

MESTRADO



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Análise de Controladores Eletrônicos em
Sistemas de Distribuição de Energia.**

Sergio Alampi Filho

Dionízio Paschoareli Júnior
Orientador

ILHA SOLTEIRA - SP

Análise de Controladores Eletrônicos em Sistemas de Distribuição de Energia.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"

Câmpus de Ilha Solteira
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Av. Brasil Centro, 56
15385-000 Ilha Solteira - SP
www.dee.feis.unesp.br

Análise de Controladores Eletrônicos em Sistemas de Distribuição de Energia.

ANÁLISE DE CONTROLADORES ELETRÔNICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.

Silvana minha amada esposa, Fernanda minha querida filha e Evandro meu querido filho e amigo, sem suas compreensões e incentivos diários, não teria conseguido chegar até aqui, agradeço antes de tudo a “Deus e seu filho Jesus”, que através de minhas orações, tive força e determinação por ter alcançado parte do meu objetivo.

Agradecimentos

Algumas pessoas foram fundamentais no desenvolvimento deste trabalho e dedico a elas, poucas linhas para expressar minha grande gratidão.

Agradeço ao **Prof. Dionízio Paschoareli Jr.**, pois além de ser orientador desta Dissertação de Mestrado, sempre disposto a discutir idéias, foi um grande colaborador e amigo.

Obrigado professor, por depositar em minha pessoa, tanta confiança e responsabilidade.

Agradeço aos amigos do Departamento de Elétrica desta Universidade, Walter, Ricardo, Ricardo Mineiro, Pin, Dony, Cezar e tantos outros, agradeço por nossas conversas e discussões de idéias, bem como pela ajuda em etapas de meu trabalho.

Ainda existem muitas pessoas, as quais eu gostaria de agradecer.

A todas estas pessoas e a todos os amigos e professores, o meu

Muito Obrigado!

**“Análise de Controladores Eletrônicos em Sistemas
de Distribuição de Energia”**

Sergio Alampi Filho

Novembro/ 2005

Orientador: Prof. Dionízio Paschoareli Jr.

Programa: Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Linhas de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Sumário

CAPITULO 1 - CONTROLADORES FACTS	17
1.1. INTRODUÇÃO	17
1.2. O ESTADO DA ARTE DOS CONTROLADORES FACTS.....	18
1.2.1. FACTS chaveados.....	19
1.2.1.1. TSSC	20
1.2.1.2. TSC	21
1.2.1.3. PST.....	22
1.2.2. FACTS controlados.....	23
1.2.2.1. SVC	23
1.2.2.2. TCSC.....	24
1.2.3. FACTS avançados.....	25
1.2.3.1. STATCOM	25
1.2.3.2. SSSC.....	29
1.2.3.3. UPFC.....	31
1.3. CONCLUSÕES	33
CAPITULO 2 - ARMAZENADORES DE ENERGIA	35
2.1. INTRODUÇÃO	35
2.2. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA MAGNETICA DE SUPER CONDUTORES - SMES	36
2.3. BATERIAS DE ARMAZENAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA (BESS) E SUPER-CONDENSADORES.	39
2.3.1. Baterias Regenerativas.....	41
2.3.2. Baterias de Vanadium – Redox (VRB).....	42
2.3.3. Baterias de Zinco – Brómio.....	42
2.4. CAPACITORES AVANÇADOS OU SUPER-CAPACITORES	42
2.4.1. Super capacitor de nano tubos de carbono	44
2.5. O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA VOLANTES (FES) OU FLYWHEEL	45
2.6. OUTRAS TECNOLOGIAS.....	48
2.6.1. Bombas de Armazenamento	48
2.6.2. Compressores a Ar (CAES).....	49
2.7. RESUMO DAS DIVERSAS TECNOLOGIAS.	49
2.7.1. Tecnologias de armazenamento em larga escala.....	49

2.7.2.	Classificações	51
2.7.3.	Comparação da solidez dos diferentes dispositivos	52
2.7.4.	Custo de capital dos diferentes dispositivos	53
2.7.5.	Vida e eficiência.....	55
2.8.	CONCLUSÕES	55
CAPITULO 3 - “VSC” COMO COMPENSADOR DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA.....		57
3.1.	INTRODUÇÃO	57
3.2.	CONVERSORES COMO FONTE DE TENSÃO PARA COMPENSAÇÃO EM DERIVAÇÃO	57
3.2.1.	Estrutura do compensador em derivação.	58
3.2.2.	Princípios de operação do VSC.....	59
3.2.3.	Controle de Tensão	61
3.2.3.1.	Sem compensação.	63
3.2.3.2.	Compensação capacitiva.....	63
3.2.3.3.	Compensação indutiva.	65
3.2.4.	Controle da Potência Ativa	67
3.3.	CONCLUSÕES	68
CAPITULO 4 - DISTÚRBIOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E IMPORTANCIA DOS CONTROLADORES ELETRÔNICOS.....		70
4.1.	INTRODUÇÃO	70
4.2.	NORMAS E ORGANIZAÇÕES RELACIONADAS COM QUALIDADE DE ENERGIA	71
4.3.	DISTURBIOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.	72
4.3.1.	Transitórios	75
4.3.1.1.	Transitório impulsivo.....	75
4.3.1.2.	Transitório oscilatório.....	76
4.3.2.	Variações de longa duração na tensão	77
4.3.2.1.	Sobretensões – (SWELL)	78
4.3.2.2.	Subtensões – (SAG).....	78
4.3.2.3.	Interrupções sustentadas.....	79
4.3.3.	Variações de curta duração na tensão	80
4.3.3.1.	Interrupções de curta duração.....	80
4.3.3.2.	Queda de tensão de curta duração	82

4.3.3.3.	Elevação de tensão de curta duração .	82
4.3.4.	Desequilíbrios de tensão .	84
4.3.4.1.	Motores de Indução	85
4.3.4.2.	Máquinas síncronas	86
4.3.4.3.	Retificadores	86
4.3.5.	Distorções na forma de onda	87
4.3.5.1.	Nível C.C	87
4.3.5.2.	Notching	87
4.3.5.3.	Ruídos	87
4.3.5.4.	Interharmônicos	88
4.3.5.5.	Harmônicos	88
4.3.6.	Flutuações ou oscilações de tensão	92
4.3.6.1.	Flutuações Aleatórias	92
4.3.6.2.	Flutuações Repetitivas	92
4.3.6.3.	Flutuações Esporádicas	92
4.3.6.4.	Flicker	92
4.3.7.	Variações na frequência do sistema elétrico	93
4.3.8.	Resumo: causas, efeitos e soluções	94
4.3.9.	Métodos de minimização e/ou eliminação dos distúrbios.	94
4.3.9.1.	A abordagem de curto prazo	94
4.3.9.2.	A abordagem de médio e longo prazo	95
4.3.9.3.	Problemas e Impacto.	96
4.4.	CONCLUSÕES.	97
	CAPITULO 5 - GERENCIAMENTO ENERGÉTICO E LEITURA DO SISTEMA ELÉTRICO	98
5.1.	INTRODUÇÃO	98
5.2.	A EVOLUCAO DA TECNOLOGIA:	98
5.3.	GERENCIAMENTO DA ENERGIA ELETRICA	99
5.4.	PRÉ-REQUISITOS DESEJÁVEIS	102
5.4.1.	Controle de Fator de Potência Setorial	102
5.4.2.	Monitoração de todas as grandezas elétricas nas subestações	103
5.4.3.	Conectividade com sistemas de supervisão SCADA	103
5.4.4.	Ferramentas de análise financeira, estatística e de processos	104

5.4.5.	Algoritmo convencional de controle de demanda	105
5.4.6.	Algoritmo especial de controle de demanda	107
5.5.	TARIFAÇÃO	108
5.5.1.	Principais Definições:	111
5.5.2.	Classificação dos Consumidores.	112
5.6.	TELEMEDIÇÃO DE ENERGIA VIA INTERNET	113
5.6.1.	Uso da Internet.	114
5.6.2.	Diagrama funcional do sistema.	115
5.6.2.1.	Aquisição de dados.	116
5.6.2.2.	Banco de dados.	117
5.6.2.3.	Informações disponíveis.	118
5.7.	CONCLUSÕES	118
	CAPITULO 6 – COMPENSAÇÃO REGENERATIVA DE POTÊNCIA ATIVA.	120
6.1.	INTRODUÇÃO	120
6.2.	ESTUDO DE CASOS E SIMULAÇÕES	121
6.2.1.	Caso I - Empresa A.....	121
6.2.1.1.	Simulação	124
6.2.2.	Caso II - Empresa B.....	127
6.2.2.1.	Simulação II	130
6.2.3.	Caso III - Empresa C	133
6.2.3.1.	Simulação III	136
6.3.	CONCLUSÕES	138
	CAPITULO 7 - CONCLUSÕES / FUTUROS TRABALHOS E REFERÊNCIAS	140
7.1.	CONCLUSÕES	140
7.2.	TRABALHOS FUTUROS:.....	142
	ANEXO A - CONTROLADORES ELETRÔNICOS E APLICAÇÕES NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA”	147
A.1.	INTRODUÇÃO	147
A.2.	APLICAÇÕES TÉCNICAS E BENEFÍCIOS DECORRENTES DA UTILIZAÇÃO DOS FACTS.	147
A.3.	APLICAÇÕES MUNDIAS DOS DISPOSITIVOS FACTS NOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO.	154

A.4. ESTADO DA ARTE DOS SISTEMAS DE SUB-TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	171
A.5. CONTROLADORES ELETRÔNICOS NOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.....	178

Lista de Figuras

Fig. 1.1 Capacitor série chaveado a tiristor - TSSC.	20
Fig. 1.2 Capacitor chaveado a tiristores – TSC.....	21
Fig. 1.3 (a) Esquema de controle do transformador defasador com tap chaveado por tiristor; (b) Diagrama fasorial de tensão fase-neutro para a <i>fase a</i>	22
Fig. 1.4 (a) Circuito básico de um compensador estático; (b) característica V_{xl}	24
Fig.1.5 Compensador série controlado a tiristor – TCSC (modo de controle contínuo).	24
Fig. 1.6 Esquema unifilar do STATCOM	26
Fig. 1.7 Compensador estático síncrono série	30
Fig. 1.8 Esquema geral do UPFC.....	31
Fig. 2.1: Forma como pode ser acondicionada uma SMES	36
Fig. 2.2: Os componentes de um sistema SMES típico	38
Fig. 2.3: Configuração de um solenóide.....	38
Fig. 2.4 Super Condensador	40
Fig. 2.5: Dimensão dos super capacitores.	44
Fig.2.6(a): Ultracapacitor de nano tubos de carbono, (b): Configuração do nano tubo	45
Fig. 2.7 O armazenamento da energia volante acoplado a conversores eletrônicos	47
Fig. 2.8: Classificação dos diversos tipos de armazenamento por utilização.....	52
Fig. 2.9: Gráfico densidade de energia por peso x densidade de energia por volume dos armazenadores.....	53
Fig. 2.10: Gráfico Custo por unidade de energia x Custo por unidade de potência ..	54
Fig. 2.11: Gráfico de Eficiência x Tempo de vida.	55
Fig. 3.1: Principais componentes de um compensador em derivação.	58
Fig. 3.2: Conversor conectado em derivação	59
Fig. 3.3: Quadrantes de potência ativa e reativa.....	60
Fig. 3.4: Diagramas fasoriais: (a) fornecendo potência reativa; (b) fornecendo potência reativa e absorvendo potência ativa; (c) fornecendo potência reativa e fornecendo potência ativa; (d) absorvendo potência reativa; (e) absorvendo potência reativa e absorvendo potência ativa; (f) absorvendo potência reativa e fornecendo potência ativa	61

Fig. 3.5: Circuito equivalente da regulação da tensão.....	62
Fig. 3.6: Diagrama fasorial para o circuito sem compensação.....	63
Fig. 3.7: Diagrama fasorial da compensação capacitiva.....	64
Fig. 3.8: Diagrama de vetor para a compensação capacitiva.....	65
Fig. 3.9: Diagrama fasorial da compensação indutiva.....	66
Fig. 3.10: Diagrama fasorial para a compensação indutiva.....	67
Fig. 3.11: Diagramas fasoriais do conversor shunt: (a) absorvendo potência; (b) fornecendo potência.....	67
Fig. 4.1: Crescimento de cargas Eletrônicas nos EUA.....	71
Fig. 4.2: Ponto de Vista do Consumidor.....	72
Fig. 4.3: Conta de energia, mostrando os índices DEC e FEC.....	73
Fig. 4.4: Formas de onda típicas dos distúrbios.....	74
Fig. 4.5: Corrente transitória impulsiva oriunda de uma descarga atmosférica.....	75
Fig. 4.6: Sobre tensão decorrente da eliminação de uma falta.....	76
Fig. 4.7: Transitório proveniente do chaveamento de um banco de capacitores.....	77
Fig.4.8: Seqüência de manobras de proteção.....	81
Fig.4.9: “SAG” causado por curto fase-terra.....	82
Fig.4.10: “SWELL” – Causado por uma falta fase-terra.....	83
Fig.4.11: Tolerâncias Típicas às variações de tensão.....	84
Fig. 4.12: Resposta do motor a um desequilíbrio de tensão.....	86
Fig. 4.13: Forma de ondas “fundamental e 5ª ordem”.....	89
Fig.4.14: Somatória das formas de onda fundamental + 5ª ordem.....	89
Fig.4.15: Vida Útil em relação a sobre temperatura em capacitores.....	91
Fig. 5.1: Comportamento das demandas (ativa e reativa) e do fator de potência.....	100
Fig. 5.2: controle de fator de potência em uma instalação com 5 transformadores, e 5 estágios de capacitores em cada um deles.....	102
Fig. 5.3: Modelo do sistema SCADA - Desenvolvida pela KHS na plataforma Wizcon.....	104
Fig. 5.4: Fluxograma dos antigos sistemas de controle de demanda.....	105
Fig. 5.5: Algoritmo reta de carga.....	106
Fig. 5.6: Algoritmo especial utilizado pela Engecomp.....	108
Fig. 5.7: Curva de carga do sistema no decorrer do dia.....	109
Fig. 5.8: Curvas de disponibilidade de água e mercado de energia elétrica no	

decorrer do ano região Sudeste	110
Fig. 5.9: Diagrama básico da solução	116
Fig. A.1: Comparação SVC/STATCOM.....	151
Fig. A.2: Comparação FSC/TCSC/UPFC	151
Fig. A.3: Visão das vendas anuais	152
Fig. A.4: Custo típico para construção de LT nova.....	152
Fig. A.5: Instalações – Big Sandy – Subestação Inez	155
Fig. A.6: Esquema do UPFC – Big Sandy – Subestação Inez	155
Fig. A.7: Conjunto de UPFC e TCSC – para controle do fluxo de Potencia	157
Fig. A.8: Plataforma SVC China – 500kv, 250 MVar-cap. / 150 MVar-Ind.....	158
Fig. A.9: Plataforma SVC – Mead-Adelanto – Estados Unidos – 500 kV, 387,5 MVar.	158
Fig. A.10: Plataforma SVC Funil – 230 kv, 20 MVar cap / 100 MVar ind.....	159
Fig. A.11: Plataforma e Diagrama do TCSC instalado em Stode.....	160
Fig. A.12: Sistema interligado norte/sul.....	162
Fig. A.13: .Interligação Norte Sul – Brasil.....	170
Fig. A.14: Plataforma TCSC	171
Fig. A.15: Minicap da ABB, projetado para suportar alimentadores até 36 kV.....	179
Fig.A.16: SVC-Q e Minicomp	180
Fig. A.17: Gráfico comparativo entre Flicker sem compensação e com SVC Light.	181
Fig. A.18: O SVC Light	181
Fig. A.19: O S-DVR Regulador Gradual Dinâmico de Tensão	182
Fig. A.20: S-DVR – Regulador Gradual Dinâmico de Tensão	183
Fig. A.21: Função do DVR – Restaurador Dinâmico de Tensão	184
Fig. A.22: DVR – Restaurador dinâmico de tensão	185
Fig. A.24: Análise dos espectros das harmônicas.....	187
Fig. A.25: PQFK da ABB	187
Fig. A.26: PQFM da ABB.....	188
Fig. A.27: PQFI da ABB.....	189
Fig. A.28: Filtros passivos , com bancos de capacitores com reatores de sintonização adequados e resistores de amortecimento.....	191
Fig. A.29: D - Statcom	192

Fig. A.30: Cubículo do D-Statcom	193
Fig. A.31: Capacitor Série Distribuição(DSC-Distribution Series Capacitor)	194

Lista de Tabelas

Tabela 2.4: Capacidade de cada tecnologia para aplicações em alta potência e energia elevada.....	51
Tabela 4.1: Resumo, Causas , efeitos e soluções.	94
Tabela A.1: Comparação entre as diferentes aplicações.....	147
Tabela A.2: Aplicações dinâmicas para os FACTS	148
Tabela A.3: Aplicações estáticas para os FACTS	150
Tabela A.4: Despachos em Serra da Mesa.....	169

Lista de Gráficos

Gráfico 6.1: Comportamento da demanda no decorrer no mês de dezembro de 2004 da empresa A.....	122
Gráfico 6.2: Comportamento da Demanda no dia 30 de dezembro de 2004, da empresa A.....	123
Gráfico 6.3: Comportamento da Demanda no ano 2005, da empresa B.....	127
Gráfico 6.4: Comportamento da demanda no decorrer, mês de julho de 2005 da empresa B.....	128
Gráfico 6.5: Comportamento da Demanda no dia 07 de julho de 2005, da empresa B.	128
Gráfico 6.6: Comportamento da Demanda no ano 2005, da empresa C.	133
Gráfico 6.7: Comportamento da demanda do mês de março de 2005 da empresa C.	134
Gráfico 6.8: Comportamento da Demanda no dia 28 de março de 2005, da empresa C.....	134

Resumo

O número crescente de cargas não-lineares, bem como altas taxas de energia pagas pelos consumidores, com tributações adicionais, tais como multas por baixo ou alto fator de potência, tarifas elevadas em horários de ponta e necessidade de elevados contratos de demanda, para suprir possíveis ultrapassagens de contrato, estão entre as principais motivações técnicas para a realização desta pesquisa.

Sob esta perspectiva, os principais controladores FACTS são apresentados, com enfoque principal nos controladores que utilizam conversores como fonte de tensão em sua concepção. Tais controladores são capazes de controlar potência ativa, a partir do armazenamento de energia na forma contínua, além do controle da potência reativa.

São apresentados alguns dos principais distúrbios dos sistemas elétricos, cujo entendimento é fundamental quando se trata de redução de encargos com a energia.

É proposta uma concepção de um controlador denominado “Compensador Regenerativo de Potência”, que utiliza conversor como fonte de tensão, associado a armazenadores de energia, o qual é capaz de armazenar energia quando a demanda estiver abaixo de valores contratados e injetar potência de volta ao sistema principal nos momentos de tarifas mais caras (horários de ponta), para redução de gastos de energia e equalização do perfil de consumo.

Com informações obtidas através de ferramentas de gerenciamento de energia, atuações do compensador regenerativo são avaliadas e simulações de vários casos são apresentadas.

A partir dos resultados, pode-se concluir sobre a viabilidade desta forma de compensação, plenamente justificada através de reduções significativas nos custos de energia para os consumidores finais.

Abstract

The growth of non-linear loads, along with the increase of energy prices for final consumers, with additional tributes such as fines for either low or high power factor, higher energy prices at periods of consumption peaks, contracted limit overtaken, are the main incentive for the development of the present dissertation.

Focusing at such problems, the main FACTS devices, proposed to the electrical systems, are investigated, taking into account the possibility of using voltage sourced converters (VSC) in the active and reactive power control, associated to energy storage devices.

The knowledge of system disturbances is also important to reduce energy costs. Thus, electric power disturbances are also investigated.

This work proposes a conception of a power controller named “Regenerative Power Controller”, composed of voltage source converter associated to energy storage devices, which is able to store energy within the periods when the contracted energy is above the present demand, and supply the stored energy to the main system during the periods of peak of demand, reducing energy costs.

Some cases are evaluated using existing tools for energy management installed in real companies and considering the performance of the active power controller.

From the results, the controller is widely justified, since it can reduce the costs of energy to final consumers.

CAPITULO 1 - CONTROLADORES FACTS

1.1. INTRODUÇÃO

A necessidade de maior eficiência na operação dos sistemas elétricos tem impulsionado inovações tecnológicas na área de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Mundialmente, os sistemas de transmissão e distribuição são submetidos continuamente a mudanças e reestruturação. Esses sistemas são levados a operar próximo aos seus limites operacionais e devem ser flexíveis para interagir com a maior diversidade dos padrões de geração e carga, sendo que a utilização econômica dos ativos das concessionárias é de vital importância para sobrevivência em um ambiente competitivo.

Investimentos na otimização dos sistemas elétricos configuraram-se em fator importante de suporte às indústrias, criando empregos e utilizando eficientemente os recursos energéticos e financeiros.

Indústrias de componentes semicondutores, vêm produzindo chaves que podem operar com limites de tensão de bloqueio e capacidade de corrente de pulso de valores de até 4,5 kV [Asea Brown Boveri - ABB,2005a] e 150 kA [ABB,2005b]. Isto permite a aplicação da eletrônica de potência em equipamentos industriais e nos sistemas elétricos de maneira geral, auxiliando deste modo, no funcionamento de equipamentos existentes, ou até substituindo métodos convencionais, proporcionando meios mais rápidos de controle e chaveamentos e formas mais eficientes e econômicas de condicionamento e utilização de energia elétrica.

Em sistemas de potência, a utilização de componentes eletrônicos teve seu início nos projetos dos sistemas de transmissão de Corrente Contínua em Alta Tensão (CCAT) ou, em inglês, High Voltage Direct Current (HVDC). Estes sistemas utilizam conversores de corrente alternada para corrente contínua, e vice-versa,

controlados por chaves tiristorizadas.

O controle destas chaves permite o desenvolvimento de equipamentos capazes de realizar rápidas alterações nas características do sistema elétrico.

Será descrito a seguir, o estado da arte destes controladores, que será de vital importância para o estudo, pois utilizaremos um destes controladores para nossa proposta.

1.2. O ESTADO DA ARTE DOS CONTROLADORES FACTS

O conceito de flexibilização de sistemas começou a ser implementado a partir do final da década de 60, mas a sigla FACTS, (Flexible Alternating Current Transmission Systems), só passou a existir a partir de 1988, através de Hingorani (Hingorani, 1998, p.3-4).

O conceito FACTS define o uso de equipamentos que utilizam a eletrônica de potência e que permitem maior flexibilidade de controle dos sistemas elétricos. Neste caso, entende-se **flexibilidade** como a capacidade de rápida e contínua alteração dos parâmetros (nível de tensão, impedâncias de transferências e ângulo de transmissão) que controlam a dinâmica de funcionamento de um sistema elétrico.

Podemos destacar as seguintes compensações:

Compensação de sistemas:

- Regulação de tensão em sistemas elétricos fracos;
- Redução de perdas na transmissão;
- Aumento da capacidade de transmissão;
- Aumento os limites de estabilidade transitória;
- Amortecimento de oscilações;
- Suporte dinâmico de tensões.

Compensação de Cargas:

- Estabilização do nível de tensão nos terminais de linhas longas;
- Redução do consumo de potência reativa;
- Compensação de assimetria de correntes;
- Redução das perdas globais;
- Redução das flutuações de tensão, flicker, harmônicas e outras distorções.

Os equipamentos FACTS podem ser conectados em série, em derivação (shunt) ou em uma combinação de ambos (unificados).

Uma possível classificação para os controladores FACTS pode ser:

Primeira geração: Equipamentos FACTS utilizando tiristores, chaves semicondutoras.

Segunda geração: É composta por equipamentos que utilizam chaves auto comutadas tipo IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) ou GTOs (Gate Turn Off Thyristor).

Terceira geração: Composta pela integração dos equipamentos série e paralelo em uma mesma linha. Um resultado disto é o UPFC (Unified Power Flow Controller), o que é um equipamento combinado do SSSC (Static Synchronous Series Compensator) e do STATCOM (Static synchronous Compensator).

Quarta geração: Composta pela integração dos equipamentos série e paralelo em linhas diferentes. Isto resulta em equipamentos com os nomes IPFC (Interline Power Flow Controller), CSC (Convertible Static Compensator) e outras possibilidades (Cavaleri, 2001, p.3-6).

No que diz respeito à função dos componentes eletrônicos, os controladores FACTS podem ser divididos em três grupos:

- chaveados;
- controlados;
- avançados.

Estes controladores serão detalhados a seguir.

1.2.1. FACTS chaveados

Os compensadores passivos, tais como os reatores e capacitores, assim como transformadores defasadores foram inicialmente propostos com chaveamento mecânico.

O avanço da eletrônica de potência, a partir da década de 70, permitiu que os capacitores e reatores pudessem ser chaveados eletronicamente utilizando os tiristores.

Neste grupo encontram-se, entre outros:

- TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) – Capacitor série chaveado a tiristor.
- TSC (Thyristor Switched Capacitor) – Capacitor chaveado a tiristor.
- PST (Phase Shifting Transformer) – Transformador defasador com tap chaveado por tiristores.

Estes compensadores podem ser conectados em derivação, para promover compensação de tensão, ou em série com a linha, para controlar o fluxo de potência e ou angulo de defasagem.

1.2.1.1. TSSC

A Figura 1.1 mostra o diagrama do capacitor série, chaveado a tiristor (TSSC). Neste sistema, os capacitores estão normalmente conectados em série com a linha de transmissão. Caso não haja necessidade de compensação capacitiva, os tiristores conectados em paralelo com os capacitores servem de caminho para a corrente.

Observa-se a possibilidade da conexão de n capacitores em série, reduzindo a reatância capacitiva à medida que os capacitores são inseridos.

O disparo dos tiristores deve ser feito, idealmente, com tensão nula sobre as chaves semicondutoras (ZVS - Zero Voltage Switching). Assim, evita-se a aplicação de elevada relação $\partial v/\partial t$ sobre a chave, o que poderia causar ruptura dielétrica do componente. Este sistema de compensação, não permite um controle contínuo da reatância capacitiva série. Observa-se que, se a conexão e desconexão dos bancos de capacitores forem feitas de maneira esporádica, possivelmente não ocorrerão problemas devido aos harmônicos de chaveamento. Entretanto, dependendo da frequência em que os tiristores são chaveados, tensões sub-harmônicas (harmônicos com frequência menor que a da rede) podem ser geradas.

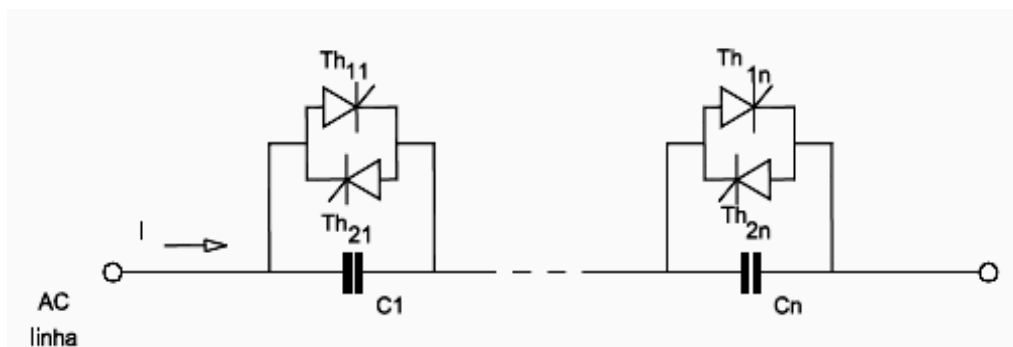


Fig. 1.1 Capacitor série chaveado a tiristor - TSSC.

1.2.1.2. TSC

O capacitor em derivação chaveado a tiristor (TSC), apresenta um circuito, no qual os tiristores são usados para conectar e desconectar o banco de capacitores do sistema de potência. Conseqüentemente, a potência reativa é inserida pelo banco chaveado de forma descontínua. Outra característica é que, como o chaveamento é feito em baixa frequência, os harmônicos gerados não representam um problema importante para o sistema.

Tiristores do TSC, assim como no TSSC, operam apenas em dois estados: bloqueados ou em condução total. No TSC, só há circulação de corrente no capacitor caso os tiristores estejam em condução total. Caso contrário, o circuito estará aberto. Como já mencionado, o chaveamento do capacitor é feito quando a tensão na barra passar por zero, com a finalidade de evitar sobre correntes de chaveamento nos tiristores.

Verifica-se que, no TSC, ou o capacitor está inserido totalmente ao sistema ou está fora dele, ou seja, não há controle de reatância capacitiva e sim, chaveamento. Quando se necessita variar a capacitância, uma alternativa é utilizar vários capacitores chaveados em paralelo (banco de capacitores).

Esta solução consiste em se selecionar o valor da capacitância através do chaveamento de blocos de capacitores, de acordo com a necessidade do sistema.

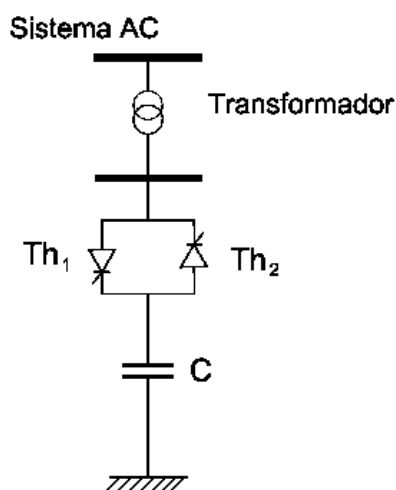


Fig. 1.2 Capacitor chaveado a tiristores – TSC

1.2.1.3. PST

O transformador defasador com tap chaveado por tiristores (PST) controla a diferença angular entre as tensões nos terminais de uma linha de transmissão, a partir da inserção de uma tensão em série com a linha, praticamente ortogonal à corrente da linha.

O princípio de funcionamento deste controlador consiste na obtenção do defasamento angular através de um transformador defasador trifásico com tap's secundários e da variação do módulo da tensão de cada tap por meio do controle do ângulo de disparo de cada grupo de tiristores associados a estes, conforme a figura 1.3.

Os três enrolamentos secundários proporcionam a definição da magnitude máxima de tensão a ser injetada por cada tap e os grupos de conversores específicos de cada tap são responsáveis pela variação da magnitude compreendida na relação de transformação de cada tap.

A composição fasorial da tensão resultante, após a inserção da tensão V_q , indica que a tensão na linha é ortogonal à corrente e com polaridade positiva ou negativa. Em consequência disto, a tensão V_a pode ter seu ângulo de fase aumentado ou diminuído em relação a V_a' , como mostra a figura 1.3.b.

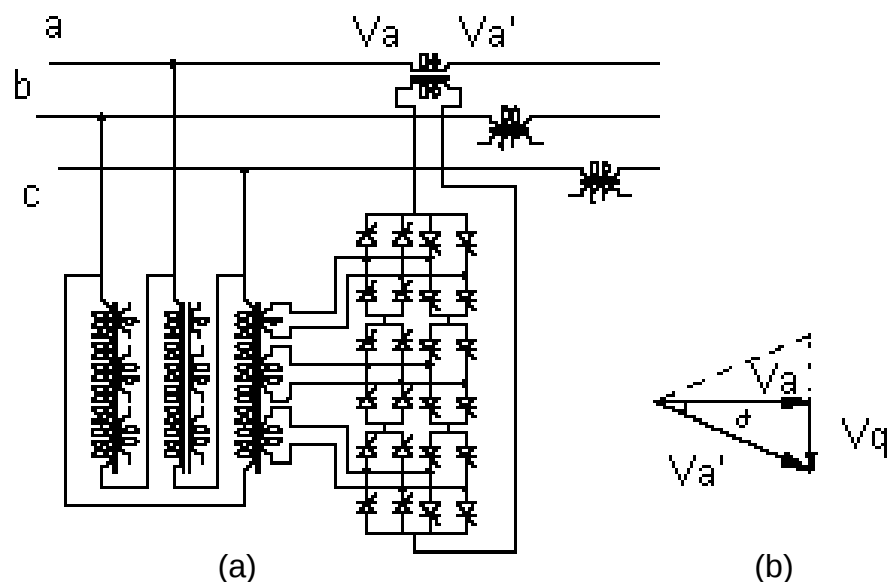


Fig. 1.3 (a) Esquema de controle do transformador defasador com tap chaveado por tiristor; (b) Diagrama fasorial de tensão fase-neutro para a fase a.

Os controladores apresentados nos itens 1.2.1.1, 1.2.1.2 e 1.2.1.3 utilizam a mais básica das funções dos componentes eletrônicos de potência, que é o chaveamento eletrônico. Estes dispositivos, mecanicamente chaveados, têm sido usados há várias décadas, portanto, não representam novidade tecnológica, o que fica por conta do controle das chaves.

1.2.2. FACTS controlados

Neste grupo de controladores, a inserção de potência reativa para compensação se dá de maneira suave, ao contrário dos controladores FACTS chaveados, onde a inserção de reativos se dá em blocos.

Entre os FACTS controlados, podemos destacar:

- SVC (Static Var Compensator) – Compensador estático de reativos.
- TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator) – Compensador série controlado por tiristor.

1.2.2.1. SVC

O uso do compensador estático de reativos (SVC) em sistemas elétricos de potência iniciou-se em meados de 1970, com o desenvolvimento da eletrônica de potência.

Os compensadores estáticos de reativos utilizam elementos passivos, tais como reatores e capacitores, que são devidamente ajustados de modo a realizar a compensação reativa desejada. É necessário um controle dinâmico para este tipo de compensação. Para isto, dispositivos eletrônicos de potência, como os tiristores, são utilizados para efetuar o controle necessário, já que possibilitam o controle da corrente que flui pelo reator, controlando a potência reativa ($I^2 \cdot X_L$). Os SVCs são caracterizados por uma rápida resposta, alta confiabilidade, flexibilidade e baixo custo de operação.

Um circuito unifilar do SVC é mostrado na figura 1.4(a). A figura 1.4(b) mostra a característica de operação tensão versus corrente no ponto de acoplamento do compensador estático ao sistema de potência. Quando a tensão terminal diminui, a capacidade de corrente do compensador também é reduzida, proporcionalmente, pois a corrente (V^2 / X_L), se a tensão terminal diminui, a capacidade de corrente do compensador também diminui, proporcionalmente.

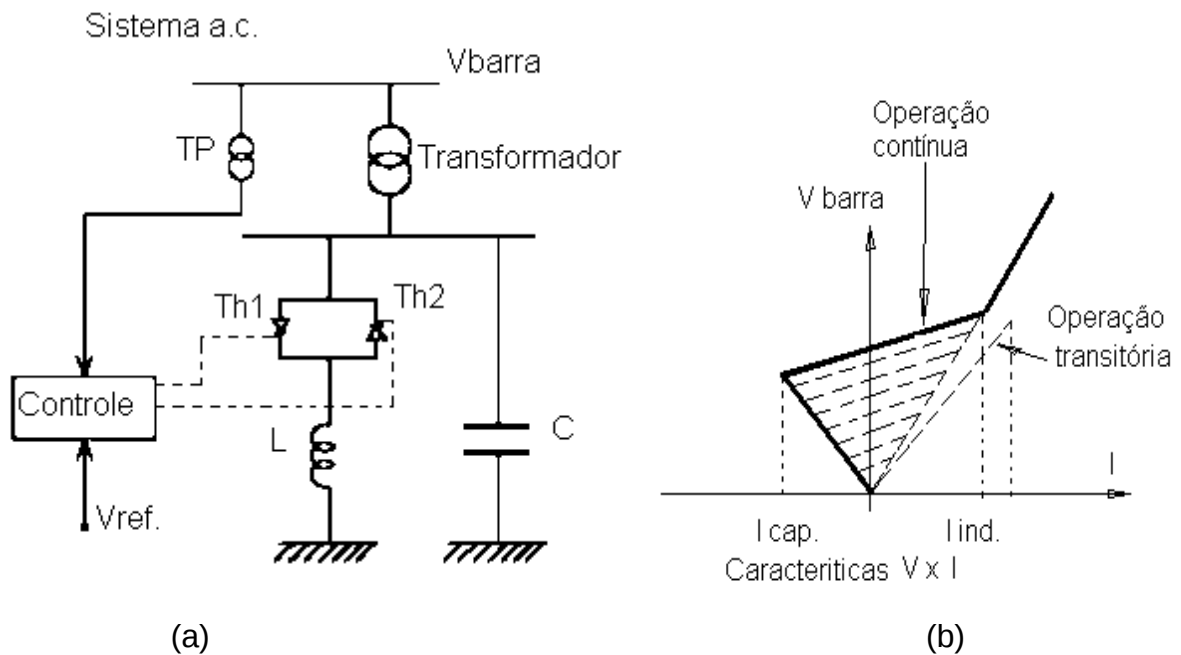


Fig. 1.4 (a) Circuito básico de um compensador estático; (b) característica $V \times I$.

1.2.2.2. TCSC

A figura 1.5 mostra o circuito unifilar, de um compensador série controlado a tiristor (TCSC - Thyristor Controlled Series Compensator). Neste compensador, o valor da reatância série pode ser controlado continuamente através do controle dos ângulos de disparo dos tiristores. Este circuito é semelhante ao do compensador estático convencional em derivação, SVC, embora conectado em série com a linha de transmissão.

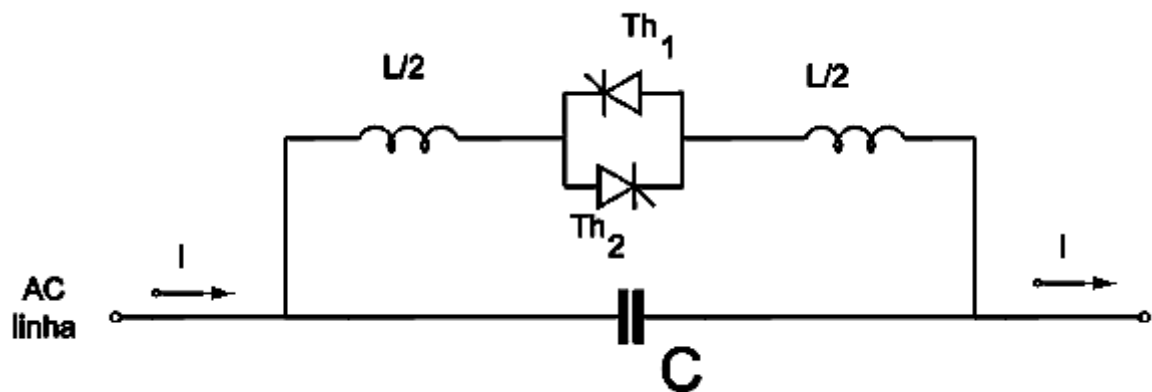


Fig.1.5 Compensador série controlado a tiristor – TCSC (modo de controle contínuo).

No Brasil, dois TCSCs já se encontram em operação, em cada uma das extremidades da linha de transmissão que interliga o sistema sul-sudeste ao sistema norte-nordeste (Gama, 1999), e tem provado ser uma importante alternativa para reduzir oscilações dinâmicas entre os sistemas. Se houver um caminho alternativo para o fluxo de potência entre os sistemas, também será possível utilizar o TCSC para o controle deste fluxo, de modo que a potência seja devidamente proporcionalizada entre as interligações. Como em 1.2.1.1, a operação de chaveamento dos tiristores gera harmônicas de baixa ordem. Entretanto, o capacitor série, associado à impedância da linha de transmissão, tem se mostrado suficiente para filtrar estas frequências harmônicas (Watanabe, 1998,p.45).

Como a tecnologia dos tiristores de potência é bem dominada e este é um dispositivo de alta confiabilidade, é possível dizer que o TCSC será um controlador FACTS largamente empregado nos sistemas de potência, num futuro muito próximo.

1.2.3. FACTS avançados

São controladores baseados na utilização de conversores como fonte de tensão VSC – (Voltage Source Converter) para realizar a compensação de potência reativa, ao invés dos tradicionais elementos passivos (reatores e capacitores). Possuem também a habilidade de compensar potência ativa.

Entre os FACTS avançados, pode-se destacar:

- STATCOM (Static Synchronous Compensator)–Compensador Estático Síncrono.
- SSSC (Static Synchronous Series Compensator)–Compensador Estático Síncrono Série.
- UPFC (Unified Power Flow Controller)–Controlador Unificado de Fluxo de Potência.

1.2.3.1. STATCOM

O Compensador Estático Síncrono (STATCOM), conectado em derivação com o sistema de potência, é composto por conversor como fonte de tensão e promove compensação de potência reativa, indutiva ou capacitiva, através de comparação entre a magnitude da tensão no ponto de acoplamento e a magnitude da tensão de saída do conversor. Como anteriormente observado, a compensação

não se dá a partir do uso de elementos passivos.

O circuito unifilar do STATCOM é apresentado na figura 1.6.

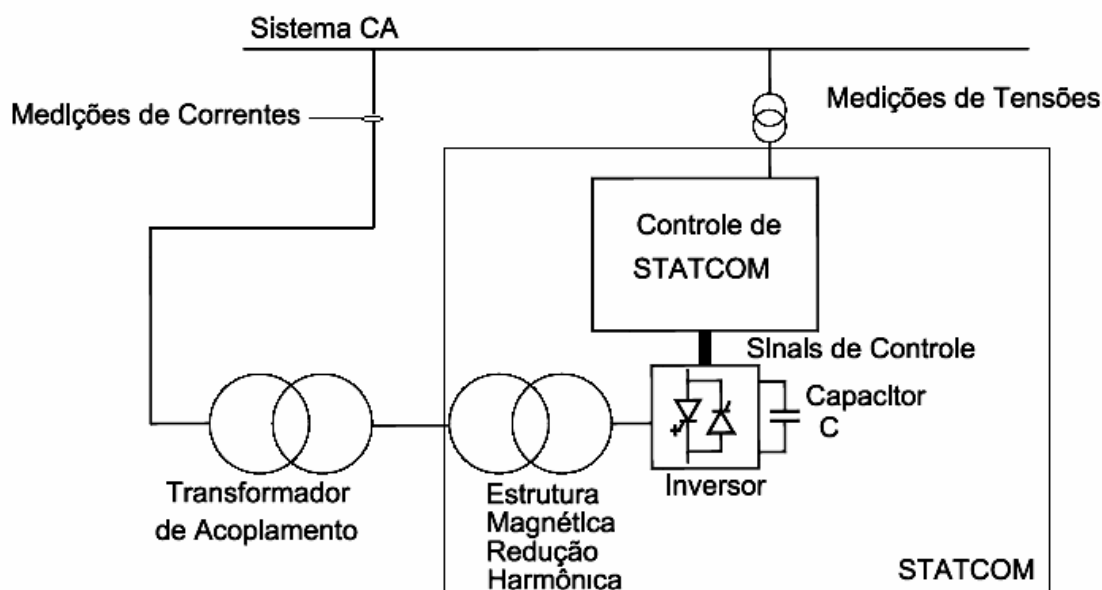


Fig. 1.6 Esquema unifilar do STATCOM

Este compensador pode ser utilizado para fazer o controle do fator de potência e a regulação de tensão no ponto de conexão, assim como melhorar a estabilidade dinâmica do sistema elétrico.

Analisando o STATCOM através da literatura e de implementação de modelos de simulação, verifica-se o comportamento desejado deste equipamento em sistemas elétricos com tensões balanceadas. Porém, constata-se que o STATCOM tem sua operação prejudicada quando este é utilizado em sistemas com tensões desbalanceadas pela presença de componentes de sequência negativa.

O desenvolvimento do STATCOM começou em 1976, resultado do trabalho de um grupo de pesquisadores japoneses ligado à Kansay Electric Co. Ltda. e à Mitsubishi Electric Corporation.

O principal objetivo de se propor um compensador que utilizava conversores compostos por tiristores de potência elevada e complexos circuitos auxiliares para comutação forçada, era aumentar a capacidade de compensação e tornar o compensador independente das condições do sistema a.c., Isto porque os compensadores em derivação tradicionais têm sua capacidade dependente da tensão da barra onde são conectados, o que representa um contrasenso, em

particular para suporte de tensão (a reatância capacitiva é relacionada ao quadrado da tensão na barra de acoplamento).

Também, o desenvolvimento do STATCOM visava a redução do tamanho dos compensadores, eliminando os grandes capacitores e reatores dos SVC's.

Em 1980, o primeiro protótipo de STATCOM (na época, este nome ainda não era utilizado) foi construído e testado. Foi dimensionado para a potência de 20 MVA e tensão de 77kV e utilizava tiristores com circuitos auxiliares de comutação forçada.

Nesta época, mesmo sendo relatada a construção de um protótipo de 20 MVA no Japão, a implementação do STATCOM utilizando tiristores não era uma solução atrativa. Isto ocorria por causa dos problemas de complexidade e de confiabilidade dos circuitos de comutação forçada, e dos baixos limites de tensão e corrente das chaves auto comutadas, tipo GTO.

Os limites existentes para as chaves auto comutadas, nos anos 70, atrasaram o desenvolvimento de um all solid-state var compensator em quase uma década.

Somente com o rápido desenvolvimento de chaves auto comutadas, com maiores capacidades de tensões e correntes, ocorridos na década de 80, é que foi possível realizar o desenvolvimento do STATCOM. Em 1990, haviam chaves GTO com valores de 4,5 kV para tensão de bloqueio e 2,5 kA para corrente de interrupção.

A partir do ano 2000, são citadas novas chaves com tensões de bloqueio de 6,5kV e correntes de interrupção de 6kA, além das vantagens de não precisarem de circuitos de retentores e de poder ser utilizadas em paralelo, sem os problemas de equalização de tensão antes existentes. Exemplos destas novas chaves são os transistores de potência tais como os pacotes compactos de IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor), 4,5kV/ 2kA, o IEGT (Injection Enhancement IGBT), 2,5-6,5kV/ 2kA, HiGT (High-Conductivity IGBT), 3,3kV/ 50A, e os tiristores de potência GCT (Gate Commutated Thyristor) e IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor).

Os testes com o protótipo de 20MVA mostraram resultados muito bons e a etapa seguinte seria a obtenção de um compensador com maior potência, só obtido com o desenvolvimento das chaves auto comutadas de alta potência.

Em 1990, um grupo de pesquisas do Japão anunciava estar bastante

avançado no desenvolvimento do STATCOM de 80MVA e tensão de 154 kV.

Através de testes com um modelo reduzido de 2kVA, 200V, 48-pulsos, foram verificados os sistemas de controle e os princípios de funcionamento. Com um modelo parcial de 12 pulsos, com a potência de 8MVA e 51kV, foram verificados e testados os circuitos retentores e as chaves semicondutoras que seriam utilizadas no STATCOM de 80MVA.

Ao mesmo tempo, nos Estados Unidos, o grupo de pesquisas ligado ao EPRI (Electric Power Research Institute) e a ESERCO (Empire State Energy Research Corporation) apresentava seus resultados obtidos do estudo de topologias propostas por Gyugyi (Gyugyi, 1990) de um modelo de 1MVA testado em campo.

Em 1992, o primeiro STATCOM entrou em operação na subestação de Inuyama, pertencente à Kansai Electric Co. Ltda. Este STATCOM de 48-pulsos possui a potência de 80MVA, a tensão de 154kV e utiliza transformadores especiais ligados em zigue zague. Foram utilizados GTO's de 4,5kV / 3kA nos inversores.

Em 1995, o STATCOM americano de ± 100 MVA, foi comissionado na subestação de Sullivan, pertencente à TVA, Tennessee Valley Authority. Este STATCOM foi implementado com uma estrutura de 48-pulsos para neutralizar harmônicos. Esta estrutura utilizava GTOs de 4,4kV / 4kA. Cinco unidades destes GTOs foram colocadas em série e associadas com diodos em anti-paralelo. No lado de corrente contínua foi utilizado um capacitor de 65 kJ, 2984 mF, e tensão nominal de 6.6 kV. Este STATCOM está ligado a uma linha de 161kV.

Outro exemplo é o projeto de desenvolvimento do UPFC de ± 320 Mvar da AEP (American Electric Power), instalado na subestação de Inez, Kentucky. Neste projeto, numa fase inicial, um STATCOM de ± 160 MVA foi comissionado e ligado a uma linha de 138kV. Numa segunda etapa, outro STATCOM de mesma capacidade foi inserido, permitindo um controle de ± 320 MVA. Porém, após testes, o último STATCOM foi modificado para um SSSC para compor o UPFC, compensadores avançados que serão apresentados nos próximos itens.

Nas referências do IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineer), o nome STATCOM já se estabeleceu. Porém, os nomes SVG (Static Var Generator), ASVC (Advanced Static Var Compensator), HVDC *light* e ASVG (Advanced Static Var Generator) continuam sendo usados, especialmente no Japão e na Europa, dependendo das empresas que desenvolvem o STATCOM.

Além destes nomes, existem outras variações como STATCON, derivado de (static condenser), o SIPCON (Siemens Power Conditioner), o D-STATCOM (Distribution-STATCOM), voltado para sistemas de distribuição, o PWM STATCOM (Pulse Width Modulation STATCOM), com os inversores acionados em altas frequências de chaveamento e comportamento similar ao de um filtro ativo. As inúmeras nomenclaturas têm, como única justificativa, interesses comerciais.

Com o sucesso do desenvolvimento do STATCOM, incentivado pelas constantes melhorias nas capacidades de tensão e corrente das chaves auto comutadas, houve um maior interesse da comunidade científica pelo equipamento. Logo surgiram muitas contribuições visando melhorar o desempenho do STATCOM. Foram propostas alterações da topologia do STATCOM ou o acionamento dos conversores por técnicas de PWM em altas frequências.

Além disto, foram estudadas diferentes metodologias de controle aplicáveis ao STATCOM, assunto presente na maior parte das referências estudadas.

1.2.3.2. SSSC

O Compensador Estático Síncrono Série SSSC é um compensador FACTS similar ao STATCOM. Utiliza conversor como fonte de tensão síncrona, que gera uma tensão de compensação a ser inserida em série com a linha de transmissão, independentemente da corrente de linha. Este compensador oferece uma alternativa à compensação série convencional de linhas de transmissão.

