunitário de energia PureWave da S&C (S&C ELECTRIC COMPANY, 2014), cujo banco de baterias de íon de lítio possui potência nominal 25 kVA com capacidade de fornecimento de 50 kWh, nota-se que o custo do conversor de potência equivale a 25% do custo total de investimento de capital inicial. Portanto, nota-se que o sobredimensionamento do conversor estático de potência pode ser um artifício para aumento do custo-benefício dos sistemas de armazenamento de energia com banco de baterias em relação ao provimento de serviços ancilares, uma vez que haverá um aumento da capacidade de injeção de potência reativa aumentando apenas o custo de um componente do sistema de armazenamento, e não do conjunto todo.

2.1.2 ESTIMADOR DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O crescimento do sistema de distribuição a nível demográfico e a nível de consumo, em conjunto com a elevada penetração de UGDs trazem novos desafios para as concessionárias de distribuição. Dentre os problemas encontrados no gerenciamento desse novo modelo do sistema de distribuição, as incertezas de geração e carga para o intervalo de tempo futuro na ordem de segundos, minutos ou horas têm dificultado a proposição e uso de estratégias de operação e controle em tempo real.

Nesse contexto, diversos trabalhos propõem a aplicação de estimadores de estado para conhecimento das diferentes variáveis em um sistema elétrico. A contribuição dos trabalhos se configura no desenvolvimento de um algoritmo capaz de estimar as tensões nodais em todas as barras do sistema de distribuição, uma vez que os estimadores de estado são aplicados aos sistemas de transmissão, que apresentam um comportamento bem diferente do comportamento dos sistemas de distribuição.

A resolução de um problema de estimação de estados em tempo real permite conhecer uma estimativa do estado da rede em cada momento (SOUSA, 2011). A precisão dos estimadores de estado aumenta de acordo com o número de medições de tensão em tempo real, porém, diferente dos sistemas de transmissão, os sistemas de distribuição não possuem diversos medidores dispersos ao longo da rede elétrica, reduzindo a precisão devido a utilização de pseudomedidas (SANTOS, 2006).

A maioria dos estimadores em tempo real aplicados a sistemas de distribuição encontrados na literatura objetivam a estimativa da tensão nodal nas barras do sistema. Entretanto, existem estimadores também focados na estimação das cargas do sistema. A proposição da estratégia de controle de tensão deste trabalho tem o foco na estimativa da carga das barras de um sistema de distribuição.

Nesse contexto, como premissa deste trabalho, considera-se que o sistema possui um estimador de estados em tempo real. A estratégia proposta neste trabalho apenas manipulará os dados de estimativa de carga do estimador de estados.

Em Dzafic (2013) é proposto um estimador de estados em tempo real para estimar cargas em sistemas radiais de distribuição desequilibrado. O estimador é proposto através do método dos mínimos quadrados ponderados. O desempenho do estimador de estados proposto por Dzafic apresentou erros menores do que 5% por fase.

Karimi (2013) propõe um algoritmo para estimação de estados em tempo real para *smarts grids*. O estimador de estados proposto no trabalho em questão, é baseado no método dos mínimos quadrados ponderados. Através de medições em tempo real o algoritmo estima com grande precisão a tensão e potência ativa e reativa líquida em cada barra. O estimador de estados de Karimi apresentou erros menores do que 5% de exatidão. Tal resultado reforçou a aplicação da estratégia de regulação de tensão proposto neste trabalho, visto que a estimação de carga e geração pode ser obtida com nível alto de precisão.

Diversas metodologias de estimação de estados são avaliadas em uma rede real em Almeida (2003). Também foram avaliados a influência do número de medições em tempo real, aumentando a precisão do estimador. Dentre os algoritmos de estimação de estados testados por Almeida, o estimador com pior desempenho apresentou erros em torno de 23% na potência de uma barra do sistema teste. Os estimadores com maior precisão apresentam erro em torno de 5%.

A estimação da carga em tempo real em um sistema de distribuição também pode ser levantada através da formulação de uma curva de carga modelo para cada barra. Porém, tal formulação depende da medição anterior em um longo período de tempo em cada transformador de distribuição. Através desses dados de medição, da classificação das cargas (comercial, residencial, etc) e de informações sobre a estação do ano, a formulação da curva de carga modelo é realizada por meio de manipulações estatísticas (FILHO, 2006).

Com base nos trabalhos apresentados anteriormente, conclui-se que a utilização de estimadores de estado para estimativa de carga nas barras do sistema de distribuição pode ser integrada à estratégia de regulação de tensão proposta neste trabalho.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No Brasil, convencionalmente a energia elétrica é gerada por grandes centrais elétricas afastadas dos centros consumidores e interligadas através de longas linhas de transmissão, tal configuração é conhecida como geração centralizada (GC) de energia (RODRÍGUEZ, 2002). Nos últimos anos, fatores como a reestruturação do setor elétrico em diversos países, necessidade da diversificação da matriz energética, preocupação com emissões de poluentes na atmosfera, avanços tecnológicos e aumento da demanda por energia elétrica têm contribuído para a expansão da utilização de geradores de pequeno porte em regiões próximas às cargas, introduzindo o novo conceito de geração denominado de “Geração Distribuída (GD)” (FERNANDES, 2012) (INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2001).

Em Padilha (2010) são apresentados outros fatores que contribuem para o aumento da utilização de UGDs. Dentre tais fatores, resume-se (PADILHA, 2010):

- Devido aos avanços tecnológicos, o custo da energia elétrica produzida por GD vêm se tornando competitivo com relação a energia elétrica fornecida pelas concessionárias de distribuição;
- Consumidores conectados à rede primária de distribuição podem atender sua demanda, ou parte dela, em horários de ponta, onde a tarifação da energia e demanda consumida é maior em comparação com horários fora de ponta;
- Com a Resolução 482/2012 da ANEEL, o excedente de energia produzida por consumidores autoprodutores pode ser injetado na rede de distribuição em troca de créditos;
- Possibilidade de prestação de serviços ancilares ao sistema de distribuição, como regulação de tensão e frequência, compensação de reativos, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico.

A divergência entre definições de autores indica que ainda não há um consenso sobre o conceito de GD. Em Rodriguez (2002) destacam-se alguns conceitos encontrados na literatura nos quais divergem entre si em diversas características como: capacidade instalada, tipo de energia primária, impactos

ambientais, entre outros. No Brasil, a GD é definida oficialmente no art. 14 do decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004 como sendo “produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto empreendimentos hidrelétricos acima de 30 MW (...)”.

Dentre as diversas formas de geração de energia elétrica para GD, a geração solar fotovoltaica se destaca devido ao elevado crescimento na matriz energética em comparação com as demais fontes de energia. Diversos fatores como aumento da demanda por energia elétrica, busca por estratégias renováveis de geração de energia e desenvolvimento tecnológico têm contribuído para esta rápida expansão da geração solar fotovoltaica. A inserção deste tipo de geração nos sistemas de distribuição requer um estudo para avaliação dos impactos decorrentes dessa conexão, principalmente pela característica intermitente de geração, que de acordo com o índice de penetração, interfere na operação dos sistemas de distribuição (ABREU; OLIVEIRA; GUERRA, 2010).

2.2.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Nos últimos anos a energia fotovoltaica tem sido vista internacionalmente como uma tecnologia bastante promissora, pois dentre as formas de obtenção de energia, é uma das que menos polui e causa impactos ao meio ambiente, além de ser uma fonte inesgotável de energia. Devido à grande disponibilidade de recursos hídricos no Brasil, a geração solar fotovoltaica não recebe grande destaque na matriz energética. Porém, a radiação solar incidente no Brasil é bem superior aos níveis registrados em países considerados referência em geração solar fotovoltaica, como por exemplo, Alemanha (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2012). Além disso, grandes reservas de quartzo podem gerar grande vantagem competitiva do Brasil para a produção de silício, células e módulos solares (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2012). Incentivos financeiros como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a resolução 482/2012 da ANEEL, a qual concede acesso de geradores distribuídos aos sistemas de distribuição em troca de crédito, também são fatores que contribuem para a expansão da utilização de geração fotovoltaica como GD. Diversos fatores como

altos níveis de insolação e incentivo financeiro do governo podem contribuir para a expansão da utilização da energia fotovoltaica no Brasil.

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, efeito conhecido como Efeito Fotovoltaico. Inicialmente, o desenvolvimento desta tecnologia tinha a finalidade de fornecer energia para sistemas de telecomunicações instalados em localidades remotas, pois o elevado custo de fabricação dos sistemas fotovoltaicos inviabilizava o uso desse tipo de geração para aplicações gerais (NASCIMENTO, 2004).

No ano de 2013, 36,9 GW de sistemas fotovoltaicos foram acrescentados na matriz energética mundial (IEA-PVPSP, 2014). A Tabela 4 apresenta os 10 países que mais investiram em geração fotovoltaica no ano de 2013 e os 10 países que apresentam maior potência instalada.

Tabela 4 – Panorama mundial de geração fotovoltaica

Instalação em 2013– GW			Capacidade Instalada - GW	
1	China	11,3	Alemanha	35,5
2	Japão	6,9	China	18,3
3	EUA	4,8	Itália	17,6
4	Alemanha	3,3	Japão	13,6
5	Itália	1,5	EUA	12
6	Índia	1,1	Espanha	5,6
7	Romenia	1,1	França	4,6
8	Grécia	1	Austrália	3,3
9	Reino Unido	1	Bélgica	3
10	Austrália	0,9	Reino Unido	2,9

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados de acordo com a sua finalidade, sendo definidos por quatro configurações (SHAYANI, 2010):

- Sistema isolado doméstico: modalidade que provê eletricidade para casas e vilas que não estão conectadas ao sistema elétrico interligado;
- Sistema isolado não-doméstico: Fornece energia para diversas aplicações, tais como telecomunicações, bombeamento de água, refrigerador de vacinas e sistemas de navegação;

- Sistema conectado à rede de forma distribuída: Gera energia diretamente para unidades consumidoras conectadas ao sistema interligado;
- Sistema conectado à rede de forma centralizada: Comporta-se como uma usina centralizada tradicional. Esta configuração requer grandes áreas dedicadas para a instalação de painéis fotovoltaicos.

Em virtude do crescimento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de forma distribuída e os novos desafios resultantes dessa conexão, este trabalho visa a avaliação e proposição de estratégias de controle coordenado de tensão. Portanto, as demais configurações citadas acima não serão fundamentadas.

2.2.1.1 Sistema Fotovoltaico Conectado ao Sistema de Distribuição

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é composto basicamente por um gerador fotovoltaico, um conversor estático de potência e, quando necessário, um transformador. A Figura 14 apresenta um exemplo didático de sistema fotovoltaico integrado à rede, note que nesta configuração, o sistema fotovoltaico é integrado à rede através do dispositivo 2 e 3 (discutidos posteriormente), não necessitando do transformador.

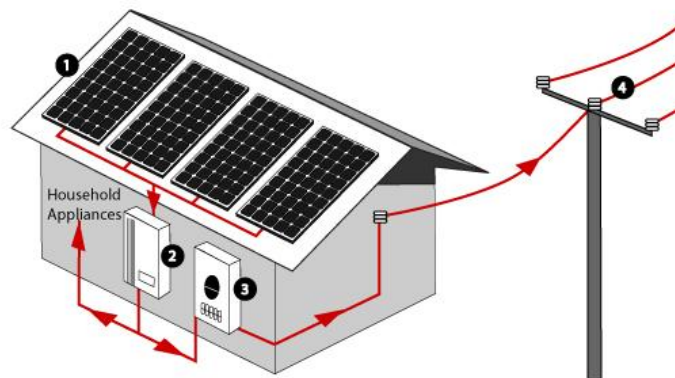


Figura 14 – Sistema fotovoltaico conectado à rede

Em horários em que há irradiação solar, os painéis fotovoltaicos, componente 1 da Figura 14, geram energia DC. A energia gerada pelos painéis é convertida em CA em uma tensão compatível para uso doméstico, geralmente 127/240 V. A conversão é realizada através do inversor representado pelo componente 2. Caso a energia gerada pelos painéis não seja suficiente para alimentação das cargas domésticas, o sistema usa automaticamente a energia do sistema de distribuição. Caso a energia gerada pelos painéis seja maior do que a demanda solicitada na casa, a energia excedente é injetada no sistema de distribuição, componente 4. O aparelho responsável pela mensuração da energia consumida e injetada no sistema de distribuição é o medidor bidirecional de energia elétrica, componente 3. A energia excedente injetada ao sistema de distribuição é compensada através de créditos fornecidos pela concessionária.

O gerador fotovoltaico é responsável pela conversão da radiação solar em tensão elétrica. Tal fenômeno é possível através do efeito fotovoltaico. O gerador fotovoltaico é composto por um conjunto de células fotovoltaicas. Cada célula é geralmente composta por duas camadas de materiais semicondutores, que, através da incidência da luz, induz-se uma corrente elétrica devido à condução dos portadores majoritários e minoritários da junção das camadas semicondutoras (NASCIMENTO, 2004).

O comportamento das células fotovoltaicas pode ser representado através da modelagem analítica de um circuito elétrico equivalente. O circuito mais simples de uma célula fotovoltaica ideal é representado por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. O modelo real é representado pela inserção de resistores, representando as perdas, no modelo ideal. A Figura 15 apresenta o modelo equivalente de uma célula fotovoltaica. A resistência em série R_s representa a queda de tensão através das perdas ôhmicas do material semicondutor. A resistência em paralelo, R_p , descreve as perdas que surgem principalmente através de perturbações elétricas entre as camadas da célula, como por exemplo, na junção entre os semicondutores.

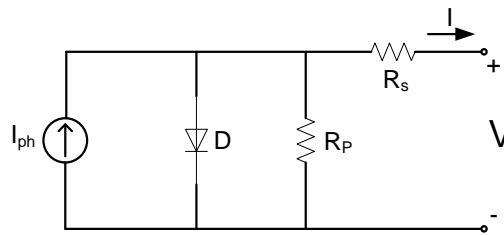


Figura 15 – Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica

Através da aplicação das leis de Kirchhoff no modelo elétrico da fotocélula, a corrente de saída pode ser representada por

$$I = I_{ph} - I_d \cdot \left[e^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (4)$$

onde

I_r é a corrente de saturação reversa da célula;

n é o fator de idealidade da junção;

q é a carga do elétron;

k é a constante de Boltzmann; e

T é a temperatura da célula.

A corrente de saturação reversa depende da temperatura, e é dada por:

$$I_r = I_{rr} \cdot \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \cdot e^{-\left[\frac{q \cdot E_G}{n \cdot k} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (5)$$

onde

T_r é a temperatura de referência;

I_{rr} é a corrente de saturação reversa na temperatura T_r ; e

E_G é energia de *gap* do material da célula.

A corrente I_{ph} depende da radiação incidente sobre a fotocélula e da temperatura conforme de descrito na Equação (6).

$$I_{ph} = \left[I_{SC} + \alpha_T \cdot (T - T_r) \right] \cdot \frac{S}{1000} \quad (6)$$

sendo

I_{SC} é a corrente de curto-circuito da célula na temperatura e radiação padrões;

α_T é o coeficiente de temperatura da corrente de curto circuito da célula; e

S é a radiação incidente em W/m^2 .

Os fabricantes fornecem as especificações dos principais parâmetros de um módulo solar considerando a condição padrão de teste. Por exemplo, A Figura 16 apresenta as curvas características I-V para o módulo fotovoltaico modelo KC200GT da marca KYOCERA. A Tabela 5 apresenta o desempenho elétrico do módulo sobre as condições testes. Nota-se, através da Figura 16 a influência da temperatura e da irradiação solar. A temperatura do painel fotovoltaico influencia significativamente apenas na tensão de saída, sendo que com o aumento da temperatura, a tensão de circuito aberto diminui. Já o aumento da incidência de irradiação solar no painel provoca um aumento no fornecimento de corrente gerada. A influência destes parâmetros também pode ser analisada através da Equação (6).