O SSSC pode ser considerado, funcionalmente, como um gerador ideal, que pode produzir um conjunto de tensões alternadas, trifásicas e equilibradas, à frequência fundamental, com amplitude e ângulo de fase controlável. Desta forma, o SSSC pode gerar ou absorver potências ativa e reativa, dependendo da relação angular entre a tensão inserida em série com a linha de transmissão e a corrente através desta linha. Assim, o SSSC pode interferir nas potências ativa e reativa do sistema c.a., a partir do controle da magnitude e da posição angular da tensão injetada com relação a corrente na linha (CIGRÉ, 2000).

O diagrama unifilar do compensador estático síncrono série é apresentado na figura 1.7.

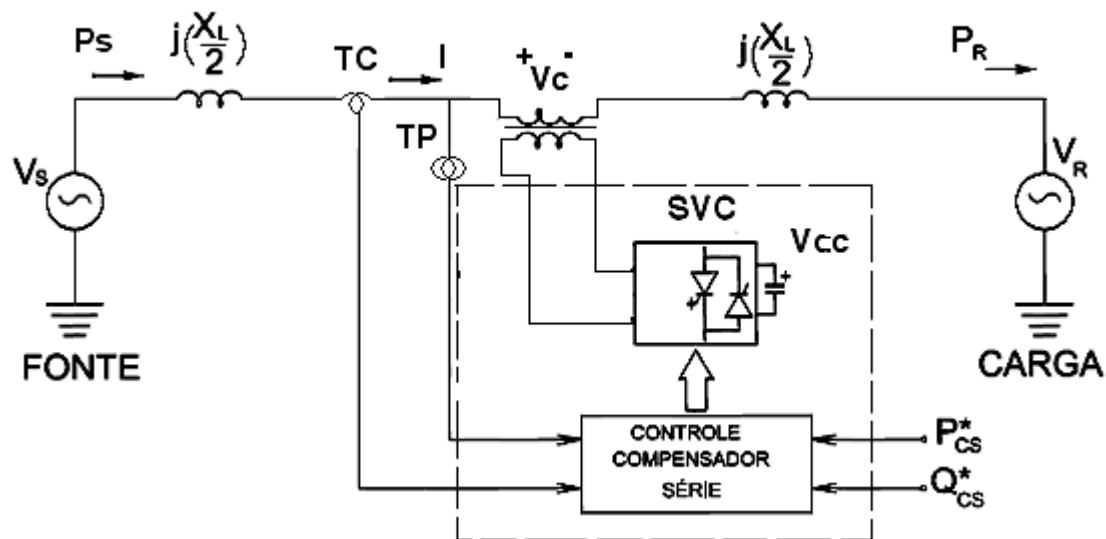


Fig. 1.7 Compensador estático síncrono série

O SSSC é conectado à linha de transmissão através de um transformador série. Uma maneira de controlar a tensão inserida em série com a linha de transmissão é utilizar os conceitos de potência ativa e reativa instantânea (Akagi, 1984).

As variáveis P_{CS}^* e Q_{CS}^* são sinais de referência. Se apenas a potência reativa for compensada pelo conversor, o sinal P_{CS}^* é feito igual a zero. Neste caso, o compensador atuará como um compensador série de reativos, convencional. Entretanto, como um compensador avançado, é também possível trocar potência ativa com o sistema. Com isso, é possível interferir na magnitude da tensão na extremidade da linha de transmissão oposta à extremidade na qual o compensador está conectado. Entretanto, quando operando como compensador de ativos, há um fluxo de potência no lado c.c. do conversor como fonte de tensão, o que exige um armazenador de energia, capaz de armazenar a potência que flui do sistema para o compensador, ou um gerador c.c. capaz de gerar a potência que flui do compensador para o sistema a.c.

A aplicação e o projeto de SSSC's ainda necessitam de estudos adicionais. Entretanto, do ponto de vista do controle de fluxo de potência pela linha de transmissão, e devido às características físicas (tamanho reduzido, ausência de elementos passivos para promover a troca de reativos, etc) e operacionais (baixa manutenção, fácil operação, entre outras) do compensador, seu futuro é bastante

promissor.

1.2.3.3. UPFC

Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC) foi originalmente proposto por L. Gyugyi (Gyugyi, 1991) e é constituído da combinação do STATCOM (compensador avançado, em derivação) com o SSSC (compensador avançado, série).

O diagrama básico do UPFC é apresentado na figura 1.8:

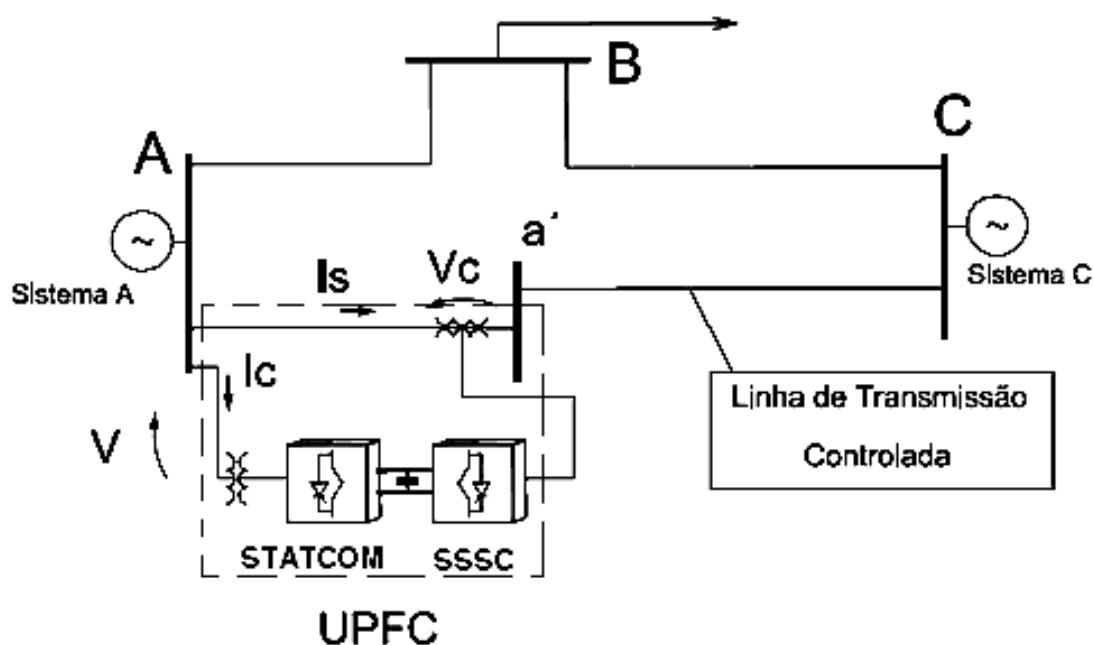


Fig. 1.8 Esquema geral do UPFC

O conversor em derivação injeta corrente reativa I_c controlável na Barra A, garantindo uma regulação de tensão nesta barra, em torno de um valor de referência. Essa função de regulação de tensão é idêntica à realizada por um STATCOM. Um segundo conversor é ligado em série com a linha a ser controlada, atuando como um SSSC. A potência ativa trocada entre o SSSC e o sistema a.c. deve ser compensada pelo compensador em derivação, já que ambos conversores estão conectados pelo lado c.c. em uma configuração back-to-back. Neste caso, há fluxo de potência pelo lado de corrente contínua, que deve ter balanço igual a zero. Caso contrário, a tensão no capacitor do lado c.c. seria aumentada ou reduzida, até que inviabilizasse o funcionamento do compensador.

A conexão em derivação é estabelecida a partir de um transformador de potencial que, além de levar a tensão no sistema a valores compatíveis com a operação do conversor, serve como filtro para as harmônicas de altas ordens geradas pelo chaveamento do conversor como fonte de tensão. Porém, a principal utilidade do transformador é manter a ortogonalidade entre a corrente de compensação e a tensão do sistema, dada a predominância da reatância de dispersão do transformador em relação à sua resistência, imprimindo ao ramo entre o compensador e o sistema a característica reativa necessária para a ortogonalidade da corrente, quando ambas as tensões, do barramento c.a. e da saída do conversor em derivação, estão em fase.

A conexão série é realizada através de um transformador que insere uma tensão V_c entre a barra A e a barra a' . Esta tensão série, combinada com a corrente I_s que passa na linha controlada, resulta em numa troca de potência ativa e reativa entre o SSSC e o sistema c.a. Conforme discutido na apresentação do SSSC, se a tensão inserida estiver ortogonal em relação à tensão da linha, o SSSC atuará como um compensador de reativos série convencional. Neste caso, não há troca de potência ativa entre o SSSC e o sistema c.a. Entretanto, para qualquer relação angular entre a tensão inserida e a corrente da linha, diferente de 90° , há troca de potência ativa entre o SSSC e o sistema c.a. e, conseqüentemente, há a necessidade de compensar esta potência ativa através do compensador em derivação. Assim, é possível determinar, a partir da tensão inserida, qual a potência ativa e reativa do SSSC. Por isso, costuma-se afirmar, inapropriadamente, que o UPFC pode controlar, independentemente, o fluxo de potência ativa e reativa na linha onde é inserido. O fato, é que a tensão inserida em série com a linha de transmissão possibilita um ponto de operação para o barramento do sistema que não seria possível sem a presença deste controlador unificado. Estas são as funções atribuídas originalmente ao UPFC, por L. Gyugyi, conforme Watanabe (1998, p.13-16)

O UPFC é um controlador FACTS capaz de controlar, simultaneamente:

- O fluxo de potência passante por uma linha de transmissão, através do controle do ângulo de fase entre tensões.
- A magnitude da tensão na barra de acoplamento da ligação em derivação do compensador unificado (tensão local, barra A na figura 1.8).

- A magnitude da tensão na extremidade da linha, oposta ao terminal ligado em série com o compensador unificado (tensão remota, barra C na figura 1.8).

A resposta deste controlador é muito rápida e não existe nenhum substituto convencional ou de eletrônica de potência que possa realizar todas suas funções de compensação, com desempenho equivalente.

O controle do UPFC pode ser implementado com base na teoria de potência ativa e reativa instantânea. Esta teoria possibilita a incorporação de novas funções de compensação, com a eliminação de distorção harmônica, sem prejuízo daquelas originalmente propostas por L. Gyugyi.

Normalmente os sistemas elétricos apresentam perturbações, que produzem diversos problemas operacionais, tais como:

- Problemas de regulação de tensão;
- Desequilíbrios no carregamento das linhas de transmissão;
- Sobrecargas devido ao paralelismo de linhas de transmissão de impedâncias diferentes.

Estas perturbações típicas são difíceis de serem solucionadas com um único compensador tradicional, mas podem ser resolvidas ou, ao menos, minimizadas, com o uso de um UPFC.

Os benefícios da utilização dos controladores UPFC's, podem ser descritos abaixo:

- Melhor utilização dos ativos dos sistemas de transmissão;
- Aumento da confiabilidade e disponibilidade dos sistemas de transmissão;
- Aumento da estabilidade dos sistemas sujeitos a transientes;
- Melhoria da qualidade de suprimento para indústrias sensíveis;
- Benefícios ambientais, devido a não desapropriação de áreas para alagamentos, bem como desmatamentos para construção de linha.

1.3. CONCLUSÕES

Neste capítulo, foram apresentadas definições, conceitos e classificação dos controladores FACTS.

Dentre as diversas maneiras de classificar destaca-se a divisão destes controladores entre chaveados, controlados e avançados.

Entre os controladores FACTS chaveados foram citados os TSSC, TSC e PST. Dentre os controlados com uso de tiristores, destacam-se os TCSC e SVC. Finalmente, os controladores avançados destacados foram os STATCOM, SSSC e UPFC, os quais são controladores baseados na utilização de conversores como fonte de tensão VSC. Neste caso, a compensação é feita a partir da inserção de uma fonte de tensão síncrona no sistema, como acontece no caso da utilização dos compensadores síncronos convencionais, com utilização de máquinas rotativas.

Para cada tipo de controlador foram apresentados princípios de funcionamento e aplicações.

O Anexo A apresenta informações complementares e detalhadas, com aplicações técnicas, investimentos na instalação dos controladores FACTS, benefícios financeiros dos FACTS, aplicações mundiais nos sistemas de transmissão e o estado da arte destes controladores nos sistemas de distribuição e subtransmissão.

CAPITULO 2 - ARMAZENADORES DE ENERGIA

2.1.INTRODUÇÃO

O aumento constante do consumo de energia (sob todas as formas) e as crescentes dificuldades para a utilização de combustíveis fósseis (energia primária fundamental na sociedade moderna) devido a disponibilidade e restrições ambientais, têm provocado profundas reflexões e uma tomada de consciência de que algo tem que mudar para que a sociedade possa continuar a evoluir do ponto de vista do desenvolvimento tecnológico e do conforto, com sustentabilidade energética.

Quando se considera a utilização de energia distribuída, baseada em fontes renováveis, torna-se necessário o acoplamento à central elétrica de um ou mais sistemas de armazenamento de energia elétrica. Isto porque recursos naturais tais como o sol e o vento, por exemplo, não são contínuos, o que faz com que, em certos períodos, falte a energia primária necessária à produção de energia elétrica.

Nestes casos, e de modo a não ser interrompida a continuidade de abastecimento de energia elétrica aos consumidores, entra em funcionamento os sistemas de armazenamento de energia, que fornecem a energia elétrica necessária enquanto as condições atmosféricas não se tornam de novo favoráveis à produção de energia elétrica (Rocha e Ribeiro, 2002 p.68-69).

Nas aplicações de potência, tais como UPS (uninterrupted power supply), os sistemas de armazenamento de energia têm que atuar em frações de segundos, de modo a garantirem flexibilidade e qualidade na operação dos sistemas e processos de fabricação, em caso de falha de energia.

Neste trabalho será dada grande ênfase aos armazenadores de energia, para que possam ser utilizados em conjunto, com controladores eletrônicos, para armazenamento de energia em determinados períodos, para posteriores injeções de

potencia ativa, nos momentos desejáveis.

2.2. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA MAGNETICA DE SUPER CONDUCTORES - SMES

Nas bobinas supercondutoras SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), a energia elétrica é armazenada no campo magnético de uma indutância cujas espiras são constituídas por material supercondutor. Devido à sua baixíssima resistência elétrica, a corrente pode fluir na bobina em circuito fechado durante muito tempo, permitindo manter energia armazenada, que pode ser utilizada a qualquer instante para suprir deficiências de curta duração em cargas expostas a fenômenos perturbadores (Rocha e Ribeiro, 2002, p.69).



Fig. 2.1: Forma como pode ser acondicionada uma SMES

Fonte: http://www.accel.de/pages/2_mj_superconducting_magnetic_energy_storage_smes.html

Embora os supercondutores tenham sido descobertos em 1911, somente em 1970 é que os SMES foram propostos como tecnologia de armazenamento de energia para os sistemas de potência. Os SMES atraíram especial atenção para aplicações em projetos de utilidade pública (incluindo as forças armadas) devido a respostas rápidas e elevada eficiência de carga e descarga (em torno de 95%).

Há diversas aplicações possíveis dos SMES em controladores de sistemas de potência capazes de promover:

- Nivelamento de carga,
- Estabilidade dinâmica e transitória de sistemas,

- Estabilidade de tensão,
- Regulagem de frequência,
- Realce da potencialidade da transmissão, e
- Melhoria da qualidade de potência.

Estudos mostram que os SMES de micro (< 0,1MWh) e de médio tamanho (0.1-100 MWh), que os sistemas de potência poderiam ser mais econômicos para aplicações de transmissão e da distribuição de potência. O uso de supercondutores de alta temperatura deve também, fazer com que os SMES tenham custos eficazes, devido às reduções em necessidades de refrigeração.

Uma unidade dos SMES é um dispositivo que armazena a energia no campo magnético, gerado por corrente contínua que percorre uma bobina supercondutora. A energia armazenada (Joules) e a potência estimada (Watts) são dadas, geralmente, em especificações para os dispositivos dos SMES e podem ser expressas como segue:

$$E = \frac{L \cdot I^2}{2} \quad (1)$$

$$P = \frac{\partial E}{\partial t} = \frac{\partial \left(\frac{L \cdot I^2}{2} \right)}{\partial t} = L \cdot I \cdot \frac{\partial I}{\partial t} = V \cdot I \quad (2)$$

onde L é a indutância da bobina, e I é a corrente que percorre a bobina e V é a tensão nos terminais da bobina. A energia pode ser extraída de uma unidade SMES com resposta quase que instantânea. A energia pode ser armazenada nos períodos de energia excedente no sistema, que podem variar de uma fração de segundo a horas.

Uma unidade SMES consiste em uma grande bobina supercondutora, na temperatura criogênica (baixíssima temperatura, abaixo de 120 K ou 150° C). Esta temperatura é mantida por um reservatório térmico especial que contém hélio ou nitrogênio líquido. Um sistema de conversão/condução PCS conectado à unidade SMES e a um sistema de potência de corrente alternada é usado para a carga e descarga da bobina. O conversor pode ser configurado como conversor como fonte

de corrente CSC ou conversor como fonte da tensão VSC. Os componentes de um sistema SMES são mostrados na figura 2.2.

As modalidades de carga/descarga/espera são obtidas controlando a tensão através da bobina do SMES. A bobina do SMES é carregada ou descarregada aplicando uma tensão positiva ou negativa através de seus terminais. O sistema SMES incorpora uma operação na condição “espera” quando a média é zero, tendo por resultado uma corrente média constante da bobina.

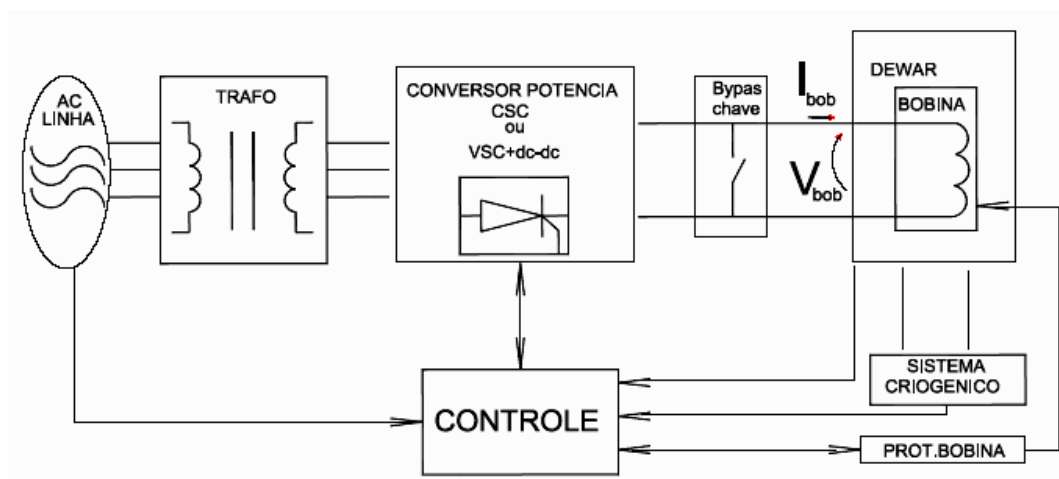


Fig. 2.2: Os componentes de um sistema SMES típico

Diversos fatores são considerados para conseguir o melhor desempenho no projeto da bobina de um sistema SMES com menor custo. É feita uma combinação entre fatores que consideram parâmetros da relação de energia/massa, forças de Lorentz, estática do campo magnético e minimização as perdas para um sistema SMES confiável, estável e econômico. A bobina pode ser configurada como um solenóide ou um toróide, como mostrado na figura 2.3.

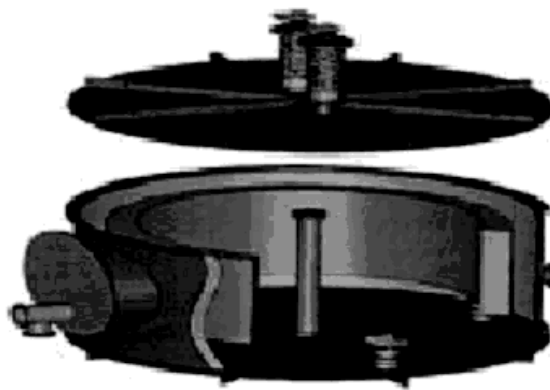


Fig. 2.3: Configuração de um solenóide.

A indutância L da bobina e a tensão máxima V_{max} ou a corrente máxima I_{max} dos PCS determinam a energia que pode ser extraída ou injetada no sistema SMES. A definição destes parâmetros depende do tipo e da aplicação dos SMES.

A temperatura de operação, usada para um dispositivo supercondutor, considera o compromisso entre o custo e as exigências operacionais. Os dispositivos atualmente disponíveis são baseados em supercondutores de baixa temperatura LTS, embora dispositivos de alta temperatura estão em avançado estágio de desenvolvimento, (Ribeiro et al, 2001,p.1745-1746).

2.3. BATERIAS DE ARMAZENAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA (BESS) E SUPER-CONDENSADORES.

As baterias e os super condensadores são, atualmente, as tecnologias de armazenamento mais atrativas em relação ao custo e capacidade de armazenamento de energia. Nestes sistemas, a energia é armazenada através de processo eletroquímico.

Um sistema de baterias é composto de um conjunto de módulos de bateria de baixa tensão e baixa potência conectadas em paralelo e/ou em série para se conseguir uma característica elétrica desejada. As baterias são carregadas quando se submeterem a uma reação química interna sob um potencial aplicado aos terminais. Entregam a energia armazenada, ou descarregam, quando invertem a reação química. Os fatores chaves das baterias para aplicações no armazenamento incluem: densidade de energia elevada, potencialidade de energia elevada, potencialidade de circulação de corrente, vida útil e baixo custo inicial (Ribeiro et al., 2001, p.1746).

Os métodos de construção destes dispositivos têm sido, no entanto, aperfeiçoados, recorrendo a novos princípios, materiais e geometrias que têm permitido desenvolver condensadores com capacidades, densidades de energia e de potência até há pouco tempo impensáveis. Alguns destes dispositivos são denominados super-condensadores ou ultra condensadores e desempenham um papel importante como alternativa para a acumulação de energia elétrica.

Os super condensadores já são utilizados como regiões de memória (buffers), que são locais de armazenamento temporário de energia elétrica para os mais diversos dispositivos eletrônicos, permitindo a sua correta operação quando a

qualidade da energia apresenta perturbações, isto é, no momento em que ocorre a perturbação no sistema, os super condensadores entram como fonte de energia, casos como os UPS e Filtros Ativo de Harmônicos. (Rocha e Ribeiro, 2002, p.71).

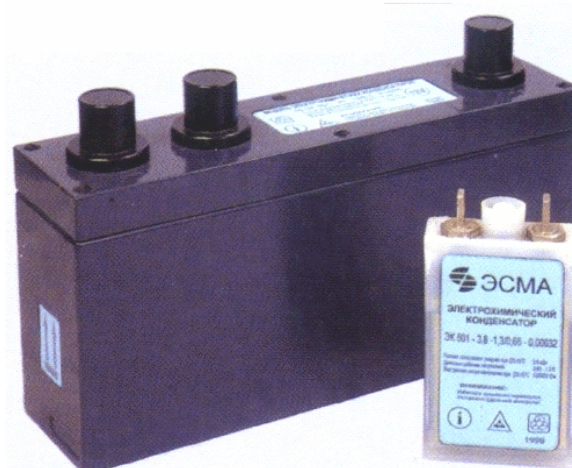


Fig. 2.4 Super Condensador

Fonte: Rocha e Ribeiro .- Análise Econômica de Projectos e Investimentos de Fontes Renováveis,p.71

Há uma grande variedade de tecnologias de baterias sob consideração para o armazenamento em grande escala de energia. As baterias de ácido-chumbo representam uma das tecnologias solidamente estabelecidas. Podem ser projetadas para o armazenamento de energia ou para carga e descarga rápidas. Elas representam ainda uma opção de baixo custo para a maioria das aplicações que requerem armazenamentos de grandes potenciais. Entretanto, apresentam como principais desvantagens a baixa densidade de energia e ciclo de vida limitado. Melhorias na densidade de energia e em características de carga e descarga, são ainda uma área promissora de pesquisa.

Aplicações móveis (embarcadas) utilizam a tecnologias da baterias de ácido-chumbo seladas devido a segurança e a facilidade da manutenção. Por sua vez, as baterias de ácido-chumbo reguladas a válvula VRLA apresentam melhores custo e desempenho para aplicações estacionárias.

Diversas outras tecnologias de bateria mostram-se também promissoras para aplicações estacionárias de armazenamento de energia, algumas com potencialidades da densidade de energia mais elevadas do que as baterias de ácido-chumbo. Entretanto, não são eficazes em relação aos custos e apresentam limitações para aplicações em potências elevadas. As principais tecnologias incluem

baterias híbridas de níquel-metal, baterias de níquel-cádmio e baterias de lítio-iodo. As últimas duas tecnologias são as que estão sendo estudadas para as aplicações nos veículos elétricos, onde a densidade de energia elevada pode compensar seu custo mais elevado.

Devido à cinética envolvida, as baterias não podem ser utilizadas em níveis de potência elevados por longos períodos de tempo. Descargas rápidas, em ciclos profundos, podem reduzir a vida útil da bateria, devido ao aquecimento elevado. Há também interesses ambientais relacionados ao armazenamento de energia, devido à geração de gases tóxicos durante a carga e descarga da bateria. A eliminação de materiais poluentes e contaminantes resultam em problemas no momento do descarte das baterias.

As baterias pequenas, modulares como os conversores eletrônicos de potência podem fornecer a operação de quatro quadrantes (fluxo atual bidirecional e polaridade bidirecional da tensão) com resposta rápida.

Os sistemas do armazenamento da energia da bateria BESS têm surgido recentemente como uma das tecnologias de armazenamento mais promissoras para aplicações de potência, oferecendo uma larga escala de aplicações nos sistemas de potência, tais como: a regulação, a proteção da área, a reserva girante de energia e a correção de fator de potência.

Diversas unidades de BESS foram projetadas e instaladas em sistemas existentes para as finalidades de nivelamento de cargas, de estabilidade de cargas, e do controle de frequência de carga.

O melhor local de instalação, bem como a capacidade dos BESS, pode ser determinado conforme sua aplicação. A integração do armazenamento da energia com controladores do fluxo de potência pode melhorar a operação e o controle do sistema de potência (Ribeiro et al., 2001, p.1747).

Outros tipos de baterias.

2.3.1. Baterias Regenerativas

É uma célula de combustível regenerativa que estabelece uma reação eletroquímica entre duas soluções eletrolíticas (sódio-brômio e sódio-polisulfeto). Como qualquer outra bateria, as taxas de potência e energia das baterias regenerativas são independentes uma da outra.

A eficiência na rede desta bateria é de 75% e funciona a uma temperatura

em compartimento, temperatura essa testada no Reino Unido.

As tecnologias regenerativas são construídas para 120MWh, 15MW de armazenamento de energia para instalações de corrente alternada como no Reino Unido que espera entrar em funcionamento ainda em 2005.

2.3.2. Baterias de Vanadium – Redox (VRB)

As VRB armazenam energia empregando pares de Vanadium – Redox (V^{2+}/V^{3+} negativos e V^{4+}/V^{5+} positivos em cada meia célula). Estes estão armazenados no meio de soluções de ácido sulfúrico (eletrólitos). A eficiência na rede desta bateria pode ser na ordem dos 85%. Também neste caso as taxas de potência e energia das VRB são independentes uma da outra. Estas baterias são de origem Australiana e Japonesa e as VRB's comerciais são da ordem dos 500KW, 10 h (5MW) e para aplicações em potência (3MW, 1.5 seg., SEI).

2.3.3. Baterias de Zinco – Brômio

Em cada célula da bateria de ZnBr, dois eletrólitos diferentes fluem por elétrodos de compósitos de carbono-plástico em dois compartimentos separados por uma membrana micro porosa de poliolifeno. A eficiência na rede desta bateria é cerca de 75%. Ao longo dos anos muitas baterias ZnBr de multi-Kwh foram construídas e testadas, destacando-se as de 1 MW/ 4 MWh, conforme Rocha e Ribeiro (2002, p.73).

2.4. CAPACITORES AVANÇADOS OU SUPER-CAPACITORES

O armazenamento de energia nos capacitores se dá através do acúmulo das cargas positivas e negativas (freqüentemente em placas paralelas) separadas por um dielétrico isolado.

A capacitância C representa o relacionamento entre a carga armazenada q e a tensão entre as placas V , conforme a equação (3).

A capacitância C depende da permissividade do dielétrico ϵ , da área das placas e da distância entre as placas d como mostrado na equação (4).

A equação (5) mostra que a energia E armazenada no capacitor depende da capacitância C e do quadrado da tensão V .

Nota-se que tanto a capacitância C_{tot} como a resistência R_{tot} , são a

resultado de uma combinação de várias capacitâncias e resistências (série/paralelas) dos capacitores, sendo que a equação (6), determina a variação de a tensão na carga/ descarga em relação à capacitância e resistência deste capacitor.

$$q = C \cdot V \quad (3)$$

$$C = \frac{\epsilon \cdot A}{d} \quad (4)$$

$$E = \frac{C \cdot V^2}{2} \quad (5)$$

$$\partial V = i \cdot \frac{\partial t}{C_{tot}} + i \cdot R_{tot} \quad (6)$$

Nos sistemas de potência, os capacitores são usados em muitas aplicações de corrente alternada e contínua.

Super capacitores (ou ultra-capacitores) são os capacitores de dupla camada que aumentam a potencialidade de armazenamento de energia devido a um grande aumento na área de superfície com o uso de um eletrólito poroso.

Diversas combinações de diferentes materiais do eletrodo e do eletrólito foram usadas nos super capacitores, tendo por resultado a capacidade, a densidade da energia, o ciclo de vida comparadas com o custo. Atualmente, os super capacitores são os mais recomendados para pico de potência elevado e situações de baixa energia. Um super capacitor pode apresentar disponibilidade prolongada de potência durante quedas de tensão e interrupções momentâneas. Podem armazenar bem como descarregar completamente. Podem ser instalados facilmente, são compactos no tamanho e operam de forma eficaz em ambientes diversos (quente, frio, e úmido).

Os super capacitores são disponíveis comercialmente em níveis mais baixos de potência.

Como em sistemas de armazenamento de energia através de baterias, as aplicações dos capacitores serão influenciadas pela velocidade de carga e descarga do dispositivo de armazenamento (Ribeiro et al., 2001, p.1747-1748).

Os super capacitores armazenam e liberam eletricidade mais rapidamente do que baterias. Já são largamente utilizados em aplicações que vão da indústria

automobilística a telefones celulares. Um laboratório de pesquisas pertencente ao governo da Suíça, denominado Paul Scherrer Institute, desenvolveu uma versão de super capacitor que libera 15 kW por quilograma em apenas 10 ms. Isto é o triplo da potência dos super capacitores hoje existentes no mercado. A pesquisa foi patrocinada pela ABB (Asea Brown Boveri).

Um super-capacitor armazena energia na forma de concentração de elétrons na superfície de eletrodos mergulhados em um eletrólito. O dispositivo agora desenvolvido tira vantagem justamente da estrutura de seus eletrodos. Os eletrodos têm poros na dimensão ideal para o armazenamento de elétrons e são feitos de um material chamado carbono vítreo. Os eletrodos dos super capacitores atuais contém camadas de diferentes materiais. A eliminação dessas camadas diminui a resistência elétrica do novo super capacitor e aumenta sua eficiência. A ABB está licenciando a invenção para utilização na preservação da durabilidade de baterias, principalmente em telefones celulares, onde o espaço ocupado é uma questão crítica.



Fig. 2.5: Dimensão dos super capacitores.

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power Semiconductor

2.4.1. Super capacitor de nano tubos de carbono

Engenheiros da Universidade UC Davis, Estados Unidos, desenvolveram um tipo de super-capacitor construído à base de nano tubos de carbono, capaz de liberar uma quantidade ainda maior de energia do que os super-capacitores atuais. O método consiste em depositar os nano tubos de carbono sobre folhas de níquel, mantendo-os perfeitamente alinhados e muito próximos uns dos outros. Devido ao

seu diminuto tamanho, os nano tubos fornecem uma gigantesca área superficial, na qual a energia pode ser armazenada e depois liberada.

Os novos super capacitores podem armazenar energia numa densidade de 30 kW/kg, comparado com 4 kW/kg dos mais avançados capacitores disponíveis comercialmente (2005.a , <www.inovacaotecnologica.com.br>).

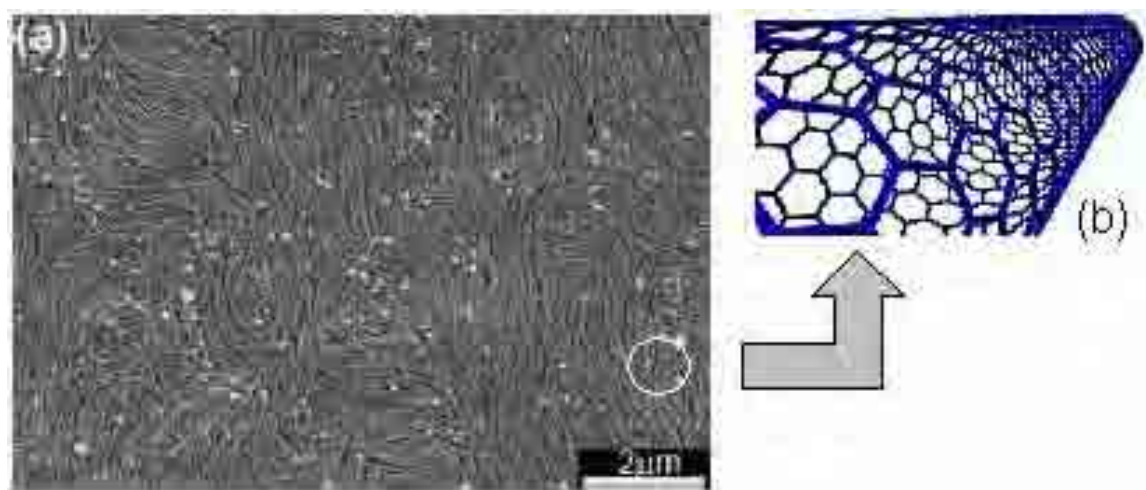


Fig.2.6(a).: Ultracapacitor de nano tubos de carbono, (b).: Configuração do nano tubo

Fonte:Inovação Tecnológica.<www.inovacaotecnologica.com.br> Super capacitores de nano tubos de carbono.

2.5. O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA VOLANTES (FES) OU FLYWHEEL

Baterias eletromecânicas são dispositivos que armazenam energia sob a forma cinética, numa massa inercial (volante de inércia ou flywheel) que gira a grande velocidade.

Entre as principais vantagens deste tipo de sistemas estão a elevada capacidade de liberarem potências instantâneas, serem extremamente robustos às cargas e descargas, muito compactos e possuírem tempos de carga muito rápidos e tempos de vida útil muito longos, sem necessidade de manutenção.

Por vezes, as centrais de produção de energia elétrica produzem energia que não está sendo consumida. Essa energia pode ser armazenada pelo flywheel, aumentando o rendimento das centrais e reduzindo as emissões de poluentes para a atmosfera, no caso da geração termelétrica. Por outro lado, estes armazenadores

servem também para armazenar energia fora do horário de pico (energia mais barata) para depois fornecer quando da necessidade de grandes quantidades de energia demandada (picos ou pontas). Implementando flywheels em pontos estratégicos do sistema de transmissão, é possível disponibilizar milhares de MW nos períodos de ponta sem sobrecarregar as linhas de transmissão (energia distribuída), diminuindo assim as perdas por efeito Joule na linhas. Assim sendo, podem-se projetar linhas de transmissão para grandes distâncias com seção inferior, diminuindo assim significativamente o custo destas linhas (Rocha e Ribeiro, 2002, p.70).

A energia E armazenada depende do momento da inércia I do rotor e do quadrado da velocidade de giro w do volante, como mostrado na equação (7).

O momento da inércia I depende do raio r , da massa m e da altura h do rotor, conforme a equação (8).

A energia é transferida ao volante quando a máquina opera como um motor (o volante acelera), carregando o dispositivo de armazenamento da energia. Quando o volante é descarregado, desacelera.

$$E = \frac{I \cdot w^2}{2} \quad (7)$$

$$E = \frac{r^2 \cdot m \cdot h}{2} \quad (8)$$

A potencialidade de armazenamento de energia dos volantes pode ser melhorada aumentando o momento da inércia do volante ou girando-o em velocidades mais elevadas, ou ambos. Alguns projetos utilizam cilindros ocos para o rotor, permitindo que a massa seja concentrada no raio exterior do volante, melhorando a potencialidade de armazenamento com um menor peso.

Duas estratégias são utilizadas no desenvolvimento dos volantes para aplicações de potência.

Uma opção é aumentar a inércia usando uma massa de aço com um raio grande, com velocidades de até 10.000 rpm. Um motor razoavelmente padrão e um controlador eletrônico são usados na conversão de potência para este tipo de volante. Este tipo de projeto está disponível comercialmente em diversas tensões, como fontes de alimentação interruptas (UPSs). Este projeto resulta em sistemas de volantes relativamente grandes e pesados. As perdas de energia cinética limitarão também o armazenamento de longo prazo neste tipo de volante.

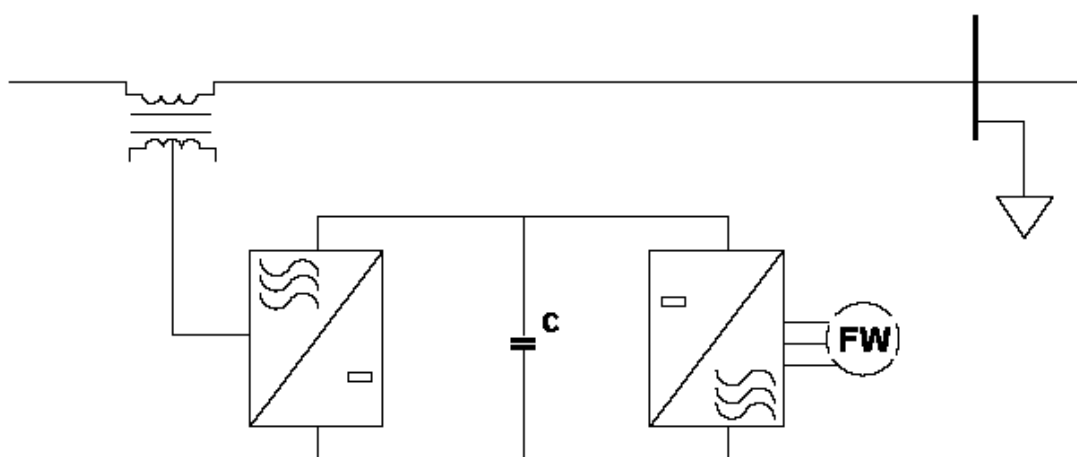


Fig. 2.7 O armazenamento da energia volante acoplado a conversores eletrônicos

A segunda estratégia do projeto é produzir volantes com um rotor de pouco peso que gira em velocidades muito elevadas (até 100.000 rpm). Esta estratégia resulta em dispositivos de armazenamento de energia compactos e leves. Os projetos modulares são possíveis, com um grande número de pequenos volantes como alternativa a poucos volantes grandes.

Entretanto, as perdas rotatórias devido ao arrasto do ar e as perdas do rolamento resultam em descarga significativa, implicando em problemas para o armazenamento de energia a longo prazo. Os volantes de alta velocidade são operados em encapsulamento a vácuo para eliminar a resistência do ar. O uso de mancais magnéticos junto aos rolamentos melhora os problemas de perdas por atrito. Diversos projetos estão desenvolvendo rolamentos magnéticos, do tipo super condutores, para os volantes de alta velocidade.

A redução de perdas resultará em volantes com a eficiência elevada de carga e descarga. As avaliações de transferência de pico de potência dependem das avaliações de potência no conversor eletrônico e na máquina elétrica. As aplicações do volante sob consideração incluem automóveis, trolebus, trens de alta velocidade e armazenamento da energia para catapultas eletromagnéticas em porta-aviões.

A velocidade rotatória elevada resulta também na necessidade de um sistema de frenagem do volante, caso o rotor falhe mecanicamente. O peso do sistema de frenagem, adicionado ao volante, pode ser especialmente importante em aplicações móveis. Entretanto, algum tipo de refrreamento também é necessário para sistemas estacionários. Os sistemas comercialmente disponíveis de volantes são de

aproximadamente 5 MJ / 1.6MVA e pesam aproximadamente 10000 kg.

O armazenamento da energia de volante pode ser utilizado em diversas aplicações de sistemas de potência. Se um sistema de FES for incluído em FACTS ou algum controlador do sistema de potência, um inversor fará o acoplamento do volante com o sistema de corrente alternada, através de um barramento de corrente contínua, conforme figura 2.7.

O armazenamento da energia em volante pode ser considerado em diversas aplicações em sistemas de potência elevada, com aplicações na melhoria da qualidade da potência, fontes distribuídas de energia e aumento da estabilidade, entre outras (Ribeiro et al., 2001, p.1748-1749).

2.6. OUTRAS TECNOLOGIAS

Diversas tecnologias de armazenamento de energia foram consideradas, incluindo Bombas de Armazenamento, o armazenamento comprimido de energia do ar (CAES), e as baterias de fluxo (uma variação na pilha do combustível agora no estágio de demonstração).

2.6.1. Bombas de Armazenamento

As bombas convencionais usam dois reservatórios de água, verticalmente separados. Fora do período das horas de pico, a água é bombeada desde o reservatório inferior para o reservatório superior. Quando necessário, a água flui inversamente para gerar eletricidade.

As bombas estão disponíveis quase para qualquer escala com faixas de tempo de descarga desde poucas horas até alguns dias. A sua eficiência situa-se na gama dos 70 a 85%.

Existem 90 GW de bombas de armazenamento em operação em todo o Mundo, que equivale a cerca de 3% da capacidade de geração global.

As instalações de bombas de armazenamento são caracterizadas pelo longo período de construção e grande necessidade de capital.

As bombas de armazenamento são um dos maiores sistemas de armazenamento de energia em expansão em uso em redes de trabalho de potência. As suas maiores aplicações são para manejo de energia, controle de frequência e fornecimento de reserva.

2.6.2. Compressores a Ar (CAES)

Os CAES não são simples dispositivos de armazenamento de energia como outras baterias. É uma instalação de geração de potência, constituída por uma turbina a gás que consome menos 40% do gás utilizado nas turbinas a gás convencionais para produzir a mesma energia à saída. Tal como as turbinas convencionais consomem 2/3 do combustível de entrada para comprimir o ar no período de geração, os CAES com pré-compressores de ar utilizam o baixo custo da eletricidade da rede fora dos períodos de pico e utiliza essa energia com algum gás combustível para gerar eletricidade quando necessário.

São muitas vezes alojados em cavernas subterrâneas ou minas. O primeiro CAES comercial possuiu 290MW e foi construído na Alemanha em 1978. O segundo tem 110MW, no Alabama, é de 1991, a sua construção levou 30 meses e o custo (cerca de €591/KW). Esta unidade entra em linha em 14 minutos.

O terceiro CAES é uma instalação de 2700 MW, em construção em Ohio, estando prevista a entrada em funcionamento para meados de 2006 e está a 2200 pés abaixo do solo, conforme Rocha e Ribeiro (2002, p.72-73).

2.7. RESUMO DAS DIVERSAS TECNOLOGIAS.

2.7.1. Tecnologias de armazenamento em larga escala

Existem muitas tecnologias disponíveis para aplicações de armazenamento de energia estacionária em larga escala. Qualquer um deles pode teoricamente ser usado para todas as aplicações. Contudo, cada tecnologia possui algumas limitações inerentes, ou desvantagens que as tornam apenas indicadas para uma gama limitada de aplicações. A capacidade de cada tecnologia para aplicações em alta potência e energia elevada são indicados na tabela 5 pelos símbolos desde ■■■■ indicando plenamente capaz, até ■ indicando incapacidade ou não adaptado inteiramente para a aplicação:

Tecnologias de armazenamento	Vantagens (Relação as outras)	Desvantagens (Relação às outras)	Potência Aplicação	Energia Aplicação
Bombas de armazenamento	Alta capacidade, Baixo custo	Requisito especial para localização	■	■■■■
Compressores a ar	Alta capacidade, Baixo custo	Requisito especial para localização, e necessidade de Gás	■	■■■■
Baterias de carregamento Regenerativas (Vanadium Redox Zinco-Brômio)	Alta capacidade, Taxas Independentes de Pot. E Energia	Baixa Densidade de Energia	■■■	■■■■
Baterias (Metal – Ar)	Densidade de Energia muito alta	Dificuldade da Carga Elétrica	■	■■■■
Baterias - Sulfeto de Sódio (NAS)	Alta Potência & Densidade de Energia, Alta Eficiência	Custo de Produção, Conceitos de segurança relacionados com o design	■■■■	■■■■
Baterias (Lítio-iodo)	Alta Potência e Densidade de Energia, Alta Eficiência	Elevado custo de Produção, Necessidade de um Circuito de Carga Especial.	■■■■	■ ■
Baterias (níquel-Cádmio)	Alta Potência e Densidade de Energia, Eficiência	Elevado custo de Produção	■■■■	■■■
Outras Baterias avançadas	Alta Potência e Densidade de Energia, Eficiência	Elevado custo de Produção	■■■■	■ ■
Baterias (Chumbo – Ácido)	Baixo custo de Capital	Ciclo de Vida Limitado quando Descarregada	■■■■	■ ■
FES - Flywheels	Alta Potência	Baixa Densidade de Energia	■■■■	■

SMES, DSMES	Alta Potência	Baixa Densidade de Energia , Elevado custo de Produção	■ ■ ■ ■	■
Super Capacitores	Ciclo de vida longo, Alta eficiência	Baixa Densidade de Energia	■ ■ ■ ■	■ ■ ■

Tabela 2.4: Capacidade de cada tecnologia para aplicações em alta potência e energia elevada

Fonte: Rocha e Ribeiro .- Análise Econômica de Projectos e Investimentos de Fontes Renováveis,p.75.

2.7.2. Classificações

As aplicações estacionárias em larga escala para armazenamento de energia elétrica podem ser divididas em 3 categorias funcionais:

Qualidade de Potência & UPS - Nestas aplicações, o armazenamento de energia é apenas aplicado em segundos, ou menos, consoante as necessidades para assegurar continuidade da qualidade de potência.

Fonte de Potência - Nestas aplicações, o armazenamento de energia é realizado de segundos a minutos, para assegurar a continuidade de serviço quando seleccionada uma fonte geradora de energia em relação à outra.

Utilização de Energia - Nestas aplicações, o armazenamento de energia é utilizado para desacoplar o tempo de geração e de consumo de energia elétrica. Uma aplicação típica é o nível de carga que envolve a carga de armazenamento quando o custo de energia é baixo, e utilizada consoante as necessidades. Isto será proporcionado aos consumidores que serão independentes da rede por algumas horas.

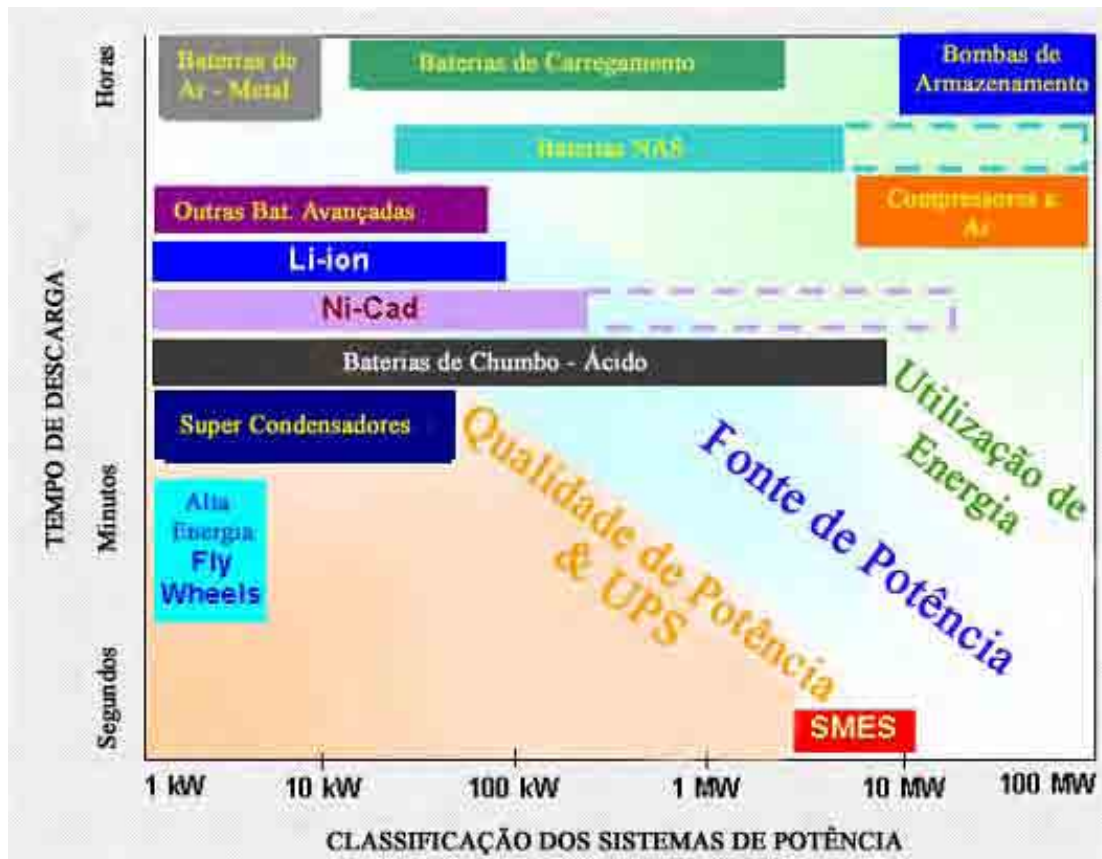


Fig.2.8: Classificação dos diversos tipos de armazenamento por utilização.

Fonte: Rocha e Ribeiro .- Análise Econômica de Projectos e Investimentos de Fontes Renováveis,p.76.

2.7.3. Comparação da solidez dos diferentes dispositivos

As baterias de Ar – Metal tem a maior densidade de energia neste mapa. Os tipos elétricos recarregáveis, baterias de Ar – Zinco tem um pequeno ciclo de vida relativo quando comparadas com outras baterias mais avançadas.