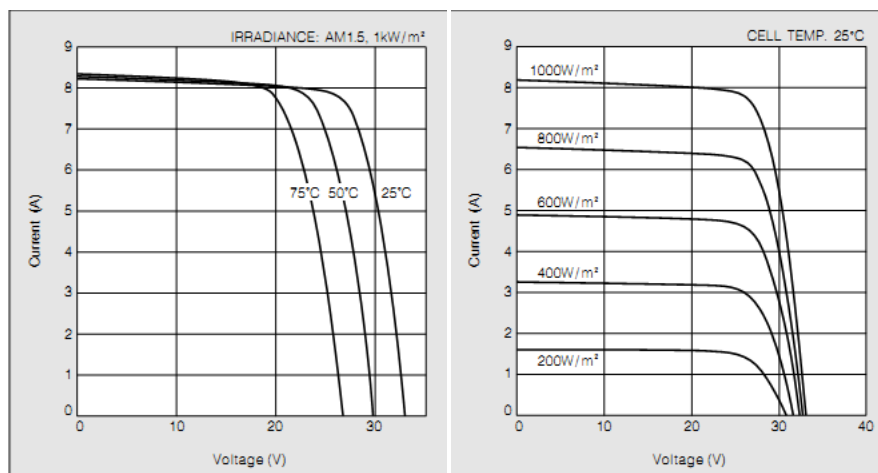


Figura 16 – Curvas características do painel fotovoltaico KC200GT
Fonte: (KYOCERA, 2012)

Tabela 5 – Desempenho elétrico do painel fotovoltaico KC200GT
 Fonte: (KYOCERA, 2012)

Desempenho Elétrico do Módulo KC200GT sobre condições teste padrão	
Potência Máxima (Pmax)	200W (+10%/-5%)
Tensão na Potência Máxima (Vmpp)	26.3V
Corrente na Potência Máxima (Impp)	7.61A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	32.9V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	8.21A
Coefficiente de Temperatura de Voc	$-1.23 \times 10^{-1} \text{ V/}^\circ\text{C}$
Coefficiente de Temperatura de Isc	$3.18 \times 10^{-3} \text{ A/}^\circ\text{C}$

A Figura 17 apresenta a curva característica típica P-V, e representa a potência fornecida por uma célula em função da tensão nos terminais. A obtenção desta curva é feita através da multiplicação dos eixos de corrente e tensão da Figura 16. Destaca-se o ponto onde é extraída a máxima potência do painel fotovoltaico. Esse ponto é conhecido como ponto de máxima potência (MPP, do inglês *Maximum Power Point*). Diversas estratégias para operação no ponto de máxima extração de potência são propostas na literatura. Em (DOLARA; FARANDA; LEVA, 2009) são comparados 7 métodos de estratégias seguidoras do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*).

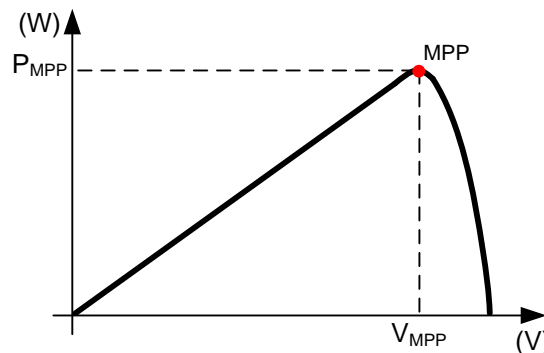


Figura 17 – Curva típica P-V de um módulo fotovoltaico

O MPP pode ser expresso por (ZHENG et al., 2013)

$$P_s = \eta \cdot S \cdot A \cdot [1 - \alpha_r (T - T_r)] \quad (7),$$

onde:

η é o rendimento do módulo fotovoltaico;

S é a radiação solar incidente sobre o painel fotovoltaico [W/m^2];

A é a área do painel fotovoltaico [m^2];

α_T é o coeficiente de temperatura do painel fotovoltaico;

T_r é a temperatura de referência; e

T é a temperatura incidente sobre o painel;

O elemento responsável pela localização e operação no MPP das fotocélulas é o conversor estático de potência. Sua função principal é converter a corrente DC dos painéis fotovoltaicos em corrente CA, sincronizada com a rede (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011), sendo assim, o elemento de conexão entre o painel fotovoltaico e o sistema de distribuição.

A Figura 18 apresenta as topologias de conversores estáticos de potência aplicados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. O controle dos conversores é feito de forma digital através de um processador digital de sinais (DSP). O conversor estático da Figura 18.a representa um sistema que concentra todas as funções pertinentes a um sistema fotovoltaico, como: controle MPPT, controle da corrente de saída e amplificação de tensão (SOUZA, 2009). Já na Figura 18.b, o conversor CC-CC desempenha a função do circuito seguidor de máxima potência, e em alguns casos, amplificação da tensão de saída do painel, enquanto que conversor CC-CA tem a função de processar a energia do barramento CC e entregá-la à rede da concessionária de distribuição com o mínimo de harmônicas possível.

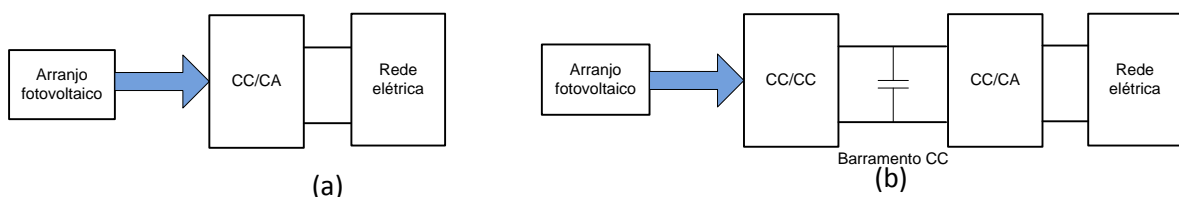


Figura 18 – Topologias de conversores estáticos aplicados à conexão de sistemas fotovoltaicos à rede

Os painéis fotovoltaicos utilizados nas simulações de análise do desempenho da estratégia de controle de tensão proposta neste trabalho, são modelados como injetores de potência ativa, assim como definido em (CARVALHO, 2012). A potência ativa gerada pela unidade fotovoltaica será definida com base na estratégia MPPT através da Equação (7).

2.2.2 IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme visto nas subseções anteriores, a geração solar fotovoltaica é uma tendência mundial que pode alterar de forma significativa a estrutura, planejamento e operação dos sistemas de distribuição. O relatório (PVUPSCALE, 2008) especifica as diferentes questões que impactam um sistema de distribuição com a integração de UGDs fotovoltaicas. Dentre os impactos cita-se: Aumentos e variações de tensões, introdução de distorções harmônicas na rede, fluxo reverso de potência, ilhamento não intencional, entre outros. A seguir serão discutidos com mais detalhes alguns desses impactos.

Os problemas técnicos decorrentes da conexão das UGDs fotovoltaicas aos sistemas de distribuição poderão ser mitigados através do emprego das estratégias propostas ao novo conceito de *smart grids*, desde que bem entendidos e modelados do ponto de vista do desempenho da rede elétrica (HINCAPIÉ, 2013).

2.2.2.1 Distorção Harmônica

Como os painéis fotovoltaicos são conectados ao sistema de distribuição através de conversores estáticos de potência, o chaveamento dos dispositivos de controle podem injetar correntes harmônicas na rede em grande quantidade, de acordo com a tecnologia empregada (SHAYANI, 2010). A preocupação com o nível de corrente harmônica injetada ao sistema de distribuição aumenta quando muitos sistemas fotovoltaicos são conectados em um mesmo segmento de uma rede de distribuição (PVUPSCALE, 2008).

A norma *IEEE Std 519- 1992*, "*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*", impõe os limites de injeção de harmônicas em sistemas elétricos de potência. Diversas normas que padronizam os limites de injeção de harmônicas de conversores de geração distribuída são baseadas nos limites impostos pela *IEEE Std 519- 1992*. Os conversores que atendem às normas internacionais de injeção de harmônicas nas

redes, produzem menos harmônicas do que cargas não-lineares convencionais (ABREU; OLIVEIRA; GUERRA, 2010).

2.2.2.2 Aumento de Tensão

Uma vez que o planejamento inicial das redes de distribuição seja radial, ou seja, a potência flui da subestação para as cargas, conforme Figura 19.a, a elevada penetração de UGDs fotovoltaicas na rede pode modificar o sentido do fluxo de potência em determinados ramais do sistema de distribuição, conforme apresentado na Figura 19.b (ABREU; OLIVEIRA; GUERRA, 2010).

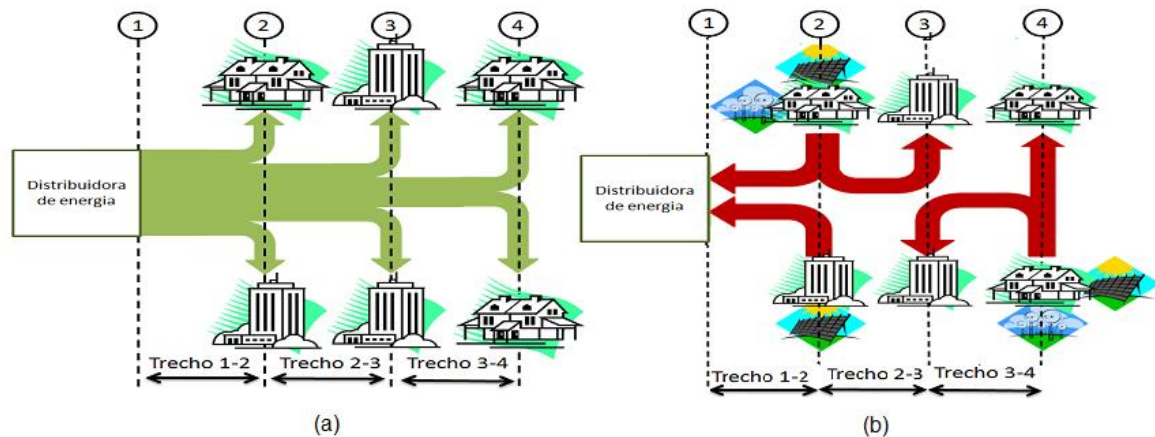


Figura 19 – a) Fluxo de potência em redes de distribuição radiais; b) Fluxo de potência em linhas de distribuição radiais com UGDs inseridas
 Fonte: (ABREU; OLIVEIRA; GUERRA, 2010)

O fluxo de potência reversa pode ocorrer principalmente quando o sistema está operando em carga leve e com elevada radiação solar, como por exemplo, ocorre em alimentadores com perfil de carga comercial, onde as cargas são desligadas no horário de almoço, que é o período de maior radiação solar do dia. A Figura 20 apresenta a curva de carga e radiação solar para um alimentador com predominância comercial. Para a realização do estudo apresentado pela Figura 20 adotou-se medições diárias de irradiação solar correspondente ao valor médio durante intervalos de 5 minutos (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY). A curva de carga diária adotada para o estudo também foi obtida a partir de medições, em um sistema de distribuição real, com intervalo de medição de 5 minutos.

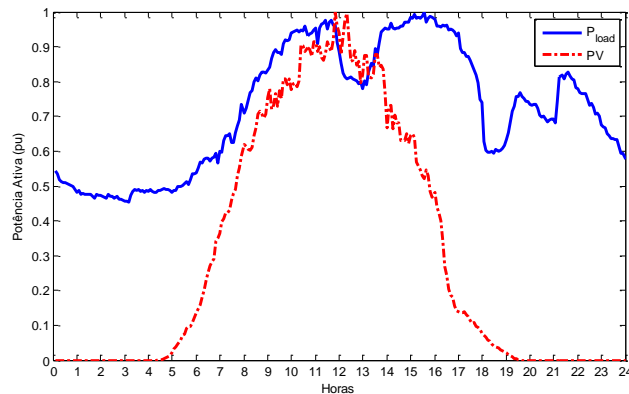


Figura 20 – Curva de carga e curva de geração fotovoltaica para um período de 24 horas

A partir da análise da Figura 20, nota-se que apenas houve reversão de fluxo de potência ativa em um pequeno intervalo de tempo durante o dia. Tal resultado justifica a limitação de 70% de UGDs de um alimentador como uma das estratégias de controle e operação de sistemas de distribuição utilizadas na Alemanha (THOMAS; FRANK; MARTIN, 2013). Os dados utilizados para a formulação da Figura 20 são os dados que serão utilizados nas simulações da avaliação dos impactos causados pela conexão de UGDs fotovoltaicas e desempenho das estratégias.

Nesse contexto, espera-se que os impactos provenientes da reversão de fluxo de potência no sistema de distribuição não comprometerão significativamente o desempenho da estratégia de controle de tensão proposta neste trabalho. Tais impactos podem ser menos significativos considerando o baixo índice de penetração de UGDs nos sistemas de distribuição do Brasil.

O efeito causado pela reversão do fluxo de potência no sistema é equivalente à inversão da queda de tensão do alimentador, ou seja, a magnitude da tensão no final do alimentador pode atingir níveis críticos, principalmente na rede de baixa tensão, onde a relação resistência por reatância (R/X) dos condutores apresenta razão maior do que a de condutores típicos de sistemas de transmissão (SMITH; DUGAN; SUNDERMAN, 2011). A Figura 21 apresenta o perfil de tensão em um alimentador com e sem a presença de UGDs. Nota-se através desse exemplo, que a magnitude da tensão no final do alimentador da Figura 21.b (com UGDs) atinge níveis muito superiores quando comparados com a tensão da Figura 21.a (sem UGDs).

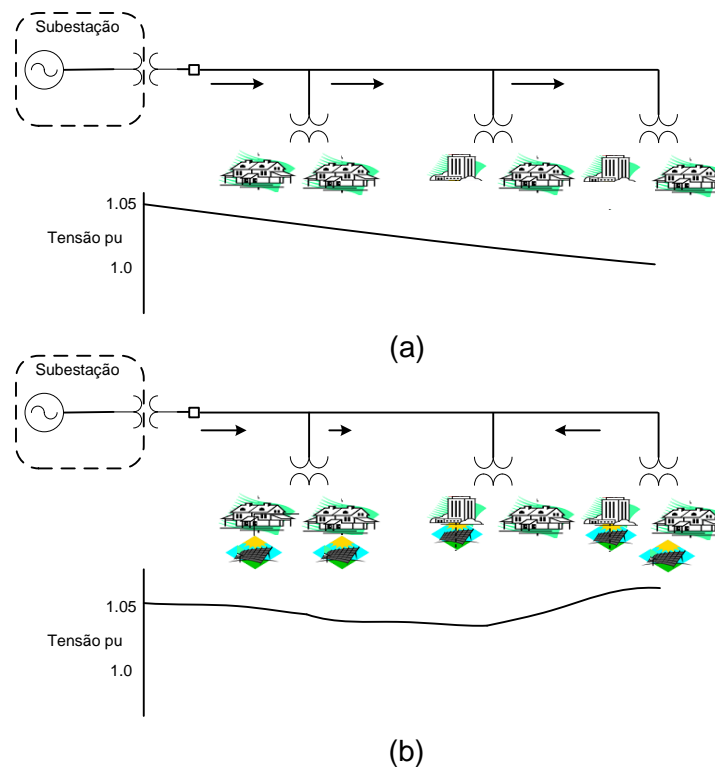


Figura 21 – Perfil de tensão em um alimentador a) Sem UGDs; b) Com UGDs

2.2.2.3 Variações de Tensão

As variações estocásticas da radiação solar que incide sobre a face da terra fazem com que as unidades solares fotovoltaicas apresentem uma geração de potência ativa intermitente, que podem causar variações significativas nos níveis de tensão dos sistemas de distribuição (TONKOSKI; LOPES, 2008). Tais variações de radiação solar ocorrem principalmente devido ao sombreamento por nuvens.

As variações de magnitude de tensão nos sistemas de distribuição também apresentam impactos significativos no aumento do número de comutações de *tap* dos reguladores de tensão. No caso de variações de tensão de curta duração, os reguladores de tensão de *taps* variáveis podem não serem capazes de regular a tensão do sistema devido ao tempo de espera para realizar a comutação (tempo morto), tipicamente utilizada nas estratégias de controle de tensão.

A Figura 22 apresenta o perfil da radiação solar em um intervalo de 10 minutos com tempo de amostragem de 1 segundo. Observa-se Figura 22 que o perfil de radiação solar apresenta uma variação de aproximadamente 150 W/m^2 em

menos de 10 segundos (10h46 à 10h47). Porém, as variações da radiação solar são estocásticas, podendo também se manter constante em um determinado período do dia. As medições de radiação solar da análise em questão foram obtidas através de um sistema de aquisição de dados do Laboratório de Energias renováveis do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Pato Branco (PPGEE).

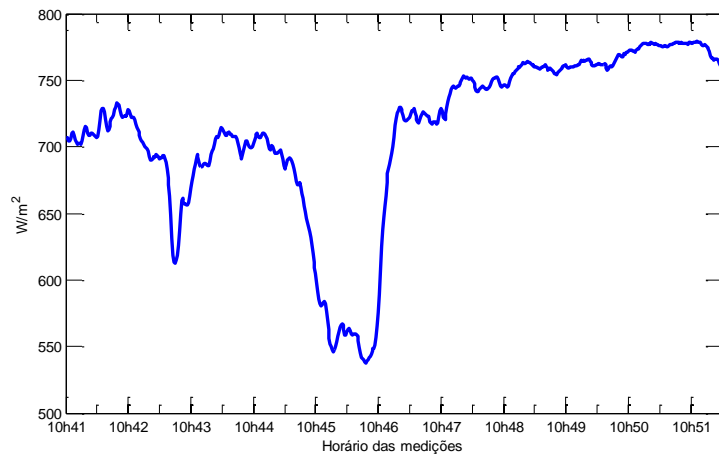


Figura 22 – Radiação solar em um período de 10 minutos com amostragem de 1 segundo

2.3 OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Os estudos de fluxo de carga ou fluxo de potência são essenciais para o planejamento e expansão de sistemas elétricos de potência, uma vez que os limites operacionais de linhas de transmissão e outros dispositivos dependem da potência ativa e reativa que flui pelo sistema. O fluxo de potência consiste na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas grandezas de interesse em um determinado ponto de equilíbrio. A modelagem do problema é estática, ou seja, a rede é representada analiticamente através de equações algébricas (GRAINGER; STEVENSON., 1994).