A densidade das Flywheels é muito baixa para aparecer neste mapa, enquanto que a densidade de energia, das bombas de armazenamento e dos compressores a ar depende largamente das restrições geográficas e variam de local para local.

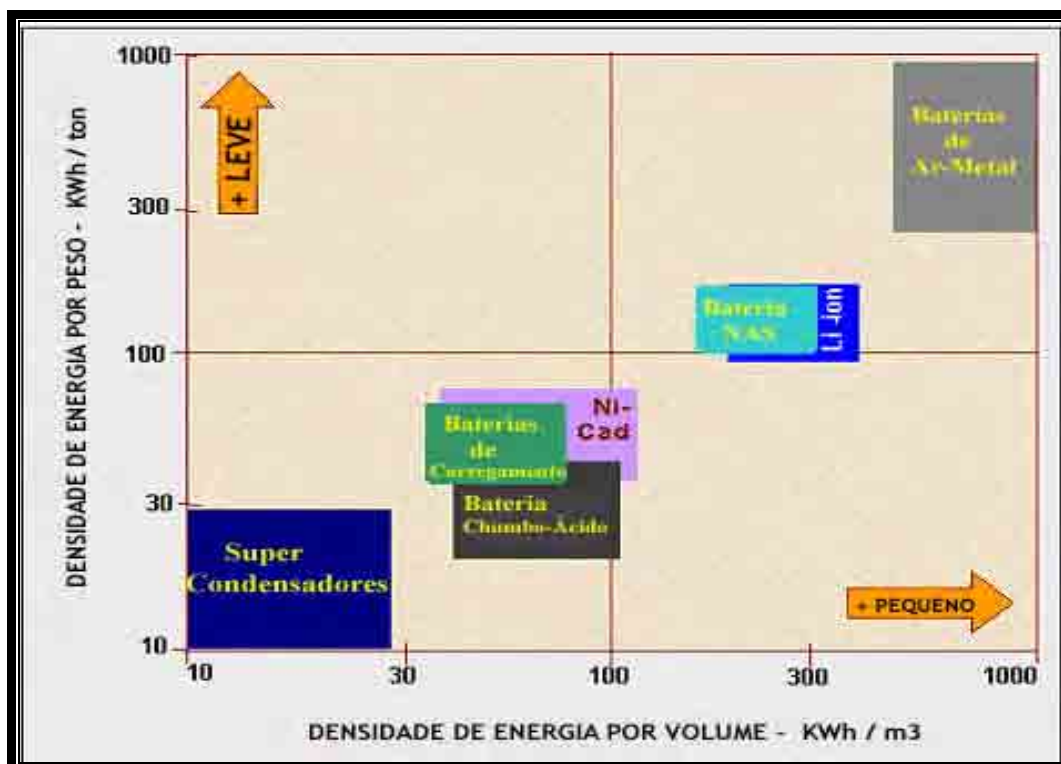


Fig. 2.9: Gráfico densidade de energia por peso x densidade de energia por volume dos armazenadores.

Fonte: Rocha e Ribeiro .- Análise Econômica de Projectos e Investimentos de Fontes Renováveis,p.77.

Nota:

As densidades de energia acima são baseadas na energia de entrada. As densidades de energia de saída dependem da eficiência da carga descarga que variam desde 75% para a maioria das baterias de carregamento até quase perto dos 100% para os super condensadores e maior parte das outras baterias avançadas.

2.7.4. Custo de capital dos diferentes dispositivos

Considerando a grande variação na vida útil média de armazenamento, o custo do ciclo de vida é o índice mais expressivo em comparação justamente com o custo de capital. Contudo, a vida de armazenamento média depende da aplicação e é difícil de generalizar. Por exemplo, enquanto o custo de capital de uma bateria de chumbo - ácido é relativamente baixo, ela não será necessariamente a opção menos cara para utilização de energia, devido ao seu relativo curto tempo de vida para este tipo de aplicação.

Os custos de baterias neste mapa foram ajustados excluindo o custo de

conversores eletrônicos de potência. Para uma melhor comparação com tecnologias que não necessitam deste componente, como as bombas de armazenamento, um custo nominal de R\$200/KW é considerado para as aplicações em larga escala.

Os custos de instalação variam também com o tipo e tamanho do armazenador.

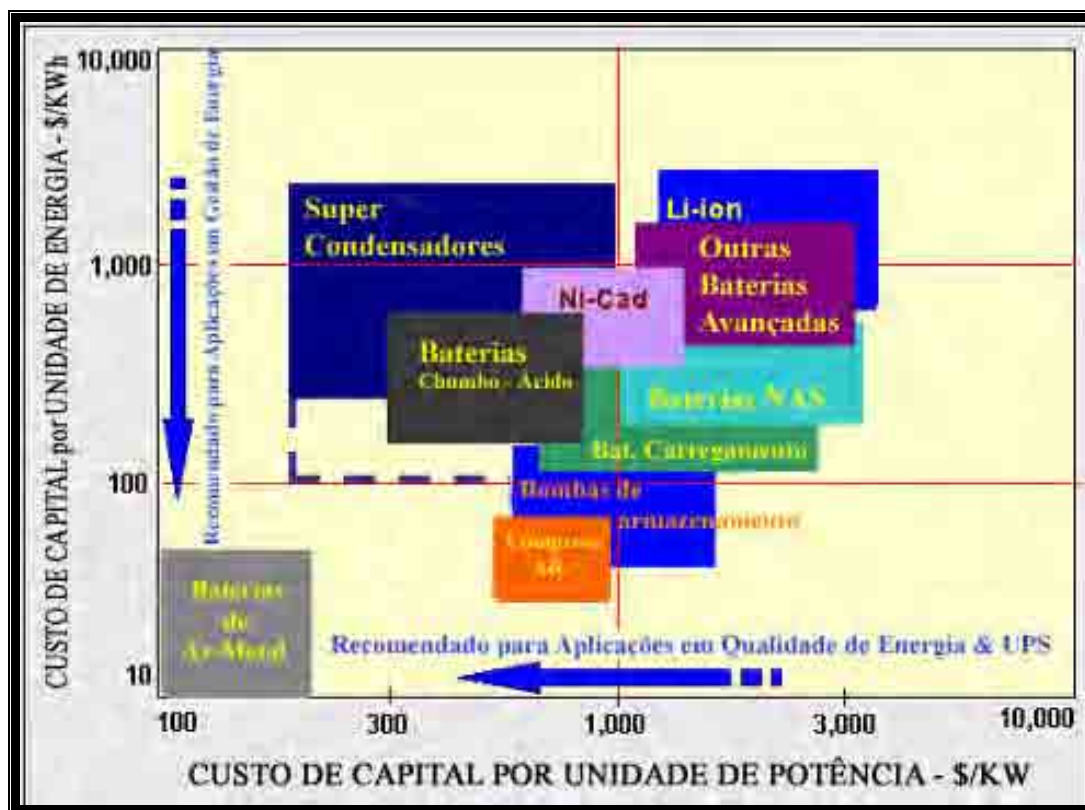


Fig. 2.10: Gráfico Custo por unidade de energia x Custo por unidade de potência

Fonte: Rocha e Ribeiro .- Análise Econômica de Projectos e Investimentos de Fontes Renováveis,p.78.

Notas:

O custo da maior parte das tecnologias de armazenamento de energia é alterado à medida que se desenvolvem. Os custos limite neste mapa incluem valores aproximados de meados de 2001 e valores esperados para um período de poucos anos.

O custo do ciclo de vida é o índice mais expressivo do que justamente o custo de capital, mas a vida de uma bateria está fortemente dependente da aplicação e, por conseguinte, a vida e o custo do ciclo de vida necessitam de ser calculados para cada caso.

2.7.5. Vida e eficiência

Eficiência e ciclo de vida são dois importantes parâmetros a considerar além de outros parâmetros antes de selecionar a tecnologia de armazenamento. Ambos os parâmetros afetam o custo de armazenamento.

A baixa eficiência aumenta o custo efetivo de energia bem como apenas uma fração da energia armazenada pode ser utilizada. O baixo ciclo de vida incrementa o custo total devido ao dispositivo de armazenamento ter necessidade de ser substituído.

Os valores atuais destas despesas necessitam considerar os custos de capital e despesas de operação, para se obter um melhor esboço do custo total da tecnologia de armazenamento, conforme Rocha e Ribeiro (2002, p.74-79).

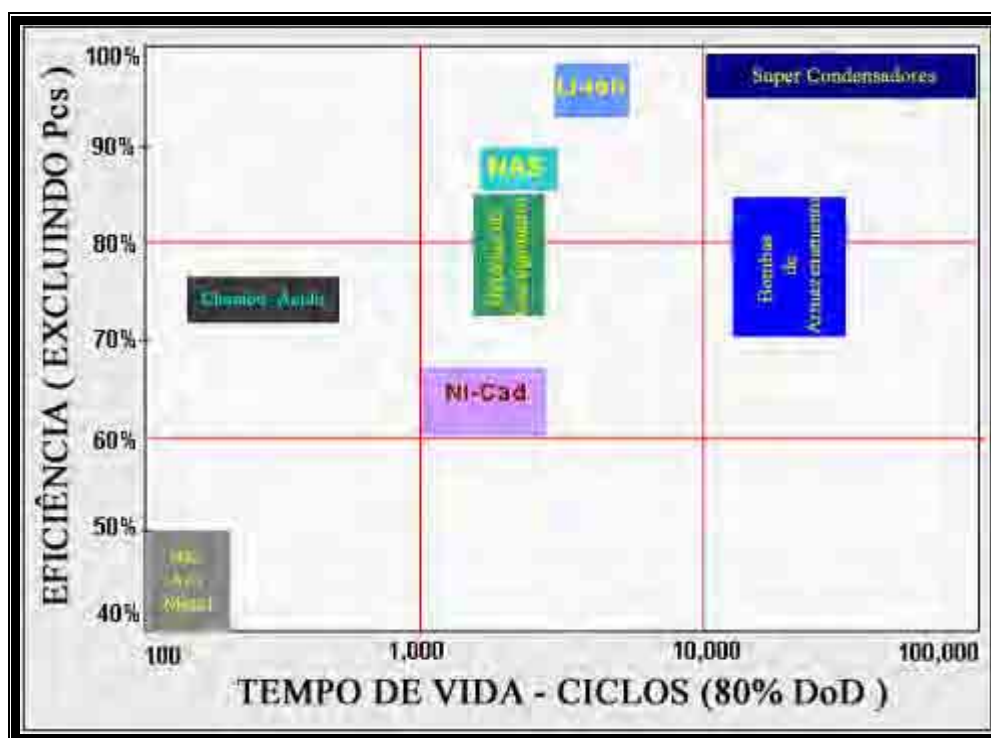


Fig. 2.11: Gráfico de Eficiência x Tempo de vida.

Fonte: Rocha e Ribeiro .- Análise Econômica de Projectos e Investimentos de Fontes Renováveis,p.79.

2.8. CONCLUSÕES

Neste capítulo, foram apresentados alguns tipos de armazenadores de energia, tais como os SMES, BEES, super capacitores, flywheel's, como outras

tecnologias como as bombas de armazenamento e os compressores a ar, foram apresentados também, um resumo de todas essas tecnologias, comparando as vantagens e desvantagens, indicando a capacidade de cada tecnologia para aplicações de potência.

Pode-se indicar as baterias de sulfeto de sódio (NAS), níquel cádmio, e as baterias de carregamento regenerativas, com as vantagens em relação a outras tecnologias de alta potência, no que se refere à densidade de energia eficiência, bem como os super capacitores, com as vantagens de longo ciclo de vida e alta eficiência, também com capacidade de aplicações de potência e energia elevadas.

Já do gráfico de classificação dos diversos tipos de armazenamento por utilização, em relação ao tempo de descarga de energia, os flywheel's, que são mais indicados para utilização para o aumento da qualidade de energia, devido seu rápido tempo de descarga. Porém, têm baixa capacidade de descarga, sendo que os super capacitores, além de possuírem razoável capacidade de cargas em torno de até 100KW, possuem um rápido tempo de descarga em torno de minutos, também indicado para qualidade de energia. Já as baterias de chumbo-ácido podem atender tanto como fonte de potência (perto dos 10MW) como qualidade de energia, devido a seu baixo tempo de descarga.

Do gráfico de comparação de solidez, da relação de densidade de energia por volume, em relação a densidade de energia por peso, as baterias de ar-metal tem a maior densidade de energia.

Agora se analisarmos o gráfico de custo por unidade de energia e por unidade de potência, observa-se que as baterias de ar-metal possuem menores custos de capital por potência e energia, porem com baixa vida útil e eficiência.

Já através do gráfico, no que se refere a eficiência por tempo de vida, nota-se que as baterias ar metal tem baixo tempo de vida e baixa eficiência, enquanto os super capacitores possuem longo tempo de vida com alta eficiência, tal como as baterias de lítio-íon.

Atualmente, pode-se tomar como certa a necessidade da evolução dos armazenadores de energia, principalmente em aplicações industriais e de alimentação de emergência, assim como para a proposta apresentada neste trabalho, que requer a utilização conjunta de um controlador eletrônico com um armazenador de energia, para armazenar energia nos momentos possíveis e, quando necessário, injetar potência ativa de volta ao sistema.

CAPITULO 3 - “VSC” COMO COMPENSADOR DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA

3.1.INTRODUÇÃO

No capítulo 1, vários tipos de controladores FACTS são apresentados, dentre os quais estão os compensadores que utilizam conversor como fonte de tensão (Voltage Source Converters – VSC), tais como o STATCOM, o SSSC e o UPFC. Controladores compostos por VSC podem ser implementados usando diversas topologias, como a associação de conversores, conversores com modulação por largura de pulso (PWM), com chaves ideais (sem perdas) ou chaves reais (incluindo perdas por chaveamento), etc. Neste capítulo, é analisado o funcionamento do conversor como fonte de tensão, composto por chaves eletrônicas ideais, chaveadas com modulação por largura de pulso senoidal, utilizado na compensação em derivação (Pin Manzano, 2004, p.70)

3.2.CONVERSORES COMO FONTE DE TENSÃO PARA COMPENSAÇÃO EM DERIVAÇÃO

O conversor como fonte de tensão é capaz de produzir, nos seus terminais de saída (lado de corrente alternada), uma tensão alternada controlada em magnitude e ângulo, à partir de uma fonte de tensão contínua (lado de corrente contínua), através da modulação do chaveamento de chaves eletrônicas.

Se este conversor é conectado em derivação com o sistema de potência, é capaz de promover compensação de potência ativa e reativa e controlar parâmetros pré-definidos do sistema.

3.2.1. Estrutura do compensador em derivação.

A figura 3.1 apresenta a estrutura básica de um compensador em derivação. O compensador é conectado a uma barra do sistema de c.a. através de um transformador de potência, representado por sua reatância de dispersão (x_{sh}).

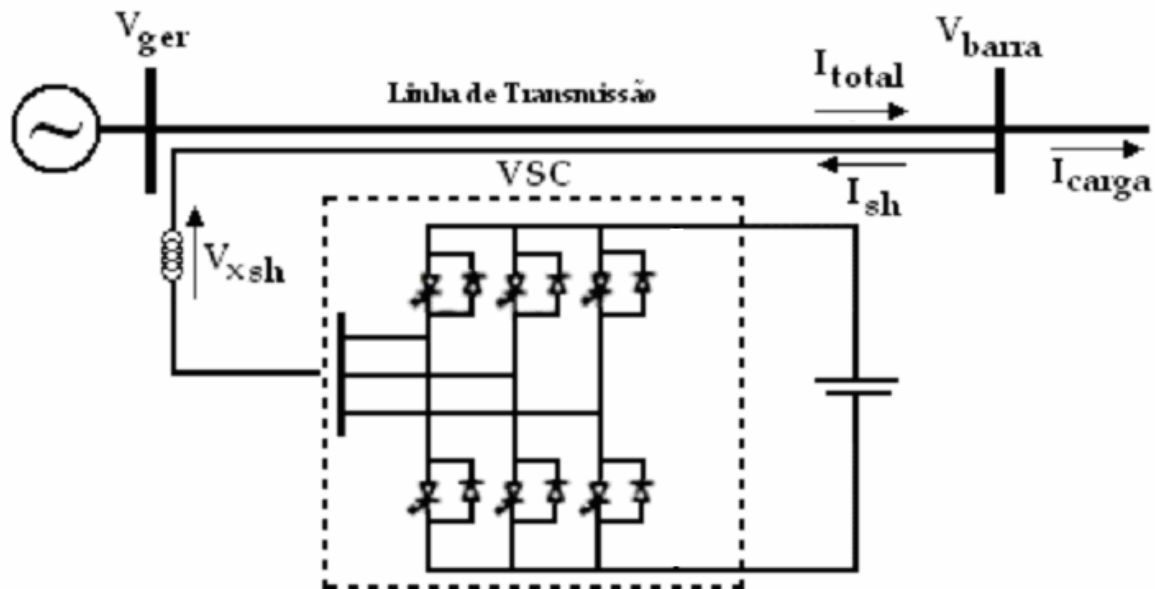


Fig. 3.1: Principais componentes de um compensador em derivação.

Na figura, V_{ger} representa a tensão de Thévenin de parte do sistema, alimentando uma carga conectada a uma barra com tensão V_{barra} , através de uma linha de transmissão. Admite-se um conversor como fonte de tensão utilizando chaves eletrônicas ideais controladas por modulação vetorial espacial (Space Vector Pulse Width Modulation - SVPWM). A indutância de dispersão do transformador de potência, inserido entre a barra onde a carga é conectada e o conversor, é utilizada para provocar a ortogonalização da corrente de compensação I_{sh} e para reduzir o conteúdo harmônico desta corrente, provocado pela comutação das chaves eletrônicas do conversor. O conversor trifásico consiste de uma ponte com seis tiristores GTO (Gate Turn-Off).

Os interruptores com capacidade de bloqueio (GTO) permitem a troca de potência entre a fonte trifásica c.a. e uma fonte c.c. constante. O módulo do interruptor é composto de diodos conectados em antiparalelo aos GTOs para permitir o fluxo de corrente depois de cada comutação.

Através da modulação PWM, é possível controlar o ângulo de fase ou a

amplitude da tensão de saída do conversor, o que pode ser feito quase instantaneamente. Portanto, o VSC pode controlar as potências ativa e reativa, independentemente.

3.2.2. Princípios de operação do VSC.

A técnica de modulação SVPWM (Space Vector Pulse Width Modulating) é uma estratégia de controle que pode minimizar as perdas de chaveamento e distorções harmônicas e transitórios de energia. Essa técnica tem a capacidade de promover corrente bidirecional no lado c.c., mantendo a tensão neste ponto em um valor desejado. Fazendo um controle apropriado da seqüência de chaveamento, o VSC é capaz de transformar uma tensão c.c. em uma tensão c.a. controlada em frequência, magnitude e ângulo de fase.

No conversor apresentado na figura 3.1, a tensão do lado c.c. é mantida por uma fonte de tensão contínua ou um capacitor. Esta configuração é utilizada por controladores FACTS conectados em derivação.

A figura 3.2 apresenta o esquema de um compensador em derivação conectado no sistema c.a.:

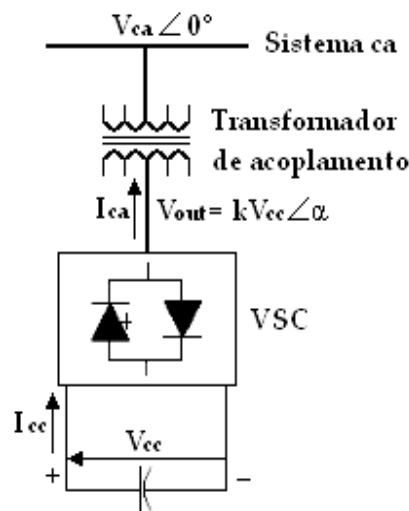


Fig. 3.2: Conversor conectado em derivação.

A troca de potência ativa e reativa gerada ou absorvida pelo conversor como fonte de tensão pode ser controlada independentemente, como apresentado na figura 3.3.

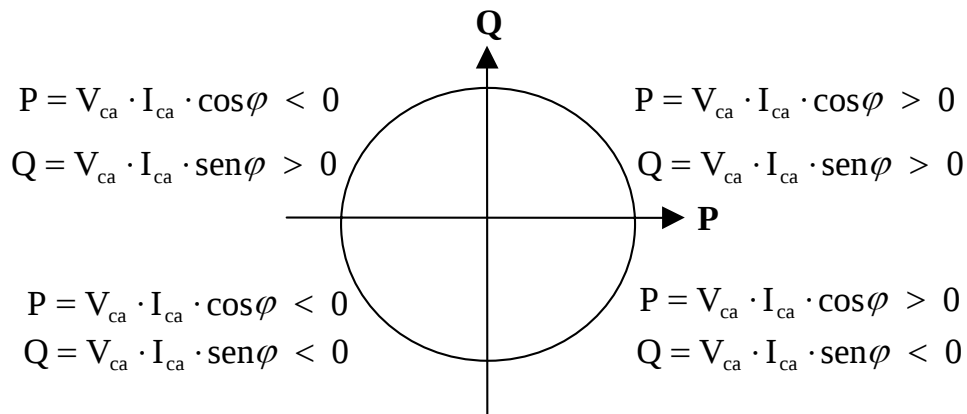


Fig. 3.3: Quadrantes de potência ativa e reativa.

O VSC tem a capacidade de trocar potência ativa bi-direcional, que é uma habilidade de absorver energia do sistema c.a. e fornecer energia c.c. para o elemento armazenador de energia (capacitor, bateria, supercondutores) e para reverter este processo fornecendo potência para o sistema c.a., proveniente do elemento armazenador.

Na figura 3.4a, o ângulo α entre a tensão do sistema V_{ca} e a tensão de saída do conversor V_{out} é igual a zero. Portanto, não há transferência de potência ativa entre o conversor e o sistema c.a. Há um fluxo de potência reativa do compensador para o sistema c.a., pois a magnitude da tensão do compensador é maior que a do sistema.

Na figura 3.4b, o compensador absorve potência ativa do sistema c.a. (tensão do sistema c.a. está adiantada em relação a tensão do compensador). Há também um fluxo de potência reativa do compensador para o sistema c.a. A troca de potência ativa entre o conversor e o sistema c.a. pode ser controlada pelo deslocamento de fase da tensão de saída do conversor (V_{out}).

Na figura 3.4c, o compensador supri potência ativa do capacitor c.c. para o sistema c.a., já que a tensão de saída do conversor está adiantada em relação a tensão do sistema c.a. Ainda, há um fluxo de potência reativa do compensador para o sistema ca.

Na figura 3.4d, assim como na figura 3.4.a, o ângulo α é igual a zero. Portanto, não há transferência de potência ativa entre o conversor e o sistema c.a. Há um fluxo de potência reativa do sistema c.a. para o compensador, já que a magnitude da tensão no sistema é maior que a tensão na saída do conversor.

Na figura 3.4e, o compensador absorve potência ativa do sistema c.a.

(tensão do sistema c.a. está adiantada em relação a tensão do compensador). Há também fluxo de potência reativa do sistema c.a. para o compensador.

Na figura 3.4f, o compensador fornece potência ativa para o sistema c.a. (tensão do compensador está adiantada em relação a tensão do sistema c.a.). Há um fluxo de potência reativa do compensador para o sistema c.a.

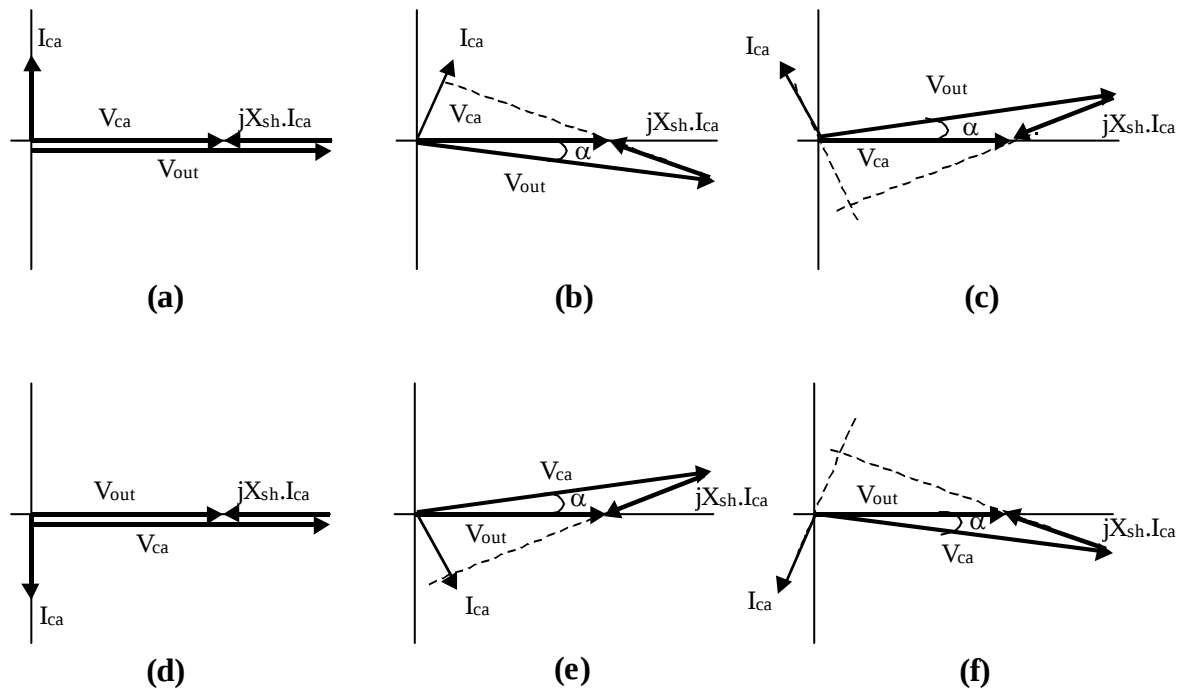


Fig. 3.4: Diagramas fasoriais: (a) fornecendo potência reativa; (b) fornecendo potência reativa e absorvendo potência ativa; (c) fornecendo potência reativa e fornecendo potência ativa; (d) absorvendo potência reativa; (e) absorvendo potência reativa e absorvendo potência ativa; (f) absorvendo potência reativa e fornecendo potência ativa

3.2.3. Controle de Tensão

A figura 3.5 apresenta o circuito equivalente de um compensador para regulação da tensão, onde V_{barra} é regulada pelo compensador em derivação.

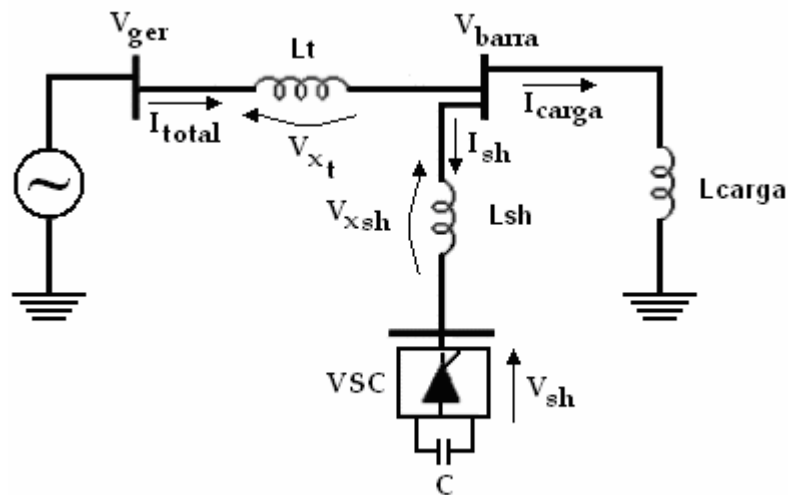


Fig. 3.5: Circuito equivalente da regulação da tensão.

sendo:

$\dot{V}_{ger}$	tensão do gerador;
$\dot{V}_{barra}$	tensão na barra compensada;
$\dot{V}_{xt}$	queda de tensão na linha de transmissão;
$\dot{V}_{sh}$	tensão na saída do compensador em derivação;
$\dot{V}_{xsh}$	queda de tensão na indutância de dispersão do transformador de acoplamento;
$\dot{I}_{total}$	corrente na linha de transmissão;
$\dot{I}_{sh}$	corrente do compensador em derivação;
$\dot{I}_{carga}$	corrente na carga;
C	capacitor;
X _t	modulo da reatância relativa a indutancia L.

O compensador gera uma corrente adiantada ou atrasada 90° com a V_{barra} , para o caso ideal (sem perdas). A figura anterior apresenta a regulação da tensão V_{barra} através da injeção (capacitivo) ou absorção (indutivo) de potência reativa devido a corrente I_{sh} , ortogonal ao fasor de tensão V_{barra} .

O compensador em derivação é acoplado à barra por um transformador representado pela indutância de dispersão (I_{sh}). Esta indutância provoca uma ortogonalidade da corrente em relação a tensão da barra do sistema, quando a tensão na saída do conversor está em fase com a tensão do barramento do sistema.

As equações circuitais do sistema representado na figura 3.5 são:

$$I_{\text{total}} = I_{\text{sh}} + I_{\text{carga}} \quad (9)$$

$$\dot{V}_{\text{xt}} = \dot{I}_{\text{total}} \cdot X_t \quad (10)$$

$$\dot{V}_{\text{ger}} = \dot{V}_{\text{xt}} + \dot{V}_{\text{barra}} \quad (11)$$

São realizadas três análises do sistema em relação a operação do compensador:

- sem compensação
- com compensação capacitiva
- com compensação indutiva

3.2.3.1. Sem compensação.

Considerando $\dot{V}_{\text{sh}} = \dot{V}_{\text{barra}}$, não há corrente circulando pelo ramo shunt (I_{sh}). O diagrama fasorial para esta condição é apresentado na figura 3.6:

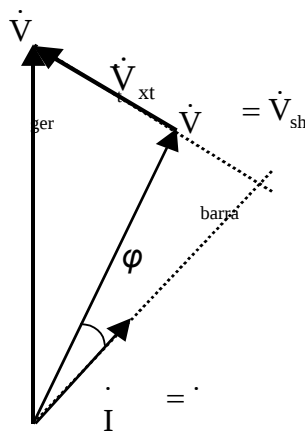


Fig. 3.6: Diagrama fasorial para o circuito sem compensação.

Na figura acima, $I_{\text{carga}} = I_{\text{total}}$, pois não há circulação de corrente pelo conversor, a corrente é ortogonal à queda de tensão na linha ($\dot{V}_{\text{xt}}$).

3.2.3.2. Compensação capacitiva.

Na compensação capacitiva, o compensador em derivação fornece potência reativa para a barra em que estiver conectado. Este compensador faz com que a amplitude do fasor $\dot{V}_{\text{barra}}$ aumente para $\dot{V}'_{\text{barra}}$. Com isso, a corrente I_{sh} vai fluir

do compensador para a barra. Esta corrente é perpendicular aos fasores $\dot{V}'_{barra}$ e $\dot{V}'_{sh}$, que estão em fase entre si. Neste caso, não há troca de potência ativa entre o compensador e a rede (caso idealizado).

Analisando a figura 3.7, a tensão $\dot{V}'_{ger}$ é usada como referência. A tensão na barra compensada $\dot{V}'_{barra}$ fica maior que $\dot{V}_{barra}$ sem o uso do compensador. O fator de potência $\cos(\varphi')$ é igual ao $\cos(\varphi)$ antigo. A tensão $\dot{V}'_{xt}$ é deslocado de fase, porém, continua com a mesma magnitude do que a anterior. O fasor da corrente total $\dot{I}'_{total}$ é ortogonal a $\dot{V}'_{xt}$, o fasor da corrente de carga $\dot{I}'_{carga}$ é um pouco maior que $\dot{I}_{carga}$. O fasor da corrente $\dot{I}'_{sh}$ é ortogonal a $\dot{V}'_{barra}$ e $\dot{V}'_{sh}$.

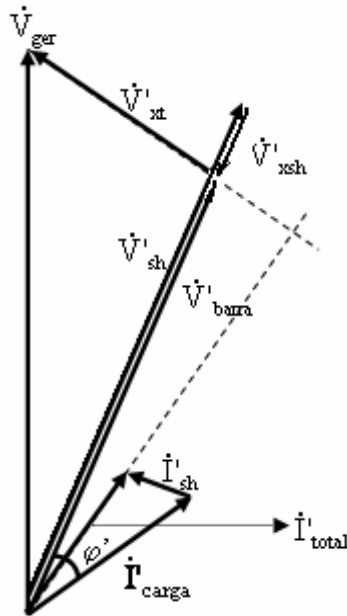


Fig. 3.7: Diagrama fasorial da compensação capacitiva.

Podemos calcular a corrente total e a tensão na barra da seguinte maneira:

$$\dot{I}'_{total} = \dot{I}'_{carga} + \dot{I}'_{sh} \quad (12)$$

$$\dot{V}'_{barra} = \dot{V}'_{sh} + \dot{V}'_{xsh} \quad (13)$$

A magnitude da tensão $\dot{V}'_{sh}$ é maior que $\dot{V}'_{barra}$. Portanto, a corrente $\dot{I}'_{sh}$ flui do conversor para $\dot{V}'_{barra}$. Com isso, o sistema interpreta a fonte de tensão como capacitiva. Para satisfazer essa afirmação temos que: $\dot{V}'_{barra} < \dot{V}'_{sh}$.

A equação para a compensação é dada por:

$$\dot{V}'_{\text{barra}} = \dot{V}'_{\text{sh}} - \dot{I}'_{\text{sh}} \cdot X_{\text{sh}} \quad (14)$$

sendo:

$\dot{V}'_{\text{barra}}$	tensão da barra compensada
$\dot{V}'_{\text{sh}}$	tensão do compensador
$\dot{I}'_{\text{sh}}$	corrente do compensador
X_{sh}	reatância entre o compensador e a barra

Na figura 3.8, é descrito o diagrama para a condição descrita pela equação (14):

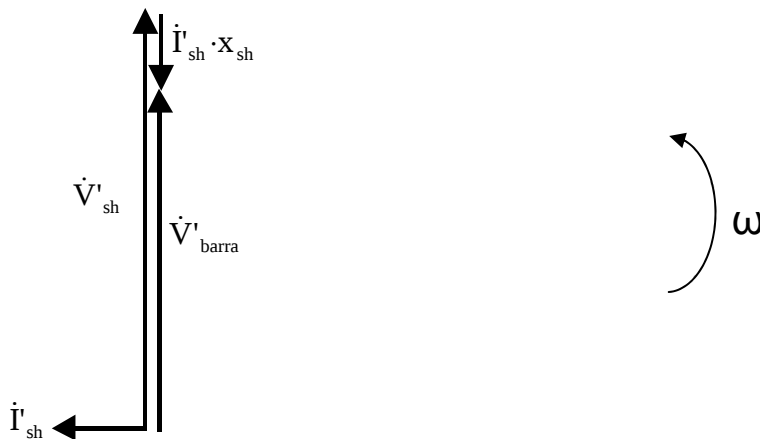


Fig. 3.8: Diagrama de vetor para a compensação capacitiva.

3.2.3.3. Compensação indutiva.

Na compensação indutiva, o compensador em derivação vai absorver potência reativa da barra. O compensador faz com que a magnitude da tensão em $\dot{V}_{\text{barra}}$ diminua. Com isso, a corrente ($\dot{I}_{\text{sh}}''$) flui do sistema para o compensador. Esta corrente é perpendicular aos fasores $\dot{V}_{\text{barra}}''$ e $\dot{V}_{\text{sh}}''$, que estão em fase entre si.

A corrente de carga $\dot{I}_{\text{carga}}''$ é menor que $\dot{I}_{\text{carga}}$, porque houve um afundamento da tensão $\dot{V}_{\text{barra}}''$. O fator de potência não é alterado se a carga permanecer a mesma ($\cos(\varphi'') = \cos(\varphi)$).

Com a redução, a tensão $\dot{V}_{\text{barra}}''$ se torna menor que $\dot{V}_{\text{barra}}$ devido a

compensação indutiva. A queda de tensão $\dot{V}_{xt}''$ é ortogonal a $\dot{I}_{total}''$.

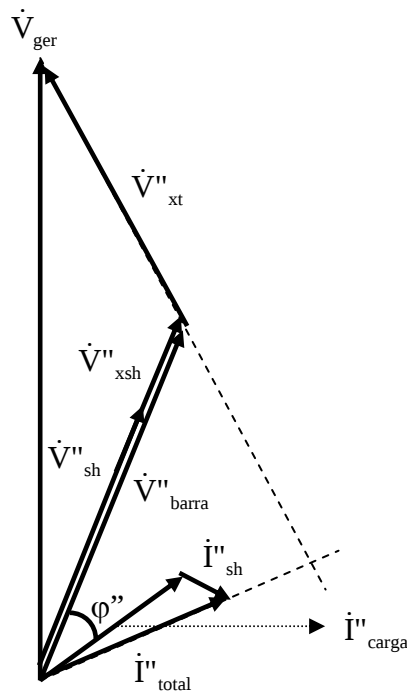


Fig. 3.9: Diagrama fasorial da compensação indutiva.

A corrente total é dada pela seguinte equação:

$$\dot{I}_{total}'' = \dot{I}_{carga}'' + \dot{I}_{sh}'' \quad (15)$$

O módulo de $\dot{V}_{xt}''$ é um pouco maior que o módulo de $\dot{V}_{xt}$. Os fasores $\dot{V}_{xsh}''$, $\dot{V}_{sh}''$ e $\dot{V}_{barra}''$ estão todos em fase e são ortogonais a $\dot{I}_{sh}''$. A equação da tensão compensada é dada por:

$$\dot{V}_{barra}'' = \dot{V}_{sh}'' + \dot{V}_{xsh}'' \quad (16)$$

O fasor $\dot{V}_{sh}''$ é menor que $\dot{V}_{barra}''$. A corrente de compensação $\dot{I}_{sh}''$ flui de $\dot{V}_{barra}''$ para o conversor. Neste caso, a fonte de tensão funciona como uma carga indutiva para o sistema ca, ou seja, $\dot{V}_{barra}'' > \dot{V}_{sh}''$. Para esta condição, temos:

$$\dot{V}_{barra}'' = \dot{V}_{sh}'' + \dot{I}_{sh}'' \cdot X_{sh} \quad (17)$$

sendo:

$\dot{V}_{barra}''$	valor da barra compensada
$\dot{V}_{sh}''$	valor da tensão do compensador
$\dot{I}_{sh}''$	valor da corrente do compensador

x_{sh}

reatância indutiva entre o compensador e a barra

O diagrama fasorial representado pela figura 3.10 apresenta a condição descrita pela equação 17:

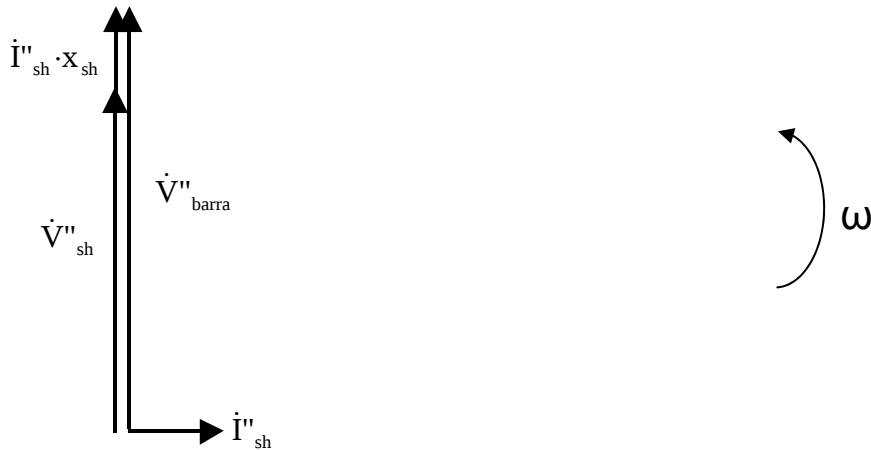


Fig. 3.10: Diagrama fasorial para a compensação indutiva.

3.2.4. Controle da Potência Ativa

O compensador em derivação pode absorver potência ativa do sistema c.a. e enviar para o lado c.c., ou vice-versa, dependendo do ângulo entre a tensão de saída do conversor e a tensão da barra de acoplamento. Se a tensão de saída do conversor está atrasada em relação a tensão da barra do sistema, a potência ativa do sistema c.a. flui em direção ao lado c.c. Caso contrário, se a tensão do compensador estiver adiantada em relação a tensão do sistema c.a., a potência ativa flui do lado c.c. do conversor para o sistema c.a.

A figura 3.11 apresenta os diagramas fasoriais para a troca de potência ativa.

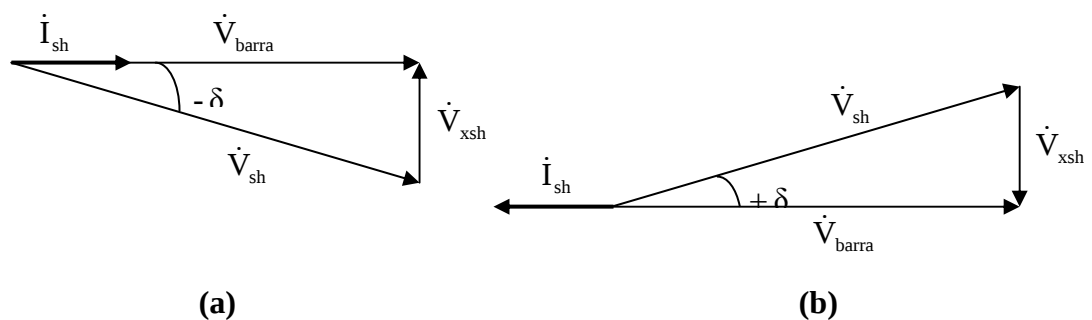


Fig. 3.11: Diagramas fasoriais do conversor shunt: (a) absorvendo potência; (b) fornecendo potência

sendo:

$\dot{V}_{\text{barra}}$	tensão da barra que vai ser controlada
$\dot{V}_{\text{sh}}$	tensão do conversor
$\dot{I}_{\text{sh}}$	corrente da reatância de acoplamento
$\dot{V}_{\text{xsh}}$	queda de tensão da reatância de acoplamento
δ	ângulo de defasagem

Nos diagramas fasoriais da figura 3.11, $\dot{V}_{\text{sh}}$ representa o fasor de tensão que será fornecido ou absorvido ao sistema c.a.

Através da figura 3.11a, $\dot{V}_{\text{sh}}$ está atrasada em relação a tensão do sistema ca ($\dot{V}_{\text{barra}}$), através de um ângulo δ . A queda de tensão $\dot{V}_{\text{xsh}}$ é provocada pela corrente $\dot{I}_{\text{sh}}$, que está em quadratura com $\dot{V}_{\text{barra}}$, e atrasada de $\dot{V}_{\text{xsh}}$ de 90° .

Portanto, o conversor está absorvendo potência ativa do sistema c.a. De maneira oposta, analisando a figura 3.11b, a tensão $\dot{V}_{\text{sh}}$ está adiantada em relação a tensão do sistema c.a, sendo que a corrente $\dot{I}_{\text{sh}}$ está do lado oposto a tensão do sistema. Portanto, o conversor fornece potência ativa ao sistema.

O compensador em derivação pode fornecer ou absorver potência ativa ao sistema c.a. Essa potência absorvida ou fornecida pelo compensador é controlada através da fase da tensão de saída ($\dot{V}_{\text{sh}}$) em relação a tensão do sistema ca ($\dot{V}_{\text{barra}}$).

Para realizar a troca de potência ativa do conversor com o sistema ca, é requerida uma fonte de energia do lado cc. Essa fonte pode ser um gerador ou elemento armazenador de energia, conforme Pin Manzano(2004, p.70-83)

3.3. CONCLUSÕES

Neste capítulo, o VSC é apresentado como um controlador de fluxo de potência conectado em derivação com a barra do sistema de corrente alternada a ser controlada. O objetivo deste FACTS é controlar a magnitude da tensão da barra através do controle da potência reativa, assim como controlar a potência ativa através do defasamento entre a tensão da barra e a tensão do conversor.

Três tipos de análises do funcionamento do compensador shunt são apresentados: sem compensação (a tensão do conversor tem a mesma magnitude da tensão da barra, com isso, não há circulação de corrente no ramo shunt),

compensação capacitiva (a magnitude da tensão do conversor é maior que a tensão da barra – fornece potência reativa) e compensação indutiva (a magnitude da tensão na barra é maior que a tensão de saída do conversor – absorve potência reativa). A potência reativa é controlada por diferença de magnitude de tensão, sem a necessidade de elementos passivos para o armazenamento de reativos.

Observa-se que, utilizando este controlador acoplado a um armazenador de energia, é possível armazenar uma quantidade de energia desejada. Este controlador, injetará esta energia absorvida de volta no sistema, nos momentos necessários. No capítulo 6, serão apresentadas simulações de alguns casos reais, utilizando um controlador VSC, acoplado a um armazenador de energia, capaz de efetuar tal controle.

CAPITULO 4 - DISTÚRBIOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E IMPORTANCIA DOS CONTROLADORES ELETRÔNICOS

4.1.INTRODUÇÃO

O conceito de qualidade de energia está relacionado a um conjunto de alterações que podem ocorrer nos sistemas elétricos. Uma boa definição para o problema de qualidade de energia é "qualquer problema de energia manifestada na tensão, corrente ou nas variações de frequência que resulte em falha ou inadequada operação de equipamentos de consumidores". Os problemas podem ocorrer em várias partes do sistema de energia, seja nas instalações dos consumidores ou no sistema de distribuição, transmissão e geração de energia.

Estes problemas vêm se agravando rapidamente em todo o mundo por diversas razões, dentre as quais:

Aumento na instalação de cargas não-lineares, conforme figura 4.1. O crescente interesse pela racionalização e conservação da energia elétrica tem aumentado o uso de equipamentos que, em muitos casos, aumentam os níveis de distorções harmônicas e podem levar o sistema a condições de ressonância;

Maior sensibilidade dos equipamentos instalados aos efeitos dos distúrbios na qualidade de energia.

A qualidade da energia elétrica (QEE) constitui, na atualidade, num fator crucial para a competitividade de praticamente todos os setores industriais e de serviços. Fica evidente a importância de uma análise e diagnóstico da qualidade da energia elétrica, no intuito de se determinar as causas e as conseqüências dos distúrbios no sistema, além de se apresentar medidas técnicas e economicamente viáveis para solucionar o problema.

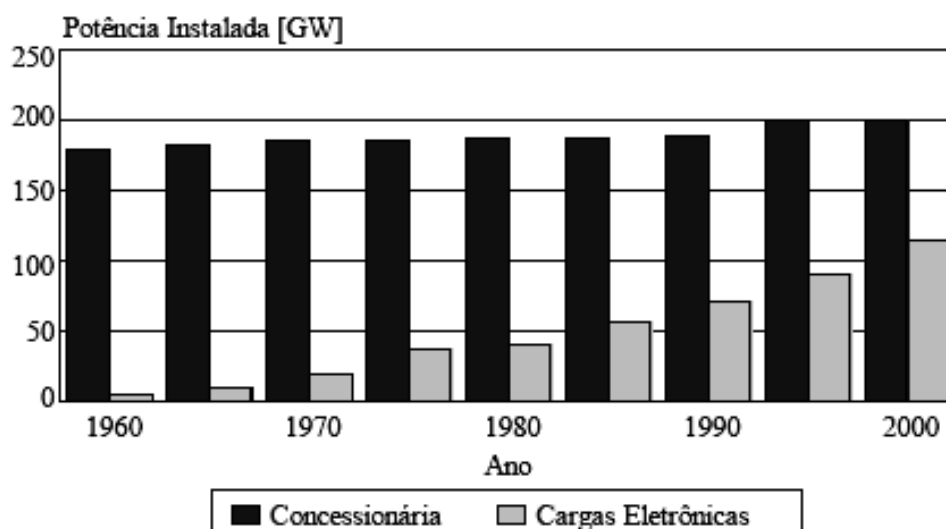


Fig. 4.1: Crescimento de cargas Eletrônicas nos EUA.

4.2. NORMAS E ORGANIZAÇÕES RELACIONADAS COM QUALIDADE DE ENERGIA .

A Europa é o continente mais avançado na implementação de normas de qualidade de energia, uma vez que a norma EM 50160 foi oficialmente adotada por vários países. Nos EUA, muitas concessionárias têm usado normas como a IEEE 519 apenas como referência, raramente incluindo cláusulas relativas a estas normas nos contratos com clientes. Entretanto, o clima de desregulamentação pode significar que contratos com cláusulas de qualidade de energia possam vir a ser comum no futuro. Segue lista de normas e entidades:

EM 50160: dispõe sobre flicker, inter-harmônicas, desvios/ variações de tensão;

IEC 61000-4-15: dispõe sobre medição de flicker, incluindo especificações para medidores;

IEC 61000-4-7: descreve uma técnica de medição padrão para harmônicas.

IEEE 519 (1992): utilizada principalmente por concessionárias de energia nos EUA, descreve níveis aceitáveis de harmônicas para o ponto de entrega de energia pela concessionária.

IEEE 1159 (1995): dispõe sobre monitoração e interpretação apropriada dos fenômenos que causam problemas de qualidade de energia.

CBEMA: Computer and Business Equipment Manufacturers Association. A CBEMA virou ITI em 1994. A curva CBEMA define os níveis de suportabilidade de equipamentos, em função da magnitude da tensão e da duração do distúrbio. Distúrbios que caíam fora da curva podem causar danos aos equipamentos.

ITI: Information Technology Industry Council. Grupo trabalha para defender os interesses da indústria de informática.

4.3. DISTURBIOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.

Na ótica do consumidor, talvez seja mais simples e adequado utilizar simplesmente a palavra "distúrbios" para englobar todos os fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica. Estes "distúrbios" podem ter origem na energia elétrica entregue pela concessionária de energia ou na rede interna de distribuição (incluindo equipamentos ali instalados) do próprio consumidor. A figura 4.2 mostra a origem dos problemas de qualidade de energia, quando analisada sob a ótica do consumidor (Dugan, 1996,p.2-6).