Dentre os diversos pontos de equilíbrio factíveis que podem representar uma região de operação de um sistema elétrico, alguns são mais vantajosos do que outros em relação à diferentes aspectos avaliados. Por exemplo, considere o sistema elétrico representado pelos dois geradores G1, G2 e pela carga C1,

ilustrados na Figura 23. Do ponto de vista econômico, a condição de operação mais eficiente seria a condição na qual a geração de potência elétrica se concentrasse no gerador em que o custo de geração é mais barato. Por outro lado, caso o operador do sistema desejasse a redução das perdas de energia ativa na linha de transmissão, o gerador que está mais próximo da carga C1, nesse caso o gerador G1, deverá gerar a maior parte da potência elétrica demandada por C1, de modo que a potência que flui através da LT proveniente de G2, seja reduzida. Através dessa análise, verifica-se que o ponto de operação ideal para o sistema elétrico pode ser encontrado de acordo com a função objetivo adotada pelo operador do sistema elétrico.

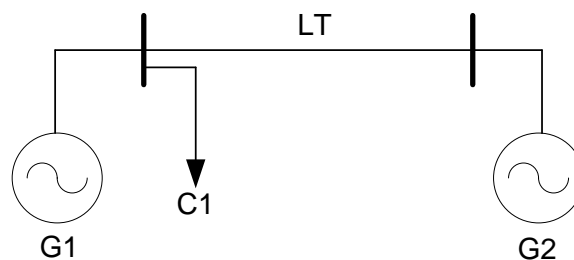


Figura 23 – Sistema elétrico de potência

A otimização da operação de um sistema físico pode ser interpretada como a determinação da melhor solução de um problema analiticamente bem definido (SCHIOCHET, 2006). A modelagem analítica é a obtenção do modelo utilizando as leis da Física e Química, podendo considerar apenas as características mais importantes para o foco de estudo sem invalidar o modelo. Nesse contexto, a proposição de técnicas de otimização de sistemas elétricos aplicadas à sistemas de distribuição têm sido objeto de estudo em diversos trabalhos encontrados na literatura. A operação no ponto ótimo do sistema elétrico de potência tem sido altamente vantajosa para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, frente à competitividade estabelecida pela reestruturação do setor elétrico e das normas impostas pelo órgão fiscalizador.

O fluxo de potência ótimo (FPO) consiste na resolução de equações algébricas, não lineares e complexas, que resultam das equações de balanço de potência de um sistema elétrico. Diferente do fluxo de potência clássico, no qual especifica-se algumas variáveis como magnitudes de tensão, potência injetada nas

barras, etc, o FPO trata essas variáveis como passíveis de ajustes (SCHIOCHET, 2006). Nesse contexto, o FPO é tratado como um problema de otimização que busca a minimização (ou maximização) de determinada função objetivo através do ajuste das variáveis de controle satisfazendo as equações de balanço de potência ativa e reativa do sistema elétrico (SCHIOCHET, 2006). Sob aspecto da pesquisa operacional, o FPO trata-se de um problema de programação matemática de grande porte com variáveis contínuas e discretas, que permite o estudo e proposição de diversas técnicas de resolução para o problema de otimização.

Dentre as metodologias propostas na literatura para a resolução de FPO, cita-se os métodos determinísticos e os métodos heurísticos. Dentre as técnicas determinísticas, cita-se: Programação Linear e Programação Não Linear, nas quais dependem do cálculo de derivadas de funções e linearizações sucessivas aplicadas à funções contínuas, portanto, em regiões não convexas, a solução pode não ser um ótimo global (AMORIM; MANTOVANI, 2006). A vantagem destes métodos está no esforço computacional reduzido.

Por outro lado, os métodos heurísticos são de fácil implementação e são caracterizados pela exploração aleatória. A busca da solução é realizada através de métodos probabilísticos, aumentando a chance de busca da solução global. A desvantagem deste método está no elevado esforço computacional. Dentre as metodologias heurísticas cita-se: Algoritmos Genéticos, Algoritmos Evolucionários, Busca Tabu e Enxame de Partículas (AMORIM; MANTOVANI, 2006). Na literatura não há uma conclusão sobre quais métodos são melhores do que os outros, portanto, a escolha do método de resolução de um FPO deve ser tomada de acordo com as considerações técnicas plausíveis (SAMPAIO, 2011).

Um FPO pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\min f(x), \quad (8)$$

sujeito a

$$g(x) = 0, \quad (9)$$

$$h(x) \leq 0, \quad (10)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}, \quad (11)$$

onde $f(x)$ é a função objetivo; $g(x)$ é o vetor das funções que representam as restrições de igualdade; $h(x)$ é o vetor das funções que representam as restrições de desigualdade e x é o vetor das variáveis dependentes. O FPO pode também ser formulado como um problema de otimização multiobjetivo. Para tanto, basta apenas que a função $f(x)$ seja composta pela soma de duas ou mais funções objetivos distintas (SAMPAIO, 2011).

As restrições de igualdade representadas pela Equação (9) correspondem às equações não-lineares da rede elétrica e representam a relação entre as variáveis dependentes e as variáveis independentes. Analiticamente, $g(x)$ representa as equações de potência ativa e reativa do fluxo de potência convencional, formuladas pela aplicação da lei de Kirchhoff das correntes (LTK) sobre os nós da rede elétrica.

As restrições de desigualdade em (10) e (11) são incluídas no problema para representar os limites físicos e operacionais dos componentes e/ou os aspectos de segurança relacionados à operação do sistema. As restrições deste tipo podem ser divididas em três grupos:

- Restrições nas variáveis de controle: restrições impostas às variáveis de controle do problema de otimização, como por exemplo limites de despacho de potência ativa e reativa de geradores, *taps* de transformadores com OLTC, etc.
- Restrições operacionais e de segurança: restrições impostas à operação factível e segura do sistema de potência, como por exemplo, limites de tensão em barras do sistema, limites térmicos de condutores das linhas de transmissão, etc.

Em um problema de otimização multiobjetivo, raramente existirá uma solução que seja ótima para todos os objetivos simultaneamente (SAMPAIO, 2011). Isto ocorre geralmente devido ao possível antagonismo entre os objetivos. Como exemplo, considere o conjunto de soluções de um problema de otimização multiobjetivo representado pela Figura 24, cujas funções objetivos são f_1 e f_2 . O ponto Z1 oferece um valor menor para f_1 , mas um valor maior para f_2 , quando comparada com a solução do ponto Z2, de modo que, a diminuição de uma função objetivo implica no aumento da outra. O conjunto de todas as soluções eficientes,

representada pelo arco destacado pela linha mais espessa da curva das soluções é denominada Conjunto Pareto Ótima (HASHIMOTO, 2004).

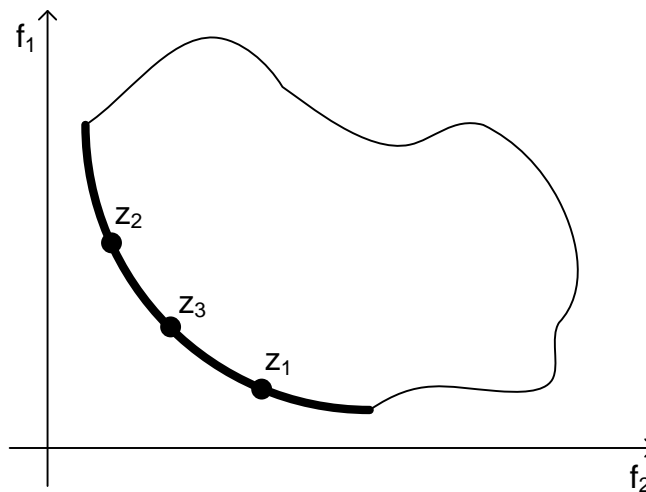


Figura 24 – Conjunto de soluções de um problema multiobjetivo

De acordo com o método de resolução do FPO adotado, a inclusão de mais uma função objetivo ao problema de otimização pode tornar ineficaz a determinação do ponto ótimo global. Em métodos de resolução determinísticos, por exemplo, caso o conjunto de Pareto do problema de otimização seja não convexo, como representado pela

Figura 25.a, o ponto ótimo calculado pode não ser o ponto ótimo global. Tal incerteza é observada, pois os algoritmos determinísticos baseiam-se no cálculo de derivadas de funções para obtenção do ponto ótimo. A inversão da inclinação da curva de Pareto ótimo representada no ponto X^* da

Figura 25.a, indica que este ponto é um ponto ótimo, porém, conforme observado através do conjunto de Pareto, o ponto X^* não é o ponto ótimo global do problema de otimização (HASHIMOTO, 2004).

Outro fator relevante ao desempenho do algoritmo de solução de um problema de otimização é o subespaço ineficaz determinado pelas restrições impostas ao problema de otimização. A presença de restrições de diversas naturezas introduz uma complexidade adicional para resolver o problema de otimização. A

Figura 25.b apresenta a representação do espaço de busca de um algoritmo de solução baseado em métodos heurísticos. Conforme observado através da

Figura 25.b, o espaço de busca é subdividido em subespaço factível e infactível. Neste exemplo, o ponto y apresenta maior proximidade em relação ao ponto ótimo quando comparado com os pontos a , b e c , por consequência, o ponto y (mesmo sendo infactível) pode fornecer informações mais valiosas se selecionado, mas devido as restrições impostas ao problema de otimização, o ponto y nunca será utilizado (AMORIM; MANTOVANI, 2006).

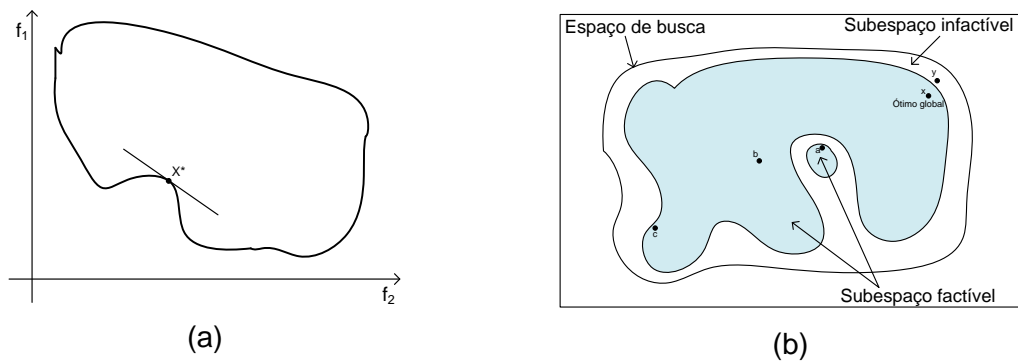


Figura 25 – a) Conjunto ótimo de pareto convexo; b) Espaço de busca infactível

3 DESENVOLVIMENTO

Na fundamentação teórica apresentada no Capítulo 2, foram abordados os conceitos básicos para a proposição e entendimento da estratégia de controle de tensão proposta nesse trabalho. Tais conceitos envolvem desde as características operacionais de redes de distribuição até estratégias de otimização de sistemas elétricos de potência. Neste capítulo serão apresentadas as considerações feitas nos estudos realizados para a proposição da estratégia de controle de tensão.

3.1 PROPOSIÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE TENSÃO

Esta subseção apresenta o princípio de operação global da estratégia proposta neste trabalho, como por exemplo, fluxo de sinais de controle, sinais de medição em tempo real, considerações técnicas e outras considerações.

Considere o sistema de distribuição representado pela Figura 26. O sistema é composto basicamente por uma subestação, rede primária e rede secundária. A priori, apenas o regulador *SVR* é responsável pela regulação de tensão no sistema. Há dois bancos baterias conectadas na rede secundária por meio de conversor estático, porém, suas respectivas funções são apenas para serviços auxiliares. Considerou-se que todas as unidades consumidoras possuem geração distribuição de origem fotovoltaica.

A elevada penetração dos painéis fotovoltaicos pode causar impactos de qualidade de energia e operação do sistema conforme discutido na subseção referente à geração distribuída.

Nesse contexto, a estratégia de controle utiliza bancos de baterias para provimento de serviço auxiliar de regulação de tensão. A Unidade de Controle (UC), neste exemplo localizada na subestação, é responsável pela determinação do despacho dos bancos de baterias.

O fluxo dos sinais de controle é representado pelas linhas tracejadas conectadas às baterias e ao relé de controle do *SVR*. Note que o sentido da

informação através dos *links* de comunicação é bidirecional, ou seja, dados fluem tanto da UC para os dispositivos, como dos dispositivos para a UC.

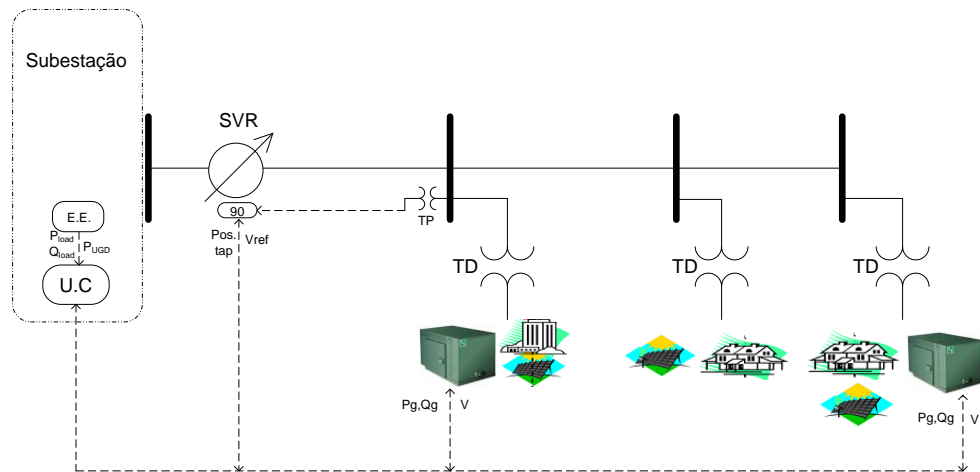


Figura 26 – Esquema genérico global da estratégia de controle de tensão

A Figura 27 apresenta as variáveis de entrada, o processo e os produtos da UC, bem como quais informações tramitam entre os blocos de origem e saída. Através do estimador de estado do sistema de distribuição o valor das cargas demandadas por cada barra do sistema é transmitido ao bloco de processo, assim como as potências geradas pelas UGDs fotovoltaicas. Como variável de entrada também tem-se o bloco Operador, o qual se configura como um sistema supervisor, onde o operador do sistema de distribuição configura os parâmetros de redes, como impedâncias, limites de tensão, e também as funções objetivos desejadas.

O bloco Medições em Tempo Real fornece o estado atual do sistema de distribuição, tais como medições de tensão em pontos estratégicos do sistema, despacho de potência atual de cada bateria, posição atual do *tap* do SVR, etc. Tais medições em tempo real, também podem ser utilizadas como entrada para o estimador de estados (EE) do sistema de distribuição, aumentando o grau de confiabilidade das estimativas. Porém, como o foco é a estratégia de regulação de tensão, não serão apresentados os detalhes sobre o estimador de estados, mas os mesmos podem ser analisados em (DZAFIC et al., 2013) e (KARIMI et al., 2013)

Os sinais de entrada são manipulados no bloco Processo. Esse bloco é responsável pela determinação das variáveis de controle que serão aplicadas ao

sistema de distribuição, como por exemplo, despacho de potência das unidades geradoras, comutações de taps, chaveamento de bancos de capacitores, desligamento de circuitos, etc. O processo da Figura 27, na estratégia proposta neste trabalho, corresponde a um problema de otimização multiobjetivo restrito. O problema de otimização da estratégia de controle proposta neste trabalho é ajustável, ou seja, o operador do sistema de distribuição pré-configura quais são as funções objetivos e as restrições impostas ao problema de otimização.

O Produto (ou saída) da UC é transmitido aos dispositivos de atuação do sistema de distribuição. Neste exemplo, os dispositivos atuadores são o relé do SVRe os bancos de baterias.

Resumidamente, a estratégia tem a função de determinar qual o estado das variáveis de controle, como por exemplo, despacho ótimo de potência dos bancos de baterias, para que a função objetiva apresente o menor valor possível.

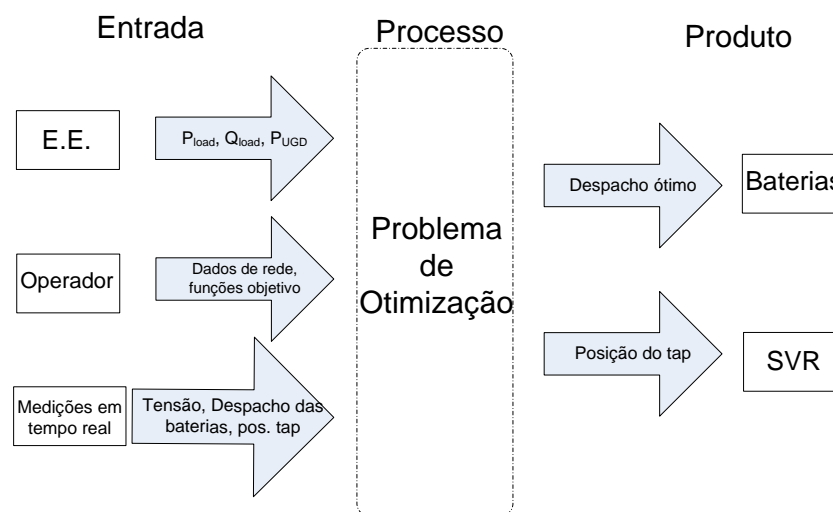


Figura 27 – Variáveis de entrada e saída para a unidade de controle (UC) da estratégia de controle

Maiores detalhes acerca da operação da estratégia de controle proposta serão abordados nas subseções seguintes.

3.2 SISTEMA TESTE

A estratégia de controle proposta foi testada em estudos hipotéticos de integração de UGDs fotovoltaicas e bancos de baterias conectados a um sistema de distribuição teste. Os testes foram realizados utilizando-se o sistema teste IEEE-13 nós modificado, representado pela Figura 28. As modificações realizadas no sistema teste foram sua representação em um sistema trifásico equilibrado e acréscimo de novas barras, representando a rede secundária. Os dados do sistema original e modificado são encontrados no Apêndice A.

O sistema IEEE 13 nós modificado, denominado neste trabalho como sistema teste, corresponde a um sistema de distribuição equilibrado, aos quais são conectados painéis fotovoltaicos em todas as unidades consumidoras. O índice de penetração da geração fotovoltaica é definido como sendo a porcentagem da potência ativa máxima de cada barra. A curva de carga da potência ativa e reativa demanda por cada barra, assim como a curva de irradiação solar de cada painel fotovoltaico serão detalhadas na subseção Resultados.

Também é acrescentado ao sistema a conexão de 4 bancos de baterias. A conexão das baterias ao sistema de distribuição é realizada na rede secundária através de inversores estáticos de potência, conforme analisados na subseção referente à conexão de bancos de baterias aos sistemas de distribuição. A potência nominal do conversor de potência de cada banco de bateria, assim como o controle de despacho serão definidos na proposição das estratégias de controle de tensão, nas subseções seguintes.

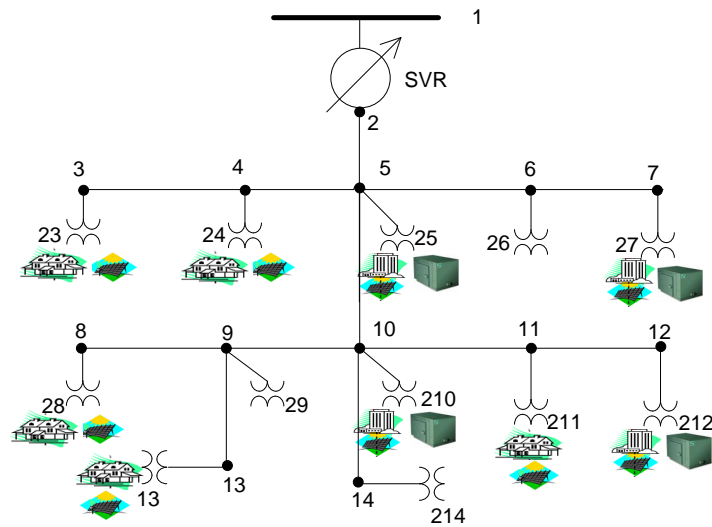


Figura 28 – Sistema de distribuição teste – IEEE 13 nós modificado

3.3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A estratégia proposta será baseada no estudo do fluxo de potência ótimo aplicado ao sistema de distribuição teste da Figura 28. Tal estratégia considera a regulação de tensão coordenada com o regulador *SVR*, já existente no sistema de distribuição, e os bancos de baterias dispersos ao longo da rede. A estratégia tem a função de proporcionar uma regulação de tensão mais efetiva e reduzir o impacto negativo da inserção da geração fotovoltaica sobre a operação e qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição.

A variação da estratégia (estudos de caso) foi realizada conforme ordem de apresentação, feita a seguir, onde, a proposição de um novo estudo de caso é realizada com base no desempenho do estudo de caso anterior, com finalidade também de verificar o desempenho da estratégia sob diferentes cenários. Na seção de resultados são apresentadas as justificativas os estudos de caso. Primeiramente, será apresentada a formulação do problema de otimização geral para a proposição da estratégia global. As variações da estratégia principal, consistem em derivações da formulação geral do problema de otimização. Conforme discutido na seção 2.4, o FPO consiste na resolução de um problema de otimização com restrições onde busca-se a minimização de determinada função objetivo através do ajuste de

variáveis de controle satisfazendo as equações de balanço de potência do fluxo de potência convencional.

As funções objetivos do problema de otimização das estratégias propostas serão: Minimização dos desvios de tensão e Minimização das Perdas de Energia Ativa. As restrições operacionais são implementadas como sendo o limite de despacho de potência dos bancos de baterias, limites do estado de carga das baterias (SOC, do inglês, State of Charge), curva de capacidade dos conversores estáticos de potências, limites de tensão conforme níveis adequados segundo o Prodist e limites da posição dos *taps* do regulador SVR.

O problema de otimização da estratégia de controle de tensão proposta nesse trabalho pode ser descrito por:

$$\min(V_X - V_{ref})^2 + \sum P_l, \quad (12)$$

sujeito a

$$P_{g_i} - P_{L_i} - P(\theta, V, t)_i = 0, \quad (13)$$

$$Q_{g_i} - Q_{L_i} - Q(\theta, V, t)_i + S_{H_i} = 0 \quad (14)$$

,

$$P_{g_i}^{\min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max}, \quad (15)$$

$$Q_{g_i}^{\min} \leq Q_{g_i} \leq Q_{g_i}^{\max}, \quad (16)$$

$$P_{Bat_i}^{\min} \leq P_{Bat_i} \leq P_{Bat_i}^{\max}, \quad (17)$$

$$Q_{Bat_i}^{\min} \leq Q_{Bat_i} \leq Q_{Bat_i}^{\max}, \quad (18)$$

$$\sqrt{P_{Bat_i}^2 + Q_{Bat_i}^2} \leq S_{Bat_i}, \quad (19)$$

$$SOC_i^{\min} \leq SOC_i \leq SOC_i^{\max}, \quad (20)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i^{mt} \leq V_i^{\max}, \quad (21)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i^{bt} \leq V_i^{\max}, \quad (22)$$

$$t_i^{\min} \leq t_i^{bt} \leq t_i^{\max}, \quad (23)$$

onde,

V_X é a magnitude da tensão na barra x,

V_{ref} é a tensão referência para o problema de otimização,

$\sum P_i$ são as perdas de energia ativa no sistema elétrico,

$$P_{g_i} - P_{L_i} - P(\theta, V, t)_i = 0$$

P_{g_i} e Q_{g_i} são a potência ativa e reativa gerada pelo i-ésimo gerador,

P_{L_i} e Q_{L_i} são a potência ativa e reativa demandada pelo i-ésimo gerador,

$P(\theta, V, t)_i$ e $Q(\theta, V, t)_i$ são a injeção de potência ativa e reativa na barra i,

P_{Bat_i} e Q_{Bat_i} são a potência ativa e reativa gerada pelo i-ésimo banco de baterias,

S_{Bat_i} é a potência aparente nominal do conjunto bateria + conversor,

$P_{g_i}^{min}$ e $P_{g_i}^{max}$ são os limites mínimo e máximo da geração de potência ativa do i-ésimo gerador,

$P_{Bat_i}^{min}$ e $P_{Bat_i}^{max}$ são os limites mínimo e máximo da geração de potência ativa do i-ésimo banco de baterias,

$Q_{Bat_i}^{min}$ e $Q_{Bat_i}^{max}$ são os limites mínimo e máximo da geração de potência reativa do i-ésimo banco de baterias,

SOC_i é o estado de carga do i-ésimo banco de baterias,

SOC_i^{min} e SOC_i^{max} são os limites mínimo e máximo do estado de carga do i-ésimo bancos de baterias,

V_i^{mt} é a magnitude de tensão da i-ésima barra da rede primária,

V_i^{bt} é a magnitude de tensão da i-ésima barra da rede secundária,

θ_i é o ângulo de fase na barra i,

t_i é posição do *tap* no i-ésimo transformador com controle automático de *taps*.

S_{H_i} é a potência *shunt* na i-ésima barra

A estratégia de controle de tensão proposta neste trabalho será formulada com base nas Equações (12)-(23). No Apêndice A estão detalhados os passos de implementação das Equações (12)-(23).

A posição dos *taps*, nas estratégias propostas adiante, não será tratada dentro do problema de otimização, sendo então controlado através da medição de tensão real em determinada barra de referência, ou comutado através da estimativa

de tensão proveniente do cálculo do FPO. Essas duas variações dependem da opção do operador do sistema de distribuição.

O desempenho das estratégias propostas foi avaliado através do cálculo do FPO e fluxo de potência convencional considerando condições reais de operação de um sistema de distribuição. Nas seções seguintes serão detalhadas a implementação das metodologias de simulação e a discussão de proposição de cada estratégia.

O desempenho do caso base, sistema sem a estratégia de controle, é avaliado conforme uma curva de carga aplicada a cada barra de carga do sistema de distribuição teste e uma curva de irradiação solar para cada painel fotovoltaico. A partir do caso base, é feita então a proposição das estratégias de controle. Nas subseções posteriores, apenas é abordada a formulação do problema de otimização para cada estratégia, sendo que a interpretação técnica e operacional, assim como os resultados, é discutida e apresentada no capítulo seguinte.

3.3.1 ESTUDO DE CASO A – BATERIAS COM CUSTOS IGUAIS

Conforme apresentado no Apêndice A, a função objetivo no problema de otimização é dividida em duas parcelas: a função custo de cada gerador e a função definida pelo usuário. Uma vez que a função custo representa os custos relativos à geração de potência ativa e reativa de cada gerador, ao definir a mesma função custo a todos os geradores, a potência despachada pelos mesmo tendem a se dividir igualmente. Baseado nesse contexto, a parametrização da estratégia de controle do estudo de caso A, considera que todas as baterias apresentam o mesmo custo de despacho de potência ativa e reativa para cada banco de baterias. Portanto, A formulação do problema de otimização da estratégia de controle aplicada ao estudo de caso A pode ser representada por:

$$\min(V_{10} - 1.0)^2 + \sum P_i \quad (24)$$

sujeito a

$$P_{g_i} - P_{l_i} - P(\theta, V, t)_i = 0 \quad (25)$$

$$Q_{g_i} - Q_{l_i} - Q(\theta, V, t)_i = 0 \quad (26)$$

$$-150\text{KW} \leq P_{\text{Bat}_i} \leq 150\text{KW} \quad (27)$$

$$-150\text{KVAr} \leq Q_{\text{Bat}_i} \leq 150\text{KVAr} \quad (28)$$

$$\sqrt{P_{\text{Bat}_i}^2 + Q_{\text{Bat}_i}^2} \leq 150\text{KVA} \quad (29)$$

$$0.93 \leq V_i^{\text{mt}} \leq 1.05\text{pu} \quad (30)$$

$$0.915 \leq V_i^{\text{bt}} \leq 1.07\text{pu} \quad (31)$$

3.3.2 ESTUDO DE CASO B – BATERIAS COM CUSTOS DE GERAÇÃO DIFERENTES

As equações (24) a (31) representam a formulação do problema de otimização da estratégia de controle aplicada ao estudo de caso B. Nesta parametrização, a função custo dos bancos de baterias são diferentes. No capítulo de resultados serão apresentadas as justificativas de tal alteração.

3.3.3 ESTUDO DE CASO C – BATERIAS EM DIFERENTES POSIÇÕES

No estudo de caso C, estuda-se o desempenho da estratégia de controle de tensão mediante a alteração dos pontos de conexão dos bancos de baterias. A parametrização da estratégia de controle segue conforme a parametrização do estudo de caso A.

3.3.4 ESTUDOS DE CASO D – SOBREDIMENSIONAMENTO DO CONVERSOR DE POTÊNCIA

No estudo de caso D, faz-se a análise do desempenho do controle de tensão proposto considerando o sobredimensionamento do conversor de potência que conecta as baterias ao sistema de distribuição. O sobredimensionamento do conversor permite um aumento da capacidade de injeção de potência reativa mantendo a potência nominal da bateria. Este artifício pode permitir um ganho na

regulação de tensão aumentando apenas o custo de um componente do banco de baterias, e não do conjunto todo.

A formulação do problema de otimização da estratégia aplicada ao estudo de caso D pode ser representada através das Equações (24) a (31) apenas com a alteração dos limites de injeção de potência ativa e reativa das Equações (27) e (28) para

$$-100\text{KW} \leq P_{\text{Bat}_i} \leq 100\text{KW} \quad (32)$$

$$-250\text{KVAr} \leq Q_{\text{Bat}_i} \leq 250\text{KVAr} \quad (33)$$

, respectivamente.

3.3.5 ESTUDO DE CASO E – TRÊS BATERIAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

No estudo de caso em questão, avalia-se o ganho na regulação de tensão mediante a contribuição de mais baterias ao sistema de distribuição teste. A parametrização da estratégia de controle aplicada a este estudo de caso permanece igualmente ao do estudo de caso A.

3.3.6 ESTUDO DE CASO F – MEDIÇÕES DE CARGA EM TEMPO REAL DE TODAS AS BARRAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme discutido na seção referente à operação técnica da estratégia de controle, as decisões tomadas pela estratégia de controle de tensão são baseadas em estimativas de carga demandada e geração de potência das UGDs através de estimadores de estado de sistemas de distribuição. Tais estimativas introduzem incertezas na estratégia de controle e prováveis erros no despacho de potência dos bancos de baterias podem ocorrer. No estudo de caso F, avalia-se o desempenho do controle de tensão proposto considerando à comunicação e medição entre todas as barras de carga e a UC. Essa consideração elimina as incertezas de carga demandada de cada barra e potência gerada de cada painel fotovoltaico. A parametrização da estratégia de controle aplicada a este estudo de caso também é igual ao do estudo de caso A.

3.3.7 ESTUDO DE CASO G – BATERIAS OPERANDO EM “MODO LOCAL”

No estudo de caso G avalia-se o desempenho do controle de tensão do sistema de distribuição considerando que as baterias estejam operando em modo secundário de controle de tensão. Esta modalidade de regulação de tensão, também chamada de baterias operando em modo local, entra em funcionamento através da escolha do operador do sistema de distribuição ou automaticamente através da identificação de falha de comunicação entre os dispositivos e UC. A estratégia secundária de tensão considera a inclusão de uma malha de controle suplementar na malha de controle do conversor dos bancos de baterias. A malha de controle consiste em um controlador proporcional, que baseia-se em um sinal de erro da tensão na barra local onde a bateria está instalada.]

A malha de controle desta estratégia consiste basicamente em despachar potência reativa capacitiva quando a tensão do ponto de medição for menor que a tensão de referência, e despachar potência reativa indutiva quando a tensão medida for maior que a tensão de referência, conforme ilustra a Figura 29.

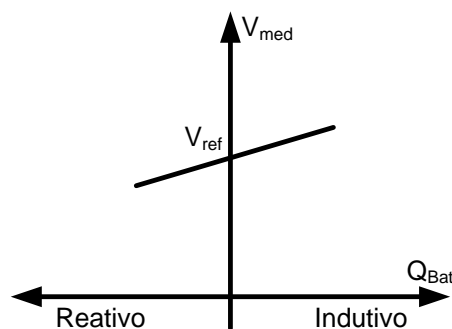


Figura 29 – Princípio de operação da estratégia de controle local do banco de bateria

3.4 METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

O objetivo geral dos estudos de simulação é a avaliação do desempenho da estratégia de controle de tensão proposta mediante a operação típica do sistema

de distribuição, com variações de carga e radiação solar em um período de 24 horas. Diversas parametrizações sobre a estratégia de controle também são avaliadas. Nesse contexto, esta subseção apresenta a metodologia de simulação para avaliação do desempenho da estratégia de controle de tensão aplicada aos estudos de caso.

A Figura 30 apresenta o fluxograma da implementação computacional das análises realizadas. Note que o fluxograma é dividido em dois blocos: Estratégia proposta e Condição Real.

O bloco denominado Estratégia Proposta consiste na operação da estratégia de controle apresentada nas subseções anteriores. Com base nas estimativas de carga e geração provenientes do estimador de estados do sistema de distribuição, a estratégia calcula qual o despacho de potência dos bancos de baterias de modo com que seja minimizada a função objetivo parametrizada pelo operador do sistema.

Como o estimador de estados do sistema de distribuição não elimina todas as incertezas em relação às medidas de carga e geração, o ponto de operação real do sistema de distribuição (fluxo de potência) não é o mesmo ponto de operação calculado através do FPO. O ponto de operação real do sistema de distribuição é determinado no bloco Condição Real e é calculado através da resolução do fluxo de potência aplicado ao sistema de distribuição considerando a potência despachada pelas baterias (calculadas no bloco Estratégia Proposta) e a situação real da carga demandada (valores sem a incerteza).