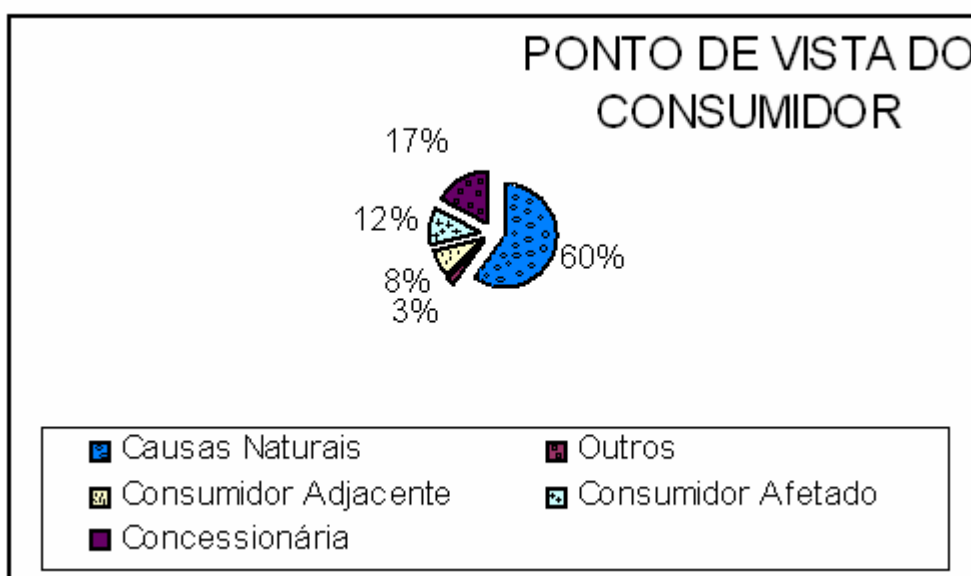


Fig. 4.2: Ponto de Vista do Consumidor.

Atualmente a qualidade de energia é avaliada pela concessionária e órgãos governamentais através de índices específicos, como DEC e FEC.

VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO: que podem ser instantâneas, momentâneas, ou temporárias.

DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO: causados por má distribuição de cargas monofásicas, e que fazem surgir no circuito tensões de seqüência negativa.

DISTORÇÕES DA FORMA DE ONDA: que podem ser classificadas em cinco tipos: nível CC, harmônicos, inter harmônicos, "notching" e ruídos.

OSCILAÇÕES DE TENSÃO: que são variações sistemáticas dos valores eficazes da tensão de suprimento (dentro da faixa compreendida entre 0,95 e 1,05 pu), e que podem ser aleatórias, repetitivas ou esporádicas.

VARIAÇÕES DA FREQUÊNCIA DO SISTEMA: que são definidas como sendo desvios no valor da frequência fundamental deste sistema 50 ou 60 Hz. (Dugan, 1996,p.12-13).

A figura 4.4 mostra efeitos causados por diversos tipos de distúrbios.

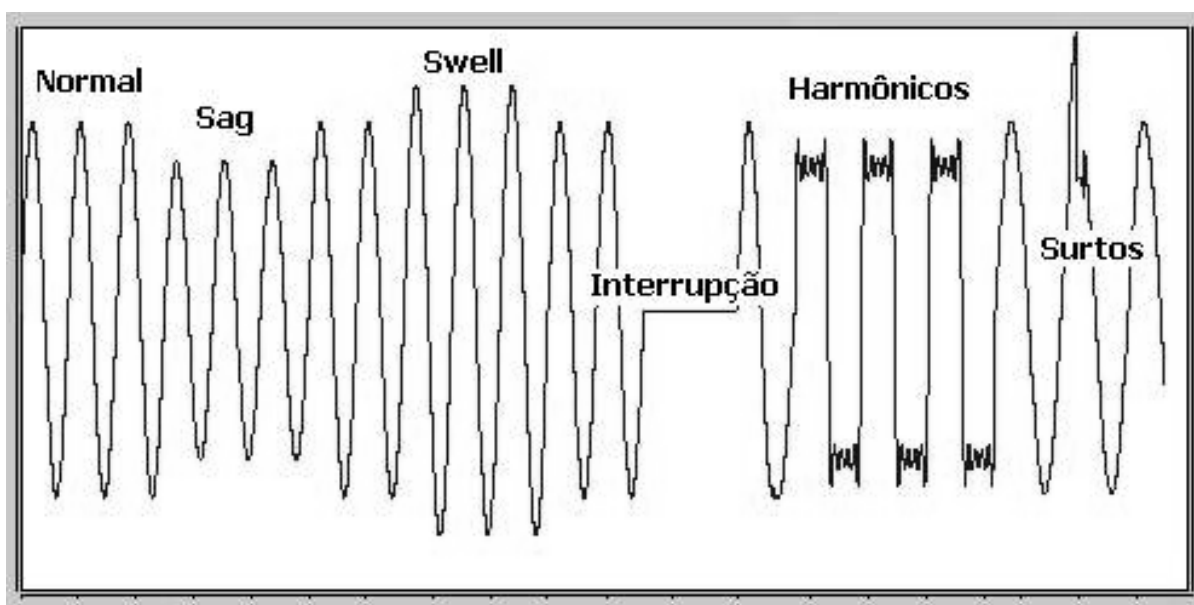


Fig. 4.4: Formas de onda típicas dos distúrbios.

4.3.1. Transitórios .

Os transitórios são fenômenos eletromagnéticos oriundos de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica.

Geralmente, a duração de um transitório é muito pequena, mas de grande importância, uma vez que submetem equipamentos a grandes solicitações de tensão e/ou corrente.

Existem dois tipos de transitórios:

- Impulsivos
- Oscilatórios

4.3.1.1. Transitório impulsivo

Normalmente causado por descargas atmosféricas, pode ser definido como uma alteração repentina nas condições de regime permanente de tensão e corrente, ou ambas, caracterizando-se por apresentar impulsos unidirecionais em polaridade (positivo ou negativo) e com frequência bastante diferente daquela da rede elétrica.

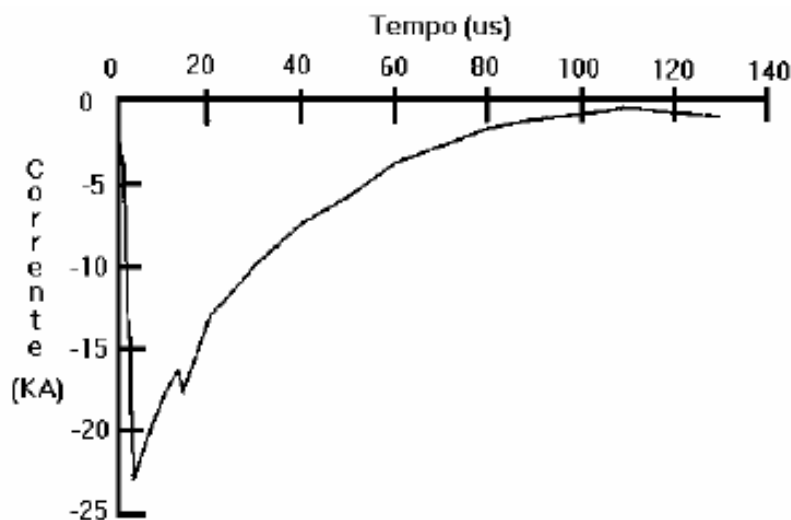


Fig.4.5: Corrente transitória impulsiva oriunda de uma descarga atmosférica.

Em sistemas de distribuição o caminho mais provável para as descargas atmosféricas é através do condutor fase, no primário ou no secundário, causando altas sobre tensões no sistema.

Uma descarga diretamente na fase pode gerar também subtensões de curta duração "sag" e interrupções. Sobre tensões transitórias elevadas, podem

também ser geradas por descargas que fluem ao longo do condutor terra, causando os seguintes problemas:

- Elevação do potencial de terra local, em relação a outro terra, em vários kV. (Equipamentos eletrônicos conectados entre duas referências de terra, tais como computadores conectados a modems, podem ser danificados quando submetidos a altos níveis de tensão).
- Indução de altas tensões nos condutores fase, quando as correntes passam pelos cabos a caminho do terra.

4.3.1.2. Transitório oscilatório

É caracterizado por uma alteração repentina nas condições de regime permanente da tensão e/ou corrente possuindo valores de polaridade positiva e negativa. Estes transitórios normalmente são decorrentes de energização de linhas, corte de corrente indutiva, eliminação de faltas, chaveamento de bancos de capacitores e transformadores, etc.

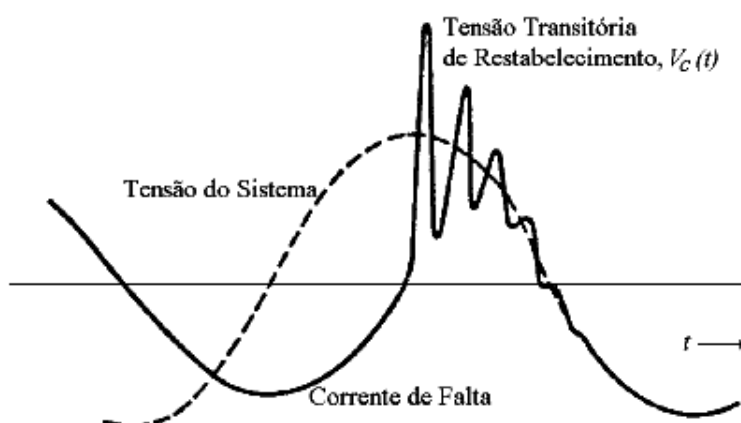


Fig. 4.6: Sobre tensão decorrente da eliminação de uma falta

Os transitórios oscilatórios de baixa frequência podem ser causados por vários tipos de eventos. O mais freqüente é a energização de bancos de capacitores, o qual geralmente resulta em oscilações de tensão com frequência entre 300 e 900Hz, com magnitude máxima por volta de 2,0 p.u. e duração de até 3 ciclos.

Considerando o crescente emprego de capacitores pelas concessionárias para a manutenção dos níveis de tensão, e pelas indústrias com vistas à correção do fator de potência, existe uma preocupação especial no que se refere à possibilidade

de se estabelecer uma condição de ressonância, devido às oscilações de altas frequências, entre o sistema da concessionária e a indústria, e assim ocorrer uma amplificação das tensões transitórias, podendo atingir níveis de 3 a 4 p.u..

Um procedimento comum para limitar a magnitude da tensão transitória é transformar os bancos de capacitores em filtros harmônicos. Uma indutância em série com o capacitor reduzirá a tensão transitória na barra do consumidor a níveis aceitáveis. Os transitórios oscilatórios de média frequência podem ser causados por:

- energização de capacitor "back-to-back" (resultando em correntes transitórias de dezenas de kHz),
- chaveamento de disjuntores para eliminação de faltas e também como resposta do sistema a um transitório impulsivo.

Os transitórios oscilatórios de alta frequência são geralmente os resultados de uma resposta do sistema a um transitório impulsivo, podendo ser causados por descargas atmosféricas ou por chaveamento de circuitos indutivos.

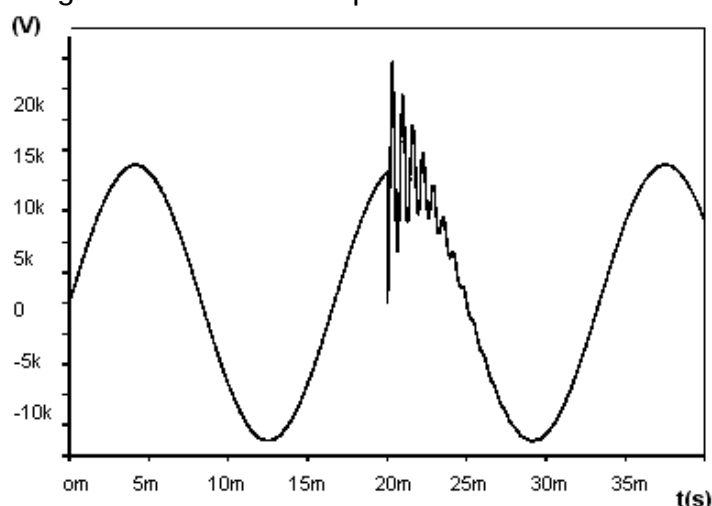


Fig. 4.7: Transitório proveniente do chaveamento de um banco de capacitores.

4.3.2. Variações de longa duração na tensão .

Dos problemas relacionados às variações na tensão, citamos os efeitos de longa duração por um período superior a 1 min, que podem ser caracterizados como desvios que ocorrem no valor eficaz da tensão, em relação a frequência do sistema.

Estas variações podem estar associadas à sobre ou subtensão e faltas sustentadas (interrupções). No caso de sobre ou subtensão, geralmente, não resultam de falhas do sistema, mas são causadas por variações na carga e ou

operações de chaveamento sobre o mesmo. Tais variações são tipicamente apresentadas e analisadas como gráficos do sinal de tensão (rms – root mean square) versus o tempo.

4.3.2.1. Sobretensões – (SWELL)

Pode-se definir como sobre tensão um aumento no valor eficaz da tensão maior que 110% (valores típicos entre 1,1 e 1,2 p.u.) na tensão do sistema, por uma duração maior do que 1 min, normalmente estas sobre tensões, resultam no desligamento de grandes cargas ou energização de bancos de capacitores. Tap's dos transformadores incorretamente conectados também podem resultar em sobre tensões no sistema.

Normalmente, são instalados nas indústrias bancos de capacitores fixos, para correção do fator de potência ou mesmo para elevação da tensão nos circuitos internos da instalação. Nos horários de ponta, quando há grandes solicitações de carga, o reativo fornecido por estes bancos é desejável. Entretanto, no horário fora de ponta, principalmente no período noturno, tem-se um excesso de reativo injetado no sistema, o qual se manifesta por uma elevação da tensão.

Conseqüências das sobre tensões de longa duração: falha dos equipamentos, os dispositivos eletrônicos podem sofrer danos durante condições de sobre tensões, embora transformadores, cabos, disjuntores, TC's, TP's e máquinas rotativas, geralmente, não apresentam falhas imediatas. Entretanto, tais equipamentos, quando submetidos a repetidas sobre tensões, poderão ter as suas vidas úteis reduzidas.

Relés de proteção também poderão apresentar falhas de operação durante as sobre tensões.

4.3.2.2. Subtensões – (SAG)

Subtensão apresenta características opostas, a sobre tensão, sendo que, um decréscimo no valor eficaz da tensão c.a. para menos de 90% na tensão do sistema, também com uma duração superior a 1 min.

As subtensões são decorrentes, principalmente, do carregamento excessivo de circuitos alimentadores, os quais são submetidos a determinados níveis de corrente que, interagindo com a impedância da rede, dão origem a quedas de tensão acentuadas. Outros fatores que contribuem para as subtensões são:

- a conexão de cargas à rede elétrica,
- o desligamento de bancos de capacitores e, conseqüentemente, o excesso de reativo transportado pelos circuitos de distribuição, o que limita a capacidade do sistema no fornecimento de potência ativa e ao mesmo tempo eleva a queda de tensão.

4.3.2.3. Interrupções sustentadas

Pode-se definir uma interrupção sustentada quando o fornecimento de tensão permanece em zero por um período de tempo que excede 1 min. caracteriza-se por uma variação de tensão de longa duração

As interrupções maiores do que 1 min são geralmente permanentes e requerem intervenção humana para reparar e retornar o sistema à operação normal no fornecimento de energia

As interrupções sustentadas podem ocorrer de forma inesperada ou de forma planejada. A maioria delas ocorre inesperadamente e as principais causas são falhas nos disjuntores, queimas de fusíveis; falha de componentes de circuito alimentador, etc. Já as interrupções planejadas são feitas geralmente para executar manutenção na rede, ou seja, serviço como troca de cabos e postes, mudança do tap do transformador, alteração dos ajustes de equipamentos de proteção, etc.

Seja a interrupção de natureza sustentada ou inesperada, o sistema elétrico deve ser projetado e operado de forma a garantir que:

- o número de interrupções seja mínimo;
- uma interrupção dure o mínimo possível e
- o número de consumidores afetados seja pequeno.

Ao ocorrer uma falta de caráter permanente, o dispositivo de proteção do alimentador principal executa 3 ou 4 operações na tentativa de se restabelecer o sistema, até que o bloqueio definitivo seja efetuado. A duração desta interrupção pode atingir de vários minutos a horas (em média 2 horas), dependendo do local da falta, do tipo de defeito na rede e também da operacionalidade da equipe de manutenção. Em redes aéreas, a localização do defeito não demora muito tempo, ao passo que em redes subterrâneas necessita-se de um tempo considerável, o que contribui para o comprometimento da qualidade do fornecimento. Entretanto, a probabilidade de ocorrer uma falta em redes subterrâneas é muito menor do que em

redes aéreas.

A consequência de uma interrupção sustentada é o desligamento dos equipamentos, exceto para aquelas cargas protegidas por sistemas “no-breaks” ou por outras formas de armazenamento de energia. Como já foi colocado anteriormente, no caso de interrupções de curta duração, o desligamento de equipamentos acarreta grandes prejuízos às indústrias. No caso de interrupção sustentada o prejuízo é ainda maior, visto que o tempo de duração da interrupção é muito grande, comparado com o da interrupção de curta duração, retardando a retomada do processo produtivo.

4.3.3. Variações de curta duração na tensão .

As variações de tensão de curta duração podem ser caracterizadas por alterações instantâneas (afundamentos e elevações de 0,5 a 30 ciclos), momentâneas (interrupções de 0,5 a 3s e afundamentos/elevações de 30ciclos a 3s) ou temporárias (interrupções e afundamentos/elevações de 3s a 1min.).

Tais variações de tensão são, geralmente, causadas pela energização de grandes cargas que requerem altas correntes de partida, ou por intermitentes falhas nas conexões dos cabos de sistema. Dependendo do local da falha e das condições do sistema, o resultado pode ser uma queda de tensão temporária ("sag"), uma elevação de tensão ("swell") ou mesmo uma interrupção completa do sistema elétrico.

4.3.3.1. Interrupções de curta duração.

Chama-se interrupção de curta duração quando a tensão de suprimento cai para um valor menor que 0,1 p.u. por um período de tempo não superior a 1 minuto, o que geralmente ocorre por faltas no sistema de energia, falhas de equipamentos e mau funcionamento de sistemas de controle. Algumas interrupções podem ser precedidas por um "sag" quando estas são devidas à faltas no sistema supridor. O "sag" ocorre no período de tempo entre o início de uma falta e a operação do dispositivo de proteção do sistema.

No caso de um curto-circuito no sistema supridor da concessionária, logo que o dispositivo de proteção detecta a corrente de curto-circuito, comanda a desenergização da linha com objetivo de eliminar a corrente de falta. Somente após um curto intervalo de tempo, o religamento automático do disjuntor ou religador é

efetuado.

Entretanto, pode ocorrer que, após o religamento, o curto persista e uma seqüência de religamentos pode ser efetuada com o intuito de eliminar a falta.

A figura 4.8 ilustra uma seqüência de religamentos com valores típicos de ajustes do atraso.

Sendo a falta de caráter temporário, o equipamento de proteção não completará a seqüência de operações programadas e o fornecimento de energia não é interrompido.

Assim, a maior parte dos consumidores (principalmente os residenciais) não sentirá os efeitos da interrupção. Porém, algumas cargas mais sensíveis (ex: computadores e outras cargas eletrônicas) estarão sujeitas a tais efeitos, a menos que a instalação seja dotada de unidades UPS (no-break's), que evitarão maiores conseqüências na operação destes equipamentos.

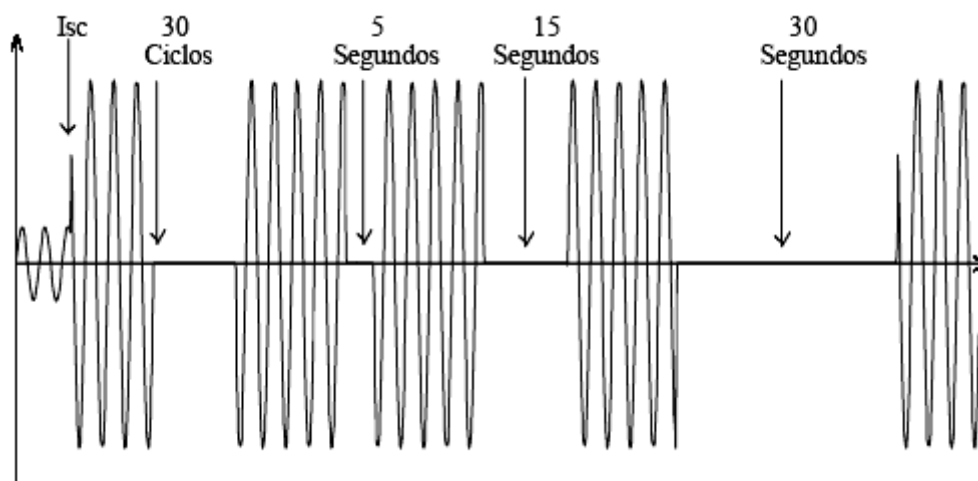


Fig.4.8: Seqüência de manobras de proteção

Alguns dados estatísticos revelam que 75% das faltas em redes aéreas são de natureza temporária. No passado, este percentual não era considerado preocupante.

Entretanto, com o crescente emprego de cargas eletrônicas, como inversores, computadores, etc., este número passou a ser relevante nos estudos de otimização do sistema, pois é, agora, tido como responsável pela saída de operação de diversos equipamentos, interrompendo o processo produtivo, e causando enormes prejuízos às indústrias.

4.3.3.2. Queda de tensão de curta duração .

Uma queda de tensão de curta duração, também chamada de "sag", é caracterizada por uma redução no valor eficaz da tensão, entre 0,1 e 0,9 p.u., na frequência fundamental, com duração entre 0,5 ciclo a 1 minuto. A figura ao lado ilustra uma sub tensão de curta duração típica, causada por uma falta fase-terra. Observa-se um decréscimo de 80% na tensão por um período de aproximadamente 3 ciclos, até que o equipamento de proteção da subestação opere e elimine a corrente de falta.

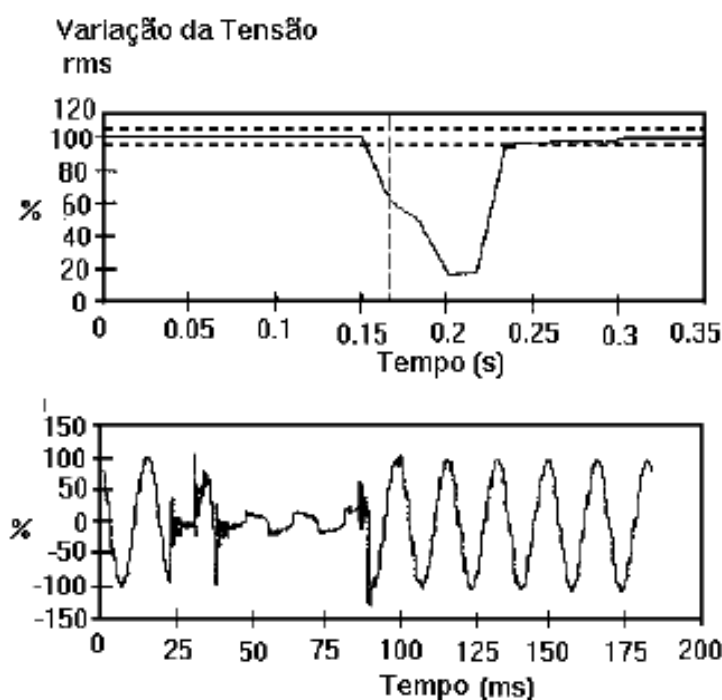


Fig.4.9: "SAG" causado por curto fase-terra.

4.3.3.3. Elevação de tensão de curta duração .

Uma sobre tensão de curta duração ou "swell" é definida como um aumento entre 1,1 e 1,8 pu na tensão eficaz, na frequência da rede, com duração entre 0,5 ciclo a 1 minuto. Os "swells" estão geralmente associados com condições de falta no sistema. A figura 4.9 ilustra um "swell" causado por uma falta fase-terra. Este fenômeno pode também estar associado à saída de grandes blocos de cargas ou à energização de grandes bancos de capacitores, porém, com uma incidência pequena se comparada com as sobre tensões provenientes de faltas fase-terra nas redes de transmissão e distribuição.

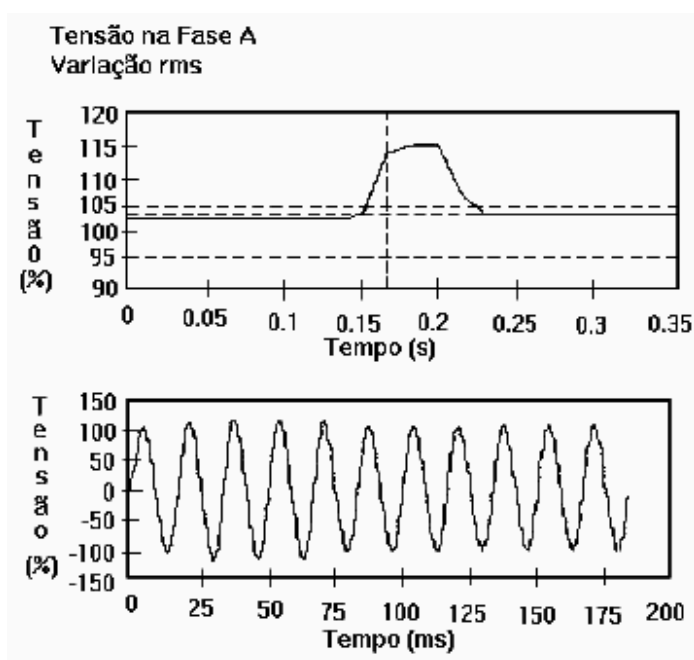


Fig.4.10: "SWELL" – Causado por uma falta fase-terra.

As sobre tensões de curta duração são caracterizadas pelas suas magnitudes (valores eficazes) e suas durações. A severidade de um "swell" durante uma condição de falta é função do local da falta, da impedância do sistema e do aterramento. Sua duração está intimamente ligada aos ajustes dos dispositivos de proteção, à natureza da falta (permanente ou temporária) e à sua localização na rede elétrica.

Como consequência das sobre tensões de curta duração em equipamentos, pode-se citar falhas dos componentes, dependendo da frequência de ocorrência do distúrbio.

Dispositivos eletrônicos incluindo, computadores e controladores eletrônicos, podem apresentar falhas imediatas durante estas condições. Transformadores, cabos, barramentos, dispositivos de chaveamento, TP's, TC's e máquinas rotativas podem ter a vida útil reduzida.

Um aumento de curta duração na tensão em alguns relés pode resultar em má operação, enquanto outros podem não ser afetados. Um "swell" em um banco de capacitores pode, freqüentemente, causar danos no equipamento.

Dentro do exposto, a preocupação principal recai sobre os equipamentos eletrônicos, uma vez que estas sobre tensões podem vir danificar os componentes internos destes equipamentos, conduzindo-os à má operação, ou em casos

extremos, à completa inutilização.

Vale ressaltar mais uma vez que, a suportabilidade de um equipamento não depende apenas da magnitude da sobre tensão, mas também do seu período de duração, conforme figura 4.11, que mostra as tolerâncias típicas de microcomputadores às variações de tensão (curva CBEMA).

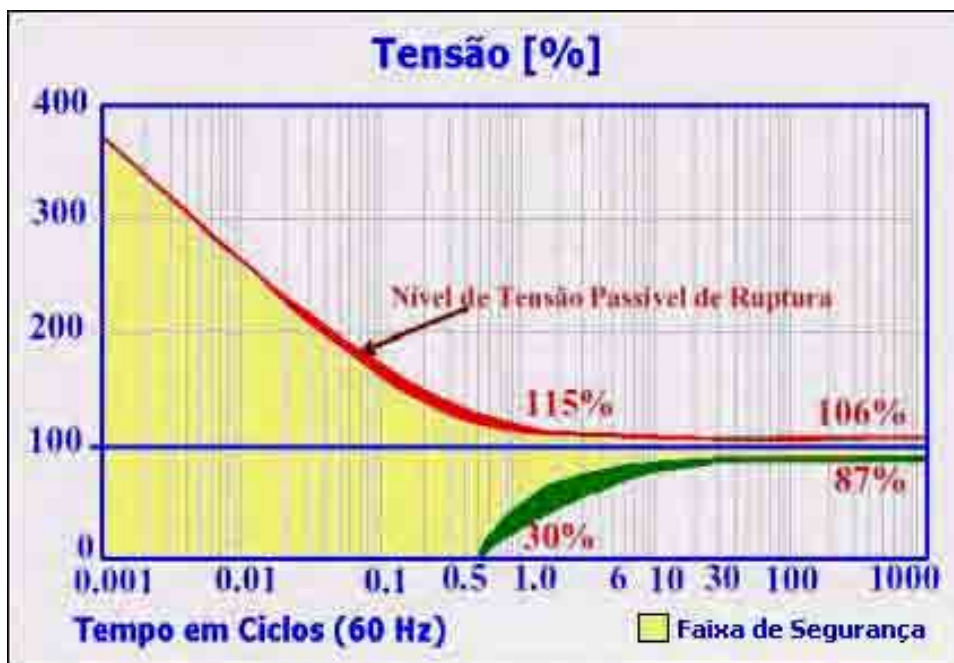


Fig.4.11: Tolerâncias Típicas às variações de tensão.

Diante de tais problemas causados por sobre tensões de curta duração, este item de qualidade sugere que seja mantida uma atenção por parte de consumidores, fabricantes e concessionárias, no intuito de eliminar ou reduzir as conseqüências oriundas deste fenômeno. (Dugan, 1996,p.9-38).

4.3.4. Desequilíbrios de tensão .

Os desequilíbrios podem ser definidos como o desvio máximo da média das correntes ou tensões trifásicas, dividido pela média das correntes ou tensões trifásicas em percentual.

As origens destes desequilíbrios estão geralmente nos sistemas de distribuição, os quais possuem cargas monofásicas distribuídas inadequadamente, fazendo surgir no circuito tensões de seqüência negativa. Este problema se agrava quando consumidores alimentados de forma trifásica possuem uma má distribuição de carga em seus circuitos internos, impondo correntes desequilibradas no circuito

da concessionária.

Tais fatores fazem com que a qualidade no fornecimento de energia seja prejudicada, e alguns consumidores tenham em suas alimentações um desequilíbrio de tensão. Estes desequilíbrios de tensão podem apresentar problemas indesejáveis na operação de equipamentos, dentre os quais se destacam:

- amplitudes diferentes;
- assimetria nas fases; e
- assimetria conjunta de amplitudes e fases.

Destas, apenas a primeira é freqüentemente evidenciada no sistema elétrico. A instalação elétrica de um consumidor, sujeito a desequilíbrios de tensão, pode apresentar problemas indesejáveis na operação de equipamentos, dentre os quais destacam-se:

- motores de indução,
- máquinas síncronas,
- retificadores.

4.3.4.1. Motores de Indução

Para as análises dos efeitos de tensões desequilibradas aplicadas a um motor de indução, consideram-se somente os efeitos produzidos pelas tensões de seqüência negativa, somados aos resultados da tensão de seqüência positiva.

Os efeitos das tensões e correntes de seqüência zero não são comumente considerados, visto que a maioria dos motores não possui caminho para a circulação destas correntes, seja pela conexão estrela isolada ou em delta destes motores.

Sabe-se que, quando tensões de seqüência negativa são aplicadas ao estator do motor, surge um correspondente campo magnético que gira no sentido contrário ao campo da seqüência positiva, ou seja, contrário ao sentido de rotação do rotor.

Assim, tem-se estabelecido uma indesejável interação entre os dois campos, o que resulta num conjugado pulsante no eixo da máquina.

A figura 4.12 ilustra a curva do conjugado desenvolvido por um motor de indução (20cv, 220V, Y), bem como a curva de conjugado de carga, quando alimentado por tensões desequilibradas.

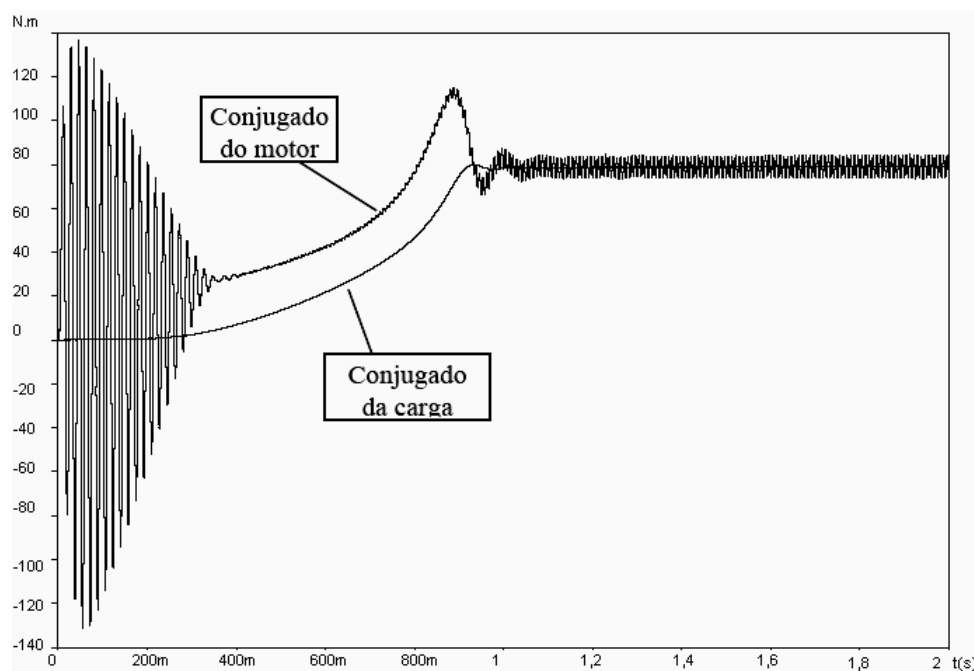


Fig. 4.12: Resposta do motor a um desequilíbrio de tensão.

Fonte: Oleskovicz M. – Qualidade de Energia-Fundamentos Básicos, p.51.

4.3.4.2. Máquinas síncronas

Como no caso anterior, a corrente de seqüência negativa fluindo através do estator de uma máquina síncrona, cria um campo magnético girante com velocidade igual à do rotor, porém, no sentido contrário ao de rotação definido pela seqüência positiva.

Conseqüentemente, as tensões e correntes induzidas nos enrolamentos de campo, de amortecimento e na superfície do ferro do rotor, terão uma freqüência igual a duas vezes à da rede, aumentando significativamente as perdas no rotor.

4.3.4.3. Retificadores

Uma ponte retificadora c.a./c.c. trifásica, controlada ou não, injeta na rede c.a., quando esta opera sob condições nominais, correntes harmônicas características (de ordem 5, 7, 11, 13, etc.). Entretanto, quando o sistema supridor encontra-se desequilibrado, os retificadores passam a gerar, além das correntes harmônicas características, o terceiro harmônico e seus múltiplos. A presença do terceiro harmônico e seus múltiplos no sistema elétrico é extremamente indesejável, pois possibilita manifestação de ressonâncias não previstas, causando danos a uma série de equipamentos (Oleskovicz, 2004, p.50-53).

4.3.5. Distorções na forma de onda .

A distorção da forma de onda é definida como um desvio, em regime permanente, da forma de onda puramente senoidal, na frequência fundamental, e é caracterizada principalmente pelo seu conteúdo harmônico. Existem cinco tipos principais de distorções da forma de onda:

4.3.5.1. Nível C.C

A presença de tensão ou corrente c.c. em um sistema elétrico c.a. é denominado "d.c. offset". Este fenômeno pode ocorrer como o resultado da operação ideal de retificadores de meia-onda. O nível c.c. em redes de corrente alternada pode levar à saturação de transformadores, resultando em perdas adicionais e redução da vida útil.

4.3.5.2. Notching

Distúrbio de tensão causado pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Este fenômeno pode ser detectado através do conteúdo harmônico da tensão afetada. As componentes de frequência associadas com os "notchings" são de alto valor e, desta forma, não podem ser medidas pelos equipamentos normalmente utilizados para análise harmônica.

4.3.5.3. Ruídos

É definido como um sinal elétrico indesejado, contendo uma larga faixa espectral com frequências menores que 200 KHz, as quais são superpostas às tensões ou correntes de fase, ou encontradas em condutores de neutro. Os ruídos em sistemas de potência podem ser causados por equipamentos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a estado sólido e fontes chaveadas e normalmente estão relacionados com aterramentos impróprios.

4.3.5.4. Interharmônicos

Componentes de frequência, em tensão ou corrente, que não são múltiplos inteiros da frequência fundamental do sistema supridor (50 ou 60 Hz). Elas podem aparecer como frequências discretas ou como uma larga faixa espectral. Os interharmônicos podem ser encontrados em redes de diferentes classes de tensão. As suas principais fontes são conversores estáticos de potência, cicloconversores, motores de indução e equipamentos a arco. Sinais "carrier" em linhas de potência também podem ser considerados como interharmônicos. Os efeitos deste fenômeno não são bem conhecidos, mas admite-se que os mesmos podem afetar a transmissão de sinais "carrier" e induzir "flicker" visual no display de equipamentos como tubos de raios catódicos.

4.3.5.5. Harmônicos

Tensões ou correntes senoidais de frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental (50 ou 60 Hz) na qual opera o sistema de energia elétrica. Estes harmônicos distorcem as formas de onda da tensão e corrente e são oriundos de equipamentos e cargas com características não-lineares instalados no sistema de energia.

Tecnicamente, uma harmônica é a componente de uma onda periódica cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental (no caso da energia elétrica, de 60 Hz). A melhor maneira de explicar isto é como mostra a figura 4.13, vemos duas curvas: uma onda senoidal normal, representando uma corrente de energia "limpa", e outra onda menor, representando uma harmônica. Esta segunda onda menor representa a harmônica de quinta ordem, o que significa que sua frequência é de 5×60 Hz, ou 300 Hz. Na figura 4.14, observa-se como ficaria a soma das duas curvas. Esta curva resultante mostra bem a distorção harmônica da curva de tensão, na presença de harmônicas.

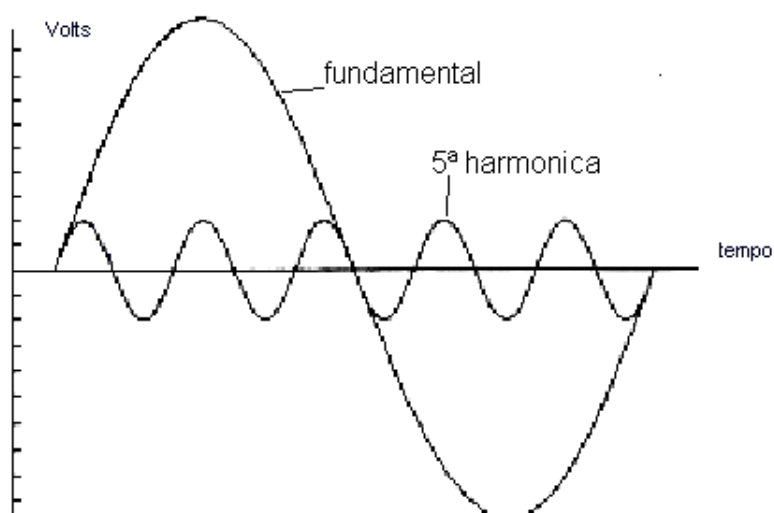


Fig. 4.13: Forma de ondas “fundamental e 5ª ordem”

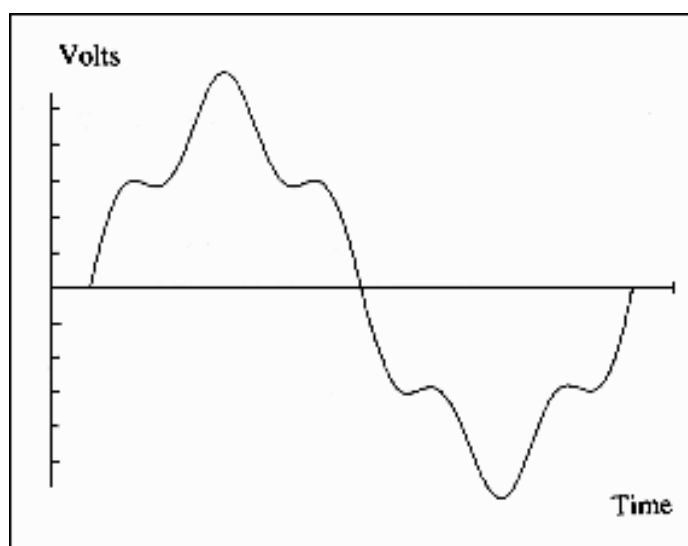


Fig.4.14: Somatória das formas de onda fundamental + 5ª ordem.

As distorções harmônicas vêm contra os objetivos da qualidade do suprimento promovido por uma concessionária de energia elétrica, a qual deve fornecer aos seus consumidores uma tensão puramente senoidal, com amplitude e frequência constantes. Entretanto, o fornecimento de energia a determinados consumidores que causam deformações no sistema supridor, prejudica não apenas o consumidor responsável pelo distúrbio, mas também outros conectados à mesma rede elétrica. No passado não havia maiores preocupações com harmônicos. Cargas com características não lineares eram pouco utilizadas e os equipamentos eram mais resistentes aos efeitos provocados por harmônicas. Entretanto, nos últimos

anos, com o rápido desenvolvimento da eletrônica de potência, e a utilização de métodos que buscam o uso mais racional da energia elétrica, o conteúdo harmônico presente nos sistemas tem-se elevado, causando uma série de efeitos indesejáveis em diversos equipamentos, comprometendo a qualidade e o próprio uso racional da energia elétrica. Assim, é de grande importância citar aqui os vários tipos de cargas elétricas com características não-lineares, que têm sido implantadas em grande quantidade no sistema elétrico brasileiro:

- circuitos de iluminação com lâmpadas de descarga; reatores baixo fator de potência
- fornos de arco; compensadores estáticos tipo reator saturado, etc.
- motores de corrente contínua controlados por retificadores;
- motores de indução controlados por inversores;
- processos de eletrólise através de retificadores não-controlados;
- motores síncronos controlados por ciclo conversores;
- fornos de indução de alta frequência, etc.
- fornos de indução controlados por reatores saturados;
- cargas de aquecimento controladas por tiristores;
- motores de indução controlados por tensão de estator;
- reguladores de tensão a núcleo saturado;
- computadores;
- eletrodomésticos com fontes chaveadas, sendo que muitos já possuem correção fator de potência.

Como já foram citadas, as distorções harmônicas causam muitos prejuízos às plantas industriais. De maior importância, são a perda de produtividade, e de vendas devido a paradas de produção.

Segue relação mais detalhada destes prejuízos:

- capacitores: queima de fusíveis e redução da vida útil.
- motores: redução da vida útil e impossibilidade de atingir potência máxima.
- fusíveis/ disjuntores: operação falsa / errônea e componentes danificados.
- transformadores: aumento de perdas, causando redução de capacidade e diminuição da vida útil.
- medidores: possibilidade de medições errôneas e de maiores contas.

- telefones: interferências.
- máquinas síncronas: sobre aquecimento das sapatas polares, causado pela circulação de correntes harmônicas nos enrolamentos amortecedores.
- acionamentos / fontes: operações errôneas devido a múltiplas passagens por zero, e falha na comutação de circuitos.
- carregamento exagerado do circuito de neutro, principalmente em instalações que agregam muitos aparelhos eletrônicos e possuem malhas de terra mal projetadas.

Os principais problemas causados por harmônicos, no entanto, se dão junto a bancos de capacitores, que podem originar condições de ressonância, caracterizando uma sobre tensão nos terminais das unidades capacitivas.

Em decorrência desta sobre tensão, tem-se uma degradação do isolamento das unidades capacitivas, e em casos extremos, uma completa danificação dos capacitores. Além disso, consumidores conectados no mesmo ponto ficam submetidos a tensões perigosas, mesmo não sendo portadores de cargas poluidoras em sua instalação.

Mesmo sem uma condição de ressonância, um capacitor é sempre um caminho de baixa impedância para as correntes harmônicas e sempre estará sujeito a sobrecarga e aquecimento excessivo. A figura 4.15 apresenta a curva da vida útil em relação a temperatura dos capacitores.

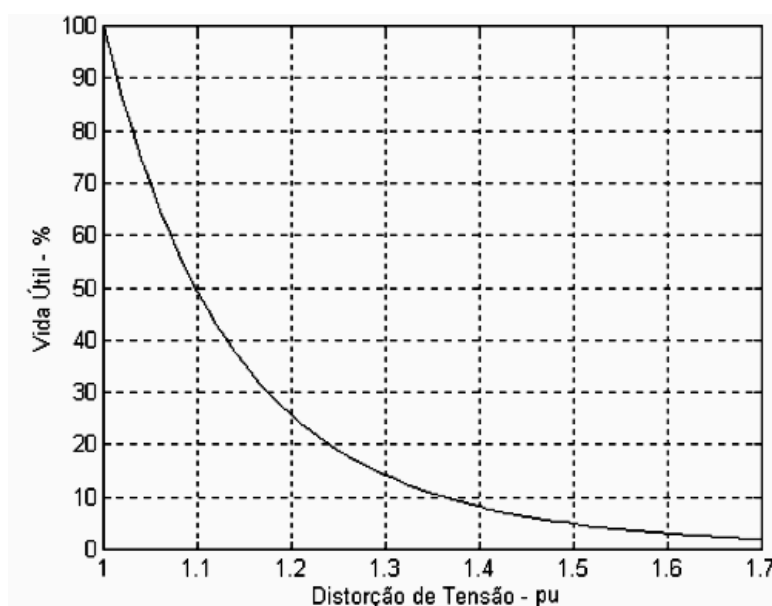


Fig.4.15: Vida Útil em relação a sobre temperatura em capacitores.

4.3.6. Flutuações ou oscilações de tensão .

As flutuações de tensão correspondem a variações sistemáticas dos valores eficazes da tensão de suprimento dentro da faixa compreendida entre 0,95 e 1,05 pu. Tais flutuações são geralmente causadas por cargas industriais e manifestam-se de diferentes formas, a destacar:

4.3.6.1. Flutuações Aleatórias

Causadas por fornos a arco, onde as amplitudes das oscilações dependem do estado de fusão do material e do nível de curto-circuito da instalação.

4.3.6.2. Flutuações Repetitivas

Causadas, por máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas e ferrovias.

4.3.6.3. Flutuações Esporádicas

Causadas pela partida direta de grandes motores.

Os principais efeitos nos sistemas elétricos, resultados das oscilações causadas pelos equipamentos mencionados anteriormente são oscilações de potência e torque das máquinas elétricas, queda de rendimento dos equipamentos elétricos, interferência nos sistemas de proteção, e efeito "flicker" ou cintilação luminosa.

4.3.6.4. Flicker

Variações de tensão originam flutuações na intensidade da luz nas casas, escritórios e outras instalações. A certa frequência, mesmo as pequenas variações de luz podem ser sentidas por muitas pessoas como altamente desconfortáveis. Tais distúrbios são chamados de flicker. O flicker, como uma questão da Qualidade de Energia tem atraído considerável atenção da mídia. No mundo todo, limites mais baixos de tolerância para o flicker estão sendo gradualmente implementados.

Fornos elétricos a arco encontrados nas siderurgias, são fontes significativas de flicker. Outras fontes incluem máquinas de soldar e geradores eólicos.

As forças liberadas no processo do forno a arco impõem uma vasta faixa

de distúrbios de natureza verdadeiramente aleatória na rede.

A única forma de se reduzir tais distúrbios com sucesso é medir continuamente e reagir corretamente às rápidas mudanças, através de compensação instantânea (Oleskovicz, 2004, p.69-72)

4.3.7. Variações na frequência do sistema elétrico .

Variações na frequência de um sistema elétrico são definidas como sendo desvios no valor da frequência fundamental deste sistema (50 ou 60Hz). A frequência do sistema de potência está diretamente associada à velocidade de rotação dos geradores que suprem o sistema. Pequenas variações de frequência podem ser observadas como resultado do balanço dinâmico entre carga e geração no caso de alguma alteração (variações na faixa de $60 \pm 0,5\text{Hz}$). Variações de frequência que ultrapassam os limites para operação normal em regime permanente, podem ser causadas por faltas, em sistemas de transmissão, saída de um grande bloco de carga ou pela saída de operação de uma grande fonte de geração. Em sistemas isolados, entretanto, como é o caso da geração própria nas indústrias, na eventualidade de um distúrbio, a magnitude e o tempo de permanência das máquinas operando fora da velocidade, resultam em desvios da frequência em proporções mais significativas.

4.3.8. Resumo: causas, efeitos e soluções.

Distúrbio	Descrição	Causas	Efeitos	Soluções
Interrupções	Interrupção total da alimentação elétrica	Curto-circuitos, descargas atmosféricas, e outros acidentes que exijam manobras precisas de fusíveis, disjuntores, etc.	Queda do sistema, danificação de componentes e Perda de Produção.	.UPS(no-break) .Geradores de emergência (interrupções de longa duração)
Transientes	Distúrbio na curva senoidal, resultando em rápido e agudo aumento de tensão	Descargas atmosféricas, Manobras da concessionária, Manobras de grandes cargas e bancos de capacitores.	Travamento, perda de memória e erros de processamento. Queima de placas eletrônicas, danificação de materiais de isolamento e de equipamentos	.Supressores de transientes .UPS com supressores de transientes .Transformadores de isolamento
Sag / Swell	Subtensões (sags) ou sobretensões (swells) curtas (meio ciclo até 3s) Sags respondem por cerca de 87% de todos os distúrbios elétricos	Queda e partida de grandes equipamentos. Curto-circuitos. Falha em equipamentos ou manobras da concessionária	Perda de dados e erros de processamento, Desligamento de equipamentos, Oscilações em motores com redução de vida útil	.UPS .Reguladores de tensão
Ruídos	Sinal indesejado de alta frequência que altera o padrão normal de tensão (onda senoidal)	Interferência de estações de rádio e TV, Operação de equipamentos eletrônicos	Travamentos, perda de dados e erros de processamento Recepções distorcidas (audio e video)	.UPS .Reguladores de tensão .Filtros de linha
Harmônicos	Alteração do padrão normal de tensão (onda senoidal), causada por frequências múltiplas da fundamental (50-60Hz)	UPS, Reatores eletrônicos, inversores de frequência, retificadores e outras cargas não-lineares.	Sobreaquecimento de cabos e equipamentos, Diminuição da performance de motores Operação errônea de disjuntores, relés e fusíveis	.Filtros de harmônicas .Reatores de linha .Melhorias na fiação e no aterramento .Transformadores de isolamento
Variações de Tensão de Longa Duração	Variações de tensão com duração acima de 1 minuto	Equipamentos e fiação sobrecarregados Utilização imprópria de transformadores Fiação subdimensionada ou conexões mal feitas	Desligamento de equipamentos Sobreaquecimento de motores e lâmpadas Redução de vida útil ou de eficiência dos equipamentos	.UPS .Verificar Conexões e fiações elétricas .Transferência de equipamentos para outros circuitos

Tabela 4.1: Resumo, Causas , efeitos e soluções.