De um modo geral, o algoritmo representado pela Figura 30 simula o desempenho da estratégia de controle de tensão aplicado à um sistema teste com condições reais. Na condição real de operação considera-se que a carga real do sistema é conhecida, por meio da curva de carga adotada, enquanto que, o despacho da potência das baterias é determinado com base em um fluxo de potência ótimo que usa a potência das cargas em cada barra do sistema calculada a partir do estimador de estado que apresenta um erro de estimação intrínseco do processo de estimação.

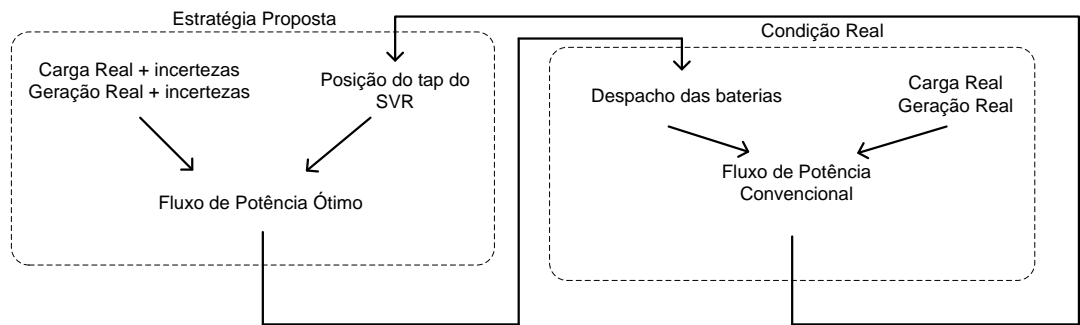


Figura 30 – Fluxograma das análises computacionais realizadas

O algoritmo é iniciado com a determinação da potência ativa e reativa demandada e gerada em cada barra do sistema de distribuição. Tal cálculo é realizado considerando a curva de carga real do sistema acrescida de incertezas inerentes ao estimador de estado. O fluxo de potência ótimo, formulado a partir dos problemas de otimização apresentado nas subseções anteriores, calcula qual deveria ser a potência despachada pelos bancos de baterias para que seja minimizada o valor das funções objetivos da estratégia de otimização adotada. O desempenho da estratégia é obtido através do cálculo do fluxo de potência convencional considerando os dados reais de carga e geração e a potência injetada pelos bancos de baterias, definida pelo fluxo de potência ótimo. Após o cálculo do fluxo de potência convencional, é verificada a condição da tensão na barra de referência do SVR e se necessário, há comutações de *taps*. Tal rotina, é processada a cada iteração do programa.

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Inicialmente, diversos estudos envolvendo fluxo de potência convencional para a rede teste foram realizados a fim de encontrar qual a melhor parametrização do regulador de tensão *SVR* e ajuste dos *taps* dos transformadores de distribuição de forma a manter a tensão na rede secundária dentro dos níveis adequados de tensão definido pelo Prodist. A parametrização mais conveniente resultante desses estudos, será utilizada para comparação entre o desempenho das estratégias de regulação de tensão propostas, sendo assim, definido como caso base.

Conforme discutido na seção referente à proposição da estratégia de controle de tensão, considera-se que a potência demandada em cada barra do sistema de distribuição é determinada por um estimador de estado em tempo real para sistemas de distribuição. Como premissa de simulação, as incertezas inerentes do estimador de estado serão aplicadas à curva de carga base. A curva de carga individual de cada barra dar-se-á através da aplicação randômica de incertezas de $\pm 10\%$ individualmente sobre as parcelas de potência ativa e reativa da curva de carga base na base de potência da própria barra.

A Figura 31 apresenta a curva de carga base em um período de 24 horas utilizada nas simulações. A curva de carga base utilizada nos testes apresenta fator de potência constante de 0.85 em atraso.

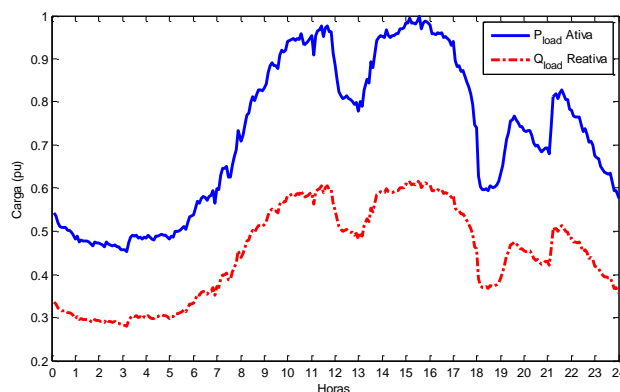


Figura 31 – Curva de carga base para o período de 24 horas

A potência nominal dos painéis fotovoltaicos é definida em base da potência ativa máxima demandada por cada barra do sistema de distribuição, ou

seja, as barras que possuem maior carga têm maior potência instalada de painéis fotovoltaicos, sendo que o índice de penetração de cada barra é configurável ao início das análises. Nos testes realizados o maior índice de inserção da geração fotovoltaica foi 50%.

Conforme discutido na seção referente à proposição da estratégia de controle, a incerteza sobre a irradiação solar sobre cada painel fotovoltaico deve ser considerada, uma vez que a potência gerada de cada painel é estimada conforme a medição centralizada da irradiação solar e temperatura em tempo real. Como premissa de simulação, considera-se que todos os painéis fotovoltaicos operam em modo MPPT, conforme discutido na seção referente à conversão fotovoltaica.

Da mesma forma que é feita com a estimativa da carga individual em cada barra do sistema de distribuição, a determinação da geração de potência ativa em cada conjunto de painéis fotovoltaicos é realizada através da aplicação randômica de incertezas de $\pm 10\%$ sobre a curva de geração fotovoltaica base. Por sua vez, a Curva de Geração Fotovoltaica Base é definida através da aplicação da estratégia MPPT sobre uma curva de radiação solar e temperatura do painel real. A curva de radiação solar e a curva de temperatura do painel fotovoltaico foram obtidas através de medições reais disponíveis no bancos de dados do Laboratório de Monitoração da Radiação Solar da Universidade de Oregon e correspondem ao valor médio das amostras durante intervalos de 5 minutos (UNIVERSITY OF OREGON SOLAR RADIATION MONITORING LABORATORY, 2013). A Figura 32.a e Figura 32.b apresentam respectivamente a curva de radiação solar e temperatura do painel fotovoltaico em um período de 24 horas.

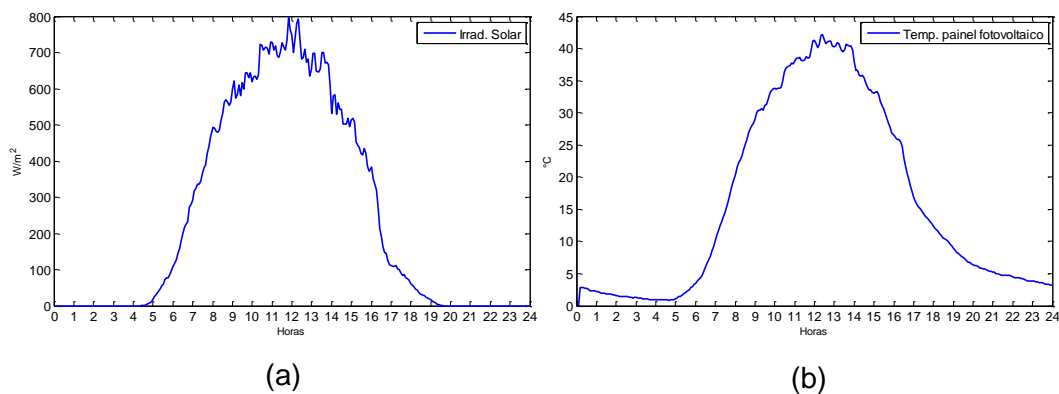


Figura 32 – a) Curva de radiação solar base; b) Curva da temperatura do painel fotovoltaico

O caso base é então definido através da resolução do fluxo de potência considerando para o período de 24 horas considerando apenas as variações de carga conforme a curva de carga base. O passo de amostragem do fluxo de potência é de 5 minutos.

A barra #5 foi adotada como referência para o SVR, considerando-se uma tensão de referência igual à 1 p.u. e largura de banda de $\pm 1\%$. Considerou-se a tensão na saída da subestação igual a 1,05 p.u. e o *tap* inicial do SVR na posição 0.

A

Figura 33.a apresenta o perfil de tensão em todas as barras da rede primária para o período de 24 horas, considerando o sistema sem geração fotovoltaica. Nota-se que os níveis de tensão considerados adequados pelo Prodist são mantidos em todas as barras de carga do sistema de distribuição devido à atuação do SVR. Nesse período analisado, houve 4 comutações de tap devido às variações normais de carga do sistema.

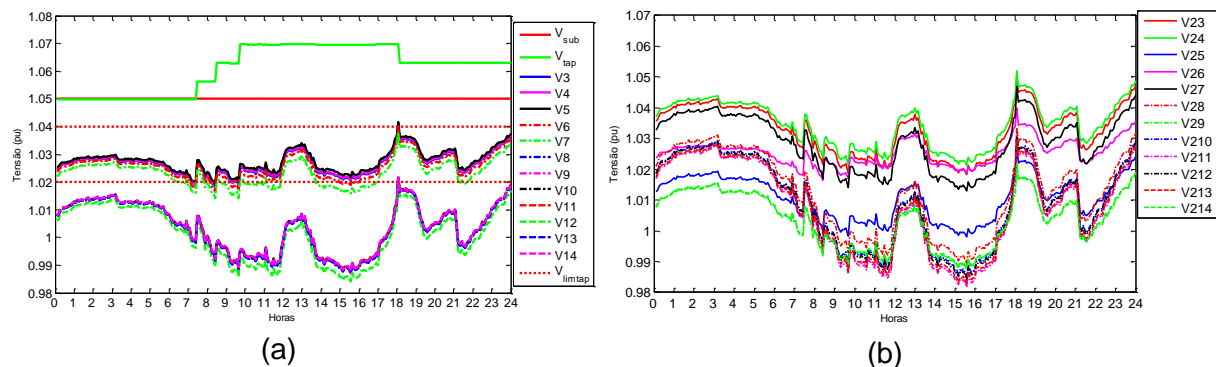


Figura 33 – Caso base. a) Perfil de tensão na rede primária considerando apenas variações de carga; b) Perfil de tensão na rede secundária considerando apenas variações de carga

Embora os resultados obtidos através do caso base estejam de acordo com as normas vigentes de qualidade de energia, a utilização de bancos de baterias para fornecimento de serviços ancilares como regulação de tensão e compensação de reativos podem melhorar a eficiência do sistema e melhorar o perfil de tensão nas barras do sistema, reduzindo o número de comutações de tap. Nesse contexto, as estratégias propostas visam o controle do despacho dos bancos de baterias que estão conectados aos sistemas de distribuição, mas que não atuam como provedores de serviços ancilares de regulação de tensão.

Primeiramente avaliou-se o impacto no perfil de tensão do sistema de distribuição teste causado pela inserção de UGDs fotovoltaicas em todas as barras do sistema. Nesta análise foram considerados três diferentes índices de penetração

para os painéis fotovoltaicos (0%, 50% e 100%). O índice de penetração é calculado com base no máximo valor de potência ativa da curva de carga para cada nó do sistema de distribuição. A Figura 34 apresenta a comutação de *taps* e o perfil de tensão da barra de referência do SVR durante o período de 24 horas avaliado. Conforme observado na Figura 34, no início do dia o perfil de tensão da barra de referência do SVR para os três cenários são idênticos, uma vez que não há geração de potência ativa dos painéis, conforme observado através da Figura 32.a. Em torno das 5h, a carga demandada do sistema de distribuição começa a aumentar (Figura 31), porém, também em torno deste horário, a irradiação solar também começa a atingir os painéis fotovoltaicos, contribuindo assim de forma positiva para a queda de tensão no sistema. Essa contribuição é verificada através da menor queda de tensão na barra de referência do SVR considerando o cenário com maior índice de penetração, visto através da Figura 34. Devido a essa contribuição, a comutação de *tap* no cenário considerando o menor índice de penetração acontece antes dos demais cenários. Isto ocorre, pois o aumento da irradiação solar coincide com o aumento da carga demandada, reduzindo a queda de tensão no alimentador. Portanto, em relação aos impactos decorrentes da elevada penetração de UGDs no perfil de tensão dos sistemas de distribuição, a coincidência entre as variações de carga demandada e irradiação solar definem a contribuição positiva/negativa da inserção das UGDs, ou seja, as variações de carga do sistema podem compensar, de forma estocástica, as variações de *taps* que seriam causadas pela geração fotovoltaica.

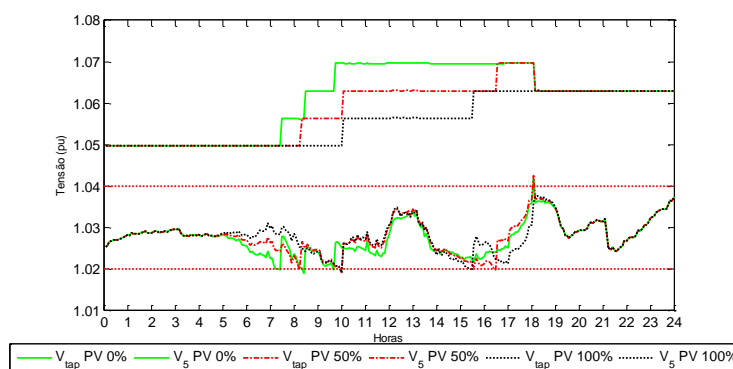


Figura 34 – Perfil de tensão no sistema de distribuição para 0, 50 e 100% de penetração de UGDs fotovoltaicas

Em Kihara (2001) é realizado um estudo sobre o posicionamento otimizado de banco de baterias para integração com sistemas fotovoltaicos. Através

desse estudo, conclui-se que o melhor posicionamento de bancos de baterias em sistemas com cargas distribuídas seja também distribuído. Nesse contexto, o estudo de caso A assume que existem dois bancos de baterias de 150 KVA cada conectados às barras de maior carga do sistema de distribuição teste, barras #210 e #212. O despacho dos bancos de baterias é determinado de acordo com o problema de otimização formulado na subseção 3.3.1 (pág 66).

A Figura 35.a apresenta o perfil de tensão das principais barras da rede primária do sistema teste de distribuição considerando o estudo de caso A. Conforme observado na Figura 35.a, houve uma redução de 2 comutações de *tap*, além da melhora do perfil de tensão nas barras. A Figura 35.b apresenta o perfil de tensão para as principais barras da rede secundária, a qual também houve melhora no perfil de tensão. Uma análise quantitativa será apresentada na próxima subseção.

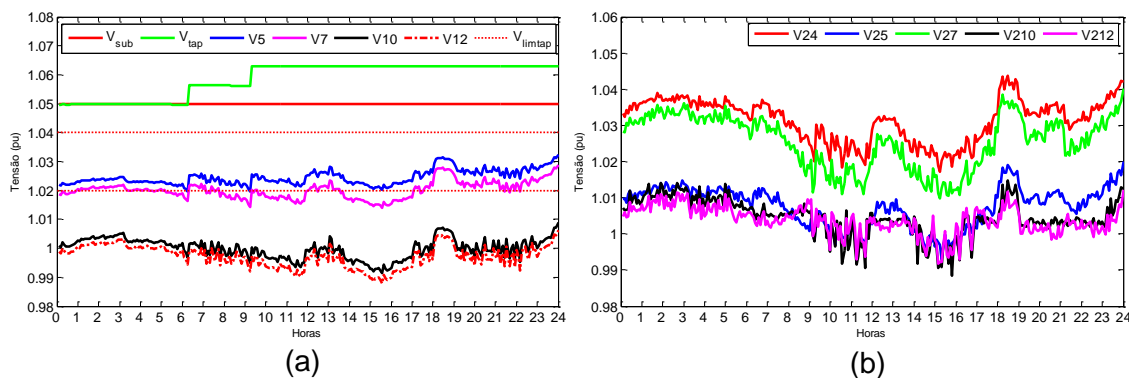


Figura 35 – Estudo de caso A. a) Perfil de tensão da rede primária; b) Perfil de tensão da rede secundária

A Figura 36.a e Figura 36.b apresentam a geração de potência ativa e reativa das baterias, respectivamente. Nota-se que a potência injetada pelos bancos de baterias é a mesma em determinados períodos. Uma das justificativas é que a função objetivo da Equação (24), que representa a minimização de perdas, é implementada no Matpower através da equalização da função custo de todos os geradores, havendo assim a distribuição de potência para os dois bancos de baterias. Além disso, as características de regulação de tensão das duas barras onde as baterias estão instaladas são muito semelhantes, uma vez que a impedância entra as duas barras não é muito elevada.