4.3.9. Métodos de minimização e/ou eliminação dos distúrbios.

4.3.9.1. A abordagem de curto prazo

É aplicável nos casos onde os distúrbios elétricos são mais facilmente detectáveis, quanto aos seus aspectos de frequência de ocorrência (número de vezes que ocorre o distúrbio no tempo) e de localização (onde é produzido o distúrbio).

A análise deste tipo de abordagem se faz através de um analisador digital de qualidade de energia, onde uma série de medições é suficiente para se

diagnosticar e solucionar os problemas.

4.3.9.2. A abordagem de médio e longo prazo

Chamada de "Monitoramento da Qualidade de Energia": aplica-se aos casos mais complexos, onde a falta de informações associadas aos distúrbios elétricos, é preponderante para a aplicação deste produto. Em geral, o monitoramento da qualidade analisa os seguintes pontos:

Natureza do distúrbio (elétrica, mecânica ou outra) caracterização do evento, podendo ser uma sobre ou sub-tensão, sobre-corrente, desequilíbrios, etc.

Local, de origem do distúrbio, seja dentro da planta do cliente quanto fora de suas instalações.

Cargas, susceptíveis e outras.

Após o período de monitoramento, são apresentadas modalidades de soluções para o fenômeno detectado.

Respostas rápidas e confiáveis as seus problemas de qualidade de energia integração dos dados medidos dentro do cliente com medições coletadas dentro do sistema de transmissão e distribuição.

Minimização das horas paradas no processo produtivo.

Melhoria do desempenho das cargas através de uma energia compatível com nível de exigência de qualidade requerida.

Cada vez mais, os industriais estão se dando conta que a energia elétrica deve ser vista como um dentre os vários produtos vitais para seus negócios. Desta forma, deve ser submetida às mesmas exigências com relação ao controle da qualidade, confiabilidade do fornecimento, etc., que qualquer outro produto.

Para a indústria, a Qualidade de Energia significa produtividade assegurada e controle de custo.

Para as concessionárias de energia, a Qualidade de Energia significa a preferência do cliente quando da escolha do fornecedor.

Com este aumento de conhecimento, os custos do fornecimento de baixa qualidade, que antes ficavam encobertos, estão emergindo.

Por exemplo: A interrupção de um processo industrial, em decorrência de falta de energia ou queda de tensão, pode resultar em custos adicionais substanciais à operação.

Estes compreendem: perda de produção, custos de mão-de-obra para

limpeza e recolocação em serviço, produtos danificados ou de baixa qualidade, atrasos na entrega, reduzida satisfação do Cliente e, possivelmente, danos ao equipamento de produção. O consumidor industrial de energia e o proprietário da rede almejam travar negociações quanto a responsabilidades e compromissos, em futuro próximo. Qualidade de energia - uma questão de economia. Onde há ausência de qualidade, distúrbios, tais como: oscilação de tensão e harmônicos, pode causar problemas a consumidores domésticos e industriais, distantes do local onde o problema é originado. Finalmente, o equipamento danificado tornar-se-á uma preocupação para muitos consumidores e não somente para os proprietários do equipamento ou da rede.

4.3.9.3. Problemas e Impacto.

A qualidade de um fornecimento de energia é sinônimo amplo de qualidade de tensão. A tensão fornecida em um dado ponto de conexão deve ser a mais próxima possível do valor nominal, com forma de onda senoidal pura, livre de harmônicos e outros distúrbios.

Em uma rede, normalmente ocorrem variações no nível de tensão, devido a condições de variação de carga. Esta variação é mantida dentro de certos limites e o equipamento conectado à rede pode admiti-la sem problemas.

Raios ou faltas à terra, em consequência de quedas de árvores sobre linhas de transmissão, por exemplo, podem, entretanto, conduzir a uma queda de tensão fora do limite de tolerância, por curtos ou longos períodos. Processos industriais complexos ou sensíveis, como a fabricação de papel, de plásticos ou de semicondutores, podem ser paralisados, mesmo por distúrbios de tensão bastante limitados.

Fornos elétricos a arco (EAFs) são utilizados por fabricantes de aço em todo o mundo. Na condição de grandes usuárias de energia, as fábricas de aço são consumidoras importantes aos proprietários da rede e aos produtores de energia. Um forno elétrico a arco descompensado consome grandes quantidades de potência reativa da rede.

Para o fabricante de aço, isto leva à perda desnecessária de eficiência e produtividade.

Para o proprietário da rede, um forno elétrico a arco descompensado é a principal fonte de distúrbios, tais como: flutuações de tensões, harmônicos e

desequilíbrio de fase, que podem causar problemas a outros consumidores na rede. Em redes fracas, grandes motores podem causar quedas de tensão tão acentuadas durante a partida que o próprio motor não é capaz de operar.

Harmônicos causados por cargas não-lineares, como retificadores em eletrônica de potência ou fornos a arco, conduzem a perdas desnecessárias e requerem onerosas modificações ao equipamento. Nos casos graves, altos níveis de harmônicos podem até interromper os sistemas de controle e equipamentos eletrônicos.

Existem várias opções de soluções, que, além de atenderem aos problemas da qualidade de energia, freqüentemente contribuem para melhorar o processo industrial e aumentar a produtividade e, com ela, a competitividade, conforme. (Oleskovicz, 2004, p.73-82)

4.4. CONCLUSÕES.

Neste capítulo, foram apresentados os principais tipos de distúrbios que podem aparecer nos sistemas de distribuição, tais como os transitórios impulsivos e oscilatórios, variações de tensão de curta duração, variações de tensão de longa duração, desequilíbrios de tensão, distorção da forma de onda, oscilações de tensão e variações da freqüência do sistema. Também foi apresentado um resumo das causas, efeitos e soluções para cada tipo de distúrbios.

Serão apresentado como anexo os controladores eletrônicos, aplicados nos sistemas de distribuição e subtransmissão de energia, para minimizar o efeito de cada tipo de distúrbios, com seus respectivos princípios de funcionamento.

Consciente dos problemas que afetam a qualidade de energia em um determinado sistema deve-se precaver das eventuais conseqüências, que podem afetar seriamente seu funcionamento. Porém, é muito importante, além de conhecer profundamente os fenômenos e seus efeitos, identificar o local da ocorrência do mesmo e o tempo em que ocorreu.

CAPITULO 5 - GERENCIAMENTO ENERGÉTICO E LEITURA DO SISTEMA ELÉTRICO

5.1.INTRODUÇÃO

Em face do crescente uso de automação nas indústrias, e do aumento das multas e ajustes cobrados pelas concessionárias, o gerenciamento da energia elétrica vem se tornando uma necessidade para as empresas interessadas em reduzir custos. Os consumidores não estão se preocupando apenas com os ganhos decorrentes da eliminação de multas, e passam a exigir recursos para que se alcance um aumento de produtividade através da diminuição de distúrbios, interrupções, maior vida útil dos transformadores, e demais equipamentos instalados nas subestações.

Esta crescente automação nas indústrias brasileiras vem sendo impulsionada principalmente por três fatores: as empresas sentem cada vez mais a necessidade de redução de custos; os preços dos equipamentos, e sistemas vêm caindo significativamente e a capacidade destes mesmos sistemas vem crescendo em progressão geométrica. Dentro deste quadro, surge com destaque o gerenciamento e a conservação de energia elétrica, por razões específicas: crescente rigidez nos critérios de faturamento e nas tarifas de energia elétrica, e sua aplicação à quase que totalidade dos processos industriais.

5.2.A EVOLUCAO DA TECNOLOGIA:

Até o início dos anos 80, usavam-se conjuntos de relés para controlar a demanda de energia. Nesta época, o surgimento das tarifas horo-sazonais coincidiram, com os primeiros controladores micro-processados. Os equipamentos eram verdadeiras "caixas pretas", sem nenhuma capacidade de programação por parte do usuário. A evolução continuou, e os controladores passaram a dispor de

CPU's mais potentes, capazes de controlar displays, teclados e de armazenar dados. Em 1988, surge o primeiro equipamento com capacidade de comunicação serial, justamente no momento em que os PC's começavam a se espalhar por todo o país.

De lá para cá, se passaram mais de 15 anos. A evolução da interface visual dos sistemas (software) foi enorme. Gráficos mais precisos, relatórios mais completos, mais análises e mais estatísticas. Mas enquanto a informática explodiu em todo o mundo, os sistemas de controle, pouco evoluíram, principalmente no quesito hardware. Prova disto é que, ainda hoje, grandes marcas do setor vendem sistemas baseados em velhas CPU's de 8 bits. Seus fabricantes alegam ter capacidade de fazer gerenciamento energético, bastando para tanto instalar medidores de energia ativa com saída em pulsos, e placas de entradas digitais que levarão as informações até a CPU central, ou a CPU's auxiliares ou expansões.

Esse tipo de solução para gerenciamento energético surgiu por volta de 1993. Os resultados foram pífios e pouco confiáveis. Talvez por isso a solução não se disseminasse, e a maioria dos consumidores continuou a fazer o controle de demanda pura e simplesmente. Mas a mudança do paradigma veio em 1997, com o lançamento do primeiro controlador com protocolo aberto, e do primeiro transdutor digital. Coincidentemente, ambos os aparelhos utilizavam o protocolo Modbus, e se comunicavam por saídas seriais RS-485. Ainda não se tinha uma exata noção de como isto viria a mudar o conceito de gerenciamento de energia.

5.3. GERENCIAMENTO DA ENERGIA ELETRICA.

Existem duas dentre outras razões para se gerenciar a energia de uma instalação: reduzir a conta de energia e aumentar a produtividade.

A redução na conta se dá otimizando os contratos de demanda, e eliminando as ultrapassagens de demanda e os ajustes de fator de potência. Isto é possível porque existe uma legislação de âmbito nacional que regula a cobrança da eletricidade por todas as concessionárias. A figura 5.1, ilustra o comportamento das demandas (ativa e reativa) e do fator de potência a cada 60 segundos, onde podem ser visualizadas oscilações de maior importância.

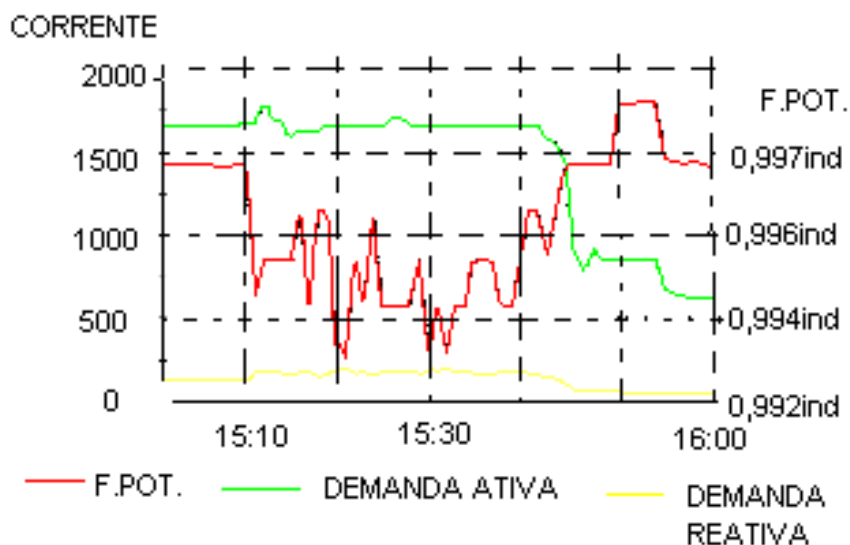


Fig. 5.1: Comportamento das demandas (ativa e reativa) e do fator de potência.

A importância do gerenciamento de energia vem crescendo porque, além da redução na conta de energia, atualmente já é possível alcançar grandes ganhos de produtividade, facilitando a manutenção e a operação das plantas. As razões são principalmente as que seguem:

- a riqueza de informações e detalhes permite a supervisão total do fluxo de energia na instalação, inclusive alimentando sistemas de gestão empresarial (ERP) em tempo real;
- a competitividade da economia globalizada obriga as empresas a conhecer detalhadamente seus custos de energia, rateando-o entre os vários setores (centro de custos) da planta;
- fusões e cisões de empresas, tão comuns em nossos dias, criam a necessidade de se dividir os custos da energia entre as distintas áreas contábeis;
- motores de indução tem máxima vida útil quando operados com fator de potência entre 0,95 e 1;
- transformadores tem máximo rendimento quanto maior for o fator de potência, e sua eficiência é um grande trunfo contra a obsolescência precoce de subestações;
- proteções (fusíveis e disjuntores) podem atuar desnecessariamente se a qualidade da energia utilizada cair abaixo de certos limites (uma combinação

fator de potência, distorções harmônicas e número de interrupções e transientes);

- O "efeito joule" causa aquecimento desnecessário em quaisquer equipamentos elétricos, incluindo fios e cabos, à medida que cai o fator de potência, comprometendo a vida útil de inúmeros componentes;

Mais e mais empresas, têm avançado na idéia de se gerenciar as grandezas elétricas em cada uma das subestações, controlando o fator de potência e várias outras grandezas em cada barramento elétrico de distribuição.

A Tabela a seguir mostra a comparação entre os sistemas baseados em medição eletrônica, e os sistemas com medidores eletromecânicos.

Sistemas com medição eletrônica	Sistemas com medidores eletromecânicos
<i>Várias grandezas no mesmo instrumento</i>	<i>Um instrumento para cada grandeza</i>
<i>Leituras instantâneas diretas permitem o registro histórico de todas as grandezas elétricas</i>	<i>Valores precisam ser processados, e não podem ser usados em manutenção preventiva.</i>
<i>Demanda e fator de potência instantâneos</i>	<i>Demanda e fator de potência projetados</i>
<i>Leituras de tensão e corrente por fase</i>	<i>Não informa valores de tensões e correntes</i>
<i>Leituras de potências por fase</i>	<i>Não informa valores de potência</i>
<i>Leituras de distorções harmônicas</i>	<i>Não informa valores de distorções harmônicas</i>
<i>Leituras de consumos acumulados (ativo e reativo)</i>	<i>Valores de consumos devem ser acumulados pelo sistema de gerenciamento</i>
<i>Consistência dos dados é total (inclusive dos acumuladores)</i>	<i>Consistência pode ser quebrada por falta de energia nos diversos componentes do sistema</i>
<i>Leituras detalhadas auxiliam a conferência da ligação do próprio medidor</i>	<i>Requer muita experiência para garantir a correta ligação dos medidores</i>
<i>Instalação simplificada (rede serial RS-485 com um par de fios apenas)</i>	<i>Cabos de cada ponto de medição devem ser levados até a CPU central</i>
<i>Menor número de componentes (apenas os medidores e o gerenciador)</i>	<i>Vários componentes adicionais (emissores de pulsos, placas de entradas, etc.)</i>

<i>Maior confiabilidade e precisão (até 0,2%)</i>	<i>Partes móveis diminuem a precisão (entre 1 e 2%)</i>
<i>Calibração única (na fábrica)</i>	<i>Necessidade de calibrações periódicas</i>

5.4. PRÉ-REQUISITOS DESEJÁVEIS

As mais recentes exigências de gerenciamento energético desencadeiam uma série de novos pré-requisitos, destacando-se:

5.4.1. Controle de Fator de Potência Setorial

Para evitar o fluxo de energia reativa entre os vários setores de uma instalação, o controle de fator de potência deve ser feito em cada transformador. No exemplo a seguir, o controle de fator de potência em uma instalação com 5 transformadores e 5 estágios de capacitores em cada um deles.

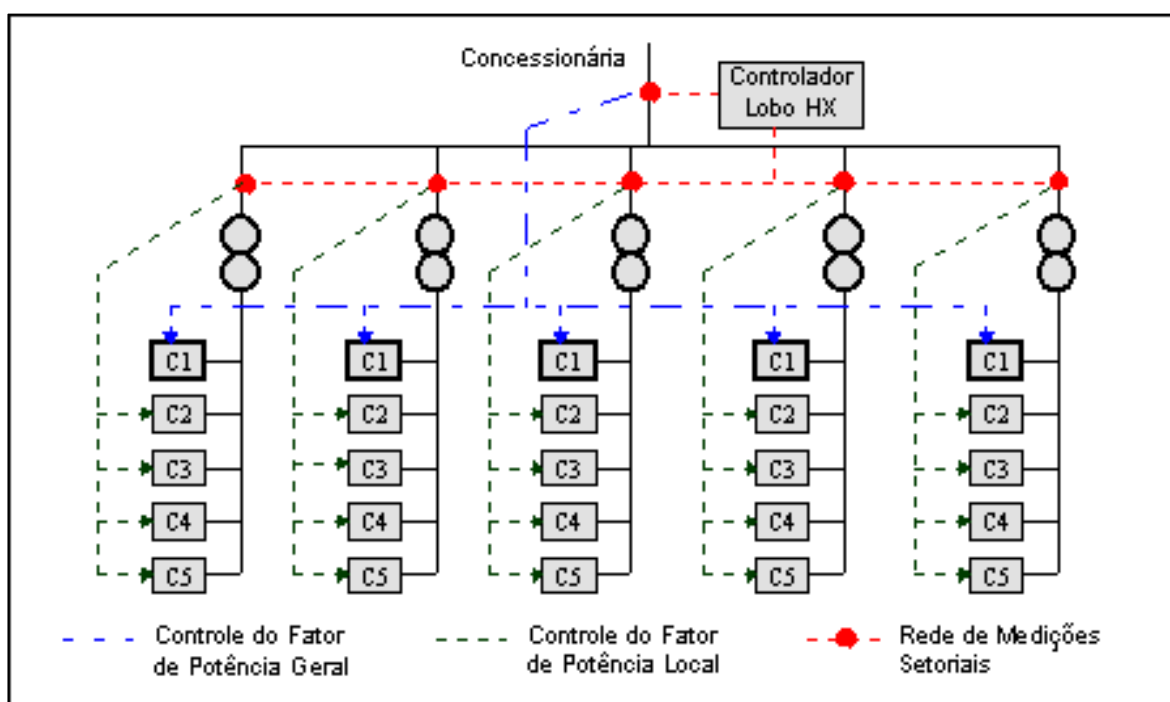


Fig. 5.2: controle de fator de potência em uma instalação com 5 transformadores, e 5 estágios de capacitores em cada um deles.

Em função da legislação vigente, os 5 estágios usados para controlar o fator de potência geral (1 estágio junto a cada transformador) são acionados conforme o comportamento da projeção do fator de potência geral da instalação para cada intervalo de 1 hora. Para maior clareza, estes estágios são os

identificados na figura acima como C1, e interligados, pelas linhas pontilhadas azul do sistema de supervisão e controle.

No exemplo acima, os estágios usados para controle de fator de potência local são acionados conforme a variação instantânea do fator de potência em cada um dos ramais, respeitando-se um tempo mínimo de descarga para os capacitores, e efetuando um rodízio entre os mesmos. Eles estão interligados ao sistema de controle pelas linhas verde, e identificados como C2 a C5.

5.4.2. Monitoração de todas as grandezas elétricas nas subestações

No modelo proposto, a CPU principal concentram as leituras de todos os transdutores, processa as informações, e comanda as saídas, além de enviar todas as informações para a estação de supervisão e controle.

Na estação de supervisão, o operador deve ter acesso, em tempo real, a todas as grandezas elétricas em todas as subestações: correntes nas três fases, tensões nas três fases, frequência da rede, fator de potência instantâneo, potência ativa, potência reativa, potência aparente, consumo ativo acumulado, e consumo reativo acumulado.

Além disto, o sistema deve armazenar os dados históricos de demanda e fator de potência de cada transformador a cada intervalo de integração, conforme legislação vigente, e em sincronismo com a medição da concessionária.

5.4.3. Conectividade com sistemas de supervisão SCADA

Muitas empresas utilizam sistemas SCADA (Supervisory, Control and Data Acquisition System), tais como Wizcon, Fix, Intouch, Factory Link, Unisoft, Elipse e outros para supervisionar seus parques produtivos, e é indiscutível a utilidade destes sistemas. Importante, portanto, é que outros sistemas de gerenciamento possuam capacidade de se comunicar diretamente com estes sistemas de supervisão, por meio da rede local. Mas atenção: a comunicação via DDE (Dynamic Data Exchange) é instável e afeta gravemente a segurança da supervisão, assim como da própria rede local. As soluções mais modernas utilizam protocolo TCP/IP (Transmission Control Protocol / Internet Protocol), a figura 5.3 um exemplo de sua aplicação.

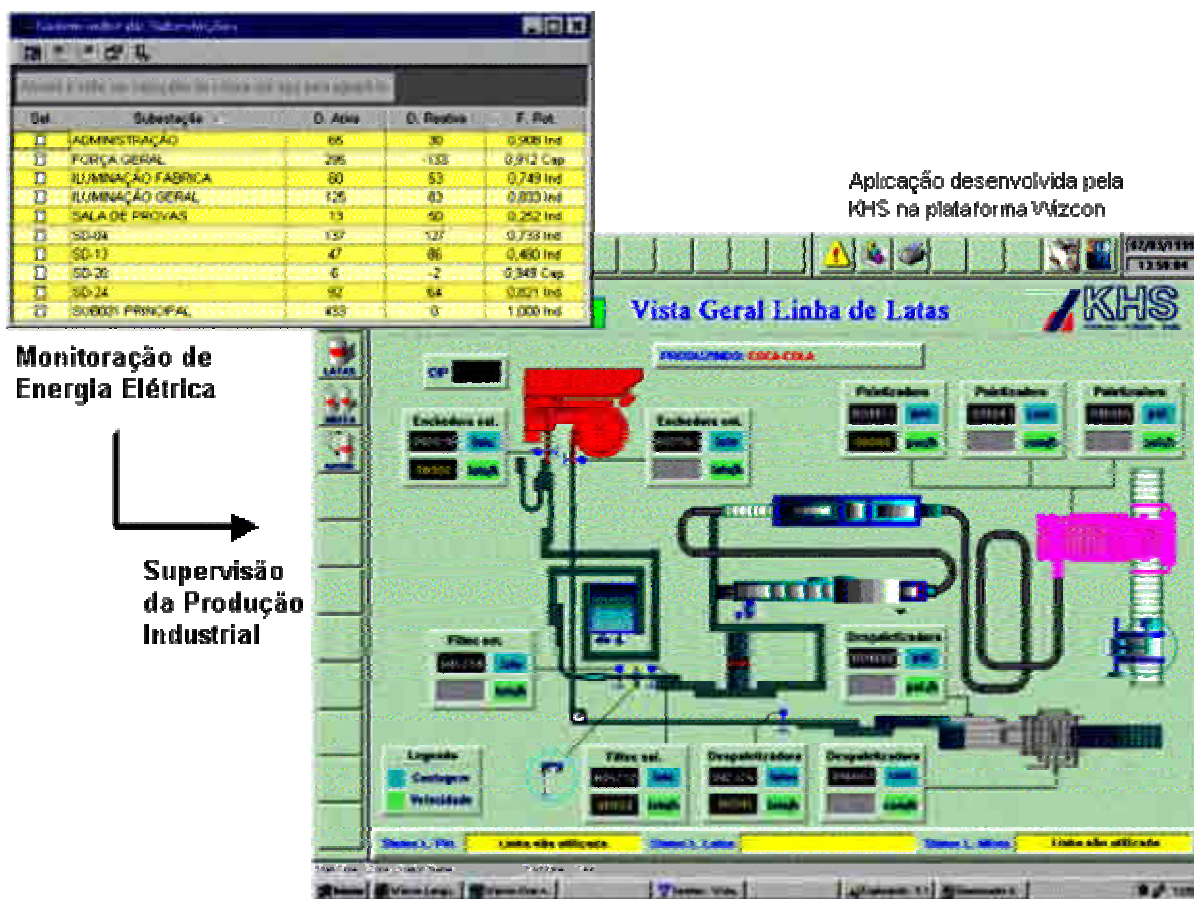


Fig. 5.3: Modelo do sistema SCADA - Desenvolvida pela KHS na plataforma Wizcon.

5.4.4. Ferramentas de análise financeira, estatística e de processos

Com ferramentas de análise de custos, a administração da planta terá todas as informações para fazer um perfeito custeio do produto acabado, seja por lotes ou turnos de produção. Por esta razão, o sistema deve possuir ferramentas de análise, estatística e gerenciamento, habilitadas individualmente por meio de senhas. Com elas, um operador ou gerente pode dimensionar expansão de bancos de capacitores, estimar novos valores ideais para as demandas contratadas junto à concessionária, determinar potenciais de economia, simular transferência ou instalação, ou retirada de novas máquinas, além de visualizar todas as informações sob a forma de gráficos ou tabelas.

Já é viável (técnica e financeiramente) para a maioria dos consumidores enquadrados na tarifação horo sazonal, fazer gerenciamento de energia.

Já existem alternativas para as soluções caras e pouco confiáveis de alguns anos atrás, e estas alternativas se baseiam em CPU's mais potentes, na

medição eletrônica, e no uso de protocolos consagrados (Modbus e TPC/IP). Simples, econômicos e confiáveis, o moderno sistema de gerenciamento energético vem sendo adotado por todo o país.

5.4.5. Algoritmo convencional de controle de demanda

Os métodos mais primitivos de controle utilizavam o chamado algoritmo da janela móvel, inventado no final da década de 70, para uso dos primeiros controladores micro processados. Ele nada mais é que um processamento "first-in first-out", onde a janela de 15 minutos é dividida em compartimentos. Em cada compartimento é armazenado o total de pulsos de energia contados no correspondente período de tempo. Para exemplificar facilmente, supomos que este compartimento é de 1 minuto. Então, a cada minuto, o controlador descarta o número de pulsos contados há 16 minutos e acrescenta o número de pulsos contados no último minuto.

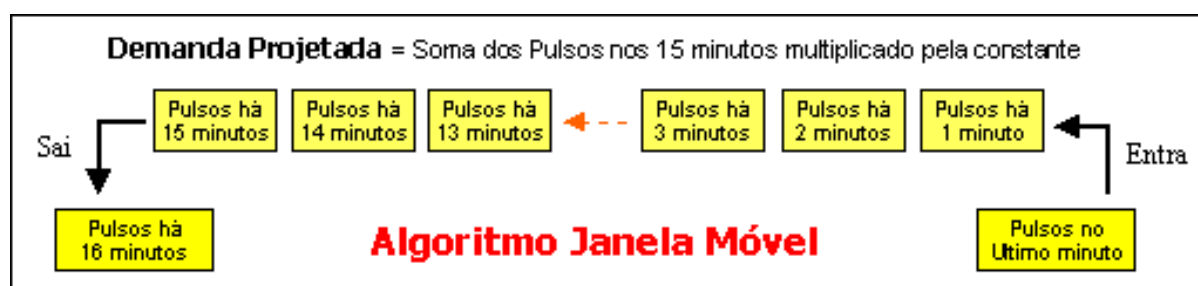


Fig. 5.4: Fluxograma dos antigos sistemas de controle de demanda.

A figura 5.4 ilustra este tipo de algoritmo. A demanda projetada, neste sistema, nada mais é que a demanda média dos últimos 15 minutos, independentemente do fato de estarmos no início, no meio ou no fim do intervalo de integração de 15 minutos. Trata-se de um algoritmo assíncrono em relação à medição da concessionária, que utiliza o pulso de sincronismo apenas para o armazenamento dos valores na memória de massa do controlador. A demanda projetada pelo algoritmo da janela móvel reflete o que ocorreu no passado, e não, a tendência da demanda para o futuro, ou para o final do intervalo de 15 minutos atual.

Em meados da década de 80, surgiram os algoritmos chamados de reta de carga. Eram algoritmos que faziam uma "regra de três", com o número de pulsos acumulado no intervalo, o tempo transcorrido, o tempo total do intervalo (15

minutos), para chegar à demanda projetada. Este algoritmo é síncrono à medição da concessionária, pois não consideram valores do intervalo anterior na projeção do intervalo atual. Entretanto, apresenta erros grandes no início de cada intervalo.

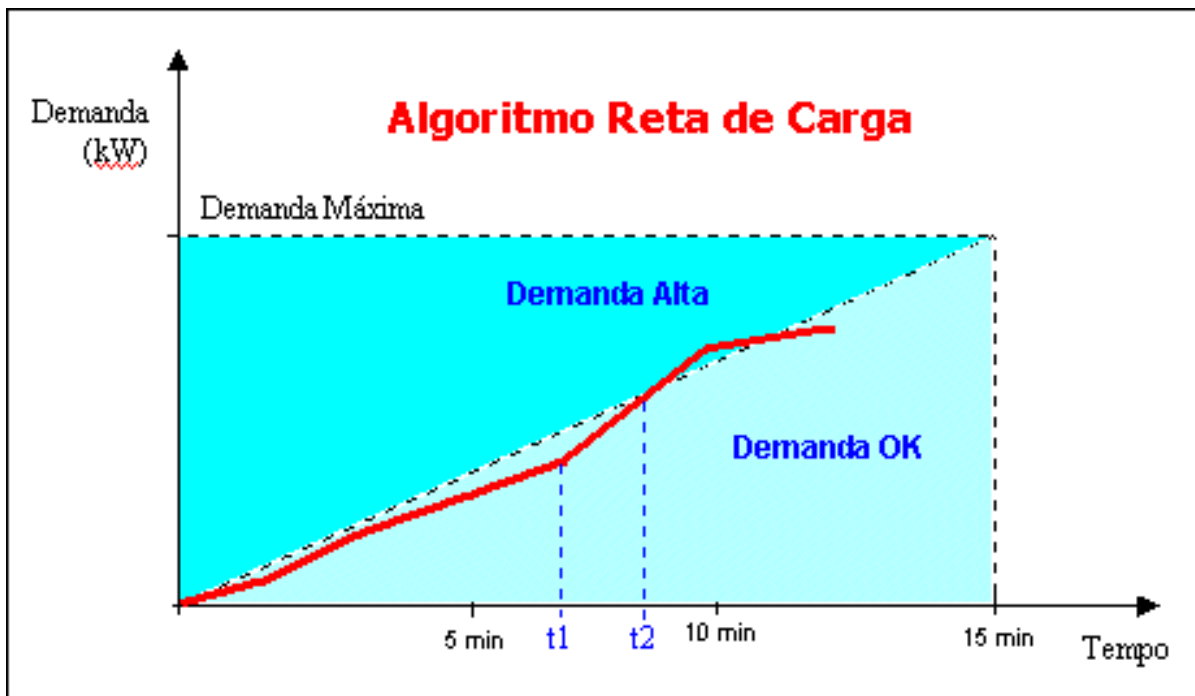


Fig. 5.5: Algoritmo reta de carga

A figura 5.5 mostra o funcionamento prático, do algoritmo reta de carga. Uma análise mais atenciosa da figura mostra que a tendência de ultrapassagem da demanda máxima se iniciou no instante T_1 , tendo sido detectada pelo algoritmo apenas no instante T_2 . Isto ocorre tanto quando a demanda sobe, como quando ela cai. A demora na tomada de decisões é o principal defeito deste algoritmo.

Em 1991, surgiu o primeiro algoritmo preditivo adaptativo do país. Traduzindo em miúdos, o algoritmo preditivo enxerga a derivada da curva de demanda acumulada (linha vermelha da figura anterior), recalculando valores acumulados, tendências e projeções continuamente.

Dentre suas vantagens, destacamos:

- Menor quantidade de desligamentos.
- Velocidade para "sentir" as variações de tendência.
- Capacidade de determinar a quantia exata de potência a ser desligada ou religada, e de escolher cargas com potência igual a esta necessidade.
- Parametrização totalmente livre para o usuário, permitindo alternância de cargas (para evitar multas excessivas a qualquer uma delas) ou fixando uma

ordem de atuação.

Atualmente, a maioria dos controladores no mercado tem capacidade de executar o algoritmo preditivo, adaptativo para várias subestações ou pontos de controle (interligados ou independentes) em tempo real e de forma inteligente, respeitando restrições ou condições operacionais tais como: temperatura, nível, pressão, etc.

Na prática, isto significa, por exemplo, que numa instalação com até 48 setores (cada um com cargas elétricas e demandas setoriais próprias), estes controladores tem capacidade de controlar a demanda geral da instalação, e mais todas as demandas setoriais, atuando sempre nas cargas do setor que for responsável a cada momento pela tendência de ultrapassagem da demanda global.

Se alguns destes setores tiverem contratos independentes de demanda (fatura de energia própria), o controlador sabe isolar este setor dos demais dinamicamente.

5.4.6. Algoritmo especial de controle de demanda

Os controladores também podem contar com o algoritmo especial de controle, totalmente parametrizável pelo usuário. O algoritmo é especialmente interessante para empresas que possuem geração própria de energia. Nestas empresas, a perda de uma caldeira, turbina ou gerador pode ocasionar uma abrupta alteração na potência instantânea proveniente da concessionária, para valores muito acima dos normalmente esperados (e previamente contratados). Como o algoritmo convencional projeta a demanda para o final do intervalo de 15 minutos, este algoritmo especial responde mais rapidamente a eventos desta natureza.

Para que o algoritmo especial entre em condição de alarme, é necessário que as três condições aconteçam ao mesmo tempo:

- a potência instantânea P_{inst} esteja acima da reta SP1/SP2 (set-point variável para potência instantânea).
- a demanda projetada D_{proj} esteja acima da reta SD1/SD2 (set-point variável para demanda projetada).
- as duas condições acima aconteçam simultaneamente após o instante T_{min} de cada intervalo de 15 minutos.

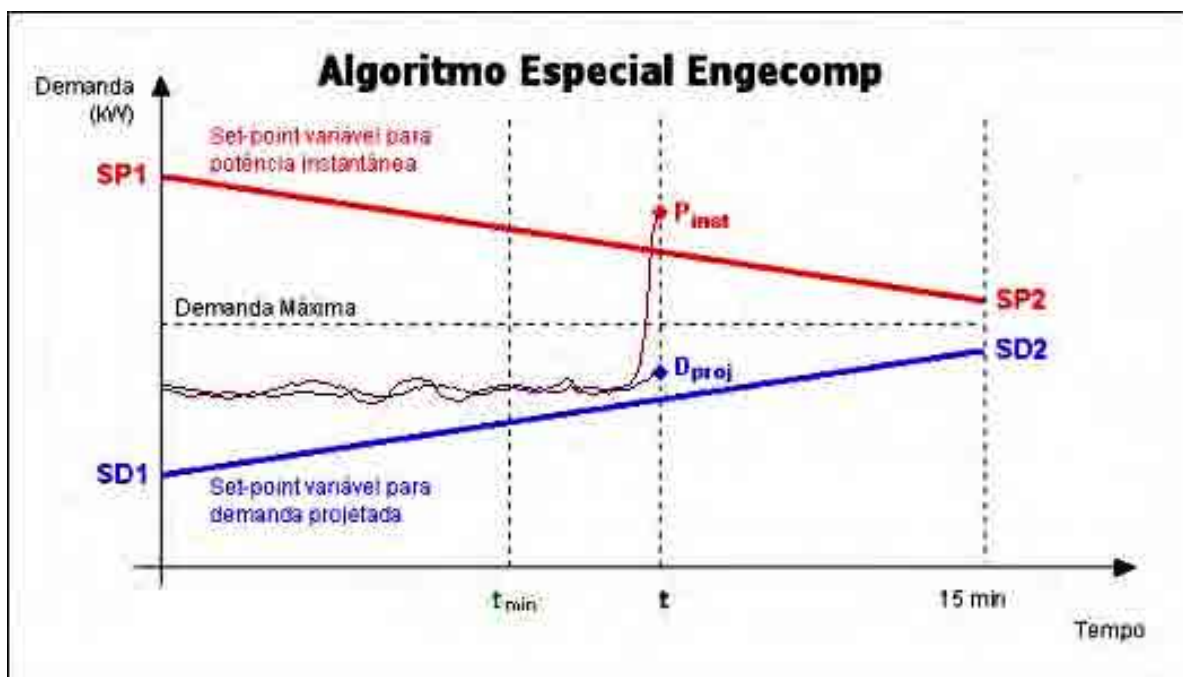


Fig. 5.6: Algoritmo especial utilizado pela Engecomp.

Fonte: Engecomp<www.engecomp.com.br>. Algoritmo especial de controle de demanda.

Note, na figura 5.6, que isto pode acontecer mesmo com a demanda projetada abaixo da demanda máxima de controle normal (linha tracejada horizontal). Quando estas três condições ocorrem, o algoritmo especial indica que deve desligar cargas para controlar a demanda. Caso o algoritmo convencional também detecte necessidade de desligamentos, um outro parâmetro definido pelo usuário decide qual algoritmo atuará sobre as saídas (o que indicar a maior necessidade, o algoritmo convencional, ou o algoritmo especial).

Todos os parâmetros do algoritmo especial (SP1, SP2, SD1, SD2 e T_{min}) são configuráveis pelo usuário, permitindo total adaptação às condições específicas de cada instalação, conforme Engecomp (2005a , <www.engecomp.com.br>)

5.5. TARIFAÇÃO

As tarifas de eletricidade em vigor possuem estruturas com dois componentes básicos na definição do seu preço:

Componente relativo à demanda de potência (quilowatt ou kW)

Componente relativo ao consumo de energia (quilowatt-hora ou kWh)

Até 1981, o único sistema utilizado, denominado Convencional, não permitia que o consumidor percebesse os reflexos decorrentes da forma de utilizar a eletricidade, já que não havia diferenciação de preços segunda sua utilização durante as horas do dia e períodos do ano.

Era indiferente para o consumidor utilizar a energia elétrica durante a madrugada ou no final da tarde, assim como consumir durante o mês de junho ou dezembro. Com isso, o perfil do comportamento do consumo ao longo desses períodos reflete uma tendência natural, vinculada exclusivamente, aos hábitos de consumo e às características próprias do mercado de uma determinada região.

CURVA DE CARGA DO SISTEMA

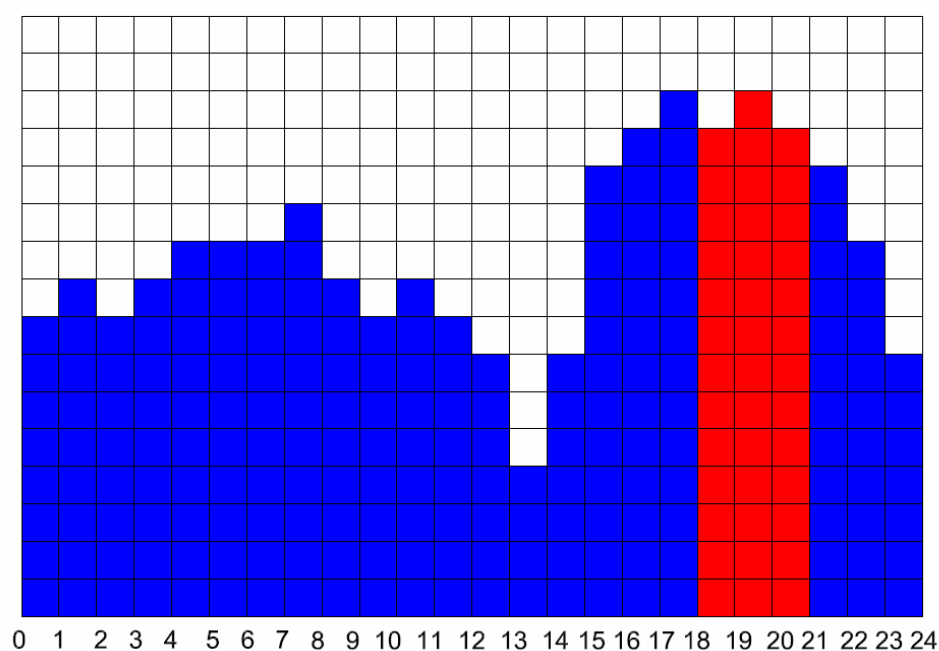


Fig. 5.7: Curva de carga do sistema no decorrer do dia.

A figura 5.7, mostra o comportamento médio do mercado de eletricidade, ao longo de um dia. Observa-se, no horário das 17 às 22 horas, uma intensificação do uso da eletricidade. Esse comportamento resulta das influências individuais das várias classes de consumo que normalmente compõem o mercado: industrial, comercial, residencial, iluminação pública, rural e outras.

O horário representado na cor diferente das 18:00 as 21:00 hs , na figura

5.7, é denominado "horário de ponta" do sistema elétrico, e é justamente o período em que as redes de distribuição assumem maior carga, atingindo seu valor máximo aproximadamente às 19 horas, variando um pouco este horário de região para região do país.

Devido ao maior carregamento das redes de distribuição neste horário, verifica-se que um novo consumidor a ser atendido pelo sistema custará mais à concessionária nesse período de maior solicitação do que em qualquer outro horário do dia, tendo em conta a necessidade de ampliação do sistema para atender ao horário de ponta.

Da mesma forma, o comportamento do mercado de eletricidade ao longo do ano tem características próprias, que podem ser visualizadas na figura 5.8.

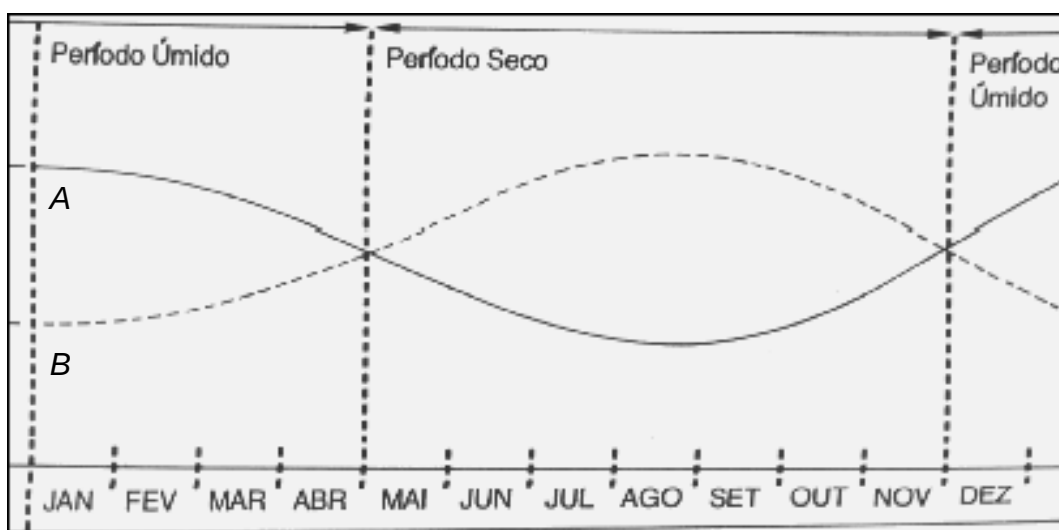


Fig. 5.8: Curvas de disponibilidade de água e mercado de energia elétrica no decorrer do ano região Sudeste.

A curva A representa a disponibilidade média de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, constituindo o potencial predominante de geração de eletricidade. A curva B representa o comportamento médio do mercado de energia elétrica, assumindo um valor máximo justamente no período em que a disponibilidade de água fluente nos mananciais é mínima.

Este fato permite identificar, em função da disponibilidade hídrica, uma época do ano denominada "período seco", compreendido entre maio e novembro de cada ano, e a outra denominada "período úmido", de dezembro de um ano até abril

do ano seguinte. O atendimento ao mercado no período seco só é possível em virtude da capacidade de acumulação nos reservatórios das usinas que estocam a água afluyente durante o ano.

Assim, o fornecimento de energia no período seco tende, também, a ser mais oneroso, pois leva à necessidade de se construir grandes reservatórios, e eventualmente, operar usinas térmicas alimentadas por energéticos importados.

Devido a estes fatos típicos do comportamento da carga ao longo do dia, e ao longo do ano em função da disponibilidade de água, foi concebida a estrutura tarifária horo-sazonal, com suas tarifas azul e verde, que compreende a sistemática de aplicação de tarifas e preços diferenciados de acordo com o horário do dia (ponta e fora de ponta) e períodos do ano (seco e úmido).

5.5.1. Principais Definições:

Horário de Ponta: corresponde ao intervalo de 3 horas consecutivas, definido por cada concessionária local, compreendido entre as 17 e 22 horas, de segunda à sexta-feira.

Horário Fora de Ponta: corresponde às horas complementares às relativas ao horário de ponta, acrescido do total das horas dos sábados e domingos.

Período Seco: compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelas leituras dos meses de maio a novembro de cada ano.

Período Úmido: compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelas leituras dos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Segmentos horo-sazonais: são as combinações dos intervalos de ponta e fora de ponta com os períodos seco e úmido, conforme abaixo:

- horário de ponta em período seco - PS
- horário de ponta em período úmido - PU
- horário fora de ponta em período seco - FPS
- horário fora de ponta em período úmido - FPU

Tarifas de Ultrapassagem: são as tarifas aplicadas à parcela da demanda medida que superar o valor da demanda contratada, no caso de tarifas horo-sazonais, respeitados os respectivos limites de tolerância.

Modulação: corresponde a redução percentual do valor de demanda no horário de ponta em relação ao horário fora de ponta.

Consumidor do Grupo A: são aqueles atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV ou ligados em baixa tensão em sistema de distribuição subterrâneo, para efeito de faturamento, como de alta tensão. Nesta categoria, os consumidores pagam pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência, mediante três tipos de tarifação: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde.

Consumidor do Grupo B: são os demais consumidores, divididos em três tipos de tarifação: residencial, comercial e rural. Neste grupo, os consumidores pagam apenas pelo consumo medido.

Tolerância de ultrapassagem de demanda: é uma tolerância dada aos consumidores das tarifas horo-sazonais para fins de faturamento de ultrapassagem de demanda. Esta tolerância é de:

- 5% para os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV.
- 10% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV (a grande maioria), e demanda contratada superior a 100 kW.
- 20% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, e demanda contratada de 50 a 100 kW.

Para o faturamento da energia elétrica na tarifação horo-sazonal, as concessionárias brasileiras usam medidores eletrônicos de energia com interfaces padronizadas por normas ABNT. Isto faz com que os sistemas sejam compatíveis com quaisquer equipamentos de medição usados no país.

5.5.2. Classificação dos Consumidores.

Os consumidores de energia podem ser divididos em três categorias:

Consumidores do Grupo B (Baixa Tensão): Residências, Iluminação Pública, Consumidores Rurais, e todos os demais usuários alimentados em baixa tensão (abaixo de 600V).

Consumidores do Grupo A (Alta Tensão) Tarifação Convencional: Pequenas indústrias ou instalações comerciais que não estejam enquadradas na tarifação horo-sazonal (THS), normalmente com demanda abaixo de 300 kW.

Consumidores do Grupo A (Alta Tensão) Tarifação Horo-Sazonal: Grandes consumidores, alimentados em alta tensão (exceto os do grupo AS), e normalmente com demanda acima de 300 kW (para alguns consumidores, o enquadramento ou não à THS é facultativo).

Nos consumidores enquadrados na tarifação horo-sazonal (THS), as concessionárias utilizam medidores eletrônicos com saídas para o usuário (consumidor). Nos demais consumidores, os sistemas de medição das concessionárias não possuem qualquer interface para o consumidor.

Esta é uma das razões, dentre outras, que faz com que a grande maioria dos casos de controle de demanda seja de consumidores enquadrados na THS. Nestes casos, as informações de consumo ativo e reativo (assim como posto tarifário e sincronismo do intervalo de integração) são fornecidas por medidores ou registradores das próprias concessionárias de energia. E mais: estes medidores são padronizados por normas da ABNT, inclusive no tocante aos sinais disponibilizados para os consumidores (clientes).

5.6. TELEMEDIÇÃO DE ENERGIA VIA INTERNET

A idéia de usar a Internet para ler medidores de energia surgiu por volta de 1998, pela ENGECOMP. No início, foi planejado ler informações como tensões, correntes, potência, etc., em tempo real. Em 1999, juntamente com a VANT Communications, uma empresa do grupo AES com sede em Porto Alegre. A VANT estava desenvolvendo um plano de negócio para todo o Grupo AES no Brasil, que na época incluía a Eletropaulo, a Light, a Cemig e a AES Sul.

A participação de algumas pessoas da AES foi decisiva para o sucesso do projeto. Essas pessoas nos mostraram o ponto de vista da concessionária de energia elétrica, que seria muito importante para o futuro sucesso no marketing do produto. Coisas como baixo preço, escalabilidade, e segurança, tornaram-se características importantes do desenvolvimento. Quando as primeiras unidades do produto ficaram prontas, a Copel foi a primeira empresa interessada em experimentar a solução. A Copel é uma concessionária que emprega 5.854 pessoas, e tem cerca de 3 milhões de clientes no Paraná. A empresa possui usinas capazes de gerar 4.549 MW, sendo a maior parte delas hidrelétricas. A Copel gerou, transmitiu e distribuiu 24.380 GWh de eletricidade em 2001.

A Copel teve um especial interesse na nova tecnologia por duas razões. Primeiro, porque eles já possuem uma rede de fibra-ótica passando por quase todas as suas 2.800 subestações, e isto faz do protocolo TCP/IP uma escolha barata e eficaz. A tecnologia da qual falaremos utiliza exclusivamente o protocolo HTTP (sobre TCP/IP) como ferramenta principal de comunicação, em virtude de sua disseminação por todo o mundo devido a World Wide Web. A segunda razão para o interesse da Copel em uma solução de leitura remota via Internet é o desejo da empresa em participar ativamente do MAE (Mercado Atacadista de Energia), onde serão realizadas as operações de compra e venda de energia no país. A real introdução do MAE exigirá que as concessionárias de energia (agentes) tenham acesso às informações de medição de energia em todos os pontos de intercâmbio, praticamente em tempo real. Os chamados pontos de intercâmbio, são aqueles onde a energia é produzida (usinas), ou vendida (outras concessionárias ou grandes consumidores).

5.6.1. Uso da Internet.

A princípio, a idéia de usar a Internet foi bastante atacada pelas pessoas que consultamos dentro de algumas concessionárias. Vale lembrar que as pessoas que trabalham com medição de energia elétrica nas concessionárias têm uma mentalidade bastante conservadora, principalmente pelo fato da medição ser a "caixa registradora" da empresa, responsável por todo o faturamento.

A preocupação dessas pessoas foi ouvida, levada em consideração, e analisada por especialistas em tecnologia de informação, que estiveram envolvidos na modelagem da solução.

Os principais aspectos levados em consideração foram:

Escalabilidade: o projeto foi concebido para milhares de pontos de medições.

Custo: o uso de infra-estrutura existente e tecnologia tradicional reduzem o investimento por parte do cliente, e o custo do desenvolvimento da nossa parte.

Segurança: o uso de algoritmos de criptografia e autenticação digital tradicional garante mais segurança e disponibilidade do sistema que linhas privadas dedicadas.

Longa Vida: a solução não deve ficar obsoleta em um curto prazo.

A análise cuidadosa, de todos os aspectos acima nos levaram à escolha da Internet como principal meio de comunicação do sistema. As razões são as seguintes:

Capilaridade: a Internet já chega a qualquer ponto do país e do mundo.

Tecnologia Web Server: permite milhares de conexões simultâneas, e "empilhamento" de servidores com grande facilidade.

Padronização de Protocolos: facilita o desenvolvimento, e não "assusta" o cliente com protocolos proprietários.

Multimídia: a Internet pode ser acessada por telefone comum, celular, redes IP (usando várias tecnologias), satélites, e muitas outras mídias de comunicação.

5.6.2. Diagrama funcional do sistema.

Até bem pouco tempo atrás, as concessionárias tinham necessidade de ler o consumo de energia de seus clientes apenas uma vez por mês, para fins de faturamento. Com a desregulamentação do setor elétrico em curso, esta necessidade está sendo revista. Algumas concessionárias querem leituras diárias, outras horárias, outras em tempo real, dependendo do ponto de medição em análise (tipo de consumidor, volume de energia, etc).

A leitura mensal é feita esmagadoramente por via manual. Com o aumento no número de leituras, a via manual deixa de ser viável. Nossa solução foi concebida para substituir a leitura manual em grandes volumes de consumidores. Em função disto, dois aspectos foram decisivos na modelagem:

Uso da Internet: pois a rede é capaz de chegar a todo tipo de consumidor de energia, até mesmo os residenciais, usando infra-estrutura já existente.

Inversão do Fluxo dos Dados: ao invés do Servidor ir buscar os dados no medidor, este é quem tem a obrigação de enviar os dados ao Servidor.

Confira no diagrama da figura 5.9, a topologia típica da solução:



Fig. 5.9: Diagrama básico da solução

Fonte: Engcomp<www.engcomp.com.br>. Novidades em gerenciamento energético.

O sistema pode ser dividido em 3 partes: Aquisição de Dados, Transporte (feito através da Internet), e Banco de Dados.

5.6.2.1. Aquisição de dados.

A Aquisição de Dados, nesta solução, tem as seguintes características:

É feita por gateways ou concentradores de dados (gateways para até 4 medidores; concentradores para até 256 medidores).

Totalmente construída para a Internet, sem uso de protocolos fechados ou proprietários.

Medição de todo tipo de consumidores (Grupos A e B), usando portas da concessionária ou do usuário (para isto existem vários modelos de gateways e concentradores de dados).

Conexão periódica ao Servidor de Dados para envio de informações, sempre usando a Internet.

Compatível com linha telefônica convencional, celular, satélite ou redes IP

(pública ou privada), banda larga ou estreita. Para cada tipo de mídia, foi concebido um gateway específico, com hardware e software adequado às características daquela mídia.

Permite fazer o sincronismo de todos os relógios dos medidores através do padrão Internet RFC868, que garante erro máximo de 1 segundo.

Estas características permitem a implantação de sistemas de medição setorial (também chamada de sub medição), que na prática implica em fazer a leitura de muitos medidores (dezenas ou centenas) em uma mesma localidade (normalmente condomínios comerciais ou shopping centers). Nestes casos, os medidores são ligados em redes (padrão RS-485) conforme o enquadramento tarifário de cada consumidor.

Como todos os gateways, concentradores e controladores foram concebidos para uma única solução, foi garantida total compatibilidade entre eles, independentemente da mídia de comunicação utilizada. Apenas nos casos onde há controle de cargas ou capacitores (controle de demanda e fator de potência) se exige uma mídia do tipo "always-on" (permanentemente ativa), dando-se preferência às redes corporativas dos próprios clientes.

5.6.2.2. Banco de dados.

Após passar pela Internet, as informações chegam a um Servidor de Dados. As características deste Servidor de Dados são as seguintes:

Capaz de receber informações de milhares de pontos de medição simultaneamente, pois é baseado na plataforma Microsoft IIS de serviços para Web, concebida para "sites" de alto tráfego.

Compatível com os principais Bancos de Dados do mercado: Oracle, SQL Server, etc.

Construir relatórios e gráficos gerenciais com as informações dos pontos de medição no formato de páginas WEB, visíveis com o Internet Explorer ou qualquer outro "browser" de Internet.

Dispensa a presença de operadores, pois o Servidor é passivo (a iniciativa de enviar os dados é do gateway instalado junto ao medidor).

Imune a roteamentos e "firewalls", pois utiliza o protocolo HTTP (sobre TCP/IP), normalmente aberta para navegação na Web.

Compatível com a nova especificação do MAE (Mercado Atacadista de

Energia), que exige criptografia e autenticação digital.

5.6.2.3. Informações disponíveis.

Basicamente, o conjunto de informações a ser disponibilizada ao cliente depende exclusivamente das características do medidor sendo utilizado em cada ponto de medição. Há uma grande variedade de medidores sendo aplicados para medições de fronteira. Por outro lado, há uma grande padronização nos medidores eletrônicos utilizados para faturamento de clientes horo-sazonais. Ainda que existam vários fabricantes, os medidores possuem importantes características comuns, graças à compatibilidade com a Norma de Intercâmbio de Informações para Medidores Eletrônicos NBR 1522, também conhecido como protocolo ABNT. Os medidores compatíveis com o padrão ABNT respondem pela esmagadora maioria dos medidores eletrônicos em uso no país, e compreende quase que a totalidade dos medidores instalados em grandes clientes no Brasil. Estes medidores, independente do modelo ou fabricante, disponibilizam as seguintes informações ao usuário do sistema:

- Parâmetros programados no medidor, e registro de alterações efetuadas na programação.

- Totalizadores de consumo para os diversos postos tarifários.

- Demandas máximas para os diversos postos tarifários.

- Registro de períodos de falta de energia elétrica.

- Memória de massa, para até 37 dias (em três canais), segmentada para cada período de faturamento, que permite gerar inúmeros gráficos e relatórios.

5.7. CONCLUSÕES

Neste capítulo, foi apresentada a evolução da tecnologia de gerenciamento energético, desde o seu surgimento até os dias de hoje. Foram também discutidas as razões para se gerenciar a energia de uma instalação, principalmente no que se refere à redução da conta de energia e do aumento da produtividade.

Foram apresentadas comparações entre os medidores eletrônicos e os medidores eletromecânicos. Conclui-se que as vantagens na utilização de medidores eletrônicos são muito superiores quando comparados aos

eletromecânicos, de maneira geral, pelos custos, dimensões, quantidades de informações, maior confiabilidade, entre outras.

Foram apresentados os requisitos desejáveis para conhecer melhor estes sistemas, tais como: controle do fator de potência, monitoração das grandezas elétricas envolvidas, conectividade com sistemas de supervisão SCADA, ferramentas de análise financeira, estatísticas, de processos e algoritmos de controle de demanda.

Foram mostrados também o sistema tarifário brasileiro, os tipos de tarifas e os tipos de consumidores.

Sendo assim, neste capítulo destaca-se a necessidade do sistema de gerenciamento de energia, sendo uma ferramenta de fundamental importância nas indústrias e nos sistemas de distribuição de sub transmissão de energia elétrica.

CAPITULO 6 – COMPENSAÇÃO REGENERATIVA DE POTÊNCIA ATIVA.

6.1.INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta, através de avaliação de contratos de demanda de energia, um novo conceito de compensação de potência ativa, denominada aqui como compensação regenerativa de potência ativa. Através da utilização de conversores como fonte de tensão, associados a armazenadores de energia. Utilizam-se as vantagens contratuais do consumo de energia a valores reduzidos, para armazená-las em horários apropriados, para então devolver de volta ao consumidor, nos períodos em que os custos são desfavoráveis. Dessa forma, deslocam-se os períodos de consumo da energia da concessionária para se obter redução na tarifa.

São apresentados casos genéricos, com simulações de empresas reais já monitoradas, utilizando ferramenta do sistema web energy, descrita anteriormente, com programa de simulação de cargas e capacitores.

Para promover tal simulação, o armazenamento de energia será considerado como um acréscimo de cargas positivas e, no caso de injeção de energia, será acréscimo de cargas negativas.

Por exemplo:

Assim, para simular um armazenamento de 100 kW, serão utilizados acréscimos de **+100kW**, pois estamos consumindo mais energia, Para simular uma injeção de potência ativa de 100kW, serão utilizados decréscimos de **-100kW**, pois estamos deixando de consumir energia, isto é “economizando” energia.

Os diversos tipos de demandas contratadas, bem como o comportamento de demanda de várias empresas, são apresentados em curvas de demanda.

É de grande importância citar que as taxas de consumo das concessionárias seguem as seguintes padronizações:

- Valores de Demanda e Ultrapassagens de demanda são cobrados em R\$/kWh no mês.
- Valores de consumo são cobrados em R\$/MWh (tanto fora de ponta como na ponta).

6.2. ESTUDO DE CASOS E SIMULAÇÕES

6.2.1. Caso I - Empresa A

Empresa que atua no ramo de hipermercados, tendo assim seu horário normal de trabalho, 24 horas por dia, atualmente utilizando a tarifação do tipo A4 - AZUL, tensão de fornecimento 13,8kV. Possui cabine de medição no padrão CPFL, com dois transformadores de 1x 750kVA, com tensão secundária de 220/127 V, que atende a parte administrativa e loja, e 1x500kVA, com tensão secundária de 380/220 V, que atende aos sistemas de ar condicionado central.

Dados de contratação junto à concessionária:

Tarifa Azul – A4

Demanda contrata 1050 kW – fora de ponta

Demanda contrata de 800 kW – na ponta:

Utilizando um sistema de medição de grandezas elétricas, interligada a um gerenciador de energia, pode-se obter leituras via internet. Sendo esta uma empresa do ramo de hiper-mercados, o período de maior utilização de cargas está no mês de dezembro. Sendo assim segue abaixo o comportamento da demanda mensal do mês de dezembro, no ano de 2004, como referência.

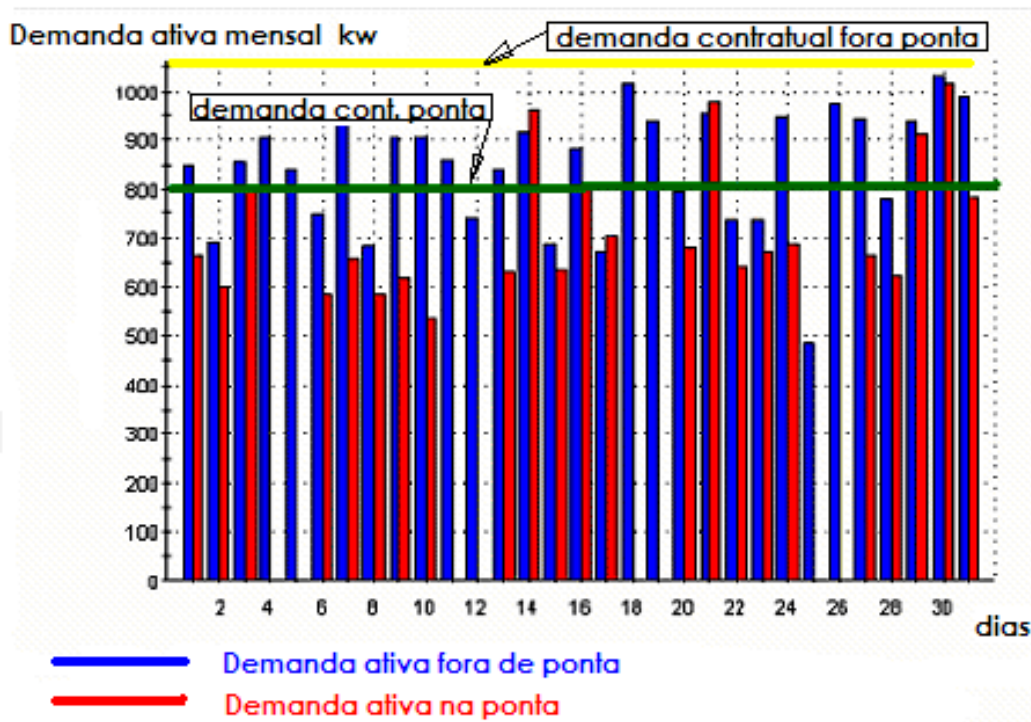


Gráfico 6.1: Comportamento da demanda no decorrer no mês de dezembro de 2004 da empresa A.

Conforme gráfico 6.1, a demanda contratada no horário fora de ponta está representada pela reta de cor amarela. A demanda contratada no horário de ponta está representada pela reta de cor verde.

Observa-se que, nos dias 14, 21, 29 e 30, ocorreu ultrapassagem de demanda no horário de ponta. A maior demanda diária é observada exatamente no dia 30 do mês de referência. Trata-se da pior situação no que se refere ao contrato de energia estabelecido.

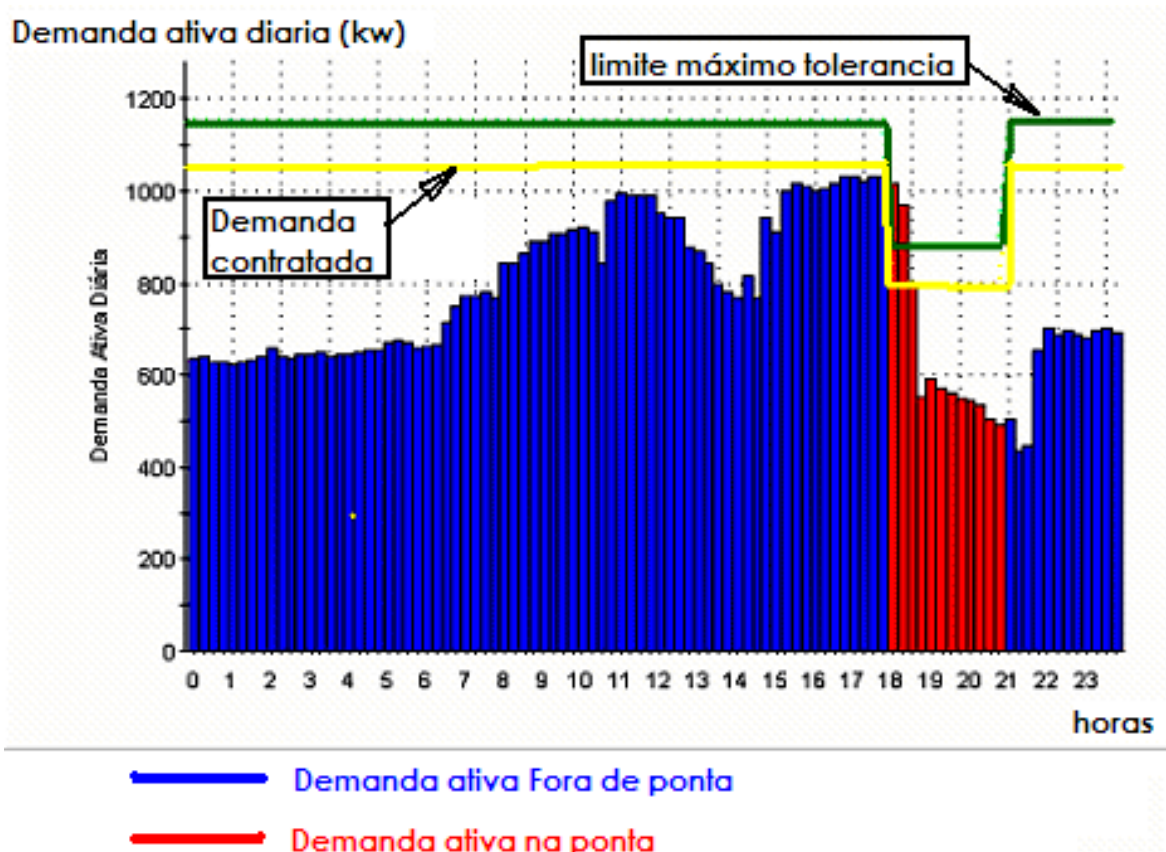


Gráfico 6.2: Comportamento da Demanda no dia 30 de dezembro de 2004, da empresa A.

Pode-se observar que ocorreu ultrapassagem de energia contratada no horário de ponta entre 18:00 horas até as 18:30 horas. Além de ultrapassar o valor contratado de demanda no horário de ponta, também houve ultrapassagem do limite de tolerância. Sendo assim, esta empresa foi enquadrada em multa de ultrapassagem. Analisando sua conta de energia no mês de referência, pode-se observar que esta multa foi de R\$ 19.473,77, conforme mostra a conta de energia que segue.

$$\text{Economia I} = - \text{R\$ } 19.473,77(\text{deixar de pagar no mês}) \quad (18)$$

FATURA SIMULADA : CLIENTE A

CONCESSIONÁRIA: CPFL MODALIDADE TARIFÁRIA: A4 (AZUL)

PERÍODO: INICIAL: 01/12/2004 – 13:00hs

FINAL: 31/12/2004 – 13:00hs

Energia Ativa				
Demanda Ponta (kW)	1.017	800	29,96	23.968,00
Demanda Fora de Ponta (kW)	1.031	1.050	9,56	10.038,00
Consumo Ponta Úmido (kWh)	41.134	24.288	200,54	4.870,72
Consumo Ponta Seco (kWh)	0	0	219,54	0,00
Consumo Fora Ponta Úmido (kWh)	410.057	410.057	100,22	41.095,90
Consumo Fora Ponta Seco (kWh)	0	0	112,90	0,00
Demanda Ultrapas. Ponta (kW)	217	217	89,89	19.473,77
Demanda Ultrapas. Fora Ponta (kW)	0	0	28,68	0,00
Energia Substituição Térmica (kWh)		16.846	280,00	4.716,77
Energia Reativa				
FDR Ponta (kW)	977	0	29,96	0,00
FDR Fora de Ponta Indutivo (kW)	1.075	25	9,56	238,59
FDR Fora de Ponta Capacitivo (kW)	0	0	9,56	0,00
FER Ponta (kWh)	425	425	200,54	85,25
FER Fora de Ponta Indutivo (kWh)	8.452	8.452	100,22	847,05
FER Fora de Ponta Capacitivo (kWh)	0	0	100,22	0,00
Taxas				
ECE - Enc. Cap. Emergencial	451.191		6,70	3.022,98
EAEEE - Enc. Aquis. EE Emergencial Resol. 728 Aneel 30/12/2003	451.191		0,00	0,00

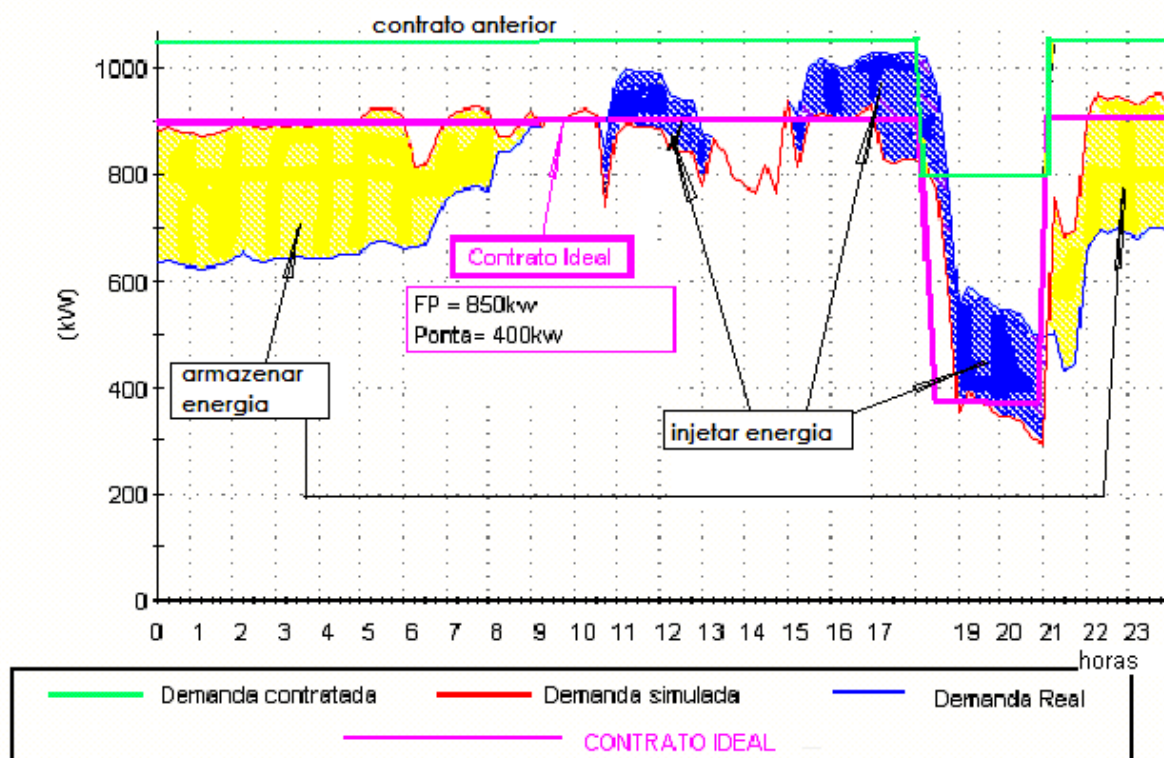
multa ultrapassagem

Resumo da Conta	
Total Fornecimento R\$	108.357,02
ICMS R\$ (Alíquota 18 %)	23.785,69
Taxa de Iluminação Pública (indl/cml) R\$	0,00
Total da Conta (~ 0,1 %) - R\$	132.142,71
Preço Médio:R\$/MWh (Sem ICMS)	240,16
Preço Médio:R\$/MWh (Com ICMS)	292,88
ICMS Recuperável R\$	11.739,46
Créditos de ICMS disponíveis R\$	19.028,55

6.2.1.1. Simulação

Supondo que o comportamento das demandas de ponta e fora de ponta fosse o mesmo em todos os meses do ano, como foi no mês de dezembro (a pior situação de contrato), observa-se:

Dia:		30/12/2004			
HORARIOS E QUANTIDADES DE CARGAS ARMAZENADAS E INJETADAS					
H.Início (hh:mm)	H.Fim (hh:mm)	Carga / Capacitor	Potência	F.Potencia	Injeta/Armazena
00:00	06:00	carga	250	1	armazenar
06:00	08:00	carga	150	1	armazenar
08:00	09:00	carga	30	1	armazenar
10:30	13:00	carga	-100	1	injetar
17:00	18:00	carga	-200	1	injetar
18:00	21:00	carga	-200	1	injetar
21:00	23:59	carga	250	1	armazenar
15:00	17:00	carga	-100	1	injetar



De acordo com conta de energia simulada e a energia armazenada e injetadas, um balanço de possível economia é apresentado.

Em relação ao contrato de demanda:

- **Contrato de demanda anterior:**

$$\text{Fora de ponta} = 1050\text{kW} \qquad \text{Ponta} = 800\text{kW} \qquad (19)$$

- **Contrato Ideal simulado:**

$$\text{Fora de ponta} = 850\text{kW} \qquad \text{Ponta} = 400\text{kW} \qquad (20)$$

Observa-se uma economia de 200kW de contrato no horário fora de ponta e de 400kW, no horário de ponta, conforme equações (19) e (20), sendo assim:

$$\text{Economia II} = -[(200\text{kW} \times \text{R\$ } 9,56) - (400\text{kW} \times \text{R\$ } 29,96)] = - \text{R\$ } 13.896,00$$

$$\text{Economia II} = - \text{R\$ } 13.896,00 \text{ (deixar de pagar no mês)} \text{ (21)}$$

Em relação ao consumo kWh:

- **Horário fora de ponta**, valor do MWh = R\$ 100,22, verificando os horários em que armazenarmos energia, consumimos kWh, utilizando simulação acima:

0:00 às 06:00	6horas.(+ 250kW) armazenar energia	= + 1500kWh
6:00 às 08:00	2horas.(+ 150kW) armazenar energia	= + 300kWh
8:00 às 09:00	1 hora.(+ 30kW) armazenar energia	= + 30kWh
21:00 às 24:00	3 horas(+ 250kW) armazenar energia	= + 750kWh
10:30 às 13:00	2,5 horas(- 100kW) injetar energia	= - 250kWh
15:00 às 17:00	2 horas(- 100kW) injetar energia	= - 200kWh
17:00 as 18:00	1 hora(- 200kW) injetar energia	= - 200kWh
Somatório total no horário fora de ponta		= + 1930kWh

$$A = 1,93\text{MWh} \times 100,22 \times 30\text{dias} = + \text{R\$ } 5.802,74 \quad (22)$$

- **Horário de ponta**, valor do MWh = R\$ 200,54 , verificando os horários em que injetarmos energia, deixamos de consumir energia kWh, utilizando a mesma simulação temos:

18:00 às 21:00	3 hora(- 200kW) injetar energia	= - 600kWh
Somatório total no horário de ponta		= - 600kWh

$$B = (- 0,600) \text{MWh} \times 200,54 \times 30\text{dias} = - \text{R\$ } 3.609,72 \quad (23)$$

Das equações (22) e (23) :

$$\text{Economia III} = + \text{R\$} 5.802,74 - \text{R\$ } 3.609,72 = + \text{R\$ } 2.193,02,$$

$$\text{Economia III} = + \text{R\$ } 2.193,02 \text{ (pagar a mais no mês)} \quad (24)$$

Portanto, desta maneira, somando as economias I,II e III, conforme

mostra as equações (18),(21) e (24), obtermos:

$$\begin{aligned} \text{Economia Total} &= \text{Economia I} + \text{Economia II} + \text{Economia III} = \\ &= - \text{R\$ } 19.473,99 - \text{R\$ } 13.896,00 + \text{R\$ } 2.193,02 = -\text{R\$ } 31.176,97 \\ \text{Economia Total} &= - \text{R\$ } 31.176,97 \text{ (deixar de pagar no mês)} \end{aligned} \quad (25)$$

Sendo esta economia ao mês de aproximadamente 29%, o que daria ao ano, aproximadamente, um total de R\$ 370.000,00, caso o consumo fosse o mesmo, todos os meses.

6.2.2. Caso II - Empresa B

Empresa que atua no ramo de extração mineral, tendo assim seu horário normal de trabalho, 24 horas por dia, atualmente utilizando a tarifação do tipo A4 - VERDE, tensão de fornecimento 13,8kv, possui cabine de medição no padrão CPFL, com transformadores de 1x 1000kVA, 1x500kVA e 1x225kVA, com tensão secundária 380/220 V e 1x30 kVA , com tensão 220/127 V para administração.

Dados de contratação junto à concessionária:

Tarifa Verde – A4

Demanda contrata 1000 kW – fora de ponta e de ponta.

Segue abaixo o gráfico das demanda ativa no ano de 2005.

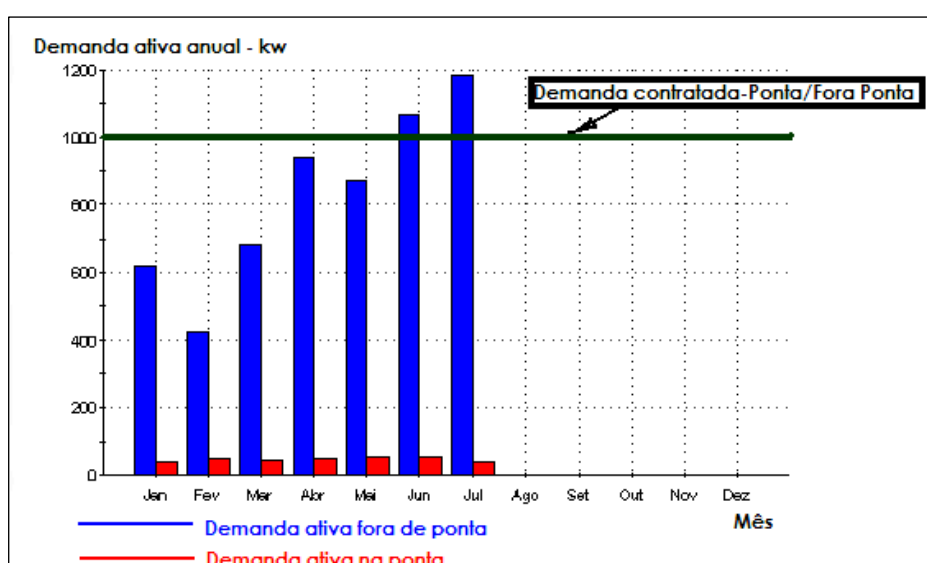


Gráfico 6.3: Comportamento da Demanda no ano 2005, da empresa B.

Observa-se que esta empresa ultrapassou seu contrato nos meses de junho e julho, sendo julho a pior situação de contrato. Sendo assim, o mês de julho será analisado.

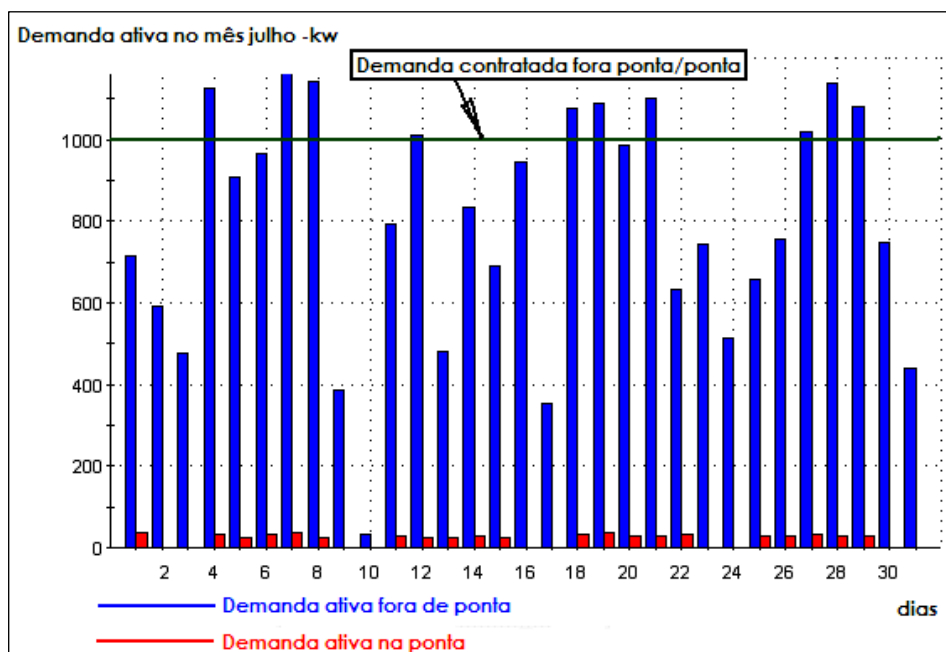


Gráfico 6.4: Comportamento da demanda no decorrer, mês de julho de 2005 da empresa B.

Observa-se que nos dias 4, 7, 8, 12, 18, 19, 21, 27, 28 e 29, ocorreram ultrapassagem de demanda no horário de fora de ponta, analisaremos agora a demanda diária no pior dia, exatamente o dia 07 do respectivo mês em referência, pois trata-se da pior situação de contrato.

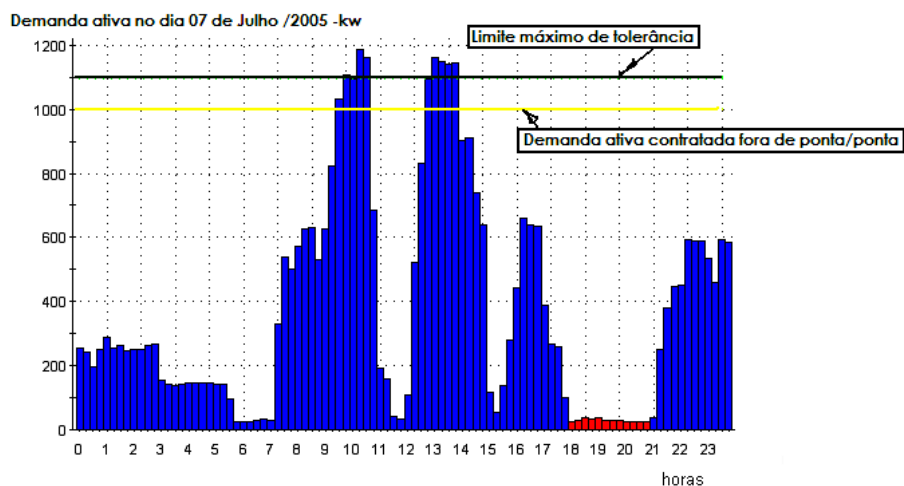


Gráfico 6.5: Comportamento da Demanda no dia 07 de julho de 2005, da empresa B.

Pode-se observar, que ocorreu ultrapassagem da energia contratada no horário de fora de ponta entre os períodos das 09:30 horas até as 10:30 horas e entre 12:30 até as 14:00 horas. Além de ultrapassar o valor contratado de demanda no horário de fora de ponta, também houve ultrapassagem do limite máximo de tolerância. Sendo assim, esta empresa foi enquadrada em multa de ultrapassagem, e analisando a conta de energia do respectivo mês, pode-se observar que esta multa foi de R\$ 4.848,28, conforme mostra a conta de energia que segue.

Economia I = - R\$ 4.848,28(deixar de pagar no mês) (26)

FATURA SIMULADA : CLIENTE B

CONCESSIONÁRIA: CPFL

MODALIDADE TARIFÁRIA: A4 (VERDE)

PERÍODO: INICIAL: 20/06/2005 – 09:45hs

FINAL: 20/07/2005 – 09:45hs

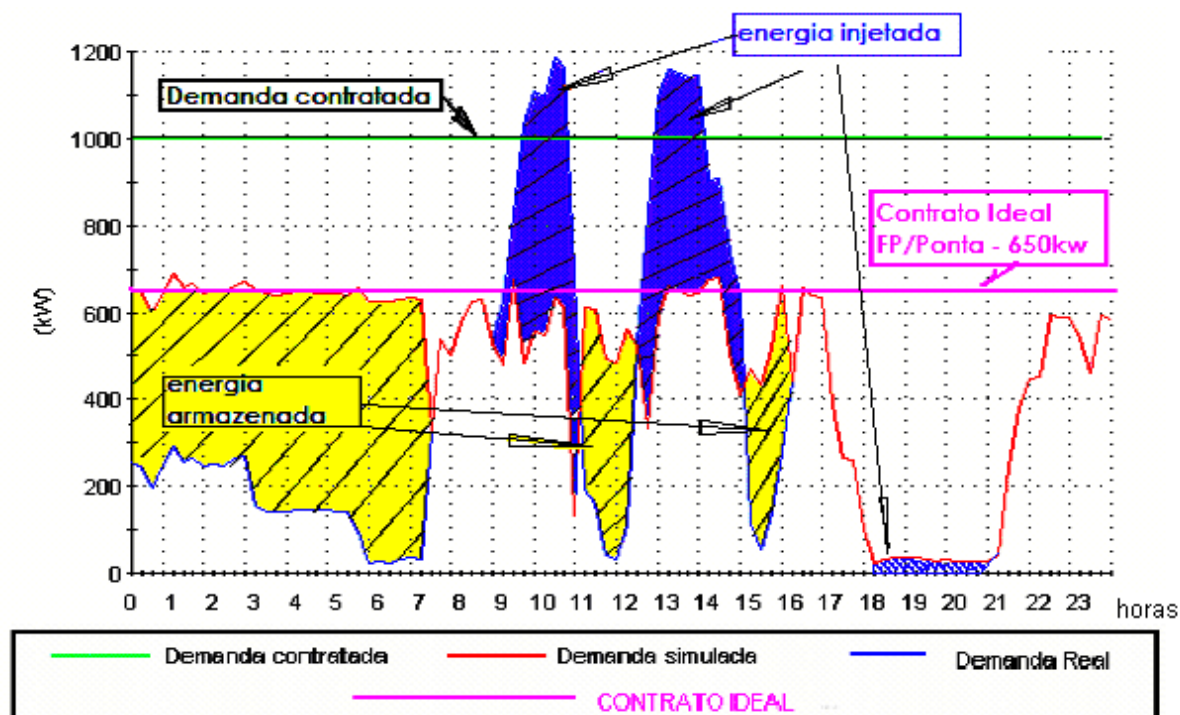
Energia Ativa				
Demanda Ponta (kW)	43	0	0,00	0,00
Demanda Fora de Ponta (kW)	1.186	1.000	8,89	8.887,00
Consumo Ponta Úmido (kWh)	0	0	783,04	0,00
Consumo Ponta Seco (kWh)	1.619	1.619	808,10	1.308,15
Consumo Fora Ponta Úmido (kWh)	0	0	126,16	0,00
Consumo Fora Ponta Seco (kWh)	177.224	177.224	141,59	25.092,57
Demanda Ultrapas. Ponta (kW)	0	0	0,00	0,00
Demanda Ultrapas. Fora Ponta (kW)	186	186	26,66	4.948,28
Energia Substituição Térmica (kWh)		0	0,00	0,00
Energia Reativa				
FDR Ponta (kW)	28	0	0,00	0,00
FDR Fora de Ponta Indutivo (kW)	1.200	15	8,89	130,82
FDR Fora de Ponta Capacitivo (kW)	191	0	8,89	0,00
FER Ponta (kWh)	1	1	808,10	1,14
FER Fora de Ponta Indutivo (kWh)	3.714	3.714	141,59	525,80
FER Fora de Ponta Capacitivo (kWh)	98	98	141,59	13,87
Taxas				
ECE - Enc. Cap. Emergencial	178.843		5,91935	1.058,63
EAECE - Enc. Aquis. EE Emergencial	178.843		0,00	0,00

Resumo da Conta		
Total Fornecimento R\$		41.966,26
ICMS (Alíquota 18 %) R\$		9.783,24
PIS/COFINS R\$		2.601,85
Total da Conta (~ 0,1 %) - R\$		54.351,36
Preço Médio:R\$/MWh	234,65	303,91
	(Sem ICMS)	(Com ICMS)
Total Economia R\$		11.091,91

6.2.2.1. Simulação II

Supondo que o comportamento das demandas de ponta e fora de ponta fosse o mesmo em todos os meses do ano, como foi no mês de julho (a pior situação), observa-se:

Dia: 7/7/2005					
HORARIOS E QUANTIDADES DE CARGAS ARMAZENADAS E INJETADAS					
H.Início (hh:mm)	H.Fim (hh:mm)	Carga / Capacitor	Potência	F.Potencia	Injeta/Armazena
00:00	03:00	carga	400	1	armazenar
03:00	05:30	carga	500	1	armazenar
05:31	07:15	carga	600	1	armazenar
09:00	09:30	carga	-150	1	injetar
09:30	11:00	carga	-550	1	injetar
11:01	12:15	carga	450	1	armazenar
12:16	13:00	carga	-500	1	injetar
13:00	14:00	carga	-500	1	injetar
14:00	15:00	carga	-230	1	injetar
15:01	16:00	carga	380	1	armazenar
17:30	20:30	carga	-35	1	injetar



Pode-se observar que a área armazenada é maior que a área injetada.

De acordo com conta de energia simulada e energia armazenada e injetada, é apresentado um balanço da economia.

Em relação ao contrato de demanda:

- **Contrato de demanda anterior:**

Fora de ponta e Ponta = 1000kW (27)

- **Contrato Ideal simulado:**

Fora de ponta e Ponta = 650kW (28)

Observa-se uma economia de 350kW de contrato no horário fora de ponta e ponta, conforme equações (27) e (28), sendo assim:

$$\text{Economia II} = - (350\text{kW} \times \text{R\$ } 8,89) = - \text{R\$ } 3.111,50$$

$$\text{Economia II} = - \text{R\$ } 3.111,50 (\text{deixar de pagar no mês}) \quad (29)$$

Em relação ao consumo kWh:

- **Horário fora de ponta:** valor do MWh = R\$ 141,59. Verificando-se os horários em que a energia é armazenada, obtem-se:

0:00 às 03:00	3h..	(+ 400kW) armazenar energia	= + 1200kWh
3:00 às 05:30	2,5h.	.(+ 500kW) armazenar. energia	= + 1250kWh
5:31 às 07:15	1,75 h..	(+ 600kW) armazenar energia	= + 1050kWh
09:00 às 09:30	0,5 h	(- 150kW) injetar energia	= - 75kWh
09:30 às 11:00	1,5 h.	(- 550kW) injetar energia	= - 825kWh
11:01 às 12:15	1,25 h	(+ 450kW) armazenar energia	= + 562,5kWh
12:16 as 13:00	0,75 h	(- 500kW) injetar energia	= - 375kWh
14:00 as 15:00	1,0 h	(- 230kW) injetar energia	= - 230kWh
15:01 as 16:00	1,0 h	(+ 380kW) armazenar energia	= + 380kWh
Somatória total no horário fora de ponta			= +2937,5kWh

$$A = 2,9375 \text{ MWh} \times 141,59 \times 30 \text{ dias} = + \text{R\$ } 12.477,62 \quad (30)$$

- **Horário ponta:** valor do MWh = R\$ 808,10 . Verificando-se os horários em que a energia é injetada, deixa-se de consumir energia. Utilizando a mesma simulação:

17:30 às 20:30	3 h	(- 35kW) injetar energia	= -105kWh
Somatória total no horário de ponta			= - 105kWh

$$B = 0,105 \text{ MWh} \times 808,10 \times 30 \text{ dias} = - \text{R\$ } 2545,52 \quad (31)$$

Das equações (30) e (31)

$$\text{Economia III} = + \text{R\$ } 12.477,62 - \text{R\$ } 2.545,52 = + \text{R\$ } 9.932,10$$

$$\text{Economia III} = + \text{R\$ } 9.932,10 \text{ (pagar a mais no mês)} \quad (32)$$

Portanto, desta maneira, somando as economias I, II e III, conforme mostra as equações (26), (29) e (32), obtemos:

$$\text{Economia Total} = \text{Economia I} + \text{Economia II} + \text{Economia III} =$$

$$- \text{R\$ } 4.848,28 - \text{R\$ } 3.111,50 + \text{R\$ } 9.932,10 = + \text{R\$ } 1.972,32$$

$$\text{Economia Total} = + \text{R\$ } 1.972,32 \text{ (pagar a mais no mês)} \quad (33)$$

Sendo assim, concluí-se que não é viável aplicar este controlador, quando o consumidor pertencer ao grupo verde A4 e consome pouca energia no horário de ponta.

6.2.3. Caso III - Empresa C

Empresa que atua no ramo de frigorífico, tendo ciclo normal de trabalho de 24 horas por dia e usando energia no horário de ponta. Possui contrato de tarifação do tipo A4 - VERDE, tensão de fornecimento 13,8kV. Possui cabine de medição no padrão ELEKTRO, com transformadores de 1x 300kVA , 1x150kVA e 5x225kVA , com tensão secundária 380/220V, e 1x75kVA , com tensão 220/127V para administração.

Dados de contratação junto à concessionária:

Tarifa Verde – A4

Demanda contrata 1050 kW – fora de ponta e ponta.

Segue abaixo o gráfico das demanda ativa no ano de 2005.

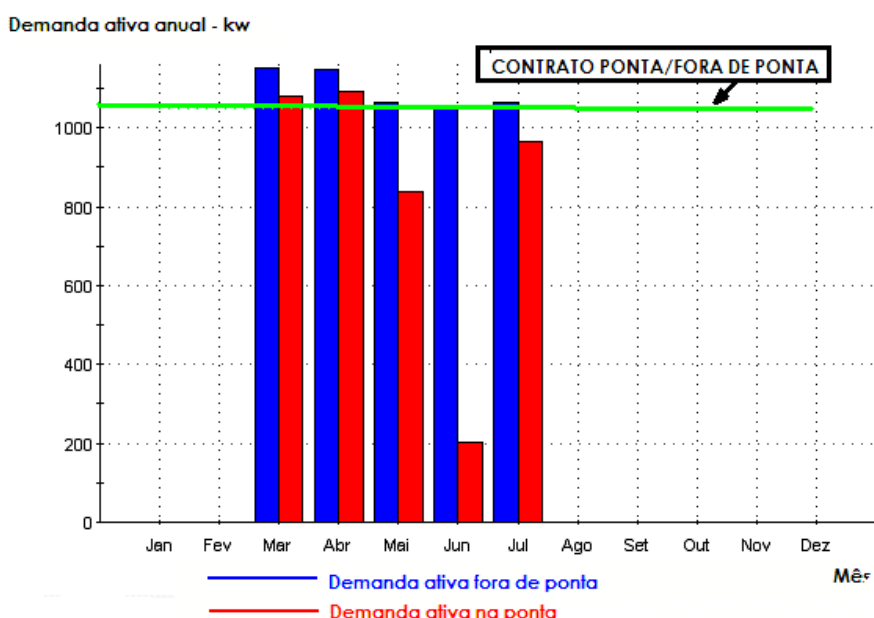


Gráfico 6.6: Comportamento da Demanda no ano 2005, da empresa C.

Observa-se que esta empresa ultrapassou seu contrato nos meses de março e abril. Sendo assim, o mês de março (a pior condição de contrato) será analisado.

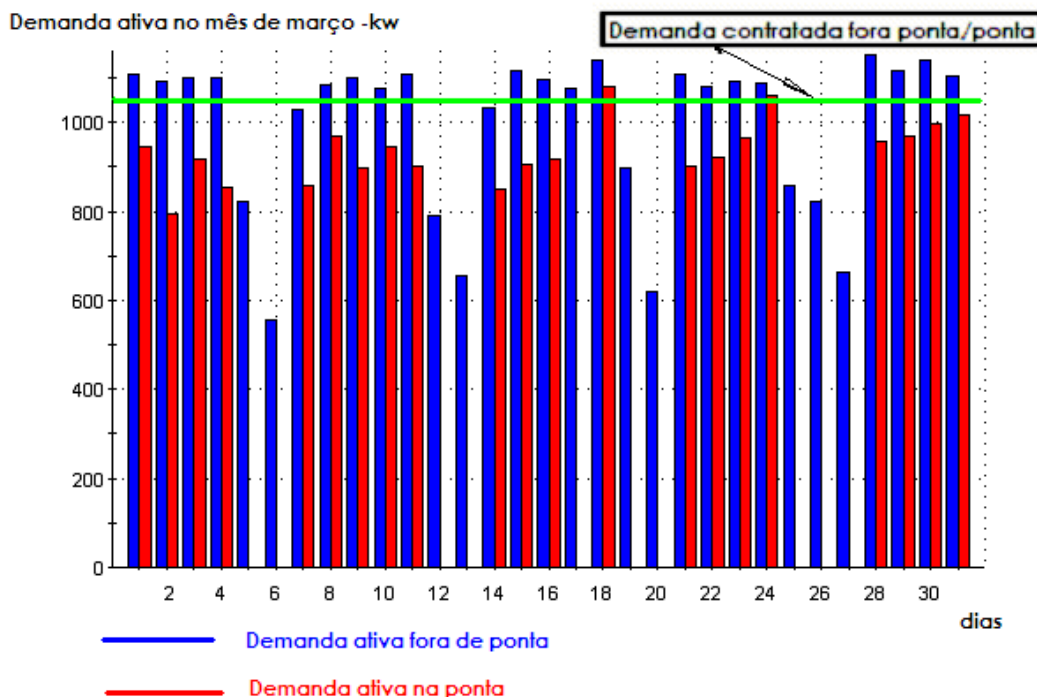


Gráfico 6.7: Comportamento da demanda do mês de março de 2005 da empresa C.

Observa-se que, em vários dias, ocorreu ultrapassagem de demanda no horário de fora de ponta e no horário de ponta. Analisando agora a demanda diária no pior dia, exatamente o dia 28 do mês de referência:

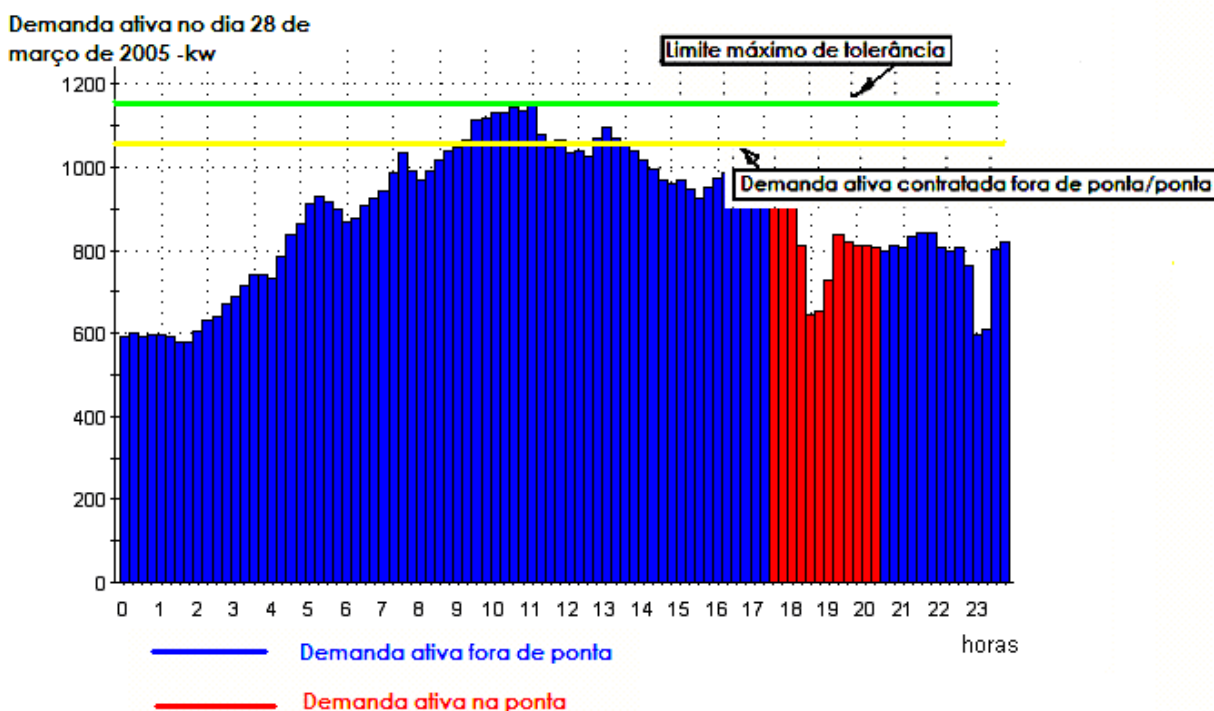


Gráfico 6.8: Comportamento da Demanda no dia 28 de março de 2005, da empresa C.