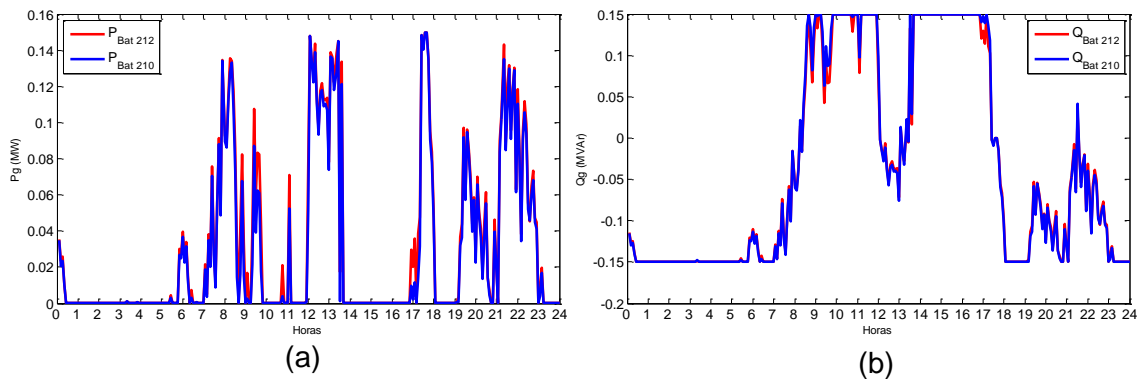


Figura 36 – Estudo de caso A. a) Despacho de potência ativa; b) Despacho de potência reativa

Como a parametrização da estratégia de controle aplicada ao estudo de caso A define-se como função objetivo a minimização do desvio de tensão da barra #10 em torno de 1 pu. No início do dia os bancos de baterias injetam potência indutiva no sistema de distribuição de forma a diminuir a tensão da barra #10, que no caso base inicia em torno de 1.025 pu. Como os bancos de baterias estão injetando o máximo de potência reativa nesse período, a tensão da barra #10 não está fixada em 1 pu. Devido ao aumento da carga demandada no sistema a partir das 6h, conforme apresentado na Figura 31, a magnitude da tensão no sistema começa a sofrer variações negativas (conforme no perfil de tensão do caso base a partir das 6h). O aumento das quedas de tensão no sistema faz com que a tensão da barra #10 ultrapasse o limite inferior da largura de banda do SVR. Neste momento, em torno das 6h, há uma comutação de *tap* no SVR para que a tensão retorne a largura de banda. Conforme observado através da injeção de potência reativa dos bancos de baterias (Figura 36.b), não seria necessário a comutação de *tap*, uma vez que os bancos de baterias poderiam diminuir a potência indutiva entregue ao sistema. Porém, conforme discutido nas seções anteriores, o despacho dos bancos de baterias é determinado através das estimativas de carga do sistema de distribuição, portanto, na resolução do fluxo de potência ótimo, a carga estimada foi menor do que a carga real, determinando então, erroneamente, no despacho da potência que resultasse na comutação do *tap*.

Devido ao aumento de carga do sistema entre as 6 e 11h do dia em simulação (Figura 31), o caso base apresentou 3 comutações de *taps* de forma a elevar a tensão da barra #10 para a referência do SVR. No estudo de caso A, para compensar a queda de tensão provocada pelo aumento de carga, as baterias

passam a injetar potência reativa, conforme observado na Figura 36. Porém, a segunda comutação de *tap* no estudo de caso em questão, em torno das 9h, é necessária pois as baterias estavam no limite máximo de injeção de potência reativa.

Conforme discutido anteriormente, a implementação das funções objetivos utilizadas na resolução do fluxo de potência no Matpower são adicionadas juntamente com a função custo de cada gerador, portanto, a minimização de perdas é equivalente à equalização dos custos de cada gerador. Nesse contexto, pode-se utilizar indiretamente a função custo das baterias para determinação do grau de participação de cada bateria, por exemplo, definindo um custo maior para a geração da bateria da barra #212 faz com que a geração da bateria da barra #210 seja maior. Porém, salienta-se que a função objetivo de minimização de perdas pode ser onerada com esta alteração. No estudo de caso B, a função custo das baterias é alterada de modo com que seja possível a avaliação da contribuição de cada banco de baterias na regulação de tensão. A Figura 37.a e Figura 37.b apresenta o perfil de tensão das principais barras da rede primária e secundária, respectivamente, para o estudo de caso B. Em relação ao Estudo de caso A, não houve mudança significativa no perfil de tensão da rede primária e secundária, porém, em comparação com o caso base houve melhoria no perfil de tensão, redução da comutação de *tap* e redução das perdas.

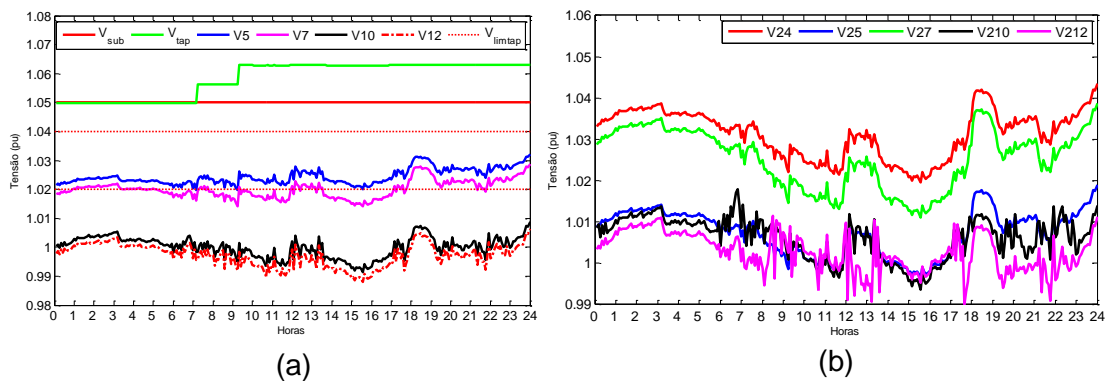


Figura 37 – Estudo de caso B. a) Perfil de tensão da rede primária; b) perfil de tensão da rede secundária

As Figura 38.a e Figura 38.b apresentam o despacho de potência ativa e reativa dos bancos de baterias para o estudo de caso B. Nota-se que a injeção de potência da bateria da barra #210 é maior do que a potência da barra #212, porém, ainda as potências apresentam comportamento similar ou igual em determinados

momentos. Como uma das funções objetivo do problema de otimização é minimização do desvio de tensão na barra #10, o despacho de potência é determinado para minimização do desvio de tensão, além da minimização de custos e perdas de potência ativa no sistema.

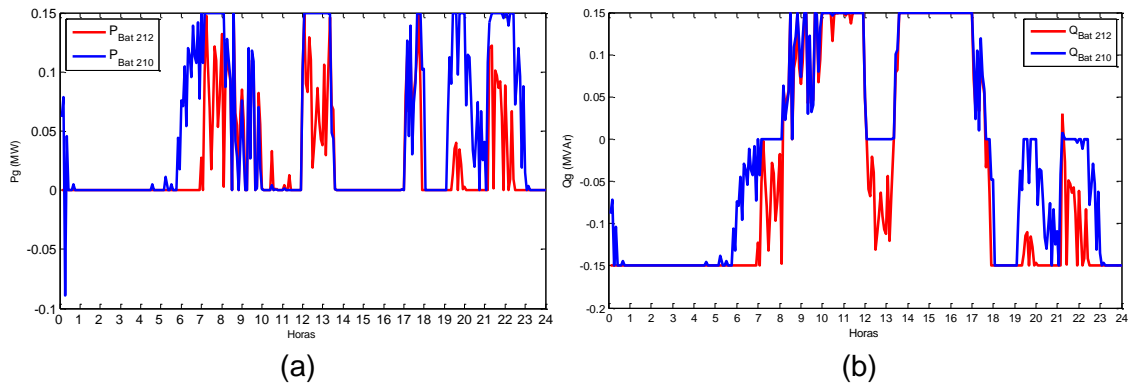


Figura 38 – Estudo de caso B. a) Despacho de potência ativa; b) Despacho de potência reativa

Os impactos causados pela reversão de fluxo de potência podem ser vistos através do estudo de caso C. No estudo de caso em questão, considera-se que o banco de baterias está em uma barra cuja carga é menor que a potência das baterias. Então, o perfil da tensão no secundário pode atingir níveis inadequados e/ou precários, segundo o Prodist. Nesse estudo de caso, considera-se que há dois bancos de baterias de 150KVA no sistema de distribuição, um na barra #210 de elevada carga, e outro na barra #25, de carga relativamente menor. A Figura 39.a apresenta o perfil de tensão para as principais barras da rede primária do sistema de distribuição, considerando o estudo de caso C. Diferente das estratégias A e B, a estratégia de controle de tensão aplicada ao estudo de caso C resultou na redução de 1 comutações de taps em relação ao caso base. Porém, proporcionou melhorias no perfil de tensão. A Figura 39.b apresenta o perfil de tensão para as principais barras da rede secundária do sistema de distribuição considerando o estudo de caso C. Nota-se que o perfil de tensão da barra onde a bateria está conectada, sofre variações significativas em relação às demais variações. Tal efeito é justificado pela reversão de fluxo de potência reativo na baixa tensão, ou seja, a bateria consegue suprir a carga a qual está alimentando e a potência excedente é injetada na rede primária. Conforme discutido na seção referente aos impactos de UGDs nos sistemas de distribuição, tal reversão de fluxo pode sobrecarregar o transformador

de distribuição. Porém, os níveis de tensão da rede secundária permanecem dentro dos limites aceitáveis pelas leis vigentes do setor elétrico.

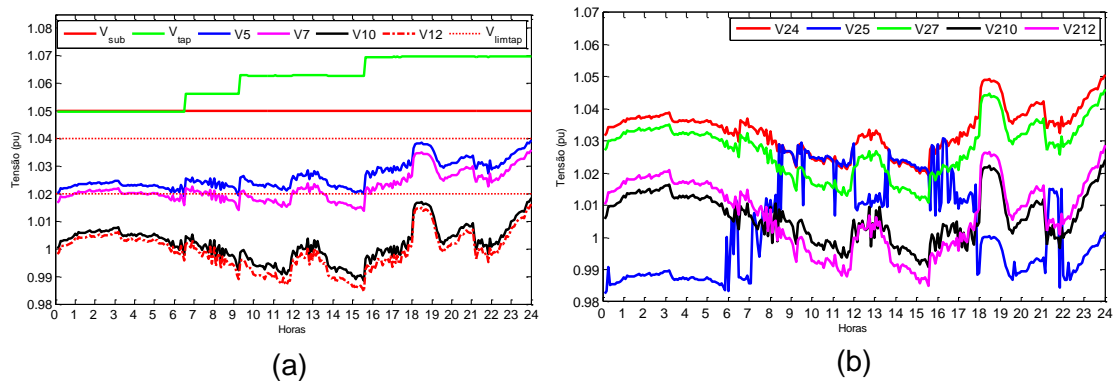


Figura 39 – Estudo de caso C. a) Perfil de tensão da rede primária; b) Perfil de tensão da rede secundária

As Figura 40.a e Figura 40.b apresentam respectivamente o despacho de potência ativa e reativa das baterias para o estudo de caso C. No estudo de caso em questão, assim como nos estudos de caso A e B, a potência nominal das baterias não foi suficiente para que o valor da função do desvio de tensão na barra #10 seja zero. Portanto, as baterias geralmente apresentam o mesmo despacho de potência para minimizar o desvio de tensão.

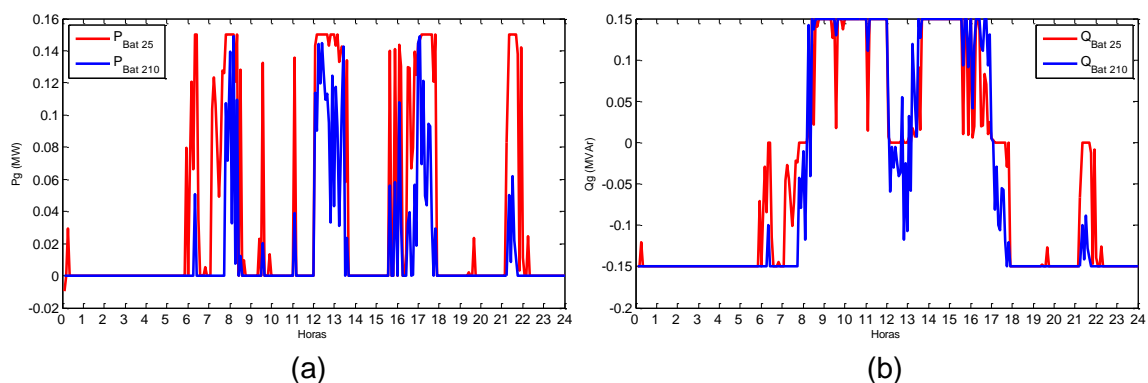


Figura 40 – Estudo de caso C. a) Despacho de potência ativa; b) Despacho de potência reativa

O estudo de caso D considera o sobredimensionamento dos conversores estáticos de potência que conectam os bancos de baterias aos sistemas de distribuição. Conforme discutido na seção referente aos conversores estáticos de potência dos bancos de baterias, pode-se aumentar o custo-benefício da utilização dos bancos de baterias através do sobredimensionamento do conversor estático de

potência, mantendo a potência nominal da bateria. Nesse contexto, no estudo de caso D é considerado dois bancos de baterias com conversores de 250 KVA conectados nas barras #210 e #212. A parametrização da estratégia D segue conforme apresentado nas subseções anteriores. Nota-se, que a injeção de potência ativa dos bancos de baterias será desconsiderada nessa estratégia. Tal fato permite que seja apenas considerada a influência da potência reativa dos bancos de baterias, justificando então o sobredimensionamento do conversor estático de potência.

A Figura 41.a apresenta o perfil de tensão das principais barras da rede primária de distribuição para o cenário referente ao sobredimensionamento do conversor estático da bateria. Nota-se que os desvios de tensão da barra #10 em torno de 1.0 pu são bem menores quando comparados ao caso base e aos estudos de caso A,B e C. Uma tensão com magnitude constante na barra #10 não pode ser alcançada devido às incertezas de carga provenientes do estimador de estados do sistema de distribuição. Uma análise considerando-se todas as medições nas barras de carga e geração será realizada posteriormente para eliminar as incertezas da estimação de carga. A Figura 41.b apresenta o perfil de tensão das principais barras da rede secundária de distribuição para o estudo de caso D. Nota-se a melhoria do perfil de tensão da rede secundária em comparação com o caso base e aos estudos de caso apresentados até o momento. A Figura 42 apresenta a injeção de potência reativa dos bancos de baterias para o estudo de caso D.

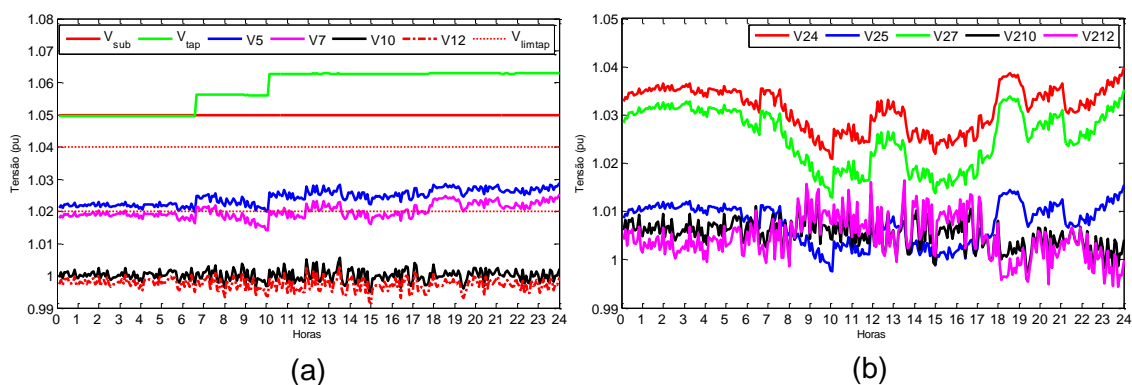


Figura 41 – Estudo de caso D. a) Perfil de tensão na rede primária; b) perfil de tensão na rede secundária

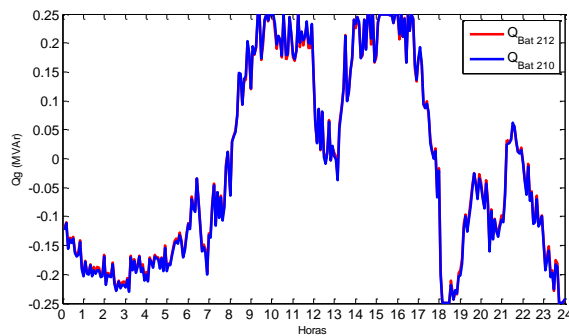


Figura 42 – Estudo de caso D. Despacho de potência reativa

Através dos resultados obtidos nessa estratégia, pode-se concluir que o sobredimensionamento dos conversores estáticos de potência, do ponto de vista de regulação de tensão, é uma prática viável para conexão dos bancos de baterias aos sistemas de distribuição.