Pode-se observar que ocorreu ultrapassagem de energia contratada no horário fora de ponta entre os períodos das 09:30 horas até as 12:00 horas, e entre 13:00 até as 13:30 horas, não sendo atingido o limite máximo de tolerância. Sendo assim, esta empresa não foi enquadrada em multa de ultrapassagem, não se caracterizando uma economia por eliminação de multa de ultrapassagem.

$$\text{ECONOMIA I} = \text{R\$ } 0,00 \quad (34)$$

FATURA SIMULADA: CLIENTE C

CONCESSIONÁRIA: ELEKTRO

MODALIDADE TARIFÁRIA: A4 (VERDE)

PERÍODO: INICIAL: 01/03/2005 – 08:45hs

FINAL: 01/04/2005 – 08:45hs

Energia Ativa

Demanda Ponta (kW)	1.081	0	0,00	0,00
Demanda Fora de Ponta (kW)	1.151	1.151	11,57	13.311,98
Consumo Ponta Úmido (kWh)	53.014	53.014	979,95	51.950,72
Consumo Ponta Seco (kWh)	0	0	1.001,03	0,00
Consumo Fora Ponta Úmido (kWh)	506.646	506.646	112,18	56.835,51
Consumo Fora Ponta Seco (kWh)	0	0	126,39	0,00
Demanda Ultrapas. Ponta (kW)	0	0	0,00	0,00
Demanda Ultrapas. Fora Ponta (kW)	0	0	34,71	0,00
Energia Substituição Térmica (kWh)		0	0,00	0,00

Energia Reativa

FDR Ponta (kW)	1.042	0	0,00	0,00
FDR Fora de Ponta Indutivo (kW)	1.145	0	11,57	0,00
FDR Fora de Ponta Capacitivo (kW)	0	0	11,57	0,00
FER Ponta (kWh)	38	38	979,95	36,81
FER Fora de Ponta Indutivo (kWh)	1.955	1.955	112,18	219,26
FER Fora de Ponta Capacitivo (kWh)	0	0	112,18	0,00

Taxas

ECE - Enc. Cap. Emergencial	559.659		6,70	3.749,72
EAECE - Enc. Aquis. EE Emergencial Resol. 728 Aneel 30/12/2003	559.659		0,00	0,00

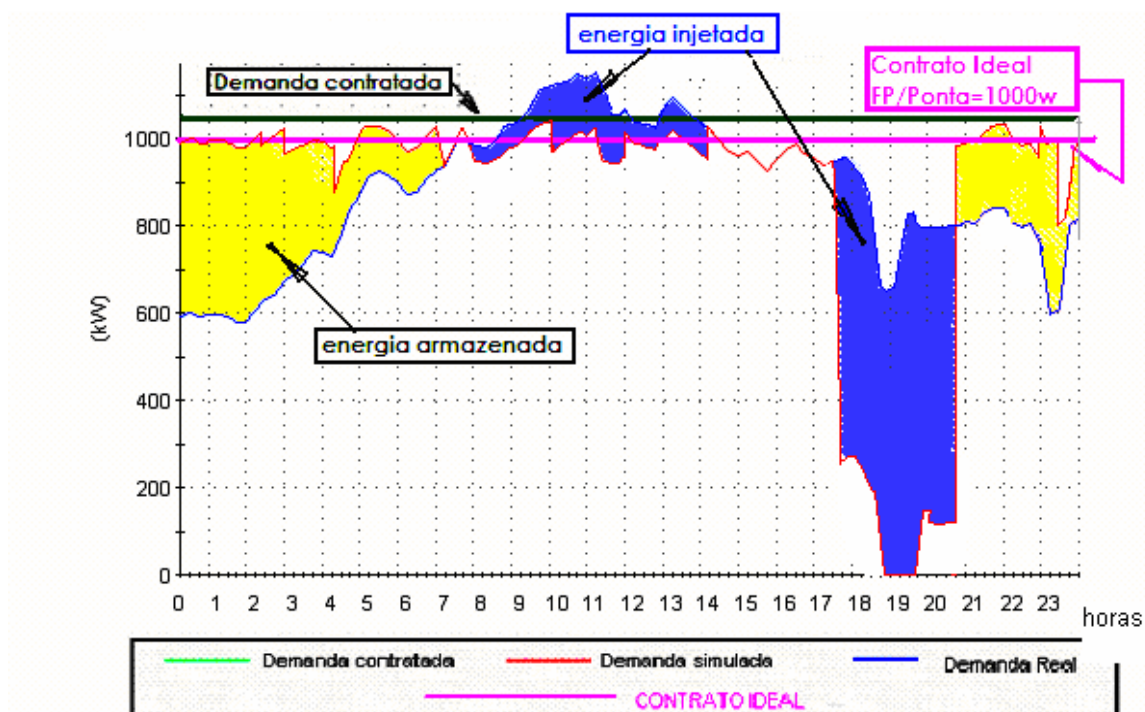
Resumo da Conta

Total Fornecimento R\$		126.104,00
ICMS (Alíquota 18 %) R\$		27.681,37
PIS/COFINS R\$		0,00
Total da Conta (~ 0,1 %) - R\$		153.785,37
Preço Médio: R\$/MWh	225,32	274,78
	(Sem ICMS)	(Com ICMS)
Total Economia R\$		18.192,

6.2.3.1. Simulação III

Supondo que o comportamento das demandas de ponta e fora de ponta fosse o mesmo em todos os meses do ano, como foi no mês de março (a pior situação de contrato), utilizando o gráfico 6.8, observa-se:

Dia: 28/3/2005					
HORARIOS E QUANTIDADES DE CARGAS ARMAZENADAS E INJETADAS					
H.Início (hh:mm)	H.Fim (hh:mm)	Carga / Capacitor	Potência	F.Potencia	Injeta/Armazena
00:00	02:30	carga	400	1	armazenar
02:31	03:00	carga	350	1	armazenar
03:01	04:15	carga	250	1	armazenar
04:16	05:15	carga	130	1	armazenar
05:16	07:00	carga	100	1	armazenar
08:01	10:00	carga	-50	1	injetar
10:01	11:30	carga	-150	1	injetar
11:31	12:00	carga	-100	1	injetar
12:01	14:15	carga	-50	1	injetar
17:30	20:30	carga	-800	1	injetar
20:31	23:00	carga	180	1	armazenar
23:01	23:30	carga	400	1	armazenar
23:31	23:59	carga	200	1	armazenar



De acordo com conta de energia simulada e a energia armazenada e injetada, obtém-se um balanço de possíveis economias:

Em relação ao contrato de demanda:

- **Contrato de demanda anterior:**

Fora de ponta e Ponta= 1050kW (35)

- **Contrato Ideal simulado:**

Fora de ponta e Ponta = 1000kW (36)

Observa-se uma economia de 50kW de contrato no horário fora de ponta e ponta, conforme equações (35) e (36), sendo assim:

$$\text{Economia II} = - (50\text{kW} \times \text{R\$ } 11,57) = - \text{R\$ } 578,50$$

$$\text{Economia II} = - \text{R\$ } 578,50 \text{ (deixar de pagar no mês)} \quad (37)$$

Em relação ao consumo KWh:

- **Horário fora de ponta:** valor do MWh = R\$ 112,18. Verificando os horários de armazenarmos energia (consumo de kWh) e injeção de energia, obtém-se a seguinte simulação de consumo:

0:00 às 02:30	2,5h	(+ 400kW) armazenar energia	= +	1000kWh
2:31 às 03:00	0,5 h	(+ 350kW) armazenar energia	= +	175kWh
3:01 às 04:15	1,25 h	(+ 250kW) armazenar energia	= +	312,5kWh
04:16 às 05:15	1,0 h	(+ 130kW) armazenar energia	= +	130kWh
05:16 às 07:00	1,75 h	(100kW) armazenar energia	= +	175kWh
08:01 às 10:00	2,0 h	(- 50kW) injetar energia	= -	100kWh
10:00 as 11:30	1,5 h	(-150kW) injetar energia	= -	225kWh
11:31 as 12:00	0,5 h	(-100kW) injetar energia	= -	50kWh
12:01 as 14:15	2,25h	(-50kW) injetar energia	= -	112,5kWh
Somatória total no horário fora de ponta				= + 1305kWh

$$A=1,305\text{MWh} \times 112,18 \times 30\text{dias} = + \text{R\$ } 4.391,85 \quad (38)$$

- **Horário ponta:** valor do MWh = R\$ 979,95. Verificando os horários em que a energia é injetada, deixa-se de consumir energia. Utilizando a mesma simulação:

17:30 às 20:30 3 h. (- 680kW) injetar energia = - 2040kWh
 Somatória total no horário de ponta . = - 2040kWh

$$B = - 2,04\text{MWh} \times \text{R\$ } 979,95 \times 30\text{dias} = - \text{R\$ } 59.072,94 \quad (39)$$

$$\begin{aligned} \text{Economia III} &= + \text{R\$ } 4.391,85 - \text{R\$ } 59.072,94 = - \text{R\$ } 54.681,09 \\ \text{Economia III} &= - \text{R\$ } 54.681,09 \text{ (deixar de pagar no mês)} \end{aligned} \quad (40)$$

Portanto, desta maneira, somando as economias I,II e III, conforme mostra as equações (34),(37) e (40), obtemos:

$$\begin{aligned} \text{Economia Total} &= \text{Economia I} + \text{Economia II} + \text{Economia III} = \\ &= \text{R\$ } 0,00 - \text{R\$ } 578,50 - \text{R\$ } 54.681,09 = - \text{R\$ } 55.259,59 \end{aligned}$$

$$\text{Economia Total} = - \text{R\$ } 55.259,59 \text{ (deixar de pagar no mês)} \quad (41)$$

Foi tomado como base o pior dia, isto é, o dia com maior consumo na ponta e fora de ponta. Sendo assim, este valor ficou acima da conta de energia apresentada. Porém, trata-se de um valor bastante expressivo, de aproximadamente 44% ao ano, num valor de aproximadamente R\$ 663.108,00, caso o consumo fosse o mesmo todo os meses do ano.

6.3. CONCLUSÕES

Pode-se observar que esta é uma ferramenta muito interessante, pois com o compensador regenerativo de potência ativa, possibilita uma equalização no consumo da energia, Além disso, diferente dos sistemas independentes de geração de energia, o consumidor continua comprando energia junto à concessionária, só que em condições mais favoráveis, o que representa um ganho para ambos os lados.

A energia armazenada pode também ser usada para atender a uma falta momentânea de energia, tais como os nobreaks, sem necessidades de se estabilizar ou filtrar correntes e tensões.

De acordo com as simulações, pode-se concluir que, quando o contrato

de demanda da empresa for horo-sazonal azul A4 ou horo-sazonal verde A4, usando energia nos horários de ponta, é totalmente viável a instalação do controlador. Porém, se a empresa estiver enquadrada no contrato horo-sazonal verde A4, sem que use (ou usando muito pouca) energia no horário de ponta, o controlador não se mostra economicamente viável, no que se refere a redução de custos com energia contratada.

CAPITULO 7 - CONCLUSÕES / FUTUROS TRABALHOS E REFERÊNCIAS

7.1. CONCLUSÕES

O presente trabalho tratou do estado da arte dos diversos tipos de controladores FACTS (chaveados, controlados ou avançados), bem como detalhou cada tipo de controladores FACTS, apresentando conceitos básicos e princípios de operação. O principal objetivo foi apresentar suas vantagens e limitações. Uma avaliação mais aprofundada está apresentada no Anexo I, com benefícios para a utilização dos controladores FACTS, investimentos na instalação destes controladores, quais devem ser os benefícios financeiros dos controladores FACTS, bem como a identificação de sua necessidade e a verificação do desempenho destes equipamentos. Serão apresentados alguns controladores FACTS, com respectivas aplicações, em algumas plantas em operação.

No Capítulo 2, foram apresentados e discutidos alguns tipos de armazenadores de energia, bem como suas possíveis utilizações e seus princípio de funcionamento. O objetivo é destacar a potencialidade da utilização dos armazenadores de energia em conjunto com compensadores eletrônicos dos sistemas de potência, para o controle de potência ativa. Observa-se a necessidade da evolução dos armazenadores de energia, principalmente em aplicações industriais e de emergência.

No Capítulo 3 foi discutida a utilização de conversores como fonte de tensão (VSC) em compensadores dos sistemas elétricos de potência capazes de promover compensação de potência ativa e reativa, em quatro quadrantes.

No Capítulo 4, foram apresentados os possíveis distúrbios nos sistemas de energia elétrica.

No Capítulo 5, foi apresentada a evolução da tecnologia de

gerenciamento energético, as razões para este gerenciamento, bem como as vantagens do conhecimento das grandezas elétricas envolvidas nos sistemas a serem gerenciados.

Foram apresentados, os pré-requisitos desejáveis para conhecer melhor estes sistemas, tais como: controle do fator de potência, monitoração das grandezas elétricas envolvidas, conectividade com sistemas de supervisão SCADA, ferramentas de análises financeiras, estatísticas, processos e algoritmos de controle de demanda. Foram apresentados os sistemas de tarifações empregados pelas concessionárias, para análises nos casos e simulações apresentados, bem como os sistemas de tele-medição via Internet e seu diagrama funcional.

No Capítulo 6, foram apresentadas simulações que introduzem o conceito de compensação regenerativa de potência ativa. Pode-se observar que esta ferramenta é muito valiosa, pois torna possível o consumo equalizado de energia elétrica, com redução nas contas de energia e melhor aproveitamento de sistema instalado.

A partir da utilização dos compensadores regenerativos, apresentou-se avaliações econômicas. Nos exemplos simulados, quando o contrato de demanda for horo-sazonal azul A4, ou horo-sazonal verde A4, usando energia nos horários de ponta, a instalação do controlador mostrou-se economicamente viável. Porém, se a empresa estiver com contrato horo-sazonal verde A4, sem que use (ou use pouca) energia no horário de ponta, a instalação não se mostra economicamente viável. É evidente que várias outras considerações, como reserva de energia girante, religamento do sistema no caso de faltas temporárias de energia, deslocamento de consumo, etc, devem ser avaliadas para se avaliar mais precisamente as vantagens de um compensador regenerativo de potência ativa.

Como anexo serão apresentados, as aplicações de compensadores eletrônicos para correção destes distúrbios. Também serão descritos os estados da arte dos controladores eletrônicos para aplicações em sistemas de sub-transmissão e distribuição.

7.2. TRABALHOS FUTUROS:

São temas para estudo e trabalhos futuros:

- Pesquisas de novos sistemas de armazenamento de energia.
- Dimensionamento dos compensadores regenerativos de potência ativa
- Análise econômica considerando o custo dos armazenadores e compensadores.
- Realização de protótipo, para poder analisar o desempenho prático destes compensadores.

REFERÊNCIAS:

AKAGI, H. Y. and NABAE, A. – Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components, IEEE Trans. On Ind. Appl., vol. IA-20, no. 3, pp. 625-630, 1984.

ASEA BROWN BOVERI-ABB. Power Systems Disponível em: <www.abb.com>
Acesso em: 20 nov.2005c

ASEA BROWN BOVERI-ABB. Power Systems. Reserve Blocking Capacitor Discharge Switch Assembly–5SPB-36L45-8-CC. Disponível em: <www.abb.com>
Acesso em: 20 ago.2005b

ASEA BROWN BOVERI-ABB. Power Systems. Reserve Conducting Switch Assembly (Thyatron Replacement)–5SPR-08F45-16-WC. Disponível em: <www.abb.com> Acesso em: 20 ago.2005a

ASEA BROWN BOVERI-ABB. Power Transmission and Distribution, Disponível em: <www.abb.com> Acesso em: 20 nov.2005d

CAVALIERI, C.A.C. **Análise de STATCOM operando em sistemas desbalanceados**. 2001. p.1-212. Dissertação (Mestrado Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

CHOW J.H, et al – **Voltage sourced converter based, FACTS controller seminar**, 2004. p.1-90. Workshop- NSF US – África , Dezembro, 2004.

CHUM, H. Programa Brasileiro de Células Combustível. In: CTenerg – SECRETARIA TÉCNICA DO FUNDO SETORIAL DE ENERGIA, 2002, **CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS- CGEE**, Brasília, 2002. p.1-24.

CIGRÉ - Conseil International des Grands Réseaux Électriques – **FACTS Technology for Open ACCESS** – JWG 14/37/38/39-24. Final draft report, 2000. p.1-87.

DUGAN C.R. et al. – In____: **Electrical Power Systems Quality** . New York : McGraw-Hill, 1996. p.2-78.

FRANCO E. -- Algoritmo convencional de controle de demanda - Disponível em: **<www.engcomp.com.br>** Acesso em: 16 set.2005a.

GAMA, C. e Ingeström, G. – Teste de comissionamento para verificação do amortecimento das oscilações de potência através do TCSC, XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, SNPTEE, 17 a 22 de outubro de 1999, GAT-13, pp. 1-6, Foz do Iguaçu, 1999.

GENERAL ELECTRIC-GE - Power Systens, Disponível em **<www.ge.com>** Acesso em 18 nov. 2005.

GYUGYI, L. – Advanced static var compensator using gate turn-off thyristors for utility applications, CIGRE paper 23-203, 1990.

GYUGYI, L. – A unified power flow control concept for flexible ac transmission systems, IEE Fifth International Conference on ac and dc Power Transmission, Conference Publication no. 345, pp. 19-26, London, 1991.

HINGORANI, N. G. – High power electronics and flexible ac transmission systems, IEEE Power Engineering Review, pp. 3-4, July, 1988.

INOVAÇÃO TECNOLÓGICA – Flywheel bate recorde de velocidade - Disponível em: **<www.inovacaotecnologica.com.br>** Acesso em: 12 ago.2005b.

INOVAÇÃO TECNOLÓGICA – Super capacitores de nano tubos de carbono, Disponível em: **<www.inovacaotecnologica.com.br>** Acesso em: 12 ago.2005a.

KLAUS H, DONAL O. – FACTS- For cost effective and reliable transmission of electrical energy – Disponível em www.worldbank.org/html/fdp/em/transmissionfacts_siemens.pdf Acesso em 07 out. 2002, p.1-11.

MACEDO C.I. – **Estado da arte e tendências tecnológicas para energia**- 2003. p. 1-76, CTEnergy, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos –Secretaria Técnica do fundo setorial de energia, São Paulo, 2003.

MITSUBISHI ELECTRIC – D-statcom & mini staticom, Disponível em: www.mitsubishi.com Acesso em 18 nov.2005.

OLESKOVICZ M. – **Qualidade de energia – Fundamentos básicos. 2004.** Defesa (Pós Doutorado Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2004.

PASCHOARELI JUNIOR, D. **Introdução aos sistemas flexíveis – Controladores FACTS.** 2003. p.1-22. Extraído do documento produzido pelo grupo de trabalho 01 do comitê de estudos 37 do CIGRÉ.2000.

PIN MANZANO, R.A. **Utilização de conversores como fonte de tensão no controle de fluxo de potência.** 2004. Defesa (Mestrado Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, São Paulo, 2004.

RIBEIRO, P.F., et al. Energy Storage Systems for Advanced Power Applications - **Proceedings of the IEEE**, v.89 , n.12 , p.1744-1756, 2001.

ROCHA, B. e RIBEIRO, J. – **Análise Econômica de Projectos e Investimentos de Fontes Renováveis** - 2002, p.1-104. Projecto, Seminário e Trabalho Final de Curso (LEEC) – Universidade do Porto – Faculdade de Engenharia, Porto 2002.

WATANABE, E.H. et al. Tecnologia FACTS – Tutorial. **SBA Controle & Automação**, Rio de Janeiro, v.9, n. 1 , p.39-55, 1998.

WATANABE, E.H., AREDES M., **Teoria de potência ativa e reativa instantânea e aplicações de filtros ativos e FACTS** – Rio de Janeiro, p.1-21, 1998.

ANEXO A - CONTROLADORES ELETRÔNICOS E APLICAÇÕES NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA”

A.1. INTRODUÇÃO

Como parte complementar de nosso estudo, e pesquisa, seguem alguns tópicos pesquisados e estudados, observa-se que estas informações, foram necessárias para melhor entendimento dos controladores FACTS.

Serão apresentadas a seguir as principais aplicações técnicas e benefícios decorrentes da utilização dos controladores FACTS, suas aplicações mundiais nos sistemas de distribuição, e o estado da arte dos controladores FACTS, nos sistemas de distribuição e sub transmissão.

A.2. APLICAÇÕES TÉCNICAS E BENEFÍCIOS DECORRENTES DA UTILIZAÇÃO DOS FACTS.

As tabelas A.1, A.2 e A.3 abaixo, apresentam comparativamente os benefícios técnicos entre os diversos tipos de controladores FACTS, a comparação entre as alternativas convencionais e com a utilização dos FACTS, de modo que o planejador possa encontra a solução mais econômica entre elas.

	Controle do Fluxo de Carga	Controle de Tensão	Estabilidade Transitoria	Estabilidade Dinâmica	
SVC	■	■■■■	■	■■	
STATCOM	■	■■■■	■■	■■	
TCSC	■■	■	■■■	■■	
UPFC	■■■■	■■■■	■■	■■	

Tabela A.1: Comparação entre as diferentes aplicações

Fonte: Klaus H.- FACTS- For cost effective and reliable transmission of electrical energy, p.3

Os primeiros FACTS foram instalados há 25 anos atrás, e em 2000 cerca de 40.000 MVar já haviam sido por mais de 100 instalações. Além da indústria de produção de energia os FACTS também são utilizados em siderúrgicas, controle de estradas de ferros e em centros de pesquisas, conforme Klaus (2002, p.3-4).

	Tipo do Sistema	Correção	Solução Convencional	FACTS
Limite de Tensão	A, B, D	Aumento de torque	Capacitor série, excitador de alta velocidade de resposta	TCSC, TSSC, UPFC
	A, B	Absorção de energia cinética	Controlador de velocidade rápido	TCBR, SMES, BESS
	B, C, D	Controle dinâmico do fluxo de carga	HVDC	TCPAR, TCSC, UPFC
Amortecimento	B, D	Amortecimento de oscilações de baixa frequência	Estabilizar a potência do sistema	SVC, TCPAR, UPFC, TCSC, STATCOM
Controle de tensão após contingência	A,B,D	Suporte para tensão dinâmica e controle do fluxo		SVC, STATCOM, UPFC, TCPAR
Estabilidade da tensão	B, C, D	Suporte de reativo	Capacitor ou reator shunt	SVC, STATCOM, UPFC

Legenda

A – Geração remota com linhas radiais – Nigéria

B – Interligação de áreas – Brasil

C – Rede interligada forte – Europa Ocidental

D – Rede interligada fraca – Áustria

PAR – Phase-Angle-Regulator

TCSC - Thyristor Controlled Serie Capacitor

SCCL – Super Conductin Current Limiter

UPFC – Unified Power Flow Controller

SCV – Static Var Compensator

TCBR – Thyristor Switched Branking Resistor

STATCOM – Static Compensator

SMES – Super Conducting Magnetic Energy Storage

TCPAR – Thyristor Controlled Phase-Angle-Regulator

BESS – Battery Energy Storage System

TSSC - Thyristor Switched Series Capacitor

Tabela A.2: Aplicações dinâmicas para os FACTS

Fonte: Klaus H.- FACTS- For cost effective and reliable transmission of electrical energy, p.5

	Problema	Correção	Solução Convencional	FACTS
Limite de Tensão	Tensão baixa com carga pesada	Fornecimento de potência reativa	Capacitor shunt ou série	SVC, TCSC, STATCOM
	Alta tensão em carga leve	Redução de reativo	Chaveamento de LT ou redução de reativo	SVC, TCSC, STATCOM
	Baixa tensão seguida de interrupção	Fornecimento de potência reativa	Chaveamento de Capacitor shunt, série ou reator	SVC, STATCOM
		Prevenção de sobrecarga	Reator série	TCPAR, TCSC
	Alta tensão seguida de interrupção	Fornecimento de reativo	Inserir reator shunt	SVC, STATCOM
	Baixa tensão e sobrecarga	Fornecimento de reativo e limitar sobrecarga	Combinar dois ou mais controladores.	TCSC, UPFC, STATCOM, SVC
Limite Térmico	Sobrecarga na linha ou transformador	Reduzir sobrecarga	Adicionar linha ou trafo	TCSC, UPFC, TCPAR
			Adicionar reator série	SVC, TCSC
	Trip em circuitos em paralelo	Limitar carregamento dos circuitos	Adicionar reator ou capacitor série	UPFC, TCSC
Nível de Curto - Circuito	Corrente de falta elevada	Limitar corrente de curto circuito	Instalar reator série	SCCL, UPFC, TCSC

Legenda

PAR – Phase-Angle-Regulator

TCSC - Thyristor Controlled Serie Capacitor

SCCL – Super Conductin Current Limiter

UPFC – Unified power Flow Controller

SCV – Static Var Compensator

FSC – Flexible Serie capacitor

STATCOM – Static Compensator

TCPAR – Thyristor Controlled Phase-Angle-Regulator

Tabela A.3: Aplicações estáticas para os FACTS

Fonte: Klaus H.- FACTS- For cost effective and reliable transmission of electrical energy, p.4

Investimentos na instalação de FACTS

O investimento para instalação de controladores FACTS podem ser separados em duas categorias, custos dos equipamentos e custos da infra-estrutura necessária.

Custos dos equipamentos:

Estes custos de equipamento dependem dos requisitos de operação do equipamento, tais como:

- Redundância dos sistemas de controle e proteção, e dos componentes principais como reatores, capacitores e/ou transformadores,
- Condições sísmicas,
- Condições ambientais, como temperatura, poluição, salinidade, etc.
- Sistema de comunicação com os centros de operações regionais ou mesmo nacional.

Custos de infra-estrutura:

Custos de infra-estrutura dependem da localização da subestação onde o dispositivo de FACTS será instalado. Estes custos incluem, por exemplo:

- Aquisição do terreno, ou caso haja espaço na subestação existente, etc.
- Modificações na subestação existente.
- Aquisição de disjuntor de AT,
- Construção de edifício fechado para instalação do equipamento (controle, proteção, tiristores, válvulas, auxiliares, etc.),
- Trabalhos civis de drenagem, fundações, etc.,
- Conexão com o sistema de comunicação existente.

Para controladores típicos as avaliações de custos são apresentadas nas figuras A.1 e A.2. Indica-se o custo do equipamento, onde o limite superior indica os valores totais do investimento inclusive a infra estrutura. Para baixas potências o custo unitário pode ser mais elevado do que para potências maiores.

O total de investimento apresentado não considera os impostos locais,

que varia diferentemente para cada país, tais gráficos foram gerados em janeiro de 2000, conforme Klaus (2002,p.5-6).

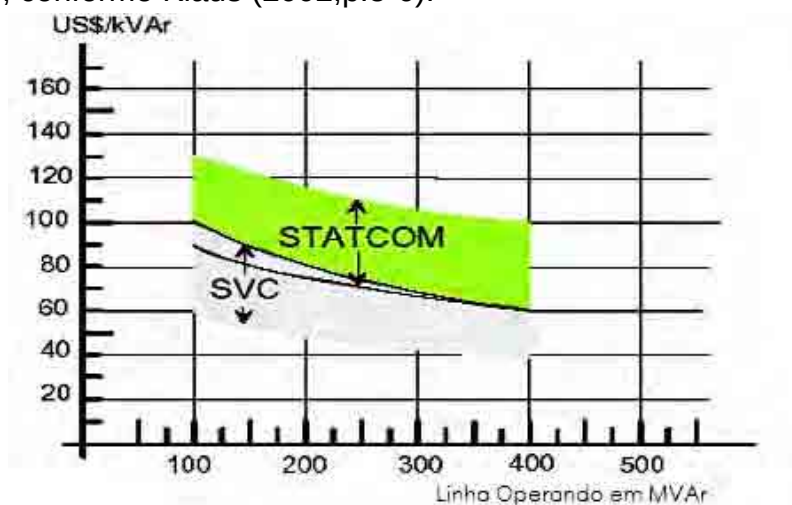


Fig. A.1: Comparação SVC/STATCOM

Fonte: Klaus H.- FACTS- For cost effective and reliable transmission of electrical energy, p.6

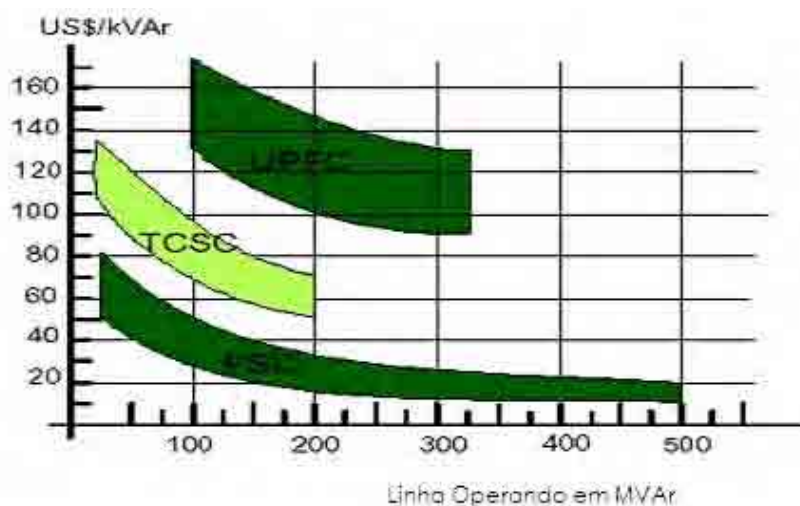


Fig. A.2: Comparação FSC/TCSC/UPFC

Fonte: Klaus H.- FACTS- For cost effective and reliable transmission of electrical energy, p.6

Quais são os benefícios financeiros dos FACTS?

Há três áreas em que os benefícios financeiros podem ser calculados com relativa facilidade.

1. Vendas adicionais devido ao aumento da capacidade de transmissão.
2. Giro adicional devido a capacidade de transmissão aumentada.
3. Postergação de investimentos em geração e transmissão.

A figura A.3 indica a possibilidade adicional de vendas US\$ por ano

baseado em diferentes tipos e custos de energia, quando a capacidade pode ser aumentada.

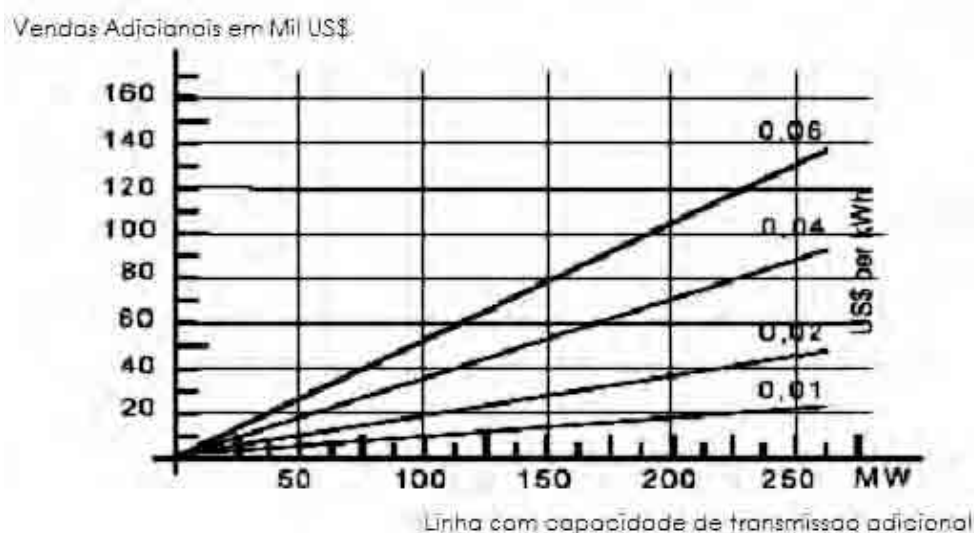


Fig. A.3: Visão das vendas anuais

Fonte: Klaus H.- FACTS- For cost effective and reliable transmission of electrical energy, p.7

A figura A.4 apresenta indicação do investimento típico para construção de uma linha de transmissão em AT em AC.

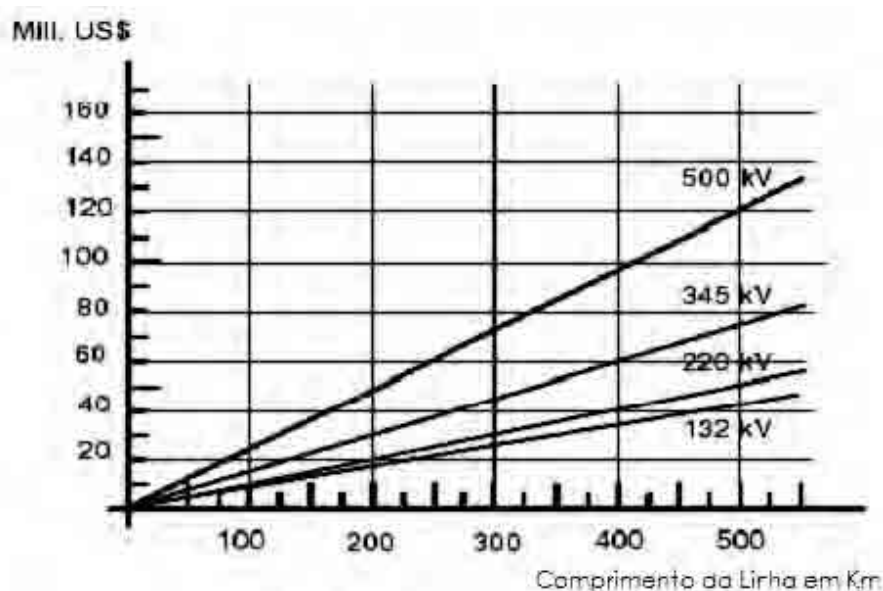


Fig. A.4: Custo típico para construção de LT nova

Fonte: Klaus H.- FACTS- For cost effective and reliable transmission of electrical energy, p.6

Há também benefícios indiretos, que são mais difíceis de calcular.

Podemos incluir perdas indústrias devido à interrupção do processo

produtivo, perdas de receitas nas interrupções nos momentos de picos de consumo, entre outros.

Manutenção dos FACTS:

A manutenção é mínima, no máximo igual à de um banco de capacitor, e não requer treinamento especial, consumindo em média de 150 a 250 homem/hora por ano, dependendo do tamanho da instalação, das condições ambientais, do local (poluição).

Operação dos FACTS:

Estes controladores operam automaticamente, e podem ser instalados em subestações não operadas localmente. O ajuste do ponto de operação pode ser efetuado remotamente de um centro de operação regional ou nacional, conforme Klaus (2002, p.6-7).

Identificação da necessidade de FACTS

O primeiro passo seria desenvolvimento de um estudo da rede considerando os pontos com riscos de afundamento de tensão, inversão do fluxo de potência, instabilidade e ressonâncias sub síncronas.

Para uma transmissão estável e possibilidade de otimização da LT com aumento da capacidade de transmissão, também deve ser investigada.

Se for detectada a possibilidade de melhorar o sistema, quer pela estabilidade ou aumento da capacidade de transferência de energia, o dispositivo FACTS pode ser especificado.

Baseado nestas informações, estudos econômicos podem ser efetuados para comparação entre as soluções convencionais e o FACTS, e quais os benefícios resultantes, conforme Klaus (2002, p.7).

Verificação do desempenho do equipamento

Todo projeto de um dispositivo FACTS deve ser testado em um TNA – Transient network analyzer, sob todos os possíveis cenários previsíveis de operação e tipos faltas, e então avaliadas, considerando a concepção original do projeto. Neste momento define-se o critério para avaliação no local e os testes de comissionamento, conforme Klaus (2002, p.7-8).

A.3. APLICAÇÕES MUNDIAS DOS DISPOSITIVOS FACTS NOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO.

UPFC

Os projetos são concebidos para diferentes exigências de funcionamento dos sistemas de transmissão, e o tempo de construção típico varia de 12 a 18 meses.

Subestação Inez – AEP Company- U.S.A

O UPFC instalado na subestação Inez foi comissionado em 1º de maio de 1998, ao custo de US\$ 181,6 milhões. A área desta subestação demanda aproximadamente 2000 MW, e são alimentados por linhas de transmissão de 138 kv, severamente carregadas, o que significa que durante a operação normal a uma pequena margem de estabilidade de tensão para eventuais contingências no sistema elétricos. Simples variações de tensões já afetavam o sistema em alguns casos uma segunda contingência era intolerável, resultando em apagão naquela área. Para melhorar a confiabilidade do suprimento foi necessária efetiva estabilidade na tensão, e durante o estudo foram identificadas entre as outras coisas as seguintes melhorias:

- Construção de dois circuitos de transmissão em 138kv de Big Sandy para a subestação de Inez.
- Instalação de um UPFC para controlar dinamicamente a tensão e o fluxo de reativos, independentemente.

A figura A.5 apresenta a planta das instalações da subestação de Big Sandy, com seus respectivos equipamentos descritos.



Fig. A.5: Instalações – Big Sandy – Subestação Inez

Fonte: Chow J.H, et al - Voltage-Sourced Converter Based, FACTS Controller Seminar(2004, p.10)

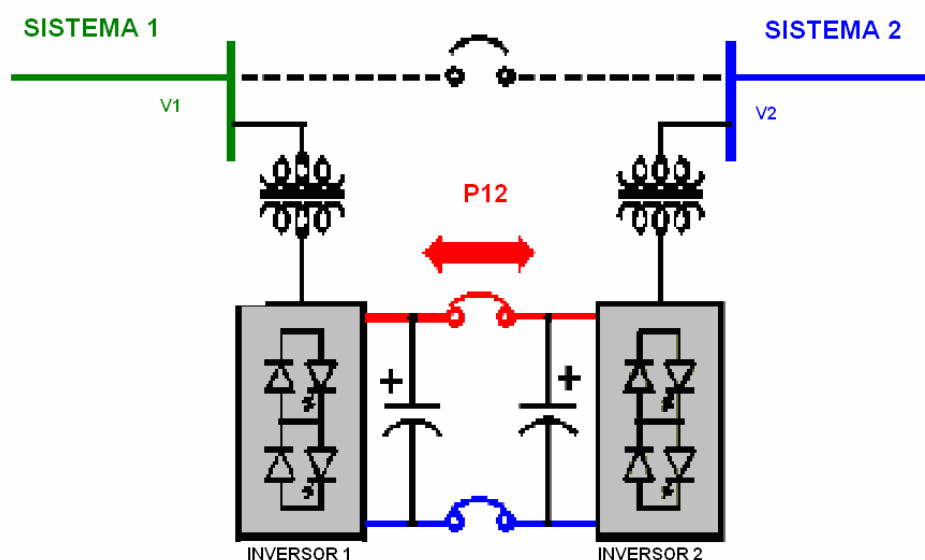


Fig. A.6: Esquema do UPFC – Big Sandy – Subestação Inez

Fonte: Chow J.H, et al - Voltage-Sourced Converter Based, FACTS Controller Seminar(2004, p.9)

A figura A.6 apresenta as configurações adotadas, que é composta, de dois inversores idênticos de 48 pulsos em três níveis, de 160 MVA, acoplados através de dois bancos de capacitores. Os dois inversores interface iam com o sistema AC via dois transformadores intermediários de acoplamento. Estes

transformadores são conectados aos inversores através de um barramento e são operados manualmente conforme apresentado na figura acima. O inversor 1 pode operar como STATCOM (Compensador Estático) enquanto o inversor 2 pode operar como um SSSC (Compensador Síncrono Estático Serie). Sob condição normal de operação, a instalação esta configurada como um UPFC, com os dois inversores conectados aos seus terminais.

Os benefícios desta instalação foram:

- Suporte dinâmico da tensão, prevenindo colapso de tensão durante as contingências.
- Otimização da utilização do sistema de transmissão existente.
- Flexibilidade para controlar independentemente o fluxo de potência ativa e reativa (950 MVA limite térmico) da linha de transmissão de 138kv entre Big Sandy e Inez.
- Redução das perdas de potencia ativa, acima de 24 MW e a equivalente redução da emissão de CO2 em 85 Ton/ano.
- Aumento de 100 MVA na capacidade de transferência da Linha de Transmissão.
- Excelente controle de tensão na barra da subestação Inez.

Controle do fluxo de Potência entre a Noruega e Suécia.

Uma série de estudos iniciados em 1995 foi, efetuados para verificar a aplicação de FACTS para controle do fluxo de potência. A melhor alternativa foi o modelo de utilização conjunta entre um UPFC e um TCSC, como pode ser verificado na figura A.7.

O estudo mostrou que esta configuração pode aumentar o limite de transferência do OESTE para o LESTE, no sul da Noruega através do controle do fluxo de potência. Além disso o TCSC também aumentaria o limite existente entre as linhas do NORTE e SUL da Noruega, aumentando o nível de potência transferida e reduzindo as ocorrências de oscilações, conforme CIGRE (2000, p.59-61).

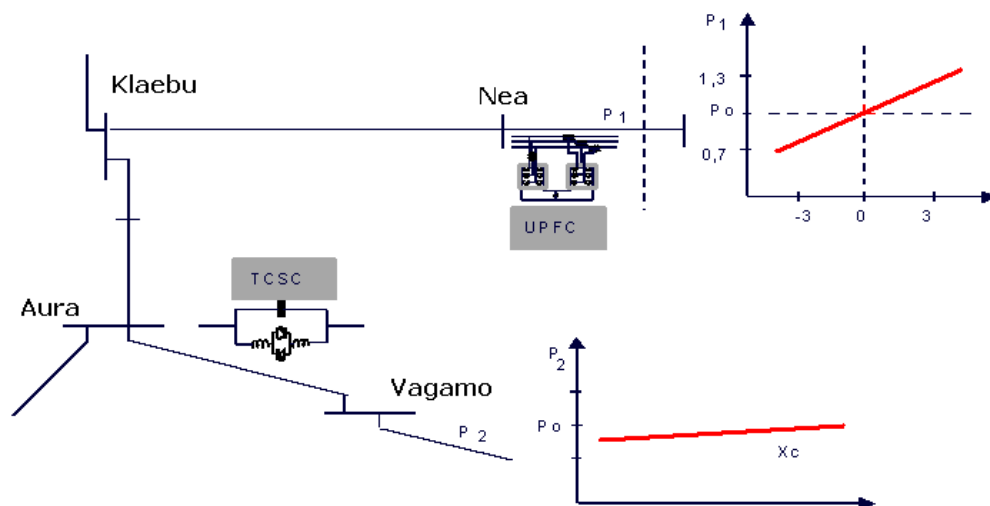


Fig. A.7: Conjunto de UPFC e TCSC – para controle do fluxo de Potencia

Fonte: CIGRÉ - Conseil International des Grands Réseaux Électriques (2000, p.60).

SVC

Controle do Tensão entre Los Alamos e Novo México do Norte

Um novo compensador estático de reativos com custo de U\$ 9,6 milhões foi terminado e já esta em operação, este sistema ajudará a estabilizar tensões entre Los Alamos e Novo México do Norte, para minimizar assim as perdas de potências, causadas pela queda de tensão e distúrbios que vêm das fontes exteriores. Também aumentará a potência de transmissão do sistema existente em aproximadamente 20 MW.

O sistema atual cuja capacidade é de 71 MW, suportava o condado de Los Alamos e o laboratório, quando os aceleradores do centro da ciência do nêutron de Los Alamos (LANSCE) estavam funcionando.

O aumento de 20 MW ajudará suportar as necessidades de potência para outras experiências programadas do laboratório.

O compensador estático de reativos situa-se na subestação de energia elétrica de transmissão de 115 kV do laboratório. A energia elétrica é comprada da companhia de serviço público do Novo Mexido e de outras companhias de serviços público e é entregue em Los Alamos através de duas linhas de transmissão de 115 kV. O projeto deste compensador levou mais de 10 anos para ser desenvolvido. A demanda do laboratório está aumentando e o projeto do sistema SVC ajudará a solucionar as exigências de aumento de carga.

Sendo assim a aplicação do SVC trouxe um aumento de 28% da capacidade em relação ao sistema anterior a um custo de U\$ 480 por KW,

melhorando também a confiabilidade do fornecimento.

Outras plantas de implantação de SVC's

Varias instalações de SVC foram e estão sendo implantadas pelo mundo, entre outros podemos citar:



Fig. A.8: Plataforma SVC China – 500kv, 250 MVar-cap. / 150 MVar-Ind.

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution



Fig. A.9: Plataforma SVC – Mead-Adelanto – Estados Unidos – 500 kV, 387,5 MVar.

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.



Fig. A.10: Plataforma SVC Funil – 230 kv, 20 MVar cap / 100 MVar ind.

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

ICSC

Caso Sueco

O Sistema de potência sueco é uma parte do Sistema Síncrono de Potência Nórdico que inclui a Suécia, Finlândia, Noruega e leste da Dinamarca. O consumo de energia anual na Suécia é aproximadamente 140 TWh e a capacidade de produção instalada é de aproximadamente 35 GW. As principais áreas de consumo estão situadas no sudeste do país. Grande parte da energia é gerada por hidroelétricas e plantas nucleares (hidro 45%, nuclear 50%). Plantas de potência hidro, estão situadas principalmente na parte nordeste do país e as plantas nucleares no litoral sudeste da Suécia. Oito linhas de 400 KV conectam as plantas hidroelétricas de potência do norte com grandes áreas de carga do sul. Cada linha possui até 500 km de distância e com compensação série de até 70%. Dois novos compensadores série estão sendo instalados na linha de 400 kV AC – entre Suécia e Finlândia.

Duas das oito linhas possuem capacitores series – em Vittersjö e Stode – e está instalada nas linhas de 400 kV diretamente conectadas à Forsmark, a principal planta de potência nuclear. Uma das unidades, Forsmark 3, tem uma capacidade de produção de aproximadamente 1150 MW.

Esta unidade é equipada de Relé de corrente de Armadura, Relé de Corrente sub síncrona, sendo que o de armadura detecta se corrente sub síncronas excedam um nível predeterminado durante um tempo específico e o sub-síncrona detecta ressonâncias sub-síncronas, como repetidamente assim que Stode foi colocada em serviço, os relés atuaram e os capacitores série foram by passados várias vezes. Um estudo foi feito para controlar as ressonâncias sub síncronas.

A solução mais atraente era instalar um TCSC que mudaria a reatância na anda de frequência sub-síncrona até mesmo quando a reatância capacitiva para frequência fundamental 50Hz permanecesse constante.

Foi decidido que um TCSC deveria ser implementado em Stode. O capacitor série existente seria dividido em dois segmentos. Um segmento (70% do capacitor série original) deveria permanecer como um capacitor, série, fixo e convencional, e o outro segmento passaria a ser um TCSC.

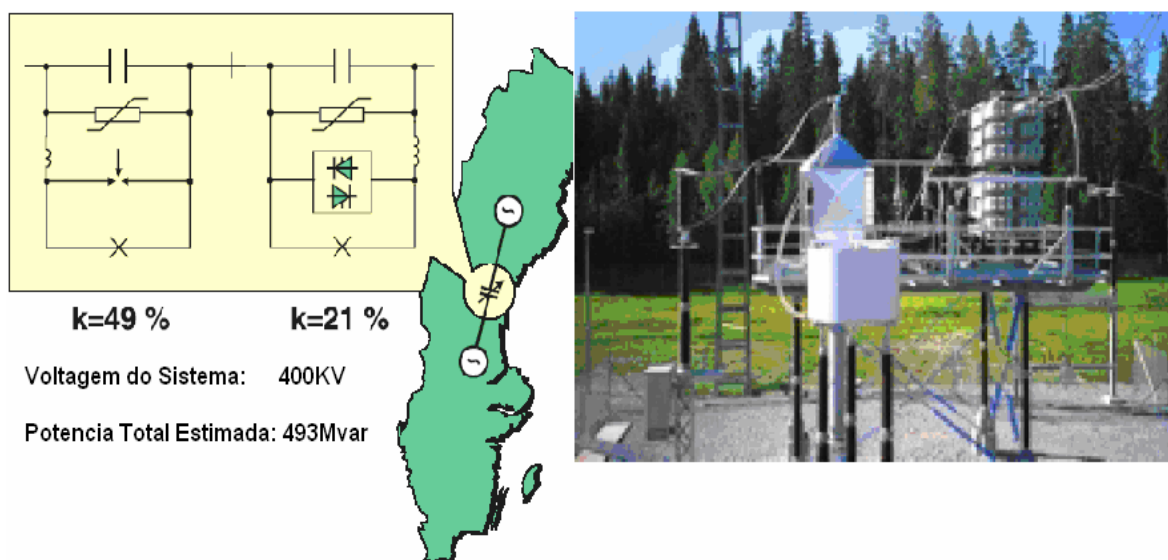


Fig. A.11: Plataforma e Diagrama do TCSC instalado em Stode.

Fonte: Grünbaum J. P.- Thyristor-controlled series compensation a state of the art approach for optimization of transmission over power -p.6.

Como uma solução temporária o capacitor série em Vittersjo foi totalmente by passado.