Através dos estudos de caso apresentados até o momento, nota-se que potência reativa dos bancos de baterias são mais significativas que a injeção de potência ativa. Também, através do estudo de caso D, conclui-se que o sobredimensionamento dos conversores estáticos dos bancos de baterias podem aumentar o custo-benefício da utilização dos bancos de baterias que provém serviços ancilares de regulação de tensão. Nesse contexto, o estudo de caso E considera que todas as baterias do sistema de distribuição estejam operando com o conversor sobredimensionado, permitindo apenas a análise da injeção de potência reativa dos bancos de baterias. No estudo de caso E considera-se 3 bancos de baterias de 150 KVA nas barras #27, #210 e #212. Devido à consideração de sobredimensionamento dos conversores de potência, a potência das baterias não necessariamente precisam ser de 150KW. Considera-se um índice de penetração de 30% de geração fotovoltaica. Devido aos problemas de fluxo reverso discutidos no estudo de caso C, nessa estratégia considera-se que o custo da geração da bateria #27 é maior que as demais. Este argumento é utilizado para que a tensão na barra #27 não sofra muitas variações devido ao efeito de reversão de fluxo de potência. Porém, assim como visto anteriormente, não há garantia na otimização das perdas em relação se ao custo das baterias forem iguais. Nota-se através do estudo de caso E que o desempenho da estratégia de controle pode ser melhorado através da inclusão de mais baterias ao sistema de distribuição.

As Figura 43.a e Figura 43.b apresentam o perfil de tensão da rede primária e secundária do sistema de distribuição considerando o estudo de caso E, respectivamente. Nota-se que o perfil *flat* de tensão não é alcançado, porém, como é mostrado na Figura 44, a potência das baterias ainda não está no limite superior. Este fato é justificado pelas incertezas das cargas e geração fotovoltaica em tempo real.

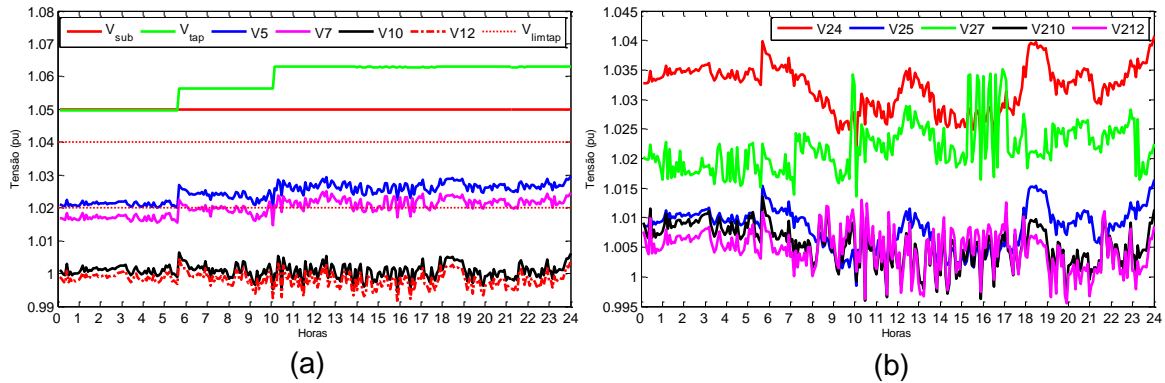


Figura 43 – Estudo de caso E. a) Perfil de tensão da rede primária; b) Perfil de tensão da rede secundária

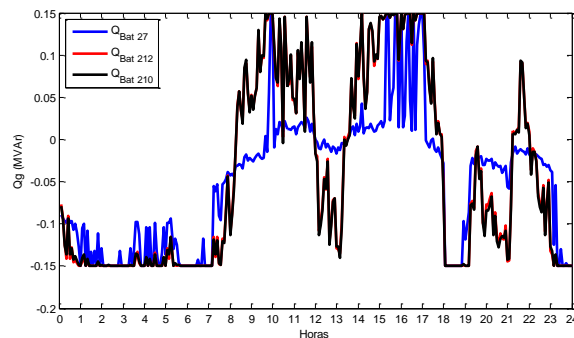


Figura 44 – Estudo de caso E. Despacho de potência reativa

Em relação às incertezas de carga e geração fotovoltaica, a estratégia F é implementada com premissa de que todas as barras possuem *link* de comunicação com a subestação, sendo possível a medição da carga e geração das UGDs em tempo real. Observe através da Figura 45, que o perfil de tensão da rede primária de distribuição se mantém constante na maior parte do dia de simulação. Como o despacho das baterias é determinado através das estimativas de carga e geração do sistema de distribuição, as incertezas inerentes ao estimador de estado são nulas, uma vez que há medidores em todas as barras do sistema de distribuição, isso faz com que o despacho dos bancos de baterias permaneça igual ao do estudo de caso E.

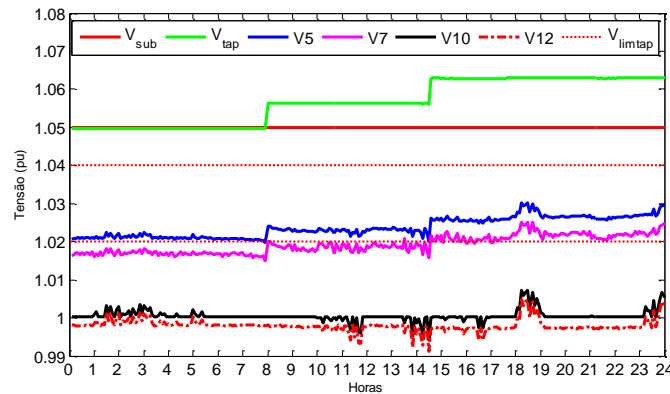


Figura 45 – Estudo de caso F. Perfil de tensão da rede primária

Conforme discutido na seção referente à proposição da estratégia de controle de tensão, para implementação da mesma em um sistema de distribuição, necessita-se de links de comunicação entre as baterias, pontos de medições para o estimador de estados e *SVR*. Portanto, uma falha na comunicação impossibilitaria o funcionamento da estratégia de controle centralizada proposta. Nesse contexto, é proposto um controle de tensão secundário baseado em medições locais dos bancos de baterias. Tal controle é ativado através de uma mensagem de erro do sistema principal, ou falha/inexistência de comunicação entre qualquer outro dispositivo do controle primário. A operação das baterias nesse controle secundário é definida nesse trabalho como “modo local”, e consiste em um controlador proporcional adicionado à malha do conversor de potência que conecta as baterias ao sistema de distribuição. O funcionamento da estratégia modo local, assim como parametrização, etc, é discutido na seção subseção 3.3.7 (pág. 69).

A estratégia secundária de controle de tensão, estudo de caso G, considera que duas baterias de 150KVA são conectadas às barras #210 e #212. Assim como definido anteriormente, a consideração de sobredimensionamento do conversor de potência pode ser representado apenas pela injeção de potência reativa. As Figura 46.a e Figura 46.b apresentam o perfil de tensão das principais barras da rede primária e secundária do sistema de distribuição considerando o estudo de caso G, respectivamente. Assim como o desempenho da estratégia de controle aplicada aos estudos de caso anteriores, a estratégia baseada em modo local também pode contribuir significativamente com o desempenho e qualidade da energia de um sistema de distribuição.

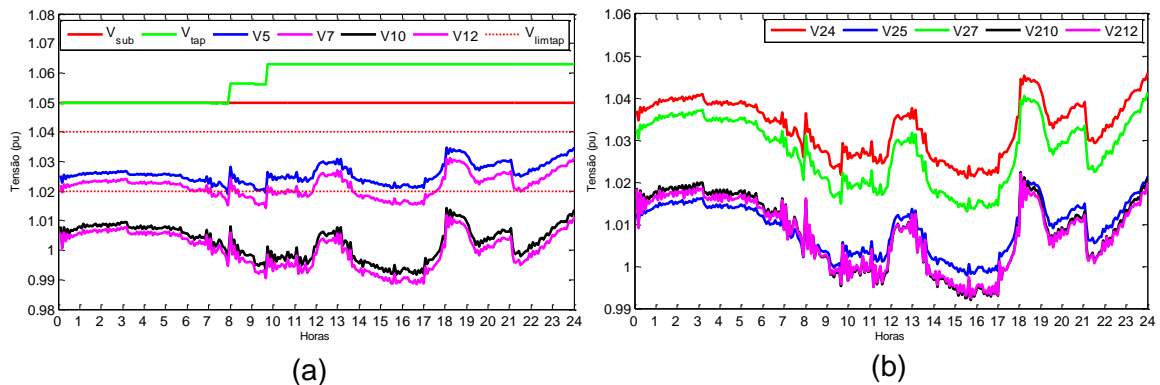


Figura 46 – Estudo de caso G. a) Perfil de tensão da rede primária; b) Perfil de tensão da rede secundária

A Figura 47 apresenta o despacho de potência reativa dos bancos de baterias para o estudo de caso G.

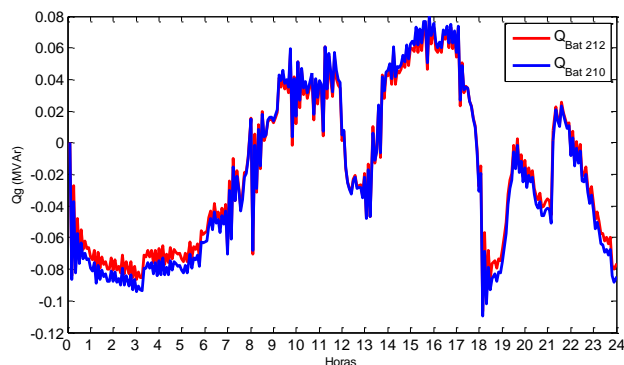


Figura 47 – Estudo de caso G. Despacho de potência reativa

4.1 COMPARAÇÕES DAS ESTRATÉGIAS

Os resultados precedentes permitem uma análise comparativa quantitativa entre as estratégias propostas, da qual se podem inferir padrões e tendências que devem ser comprovadas através da análise das estratégias em outros sistemas de distribuição. Nesse contexto, uma análise da contribuição de cada estratégia para o desempenho do sistema de distribuição será apresentada. Dentre os fatores de análise são redução do número de comutações diárias,

redução de perdas de energia ativa e melhoria no perfil de tensão nas barras do sistema.

A Figura 48 apresenta o valor da função objetivo de desvio de tensão para o período de 24 horas em cada estratégia.

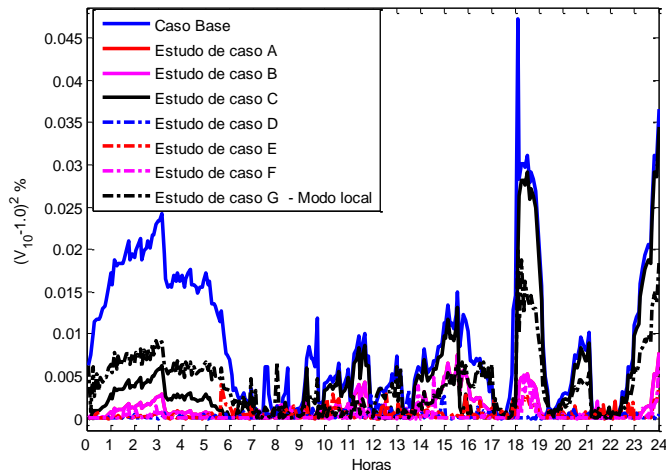


Figura 48 – Comparação do desvio de tensão entre as estratégias

A Tabela 6 apresenta os principais fatores de contribuição das estratégias, como redução de perdas, número de comutações de *taps* e valor da função objetivo de desvio de tensão para o período de 24 horas. Nota-se através da Tabela 6, que no estudo de caso C, a estratégia de controle de tensão provocou um aumento nas perdas de energia ativa na rede elétrica em comparação com o Caso Base. Tal fato é justificado pelo comportamento das baterias análogo a um indutor, injetando potência reativa indutiva para manter a função objetivo mediante o período de carregamento baixo do sistema de distribuição. Portanto, em determinados períodos do dia, a atuação da estratégia pode prejudicar o fator de potência na rede secundária de distribuição. Tal correção, não será proposta neste trabalho, ficando como sugestão para trabalhos futuros.

Salienta-se que o número reduzido de comutações de *taps* do SVR deve-se ao fato de que o sistema teste representa um ramal de ligação de um sistema de distribuição e que ao se comparar com um regulador de tensão do tipo OLTC, cuja comutação diária seja em média de 30 comutações, a carga dos sistemas são relativamente muito diferentes. Porém, como trata-se de comutações diárias, ao longo do ano esse valor se torna significativo.

Tabela 6 – Comparação entre as estratégias

Estudo de caso	Perdas (MWh)	Taps	Maior fobj (%)
Caso base	1,5375	4	0,0473
Est. A	1,4987	2	0,0078
Est. B	1,4861	2	0,0078
Est. C	1,5376	3	0,0345
Est. D	1,5372	2	0,0033
Est. E	1,3258	2	0,0040
Est. F	1,2862	2	0,0048
Est. G	1,2690	2	0,0201

Através da Tabela 6, pode-se concluir que o Estudo de caso G, considerando as baterias operando em modo local, apresentam o mesmo desempenho em relação à redução de comutações de *taps*. Portanto, caso o interesse seja apenas na redução das trocas de *taps* dos dispositivos reguladores de tensão, as baterias operando em modo local é a estratégia mais adequada, devido ao baixo custo de implementação, pois não requer links de comunicação entre os dispositivos. Porém, as estratégias baseadas em FPO, melhora significativamente o perfil de tensão do sistema de distribuição.

5 CONCLUSÕES

A geração fotovoltaica é uma tendência mundial que pode alterar de forma significativa a operação e o perfil de tensão dos sistemas de distribuição. A elevada penetração aliada à intermitência da irradiação solar sobre a face da terra aumenta a complexidade de operação e controle dos sistemas de distribuição e fazem com que novas estratégias de controle sejam estudadas e propostas para que as concessionárias de distribuição de energia elétrica possam manter a qualidade de fornecimento de energia elétrica. Além desses fatores, as incertezas de carga e geração em tempo real aumentam a complexidade da proposição de novas estratégias.

Com o objetivo de mitigar o impacto da inserção da geração fotovoltaica na tensão dos sistemas de distribuição foi proposta uma estratégia de controle para a regulação de tensão através do despacho de potência de bancos de baterias. A estratégia de controle é formulada através de um problema de otimização multiobjetivo, onde deseja-se minimizar o desvio de tensão em uma dada barra e minimizar as perdas de potência ativa no sistema de distribuição. A estratégia considera a coordenação e comunicação entre os diversos dispositivos dispersos ao longo do sistema de distribuição. Através da estimativa de carga e geração de um estimador de estados aplicados a sistema de distribuição, a estratégia de controle determina qual o despacho de potência dos bancos de baterias de forma a minimizar as funções objetivos do problema de otimização.

O desempenho da estratégia de controle de tensão proposta foi avaliado através de simulações estáticas envolvendo a resolução de fluxo de potência ótimo multiobjetivo aplicados a um sistema de distribuição teste. As variações de carga e irradiação solar foram obtidas através de dados reais de sistemas de distribuição e estações meteorológicas, respectivamente, e correspondem ao valor médio das medições durante intervalos de 5 minutos. Como resultado, obteve-se uma redução significativa no número de comutações de *taps*, redução de perdas de energia ativa na rede de distribuição e melhoria no perfil da magnitude da tensão do sistema de distribuição.

Através do desempenho da estratégia de controle, também conclui-se que os bancos de baterias podem ser ótimos provedores de serviço ancilar de regulação

de tensão em sistemas de distribuição. O sobredimensionamento do conversor estático de potência que conecta o banco de baterias ao sistema de distribuição aumenta de forma significativa na contribuição do banco na regulação de tensão do sistema. Tal sobredimensionamento permite um aumento na capacidade de injeção de potência reativa mantendo a potência nominal do banco de baterias.

Trabalhos futuros podem ser desenvolvidos para complementar o funcionamento da estratégia de controle de tensão proposta neste trabalho. Dentre eles, pode-se citar:

- Integração com os demais dispositivos de regulação de tensão e de operação utilizados tipicamente nos sistemas de distribuição (OLTCs, banco de capacitores, chaves seccionadoras, etc);
- Integração com um algoritmo estimador de estados aplicados a sistemas de distribuição;
- Análise da estratégia considerando carga e geração desbalanceadas;
- Implementação do controle do SOC das baterias;
- Comparação entre algoritmos heurísticos e determinísticos na resolução do problema de otimização.

REFERÊNCIAS

ABREU, Yolanda V. D.; OLIVEIRA, Marco A. G. D.; GUERRA, Sinclair M.-G. Energia, Economia, Rotas Tecnológicas. Textos Seleccionados. Málaga. Espanha: [s.n.], 2010. Cap. 3, p. 77-110.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 395**. Brasília, p. 1-8. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Prodist**. ANEEL. Brasília, p. 76. 2012. (Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 482**. Brasília, p. 1-6. 2012.

ALMEIDA, Marcos A. D. D. **Um Algoritmo Para Estimação de Estado em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica com Base no Método da Soma de Potências**. 2003. Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal , 2003.

ALVES, Raiane P. **Alocação Ótima de Reguladores de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Radiais Usando uma Formulação Linear Inteira Mista**. 2012. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira, 2012.

ALVEZ, Raiane P. **Alocação ótima de reguladores de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais usando uma formulação linear inteira mista**. 2012. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual Paulista "Júlio Mesquita Filho" - UNESP, Ilha Solteira, SP, 2012.

AMORIM, Elizete D. A.; MANTOVANI, José R. S. **Análise das técnicas de solução clássicas e metaheurísticas para o problema de fluxo de potência ótimo**. 2006. XXXVIII Simpósio brasileiro de pesquisa operacional, Goiânia, 2006.

AZIZ, Tareq et al. A Grid Compatible Methodology for Reactive Power Compensation in Renewable Based Distribution System. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2011. 1-8.

CARVALHO, Karolina J. S. D. **Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos e Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos**. 2012. 130p. Dissertação

de Mestrado - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Rio de Janeiro, 2012.

CHIRANJEEVI, M.; REDDY, O. V. A BESS-STATCOM Based Control Scheme for Grid Connected Wind Energy System for Power Quality Improvement. **International Journal of Engineering Research and Applications**, v. 2, 2012.

DOLARA, Alberto; FARANDA, Roberto; LEVA, Sonia. Energy Comparison of Seven MPPT Techniques for PV Systems. **Journal of Electromagnetic Analysis and Applications**, n. 3, 2009.

DZAFIC, Izudin et al. Real Time Estimation of Loads in Radial and Unsymmetrical Three-Phase Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanco Energético Nacional**. 2013. 284p. Relatório Final - [s.n.], Brasília, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. EPE. Rio de Janeiro, p. 64. 2012.

FERNANDES, Tatiane C. D. C. **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída**. 2012. Dissertação - Escola de engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

FILHO, Julio D. M. **ESTIMAÇÃO DE CURVAS DE CARGA EM PONTOS DE CONSUMO E EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO**. 2006. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

FILHO, Sergio A. **Análise de Controladores Eletrônicos em Sistemas de Distribuição de Energia**. 2005. Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", São Paulo, 2005.

GRAINGER, John J.; STEVENSON., William D. **Power System**. Singapore: McGraw-Hill, Inc., 1994.

HASHIMOTO, Kleber. **Técnicas de Otimização Combinatória Multiobjetivo Aplicadas na Estimação do Desempenho Elétrico de Redes de Distribuição**. 2004. 114p. Tese de Doutorado - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

HINCAPIÉ, Cristian C. O. **Avaliação do Desempenho de Redes Aéreas de Distribuição com Microgeração Solar Fotovoltaica**. 2013. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, 2013.

IEA-PVPSP. **International Energy Agency Photovoltaic Systems Programme**, 2014. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/>>. Acesso em: 13 Março 2014.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Geração Distribuída**. 2001. Fórum de Cogeração, Brasília, 2001.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos C. B. D.; ROBBA, Ernesto J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2°. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

KARIMI, M. et al. Distribution State Estimation for Smart Distribution System. **IEEE PowerTech**, Grenoble, n. IEEE Grenoble, 16-20 Junho 2013. 6.

KIHARA, Hiroyuki et al. Optimal Placement and Control of BESS for a Distribution System Integrated with PV Systems. **Journal of International Council on Electrical Engineering**, v. 1, p. 298 - 303, 2011.

KOJOVIC, Ljubomir. Impact of DG on Voltage Regulation. **Cooper Power Systems**, Franksville, 2002. 6.

KYOCERA. **Photovoltaic Module KC200GT**. 2012. Datasheet - Kyocera Corporation, kyoto, 2012.

LISKA, Martin et al. Control of Storage Element Dispatch in Photovoltaic Power Plant According to the Prediction of Electricity Production. **Recent Advances in Electrical and Computer Engineering**, p. 23 - 27, 2013.

MADUREIRA, A. G.; LOPES, J. A. P. Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids. **Renewable Power Generation, IET** , v. 3, p. 439-454, 2009.

NASCIMENTO, Cássio A. D. **Princípio de Funcionamento da Célula Fotovoltaica**. 2004. Monografia de Pós-Graduação em Fontes Alternativas de Energia, Especialização - Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2004.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Renewable Resource Data Center**. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/rredc/>>. Acesso em: 21 agosto 2013.

PADILHA, Lucas N. **Análise Comparativa de Estratégias Para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos**. 2010. Dissertação de Mestrado - Escola de Engenharia de São Carlos , São Carlos , 2010.

PORTAL BRASIL. Sistema Interligado Nacional. **Portal Brasil**, 2011. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/rede-de-transmissao-supera-107-mil-quilometros>>. Acesso em: 12 Março 2014.

PVUPSCALE. **PV in Urban Policies - Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansio**. 2008. WP4 - Deliverable 4.1;4.2;4.3 - Intelligent Energy Europe, 2008.

RAMANATHAN, P. A Statcom-Control Scheme for Grid Connected Wind Energy System for Power Quality Improvement. **Middle-East Journal of Scientific Research**, 2014.

RODRÍGUEZ, Carlos R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: O caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2002. Dissertação - Universidade Estadual de Campinas - Comissão Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Campinas, 2002.

S&C ELECTRIC COMPANY. S&C, 2014. Disponível em: <<http://www.sandc.com/>>. Acesso em: 13 Outubro 2013.

SAMPAIO, Phillipe R. **Teoria, Métodos e Aplicações de Otimização Multiobjetivo**. 2011. Dissertação de Mestrado - Instituto de Matemática e Estatística da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **Long- vs Short- Term Energy Storage Technologies Analysis**. 2003. A Life-Cycle Cost Study - [s.n.], Albuquerque, 2003.

SANDIA NATIONAL LABORATORY. **Energy Storage Systems Cost Update**. 2011. Sandia Report, Albuquerque, 2011.

SANTOS, Mariana C. D. **MONITORAÇÃO EM TEMPO REAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**. 2006. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

SCHIOCHET, André F. **FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO MULTI-OBJETIVO: ABORDAGEM UTILIZANDO UMA ESTRATÉGIA DE PARAMETRIZAÇÃO**. 2006. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Santa Catarina Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2006.

SHAYANI, Rafael A. **Métodos Para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. 2010. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica - Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SHORT, Tom. *Electric power distribution handbook*. Florida: CRC PRESS, 2004. Cap. 5.

SIEMENS. **Battery Energy Storage For Smart Grid Applications**. 2013. Eurobat, 2013.

SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. *Distribution Modeling and Analysis of High Penetration PV*, 2011.

SOUSA, Alda C. R. D. **Desenvolvimento de Estimação de Estados em Tempo-Real para a Rede de Distribuição**. 2011. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.

SOUZA, Kleber C. A. D. **Estudo e Otimização de Conversores Estáticos Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Comercial**. 2009. Tese de Doutorado - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

TELEKE, Sercan. **Energy Storage Overview: Applications, Technologies and Economical Evaluation**. 2013. Quanta Technology, Carolina do Norte, 2013.

TEODORESCU, Remus; LISERRE, Marco; RODRÍGUEZ, Pedro. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. New Delhi: John Wiley and Sons, 2011.

THOMAS, Stetz; FRANK, Marten; MARTIN, Braun. Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, 2013.

TONKOSKI, Reinaldo; LOPES, Luiz A. C. Voltage regulation in radial distribution feeders with high penetration of photovoltaic. **Energy 2030 Conference**, Atlanta, GA, 2008.

UNIVERSITY OF OREGON SOLAR RADIATION MONITORING LABORATORY. Solar Data. **UO Solar Radiation Monitoring Laboratory**, 2013. Disponível em: <solardat.uoregon.edu>. Acesso em: 10 Agosto 2013.

YAGNIK, Kunjal; AJJARAPU, Venkataramana. Consideration of the Wind and Solar Generation Reactive Power Capability on Grid Voltage Performance. **IEEE Power and Energy Society General Meeting** , 2012. 1-7.

ZHENG, Yu et al. A Control Strategy of Battery Energy Storage System and Allocation in Distribution Systems. **Power and Energy Society General Meeting (PES)**, Vancouver, 21-25 Julho 2013. 5.

ZHONG, Qing-Chang; WEISS, George. **Static synchronous generators for distributed generation and renewable energy**. 2009. Power Systems Conference and Exposition, Liverpool, 2009.

ZHU, Jizhong. **Optimization of power system operation**. New Jersey; Canada: IEEE Press, 2009.

APÊNDICES

APÊNDICE A – IMPLEMENTAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE TENSÃO NO PACOTE MATPOWER®

Neste apêndice, a metodologia computacional utilizada para avaliação do desempenho da estratégia de controle coordenado de tensão proposta neste trabalho é descrita. Os estudos realizados são baseados através do cálculo do fluxo de potência convencional e fluxo de potência ótimo por meio do pacote MATPOWER®.

APÊNDICE A.1 – FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO NO MATPOWER

O MATPOWER é um pacote do Matlab desenvolvido por pesquisadores da Power Systems Engineering Research Center (PSERC) com finalidade de análise em regime permanente de sistemas elétricos. Além do cálculo do fluxo de potência convencional, o MATPOWER resolve problemas de fluxo de potência ótimo. São cinco métodos disponíveis para resolução do fluxo de potência convencional: Método de Newton, Método Desacoplado Rápido (Variante XB e BX), Método de Gauss-Seidel e Método DC.

Em relação ao fluxo de potência ótimo, os métodos numéricos utilizados para a resolução do problema de otimização foram melhorados de acordo com cada versão do programa. Inicialmente, os métodos eram baseados em programação quadrática juntamente com uma aproximação quasi-Newton sob a matriz hessiana. Esses métodos são baseados em uma função de otimização de restrições não lineares (função *constr*). A função *constr* está dividida em dois arquivos .m (M-files) que são executados durante a resolução do problema de otimização, um dos arquivos analisa a função objetivo f e a violação das restrições g , enquanto o outro analisa o seu gradiente $\frac{\partial f}{\partial V}$ e $\frac{\partial g}{\partial V}$. Os métodos numéricos para a resolução do problema de otimização da versão atual do MATPOWER são baseados em programação linear, de forma a permitir a inclusão das restrições lineares gerais nas variáveis de otimização.

A estratégia de controle de tensão proposta neste trabalho foi implementada através da formulação estendida do fluxo de potência ótimo padrão, que além da função custo linearizada da geração de potência ativa e reativa dos geradores, acrescenta-se uma função objetivo definida pelo usuário. Detalhes acerca da formulação padrão do fluxo de potência ótimo podem ser encontrados no manual do MATPOWER. A formulação estendida do fluxo de potência ótimo pode ser descrita por:

$$\min_{x,z} f(x) + f_u(x,z) \quad (34)$$

Sujeito a

$$g(x) = 0 \quad (35)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (36)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \quad (37)$$

$$l \leq A \begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix} \leq u \quad (38)$$

$$z_{\min} \leq z \leq z_{\max} \quad (39)$$

onde

x é o vetor de variáveis do fluxo de potência convencional, definidas pela Equação (40);

z é o vetor de variáveis adicionadas pelo usuário;

$f(x)$ é a função custo linearizada da geração de potência dos geradores; e

$f_u(x, z)$ é a função adicional definida pelo usuário.

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V_m \\ P_g \\ Q_g \end{bmatrix} \quad (40)$$

A função objetiva definida pelo usuário f_u é definida por:

$$f_u(x, z) = \frac{1}{2} w^T H w + C^T w \quad (41)$$

onde w é calculado por diversos passos, conforme descrito a seguir. Primeiramente, um novo vetor u é criado através de uma transformação linear N e deslocando em \hat{r} sobre o vetor das variáveis de otimização:

$$r = N \begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix} \quad (42)$$

$$u = r - \hat{r} \quad (43)$$

Em seguida, uma função de escala com uma banda morta é aplicada a cada elemento de u para produzir o elemento correspondente de w .

$$w_i = \begin{cases} m_i f_{d_i}(u_i + k_i), & u_i \leq -k_i \\ 0, & -k_i \leq u_i \leq k_i \\ m_i f_{d_i}(u_i - k_i), & u_i > k_i \end{cases} \quad (44)$$

onde:

k_i representa a largura da banda morta;

m_i é o fator de escala; e

f_{d_i} é um escalar pré-definido de acordo com:

$$f_{d_i}(\alpha) = \begin{cases} \alpha, & \text{se } d_i = 1 \\ \alpha^2, & \text{se } d_i = 2 \end{cases} \quad (45)$$

A implementação das variáveis descritas para a formulação da função objetiva definida pelo usuário se dá através da especificação da matriz f_{parm} . A matriz f_{parm} é uma matriz de tamanho $n_w \times 4$, onde n_w é o número de funções objetivo adicionais, e é descrito através de:

$$f_{parm} = [d \quad \hat{r} \quad k \quad m] \quad (46)$$

Portanto, a implementação da função objetivo desvio de tensão, representada pela Equação (47), é escrita de acordo com o algoritmo a seguir.

$$\min(V_{10} - 1.0)^2 \quad (47)$$

Implementação da função objetivo:

```

mpc_fpo = loadcase(Rede_TCC);
nb = size(mpc_fpo.bus, 1);
ng = size(mpc_fpo.gen, 1);
% Min (Vx-1)^2 + (vy-1)^2 ...
N_FO=1; %Número de funções objetivo
V_min=[10];
Vesp=[1];
N_VA = sparse(N_FO,nb);
N_VM = sparse(N_FO,nb);
N_PG = sparse(N_FO,ng);
N_QG = sparse(N_FO,ng);
for n=1:N_FO
    linha=find(mpc_fpo.bus(:,1)==V_min(n));
    N_VM(n,linha)=1;
end
mpc_fpo.N = [N_VA N_VM N_PG N_QG]
mpc_fpo.H = 2*speye([N_FO]);
mpc_fpo.Cw = zeros(N_FO,1);
mpc_fpo.fparm=ones(N_FO,4);
for n=1:N_FO
    mpc_fpo.fparm(n,:)=[1 Vesp(n) 0 500];
end

```

APÊNDICE A.2 – MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O desempenho da estratégia de controle de tensão proposta neste trabalho foi avaliado através da análise em regime permanente em um sistema de distribuição teste. O sistema de distribuição adotado neste trabalho, conforme apresentado na Figura 28, é baseado no sistema teste de 13 nós do IEEE. As adaptações realizadas foram: representação equivalente trifásica equilibrada do sistema real e inclusão da rede secundária através de transformadores de distribuição. A seguir são apresentados a matriz *busdata* e *branchdata* utilizadas nos estudos deste trabalho.

Matriz *BUSDATA*:

```

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
%% rede primária
  1 3 0 0 0 0 1 1 0 4.16 1 1.05 1.05;
  2 1 0 0 0 0 1 1 0 4.16 1 1.10 0.90;
  3 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  4 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  5 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  6 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  7 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  8 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  9 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  10 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  11 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  12 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  13 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
  14 1 0 0 0 0 2 1 0 4.16 1 1.05 0.93;
%% Rede secundária (painéis instalados)
  23 1 0.0767 0.044 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  24 1 0.0567 0.0417 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  25 1 0.2 0.116 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  26 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  27 1 0.4 0.290 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  28 1 0.0567 0.0267 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  29 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  210 1 1.155 0.660 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  211 1 0.0567 0.0503 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  212 1 0.843 0.402 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  213 1 0.0427 0.0287 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
  214 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 2 1.05 0.91;
%% Rede secundária (baterias instaladas)
  33 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  34 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  35 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  36 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  37 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  38 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  39 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  310 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  311 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  312 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  313 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
  314 1 0 0 0 0 2 1 0 0.48 3 1.05 0.91;
];

```

Matriz *BRANCHDATA*:

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rA rB rC ratio ang stat angmin angmax
mpc.branch = [
%% Rede primária
1 2 0.0001 0.0001 0.0000 9900 0 0 1.0 0 1 -360 360;
2 5 0.0052 0.0162 0.0026 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
4 5 0.0045 0.0041 0.0003 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
3 4 0.0027 0.0025 0.0002 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
5 6 0.0035 0.0051 0.0006 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
6 7 0.0035 0.0051 0.0006 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
5 10 0.0052 0.0162 0.0026 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
9 10 0.0029 0.0030 0.0002 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
8 9 0.0015 0.0015 0.0001 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
9 13 0.0039 0.0015 0.0045 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
10 11 0.0001 0.0001 0 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
11 12 0.0032 0.0022 0.0092 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
10 14 0.0026 0.0081 0.0013 9900 0 0 0 0 1 -360 360;
%% Rede secundária - Conexão da média tensão com a baixa
3 23 0.05 0.5 0 9900 0 0 .9756 0 1 -360 360;
4 24 0.05 0.5 0 9900 0 0 .9756 0 1 -360 360;
5 25 0.016 0.16 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
6 26 0.063 0.63 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
7 27 0.008 0.08 0 9900 0 0 .9756 0 1 -360 360;
8 28 0.063 0.63 0 9900 0 0 .9756 0 1 -360 360;
9 29 0.063 0.63 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
10 210 0.0032 0.032 0 9900 0 0 .9756 0 1 -360 360;
11 211 0.05 0.5 0 9900 0 0 .9756 0 1 -360 360;
12 212 0.0045 0.045 0 9900 0 0 .9756 0 1 -360 360;
13 213 0.08 0.8 0 9900 0 0 .9756 0 1 -360 360;
14 214 0.08 0.8 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
%% Conexão dos bancos de baterias
23 33 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
24 34 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
25 35 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
26 36 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
27 37 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
28 38 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
29 39 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
210 310 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
211 311 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
212 312 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
213 313 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
214 314 0.0 1e-5 0 9900 0 0 1 0 1 -360 360;
];

```