O design compacto é obtido, pois não existem contatos móveis. Tem-se a facilidade de by passar rapidamente os capacitores, com baixa perda de energia devido ao chaveamento eletrônico dos tiristores, conforme Grünbaum (2001 p.5-6).

As características técnicas do TCSC de Stode são:

• Reatância física do capacitor / fase	18,25 Ω
• Corrente nominal, RMS cont.	1500A
• Corrente de curto circuito. RMS/10min.	2250A
• Grau de compensação	21%
• Valor de referencia K	1,20

Caso Brasileiro

Estudos energéticos desenvolvidos no âmbito da Eletrobrás indicaram ser bastante atraente o projeto de interligação dos sub sistemas norte/nordeste e sul/sudeste/centro-oeste do Brasil, visando o aproveitamento de sobras energéticas existentes sazonalmente numa e noutra região. A partir daí, extensos estudos foram efetuados para determinar a alternativa de transmissão mais adequada, envolvendo sistemas em CA e/ou CC. Esses estudos apontaram como mais atraente a alternativa de transmissão em corrente alternada, na tensão de 525 kV, que além de apresentar um menor custo de investimentos, permite também o suprimento a cargas ao longo da rota percorrida pela interligação, bem como a integração de novos projetos de geração ali localizados.

Em especial, a interligação norte/sul apresenta cerca de 1250 km de extensão, conectando a subestação de Imperatriz (Eletro norte) com Samambaia (Furnas), passando pelas estações intermediárias de Colinas, Miracema, Gurupí e Serra da Mesa. Em sua fase inicial de operação a norte/sul contará com apenas um circuito de 500 kV, e as previsões indicam que ela poderá ser submetida a fluxos de até 1000 MW, tanto no sentido. N→S quanto no sentido S→N. Naturalmente, essa diversidade de fluxos associada às grandes extensões de linhas envolvidas, traz reflexos significativos para as condições operativas do sistema localizado na sua região de influência, e, conseqüentemente, para a operação da própria interligação. A Figura A.12 apresenta um diagrama eletro-geográfico do sistema interligado em questão, realçando os principais parques geradores e as extensões de linhas envolvidas.



Fig. A.12: Sistema interligado norte/sul

Fonte: Gama C.- Commissioning and operative experience of TCSC for damping power oscillation in the Brazilian Norte/Sul interconnection. p.2.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA INTERLIGAÇÃO

A construção da interligação norte/sul resulta num sistema interligado com características bastante singulares, com três centros geradores (Tucuruí, Sobradinho/Paulo Afonso/Xingó/Itaparica e o sistema interligado sul/sudeste /centro-oeste), conectadas através de extensas linhas de transmissão, muitas delas em circuito simples, conforme mostrado na Figura A.12.

A seguir estão apresentadas algumas considerações que orientaram o projeto da norte/sul, assim como, as maiores dificuldades e características mais importantes do referido projeto.

Considerações básicas para o projeto da norte/sul

Diversos fatores tiveram participação expressiva na definição do projeto do sistema de transmissão da interligação dentre os quais se destacam os seguintes:

- Na sua fase inicial o sistema deverá permitir trocas energéticas da ordem de 650 MW ao ano. Ainda, em sua fase inicial de operação, o carregamento máximo esperado é da ordem de 1000 MW.
- O sistema deverá admitir a integração de novos aproveitamentos hidrelétricos, bem como, o atendimento a cargas em subestações intermediárias.

Maiores dificuldades para definição do projeto:

As características peculiares dos sistemas a serem interligados impuseram expressivas dificuldades na definição do projeto em questão, cabendo destacar as seguintes:

- Transmissão a muito longa distância (± 1250 km);
- Sobre tensões devidas a energização e rejeição de carga;
- Manutenção de sincronismo entre as áreas interligadas;
- Presença de oscilações entre áreas de baixa frequência e fraco amortecimento;
- Necessidade de aumentar a confiabilidade da ligação, mesmo em sua fase inicial de operação, em que pese à existência de longos trechos em circuito simples;
- Manutenção de um controle adequado de tensão;
- Necessidade de minimizar os investimentos em equipamentos de transmissão e compensação reativa exigidos para atender às condições de emergência.

Características principais do projeto da interligação:

Extensos estudos foram desenvolvidos para análise da interligação e do sistema interligado, cobrindo, especialmente, os aspectos associados à operação em regime estabilizado, para condições normais e de emergência; sobre tensões transitórias e desempenho dinâmico.

Como resultado desses estudos foi elaborado as especificações dos equipamentos da interligação, em relação aos quais cabe destacar as seguintes

características:

- Nível de tensão nominal de 525 kV;
- Emprego de torres compactas, do tipo raquete, com feixe de condutores de 4x954 MCM/fase; LT's com 100% de compensação indutiva em paralelo; LT's com compensação série fixa, totalizando 54% da reatância série da ligação Serra da Mesa-Imperatriz.
- Emprego de compensação série variada, controlada a tiristores (TCSC), dividida em dois módulos iguais, localizados em Imperatriz e Serra da Mesa, cada um dimensionado para permitir uma compensação de 15% da reatância da ligação Serra da Mesa-Imperatriz;
- Emprego de esquemas automáticos para abertura e religamento monopolar nas linhas de interligações;

Dentre essas características, convém destacar, pelo pioneirismo em aplicação no sistema elétrico brasileiro, o TCSC (Thyristor controlled series capacitor), que foi projetado para produzir um amortecimento adequado de oscilações de baixa frequência (da ordem de 0,2 Hz) detectadas nos estudos de desempenho dinâmico. Foram projetados dois TCSC's, um localizado em Serra da Mesa (projeto da Siemens) e outro localizado em Imperatriz (projeto da ABB). Cada equipamento deverá operar em repouso, com um nível de compensação série de 6% da reatância total da ligação Serra da Mesa-Imperatriz, podendo chegar temporariamente, a 15% de compensação série.

Por outro lado, a LT compacta, juntamente com a compensação série, confere à interligação uma elevada capacidade de transporte de energia, em que pese à longa extensão de linhas envolvidas.

Já, o elevado grau de compensação indutiva paralela foi adotado no sentido de reduzir o risco de exposição dos equipamentos à sobre tensões elevadas, em especial, aquelas provocadas por rejeição de carga.

Naturalmente, essa compensação indutiva vem atuar no sentido inverso ao da compensação série, ou seja, reduzindo a capacidade de transporte face às dificuldades associadas ao controle de tensão.

Cabe mencionar ainda, que a adoção de dispositivos automáticos para permitir a abertura/religamento monopolar nas linhas de 500 kV, deverá permitir uma redução significativa,

Nas taxas de saída das linhas da interligação, com sensíveis benefícios para a qualidade da operação de todo o sistema interligado. Para isso, foram especificados reatores de neutro para os reatores das linhas, no sentido de permitir a extinção rápida de correntes de arco secundário, viabilizando, conseqüentemente o sucesso do religamento num intervalo de tempo hábil para manter o sistema em sincronismo., conforme CIGRÉ(2000,p.22-25).

SOLICITAÇÕES IMPOSTAS AO SISTEMA DE FURNAS NA FASE INICIAL DE OPERAÇÃO DA INTERLIGAÇÃO

Em sua fase inicial de operação a interligação será constituída de apenas um circuito de 500 kV. A topologia da rede elétrica a ela associada, caracterizada essencialmente por uma ligação ponto a ponto, permite uma fácil interpretação das solicitações a ela impostas, em decorrência das diversas possibilidades operativas. No caso específico da rede de Furnas, localizada entre as subestações de Serra da Mesa e Itumbiara, seu comportamento depende principalmente dos seguintes aspectos:

- Patamar de carga do sistema (por exemplo: cargas pesadas, médias ou leves);
- Despacho das usinas localizadas na região (Serra da Mesa e Corumbá I); Fluxo na interligação;
- Atendimento às cargas do norte de Goiás e estado do Tocantins, através do abaixamento para 230 kV em Serra da Mesa.

Convém mencionar ainda, que a empresa Furnas dispõe na região dos seguintes equipamentos com dispositivos para controle automático de tensão:

UHE Serra da Mesa –	3X425 MW	F.P =0,9;
UHE Corumbá I –	3X125 MW	F.P . =0,9 ;
C.S. B. Sul –	60 MVA;	
C.S. B. Geral –	40 MVA;	
C.E. Bandeirantes	+200/-100 MVar (+90,5 MVar de banco de capacitores manobráveis automaticamente);	
C.E. B. Alto	+30/-15 MVar (+1x27,5 MVar de bancos de capacitores manobráveis automaticamente).	

A seguir estão relacionados os pontos críticos desse sistema, discutindo o seu comportamento em função das condições operativas do mesmo.

Ligação em 500 kV Serra da Mesa-Samambaia

A ligação Serra da Mesa-Samambaia é feita através de dois circuitos de 500 kV. Um desses circuitos é convencional, igual ao de outras LT's de 500 kV de Furnas, e seu projeto foi definido para atender aos requisitos de planejamento onde não se considerava a hipótese da construção da norte/sul.

O outro circuito é compacto, e seu projeto foi definido especificamente para atender aos requisitos da interligação.

O carregamento dessa ligação depende, especialmente, do despacho de Serra da Mesa e do intercâmbio na interligação. O patamar de carga tem pouca influência, visto que, o mercado atendido a partir do transformador 525 kV /230 kV de Serra da Mesa apresenta pouca variação dentro da curva diária de carga. Portanto, a condição crítica corresponde à superposição de despacho elevado na usina e intercâmbio elevado na direção N →S. Nesse caso, para condições normais de operação os dois circuitos existentes nesse trecho atendem aos critérios de bom desempenho do sistema. Porém, o desligamento de um deles resulta em elevados requisitos de equipamentos de compensação reativa para manter um controle adequado das tensões. Convém destacar que para intercâmbios no sentido S→N o carregamento dos circuitos Serra da Mesa-Samambaia é reduzido, e o desligamento de um deles deixa de ser uma emergência severa.

Auto transformadores 525kV/ 345kV de Samambaia

Existem dois auto transformadores de 1050 MVA na subestação de Samambaia. Considerando que o carregamento da transformação 525 kV/ 230 kV de Serra da Mesa, para atendimento à região norte de Goiás e estado do Tocantins é de cerca de 300 MW, a capacidade de transformação instalada em Samambaia é suficiente para atender às condições normais de operação, inclusive, para a situação mais crítica, correspondente a despacho máximo em Serra da Mesa e máximo intercâmbio na direção Norte→Sul, (respectivamente a 1275 MW e 1000MW). Entretanto, o desligamento de um desses auto transformadores deixará o

remanescente com um sobrecarga inaceitável, exigindo medidas corretivas.

Rede de 345 kV entre Samambaia / Brasília Sul e Itumbiara

De acordo com o diagrama apresentado na Figura A.12 existem três circuitos de 345 kV em paralelo nesse trecho. Dois desses circuitos são seccionados na subestação de Bandeirantes, para atendimento ao mercado da região de Goiânia, e, o terceiro é seccionado em Corumbá, para integração da usina hidráulica ali existente.

O desempenho dessa rede de transmissão também é dependente das condições despacho em Serra da Mesa/ intercâmbio norte-sul/ carga do sistema. A operação em condição normal apresenta-se perfeitamente adequada, quer no que diz respeito aos carregamentos dos equipamentos, quer em relação aos níveis de tensão do sistema. Entretanto, algumas emergências podem ser bastante exigentes em relação ao controle de tensão, cabendo destacar as seguintes:

1)Desligamento da LT Itumbiara-Corumbá

Essa emergência é severa apenas na condição de despacho máximo em Serra da Mesa e intercâmbio máximo na interligação, na direção N→S. Nessa situação o fluxo energético na rede de 345 kV é na direção Samambaia→Itumbiara, e, a referida emergência faz com que a geração de Corumbá I seja adicionada ao carregamento das LT's Samambaia-Bandeirantes-Itumbiara, provocando acentuadas quedas de tensão.

2)Desligamento da LT Corumbá-Brasília Sul.

Essa emergência é severa apenas na condição de intercâmbio elevado na direção S→N, despachos reduzidos em Serra da Mesa e carga pesada no sistema.

Com isso, o fluxo na rede de 345 kV é no sentido Itumbiara - Samambaia e a referida emergência fazem com que esse fluxo seja direcionado essencialmente para os dois circuitos Itumbiara-Bandeirantes-Samambaia provocando também quedas de tensão acentuadas.

3)Outras emergências severas externas à interligação

Considerando as elevadas distâncias envolvidas nas interligações entre os subsistemas norte, nordeste e sul/sudeste/centro-oeste, é possível antever que

distúrbios de grande magnitude venham provocar fortes oscilações entre as três áreas envolvidas. O emprego dos TCSC's demonstrou ser efetivo para permitir um amortecimento adequado de oscilações provocadas pela aplicação de curto-circuito em pontos críticos do sistema, eliminado pela abertura de linhas de transmissão. Entretanto, defeitos que resultem em desbalanço carga/geração (rejeição de carga ou desligamento de geradores) podem também representar um impacto expressivo para a interligação, em especial, no que diz respeito ao controle de tensão.

Vários fatores interferem no comportamento do sistema, destacando-se os apresentados a seguir:

- Condição de operação do sistema (carga pesada, média ou leve);
- Intercâmbio na interligação e despacho da UHE de Serra da Mesa;
- Tipo, intensidade e localização do desbalanço.

Assim, para uma condição de intercâmbio de $N \rightarrow S$, desbalanços severos podem ser provocados por desligamento de geradores no sistema sul/sudeste/centro-oeste, ou rejeição de carga no sistema norte/nordeste. O problema está associado ao elevado dQ/dP inerente às distâncias envolvidas na interligação entre as três áreas, que facilita o desenvolvimento do processo de colapso de tensão frente aos distúrbios citados anteriormente, com destaque para a ligação nordeste-sul/sudeste. Esse aspecto ainda está sendo avaliado na busca da solução mais adequada.

MEDIDAS AUTOMÁTICAS DE CONTROLE E PROTEÇÃO ADOTADAS

O desempenho do sistema frente às situações de emergências apontadas anteriormente é considerado inadequado exigindo medidas corretivas. A solução com base em equipamentos adicionais levaria os investimentos superiores a U\$100 Milhões. Entretanto, as condições em que ocorrem podem ser consideradas de baixa probabilidade e fácil detecção, adequando-se naturalmente ao emprego de solução à base de esquemas especiais de controle/ proteção, ao invés de reforços em equipamentos de transmissão, transformação ou compensação reativa. Assim, foram definidas as seguintes medidas automáticas de controle e proteção conforme as condições de intercâmbio e despacho de Serra da Mesa:

Condição de intercâmbio: 1000 MW N→S.

De acordo com o exposto anteriormente, essa condição operativa quando combinada com despachos elevados em Serra da Mesa apresenta algumas emergências que exigem medidas corretivas.

1) Gerador em Serra da Mesa

Abertura da Interligação - nesta condição deverá ser acionada a abertura de um dos circuitos Serra da Mesa-Samambaia.

Rejeição de carga em Samambaia - o esquema de controle deverá desligar os dois circuitos Serra da Mesa- Samambaia, a Interligação e o transformador 500 kV/ 230 kV de Serra da Mesa. Neste caso será desligado o gerador da usina. Existe ainda a hipótese de se manter em sincronismo o gerador. Nesse caso o seu despacho não deverá ser superior a 330 MW.

Perda do gerador de Serra da Mesa – deverá ser acionada a abertura da Interligação.

2) Mais de um gerador em Serra da Mesa.

Rejeição em Samambaia - a sequência de eventos é a mesma para a condição com um gerador, exceto na manutenção do sincronismo pela rede de 230 kV em que deverão ser desligados (n-1) geradores em Serra da Mesa.

Perda de um transformador, 500 kV/ 345 kV, de Samambaia - nessa emergência o fator condicionante da ação do esquema de controle é o carregamento da unidade remanescente. Se superior a 140% a Interligação deverá ser desligada.

Perda de um circuito Serra da Mesa- Samambaia - a condição limite de carregamento quando da perda de um circuito implica no estabelecimento dos seguintes níveis máximos de despacho em Serra da Mesa e de intercâmbio na Interligação de modo a atender aos limites de potência reativa das máquinas.

Despacho em Serra da Mesa (MW)	Intercâmbio Maximo (MW)
1275 (3 ger.)	650
850 (2 ger.)	850
870 (3 ger.)	1000

Tabela A.4: Despachos em Serra da Mesa.

A operação acima desses limites implica na necessidade da abertura da Interligação de modo a evitar colapso de tensão na região de Samambaia.

Convém observar, porém, que os dois circuitos dispõem de dispositivo automático para efetuar abertura/religamento monopolar, o que reduz, sensivelmente, a frequência de desligamento a eles associada.

Para as demais condições, com intercâmbio nulo ou 1000 MW no sentido S→N, aplicam-se os mesmos esquemas automáticos indicados sem as limitações do quadro acima.

Com relação aos distúrbios provocados por desbalanço de carga/ geração os resultados disponíveis atualmente apontam para o emprego de proteção de perda de sincronismo (PPS), buscando-se, através de um ajuste adequado, forçar a abertura da interligação antes da atuação de outras proteções instaladas no sistema.

Entretanto, considerando a natureza complexa dos diversos fatores intervenientes, o assunto continua sendo analisado com vista à otimização das ações propostas.

Em todas as contingências que resultem na abertura da Interligação deverá ser acionada a retirada do banco de capacitores localizado em Samambaia no sentido de reduzir a exposição de equipamentos a sobre tensões elevadas.

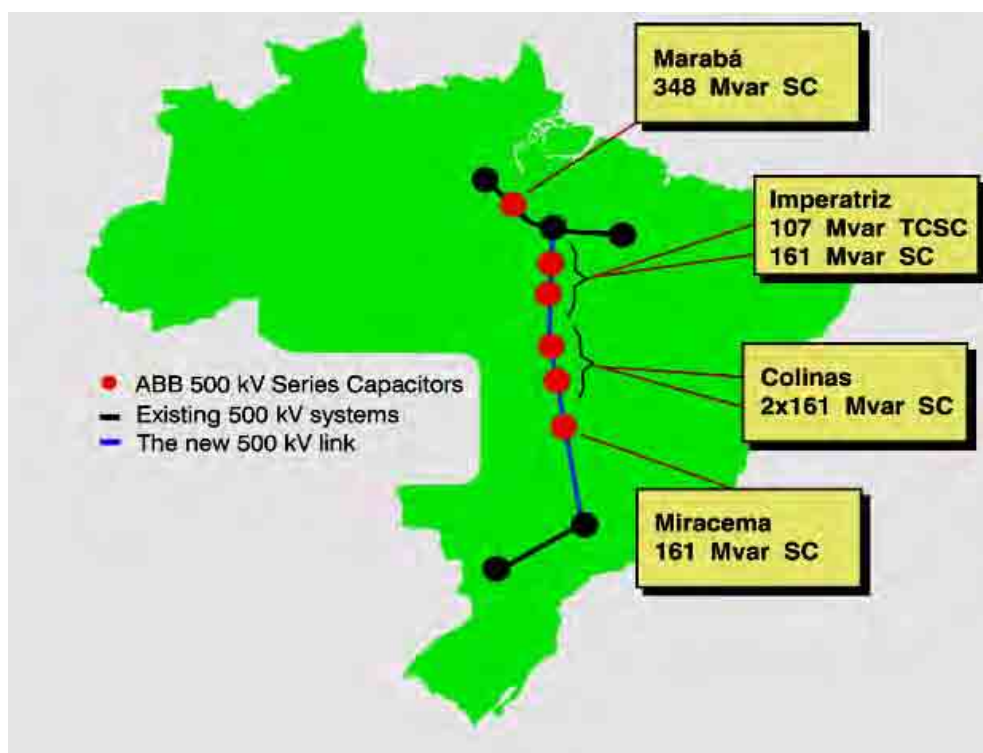


Fig. A.13: .Interligação Norte Sul – Brasil

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution



Fig. A.14: Plataforma TCSC

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution

A.4. ESTADO DA ARTE DOS SISTEMAS DE SUB-TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Nas áreas de sub transmissão e distribuição de energia elétrica, a tendência é que haja um aumento na complexibilidade do gerenciamento, principalmente como resultado do avanço das demandas de "economia digital" (qualidade, confiabilidade e precisão), da entrada em larga escala de geração distribuída "moderna" e auto-geração e da saturação dos sistemas de sub transmissão e distribuição existentes.

No Brasil, a implementação de "novos sistemas" tem sido de certa forma atrasada em parte por falta de definição dos papéis dos setores público/privado e dono/operador e, além disso, há o agravante de sermos fortemente dependentes dos avanços tecnológicos do exterior. Portanto, é muito importante que se estabeleça uma forte interação do setor produtivo com setores nacionais capacitados.

Para os próximos dez anos, as tecnologias que deverão impor-se são as mesmas do mercado internacional, tais como: materiais com melhor condutividade; compactação de componentes da rede; segurança no uso final de eletricidade e dispositivos de armazenamento mais eficientes.

Não obstante, no futuro, com a economia digital, será exigida maior flexibilidade da sub transmissão e distribuição o que implicará no desenvolvimento de tecnologias de corrente contínua, eletrônica de potência, materiais poliméricos, além de controladores eletrônicos, sistemas de proteção de equipamentos e redes de informação distribuída.

É muito importante considerar os sistemas isolados, onde o desenvolvimento deve ser empreendido usando tecnologias de geração distribuída, com ênfase em sistemas com potência entre 1 kW e 15 MW, empregando tecnologias de geração com pequenas turbinas a gás, geração com motores de combustão interna, geração com células a combustível, geração com PCH's, geração eólica, geração solar fotovoltaica e geração híbrida (PV ou turbinas a gás mais células a combustível e outros motores).

Tecnologias para armazenamento de energia estão merecendo interesse crescente. Começam a surgir “nichos” de mercado para várias escalas de armazenamento decorrentes da desregulamentação do setor de eletricidade (por exemplo, sistemas de armazenamento, para larga escala, deslocando carga diurna). Os sistemas em desenvolvimento (ou já comercialmente disponíveis) incluem baterias, ar comprimido, bombeamento de água, sistemas cinéticos (volantes), magneto condutor, ultra capacitores e geração / armazenamento de hidrogênio.

Há grandes expectativas para ar comprimido (CAES) para 3-10 horas com capacidade de 25-300 MW, com tecnologia já desenvolvida e alguns sistemas em uso no exterior.

O uso do hidrogênio como vetor energético tem sido crescentemente estudado e existe já um razoável consenso sobre suas vantagens em sistemas de energia do futuro. A visão é de uma grande complementaridade entre o sistema elétrico e hidrogênio, mas ainda é difícil prever ainda as formas de transporte e armazenamento a serem adotadas. Isso implica em desenvolver sistemas capazes de produzir hidrogênio, competitivos e em escalas compatíveis com as opções de geração de energia elétrica no futuro. O hidrogênio pode ser produzido de diversas formas, a partir da eletricidade (eletrolise), por energia solar (conversão fotoquímica), por produção biológica, pela gasificação de biomassa ou no futuro, produção termoquímica, incluindo a pirólise a plasma.

O uso ideal para energia elétrica seria através de célula a combustível (não combustão direta). Possivelmente as aplicações referentes à geração

estacionária serão as primeiras mercadas para hidrogênio.

Atualmente é realizado um grande investimento para usos de hidrogênio no setor de transportes, porém não se espera, além de algumas aplicações iniciais, impactos significativos do uso de hidrogênio no período 2000-2020. No caso do Brasil (e de alguns outros países) um dos enfoques para a produção é o uso de fontes renováveis (eólica; solar; excedentes de energia hídrica). Evidentemente isto passa pela competitividade destas alternativas. O uso futuro do hidrogênio em larga escala dependerá também do estabelecimento de uma infra-estrutura adequada, e aqui a escala de produção/uso é essencial. Esta infra-estrutura, assim como toda a área de geração, deverá contar com um trabalho essencial no estabelecimento de normas e padrões de segurança.

A tecnologia de células a combustível tem despertado muito interesse recentemente e recebido grandes investimentos internacionais, tanto para aplicações móveis como estacionárias. O Brasil já possui um plano específico para essa área, o Programa Brasileiro de Sistemas a Célula a Combustível, que identifica grupos de pesquisas e sugere um trabalho em rede.

As seguintes linhas de Pesquisas e Desenvolvimento são apontadas como prioritárias:

- Desenvolvimento de células a combustível do tipo PEM, óxido sólido e PEM etanol
- Combustíveis: eletrólise reforma (gás natural, etanol, GLP); produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis; tecnologias para armazenamento, transporte e distribuição de hidrogênio;
- Integração de sistemas: engenharia, eletrônica de potência, integração de componentes, integração à rede de eletricidade.

O Programa Brasileiro de Sistemas a Células a Combustível sugere uma meta de atingir 50 MW de potência instalada até 2010.

O setor de usos finais de energia apresenta grande diversidade tecnológica e grande potencial de introdução de alternativas e modificações. Estão incluídas aqui modificações no comportamento dos usuários de energia (ou instituições), implantação de melhores sistemas de gestão de energia, além de desenvolvimento e difusão de tecnologias mais eficientes.

O Brasil ainda não possui uma estimativa do potencial econômico de

introdução de tecnologias eficientes. Essa deve ser a primeira iniciativa para auxiliar na definição de prioridades para o desenvolvimento tecnológico relacionado com os diversos usos finais.

Projetos considerados relevantes para investimentos em pesquisas e desenvolvimentos em usos finais (eletricidade e combustíveis) são:

Metodologias para ajuste diário do planejamento para contratação de energia, para os diversos segmentos do mercado.

Avaliação do potencial econômico de eficiência por segmento do mercado, e identificação de programas prioritários de Pesquisas e Desenvolvimentos para eficiência no uso final.

Melhoria dos critérios de avaliação dos programas de eficiência energética.

Intensificar os esforços para as tecnologias de co-geração, com aumento da geração distribuída, em particular para sistemas de uso de gás natural (calor, frio, eletricidade).

Tecnologias de interface e complementares dos sistemas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica

As funções de sub transmissão e distribuição de energia ficarão cada vez mais complexo principalmente como resultado de:

Demandas de “economia digital” (qualidade; confiabilidade, precisão).

A entrada em larga escala de geração distribuída “moderna” e auto geração

A saturação dos sistemas de distribuição, sub transmissão e transmissão existentes.

Sem investimentos consideráveis a confiabilidade será reduzida, levando a grande perda. Esta análise feita para os EUA, é totalmente válida para o Brasil.

Nos últimos 10 anos, nos EUA, as transações de volumes de energia (bulk power) na rede aumentaram quatro vezes; consequências foram “apagões” com altíssimo custo (só um deles estimado em US\$ 1 bilhão).

Por outro lado, houve queda nas adições de capacidade do sistema de transmissão (redução de 40%, de 1985-90 para 90-95).

Nos EUA o sistema de transmissão envolve 4 regiões, com 670 mil milhas

de linhas >22 kV; a sua re-estruturação é necessária para acomodar o enorme crescimento de geração distribuída (principalmente com GN). Estima-se que esta “competição” vá reduzir custos para o consumidor em US\$ 25 bilhões/ano. Um “apagão” nacional de 1 dia custaria US\$ 25 bilhões, nos EUA; estima-se em US\$ 10-15 bilhões/ano o custo das falhas dos sistemas, na América Latina.

A implementação de “novos sistemas” tem sido de certa forma atrasada em parte por falta de definição dos setores público/privado e dono/operador.

No entanto, os desenvolvimentos tecnológicos estão em curso no mundo podemos ver, resumidamente:

Tecnologias para 2010

Mesmo com o grande aumento nas transações, considera-se possível até 2010 desenvolver uma rede unificada com transmissão controlada digitalmente, para todo o país (nos EUA). Isto exige a implantação de novas tecnologias.

A base será um melhor sistema supervisor sobre uma estrutura de cabos subterrâneos para alta temperatura (HTS) e cabos de polímeros “avançados”; controles eletrônicos de fluxos de potência proporcionarão o uso de fontes mais distantes, com maior flexibilidade.

Haverá aumento, de transmissão, sub transmissão e distribuição subterrâneas e melhor equilíbrio entre AC e DC.

As tecnologias críticas são:

FACTS (Flexible AC Transmission Systems): sistemas de controles com reação quase instantânea às perturbações: maior confiabilidade, maior capacidade de transmissão. Estão ficando comerciais hoje (20 anos de Pesquisas e Desenvolvimentos) em várias versões (\$250 – 450/kW em 20 MW). Grandes avanços são esperados na redução de custos (novos materiais semicondutores).

HTS (materiais semicondutores a alta temperatura) são esperados em larga escala, comercialmente, em 2010. Há ainda desenvolvimento/demonstração a serem feitos, nos próximos anos (reduzir custos de instalação subterrânea; uso de sistemas criogênicos no resfriamento).

Cabos poliméricos convencionais com maior resistência mecânica a condições de sobrecarga: demonstração hoje, comercialização em 2010.

Análise e controles “On-line”: primeiro WAMS (sistema de gerenciamento

para grandes áreas) usando satélites na comunicação estão sendo testado agora (rede oeste, EUA).

Armazenagem de energia (para grandes volumes): hoje, somente bombeamento (hidráulico) e CAES (ar-comprimido) são vistos como viáveis no médio prazo. Hidrogênio é visto como armazenador/ transportador de energia, a longo prazo (várias décadas).

Tecnologias para 2020

Demandas específicas para energia com alta qualidade (“premium power”) serão constantes em 2020 (em parte, demandas de “economia digital”). Três áreas de desenvolvimento deverão ser aceleradas para isto:

- Automação na distribuição (2005)
- Controles eletrônicos de potência (para sistemas de distribuição) específicos (proteção consumidor/rede)
- Várias tecnologias de geração/armazenamento para aplicações distribuídas.

Um grande aumento em geração distribuída (usando várias tecnologias) deverá ocorrer; em vários casos, operação em co-geração promovendo maior eficiência. São sistemas com potencial para maior confiabilidade, qualidade, flexibilidade e menor custo; incluem células a combustível, PV, micro turbinas, motores de combustão interna e ciclos combinados. Por exemplo as “novas” micro turbinas estarão comerciais (EUA) em 2003 (<10 kW); há um mercado potencial de 20 GW (até 2010).

Outra tecnologia é para “micro-redes” DC, em sistemas de distribuição; até 2005, a tecnologia de conversão AC/DC poderá ser economicamente viável para facilitar a distribuição (“micro-escala”) em DC.

Consórcios (EPRI, concessionárias, fabricantes) têm investido nestas tecnologias para as “redes do futuro” em seus vários aspectos (equipamentos, sistemas, monitoramento e controle).

Desenvolvimento de tecnologia para o Brasil.

Em transmissão, sub transmissão e distribuição, temos sido, fortemente dependentes dos avanços tecnológicos no exterior. Há vários casos onde tecnologias de fora são inadequadas (questões sócias econômicas) em partes do país. Torna-se muito importante uma forte interação do setor produtivo com setores

nacionais capacitados para Pesquisas e Desenvolvimento no estabelecimento de programas de interesse.

Tem havido algum esforço de desenvolvimento nacional (em início), podendo ser citado o trabalho em dispositivos para monitoramento de linhas visando aumento da capacidade; estudos iniciais em FACTS; e pesquisa inicial em tecnologia de transmissão, entre outras.

Para os próximos dez anos, as tecnologias que deverão impor-se são as mencionadas para o mercado internacional: materiais com melhor condutividade; compactação de componentes da rede; segurança no uso final de eletricidade; e melhores (mais eficientes) dispositivos para armazenamento.

A maior flexibilidade exigida da transmissão, sub transmissão e distribuição implicará em tecnologias de CC e eletrônica de potência; materiais poliméricos, e HTS, serão introduzidos comercialmente. Controladores Eletrônicos, sistemas de proteção de equipamentos de uso finais automáticos (operação e ambiente), e redes de informação e controle distribuída, integrarão os sistemas.

A geração distribuída de energia deverá crescer muito e sistema híbridos, de armazenamento (baterias, células) também estará distribuídos localmente.

Alguns tópicos sugeridos como relevantes para pesquisas e desenvolvimento no Brasil são:

- Tecnologias de redes (estrutura, materiais, equipamentos, etc.)
- Re-capacitação das linhas de transmissão e sub transmissão (inclusive compactação da distribuição dos condutores).
- Automação, supervisão, controle.
- Equipamentos e Materiais (proteção, transformação, operação, manutenção).
- Tecnologias para medição e tarifação.
- Qualidade da energia.
- Geração distribuída (tecnologias; potenciais; interligação).
- Modelos para representação das cargas no sistema elétrico brasileiro.
- Meio Ambiente e responsabilidade social (impactos e mitigação).
- Supercondutores.
- Geração Distribuída de energia elétrica

Várias tecnologias para 1 kW – 15 MW podem tornar-se vantajosas: menor capital, menos perda e investimento com transmissão, em alguns casos com

possibilidades de co-geração. Podem ser particularmente importantes no Brasil, onde há carência de maior infra-estrutura para transmissão de energia elétrica e gás natural. Os problemas naturais são as integrações, interconexão, confiabilidade, proteção dos sistemas e segurança. Podem ser de grande importância para os sistemas isolados, no seu desenvolvimento, conforme Macedo (2002-p 59-62).

A.5. CONTROLADORES ELETRÔNICOS NOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.

Flutuações de tensão.

Minicap

Nos sistemas em que cargas relativamente grandes são conectadas próximas ao terminal remoto de um alimentador radial, quedas severas e flutuações de tensão podem ocorrer a níveis variáveis de carga. Em alguns casos, grandes máquinas rotativas em alimentadores fracos causam quedas de tensão tão acentuadas durante a partida que se torna impossível à própria máquina alcançar a velocidade de operação.

A aplicação da tecnologia de capacitor série pode ser uma solução economicamente atrativa a estes tipos de problemas.

A linha de produtos inclui capacitores série montado em poste, especialmente adaptado a linhas de distribuição.

O Minicap da ABB, contribui para diminuir as condições de sub tensão resultantes de cargas pesadas, atenuar condições de sobre tensão decorrentes de rejeição repentina de carga e reduzir o consumo de potência reativa. Através do controle de tensão contínuo e instantâneo, o Minicap atende às mesmas exigências rigorosas de precisão e confiabilidade operacional que quaisquer outros modelos de equipamentos de distribuição modernos, conforme ABB Power Systems (2002c).

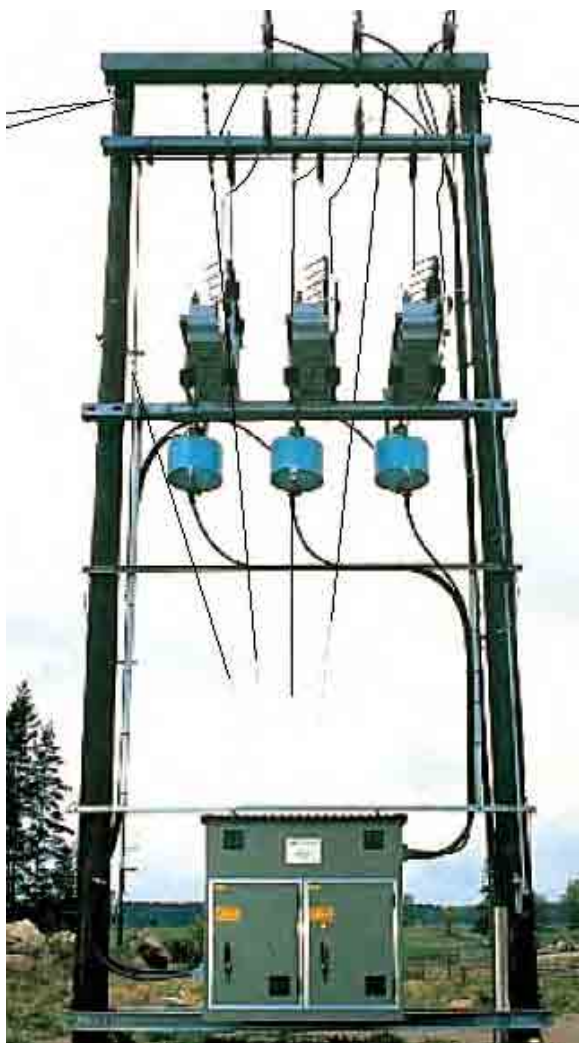


Fig. A.15: Minicap da ABB, projetado para suportar alimentadores até 36 kV.

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

SVC-Q e Minicomp

As cargas em que a demanda de potência reativa varia rapidamente, tais como: laminadores, guinchos de mina, guindastes, máquinas de soldar e fornos a arco, causam rápidas flutuações de tensão. Se os efeitos são suficientemente grandes, podem ocorrer distúrbios na produção ou distúrbios operacionais, tais como disparos de relés em virtude de queda de tensão. O controle da compensação de potência reativa é a melhor forma de reagir a este tipo de variação de tensão.

Existem duas soluções a este tipo de problema:

Compensadores Static Var (SVC)-Q, feitos sob medida para atender às necessidades de grandes cargas (tipicamente > 10 MVA até vários 100 MVA);

Minicomp, para cargas médias de energia, com demanda de potência reativa de 1 a 20 MVar.

Uma vez que a maioria, das variações de tensão indesejadas é normalmente causada por potência reativa, o SVC-Q e o Minicomp são extremamente efetivos no combate às variações de tensão causadas pela operação normal do equipamento, conforme ABB Power Systems (2002c).



Fig.A.16: SVC-Q e Minicomp

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

SVC Light- Um autêntico exterminador de flicker.

Fornos elétricos a arco encontrados nas siderurgias são fontes, significativa de flicker. Outras fontes incluem máquinas de solda e geradores eólicos.

As forças violentas liberadas no processo do forno a arco impõem uma vasta faixa de distúrbios de natureza verdadeiramente aleatória na rede.

A única forma de se reduzir tais distúrbios com sucesso é medir continuamente e reagir corretamente às rápidas mudanças, através de compensação instantânea.

SVC Light é a solução inovadora ao problema do flicker.

O SVC Light utiliza um conversor de fonte de tensão para fornecer a potência reativa necessária.

O conversor é equipado com transistores IGBT que o habilitam a ter um tempo de resposta menor que um mili segundo. Tornando o SVC Light muito mais

eficaz – tipicamente, por um fator de 2-3, em comparação com as soluções convencionais – no combate ao flicker. O SVC Light é similar ao STATCOM, porém com resposta muito mais rápida.

O SVC Light estabiliza a tensão no barramento do forno. Do ponto de vista da produção, isto significa que mais energia pode ser utilizada no forno, a qual, por sua vez, pode ser utilizada para aumentar a produtividade.

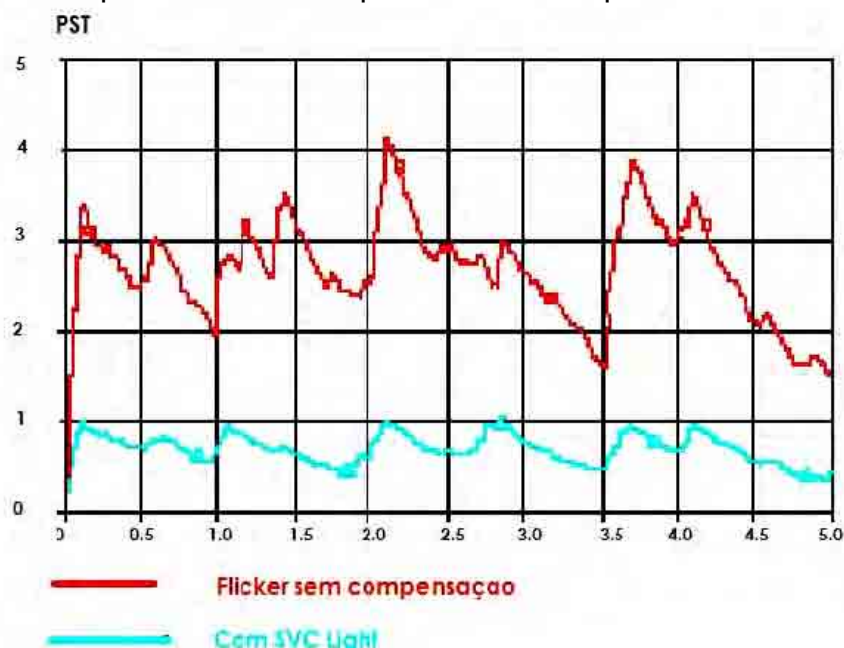


Fig. A.17: Gráfico comparativo entre Flicker sem compensação e com SVC Light.

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.



Fig. A.18: O SVC Light

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

Subtensões e Afundamentos Momentâneos de tensão

S-DVR – Regulador Gradual Dinâmico de Tensão

Quedas e distúrbios da tensão são sérios problemas para a Qualidade de Energia. Quedas são rápidas reduções no nível de tensão, tipicamente dentro de 10ms, abaixo do limite de tolerância de tensão estipulado do equipamento. Estas ocorrências, de caráter randômico, são causadas principalmente por raios na rede de transmissão que, por sua vez, afetam os sistemas industriais de distribuição. Outras causas compreendem faltas à terra, por exemplo quando árvores caem sobre linhas de transmissão. Apesar da identificação da natureza da causa, quedas e distúrbios da tensão podem ser percebidos a centenas de quilômetros.

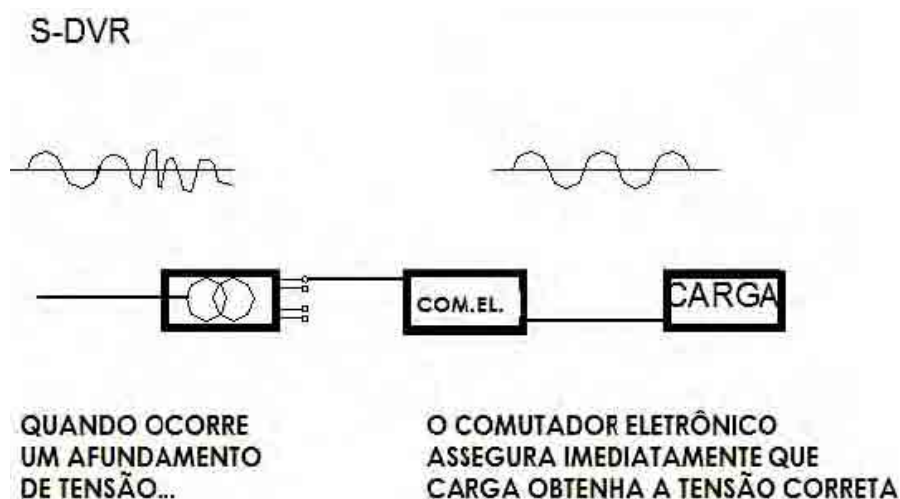


Fig. A.19: O S-DVR Regulador Gradual Dinâmico de Tensão

Mesmo uma pequena redução na tensão, para 70% em uma fase, por exemplo, pode desativar inteiramente máquinas de papel.

Entre outras indústrias atingidas, encontram-se as têxteis, as de celulose e as com instalações hidráulicas críticas.

Existem diferentes soluções aos problemas de quedas e distúrbios das tensões ininterruptas.

Compensar as variações de tensão, por períodos que vão de minutos a horas, mediante substituições de "tap's" nos transformadores, tem sido a prática adotada, por muitos anos, nas redes de energia. Comutadores convencionais são, entretanto, muito lentos para compensar as quedas e distúrbios de tensão em escala

de tempo de mili segundos.

O S-DVR utiliza um transformador e um comutador eletrônico com tiristores para compensar as quedas e distúrbios em escala ciclo a ciclo.

O S-DVR pode reagir a uma ampla variedade de flutuações de tensão, exceto os distúrbios muito intensos (abaixo de 50 por cento da tensão nominal), incluindo faltas totais de energia.

As medições mostram, entretanto, que distúrbios abaixo de 50 por cento da tensão nominal são raros na maioria dos sistemas. Não há limite na duração de distúrbios com o S-DVR - ele pode compensar flutuações indefinidamente, dentro de sua faixa especificada.

O S-DVR é otimizado para satisfazer cada aplicação.

Particularmente apropriado para cargas relativamente grandes, pode ser empregado para cargas até várias dezenas de MVA.

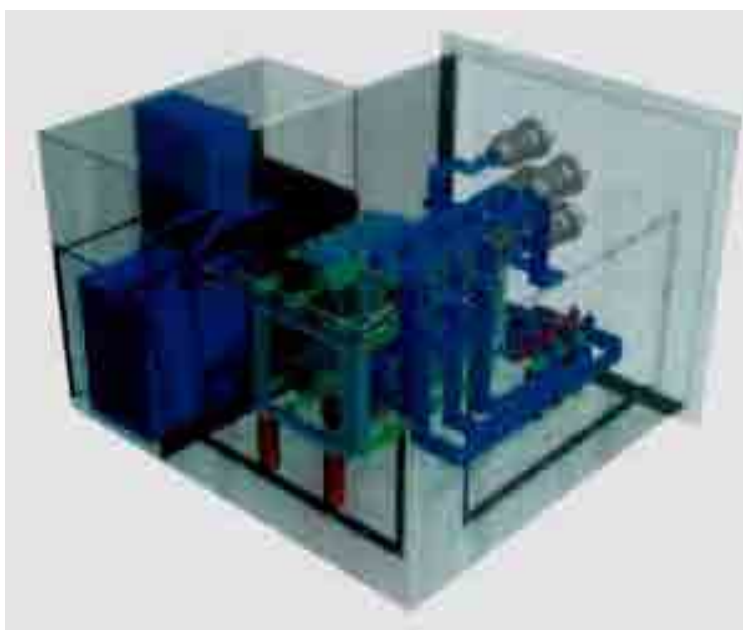


Fig. A.20: S-DVR – Regulador Gradual Dinâmico de Tensão

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

DVR – Restaurador Dinâmico de Tensão

A função do DVR encontra-se ilustrada abaixo.

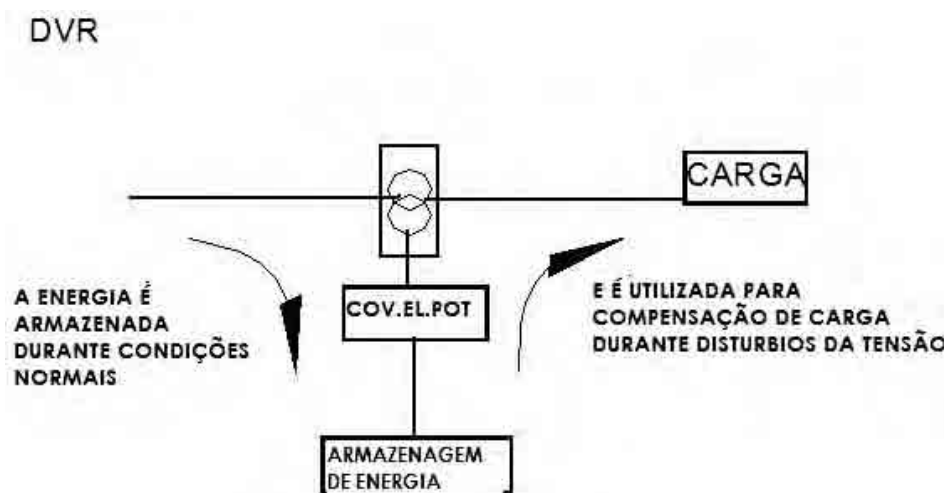


Fig. A.21: Função do DVR – Restaurador Dinâmico de Tensão

No caso de uma queda de tensão, o conversor eletrônico de potência injeta a tensão apropriada requerida no barramento de alimentação para compensar o distúrbio. O DVR atua efetivamente como um buffer para a carga e evita distúrbios indesejados. Os ciclos rápidos de controle e a velocidade de chaveamento em mili segundos do conversor asseguram controle rápido e preciso da tensão experimentada pela carga.

Isto pode ser crítico em processos como a fabricação de semicondutores, em que um único distúrbio de tensão pode causar a perda da produção e, com ela, custos bastante elevados.

Tipicamente, um DVR tem capacidade de armazenagem de energia suficiente para compensar um distúrbio de 50 % de tensão trifásica para até 10 ciclos, período normalmente requerido para eliminação da falta. Os capacitores servem como dispositivos de armazenagem de energia. O DVR da ABB cobre uma faixa de potência de 3 a 50MVA.

Apesar de o DVR poder ser ajustado para compensar uma queda de até 90% de tensão, ele não supre faltas totais de energia. Para manter a carga, quando da falta de energia, uma opção ligada em paralelo ao DVR pode ser instalada um DUPS, Fornecimento Dinâmico Ininterrupto de Energia.



Fig. A.22: DVR – Restaurador dinâmico de tensão

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

Harmônicos e Desequilíbrio

Hamônicos

No caso ideal, as formas de onda de tensão e corrente seguem senóides perfeitas. Em redes reais, cargas não-lineares, tais como: sistemas de acionamento, fornos elétricos a arco, retificadores e as crescentes aplicações domésticas e em escritórios, causam harmônicos e formas de onda não senóidais. Os harmônicos originam perdas, por exemplo, em núcleos de transformadores e motores. Todavia, podem ainda causar outros problemas mais sérios quando interferem nos sistemas de controle e equipamentos eletrônicos.

Soluções para problemas de harmônicos.

Modificações estruturais:

- Isolar cargas sensíveis de harmônicas das produtoras de cargas de harmônicas (isto é alimentar cargas sensíveis com circuitos independentes).
- Utilizar configuração com drives de pulsos elevados.
- Usar transformadores especiais, tais como 2 secundários (sendo que alimentando cargas sensíveis a harmônicas apenas por um secundário destes

trafo's). Obs: Possivelmente durante o projeto da instalação, pode se tornar muito caro devido ao grande espaço requerido.

Filtros Passivos:

Estes filtros consistem de bancos de capacitores com reatores de sintonização adequados e resistores de amortecimento, sendo que eles oferecem baixa impedância para componentes de harmônicas.

Obs: A eficiência do filtro depende dos parâmetros da rede, perigos para sobrecargas, dificuldade para ampliar, perigo para ressonância, ramais múltiplos exigidos para filtrar mais que uma harmônica, exigência de amplo espaço, fornecem sempre potência capacitiva (Geradores não podem enfrentar fator de potência capacitiva, drives c.a. não exigem potência capacitiva).

Filtros Ativos:

Estes filtros consistem no princípio de filtragem com cancelamento de harmônicos pela geração harmônica igual e oposta por um dispositivo de filtro ativo.

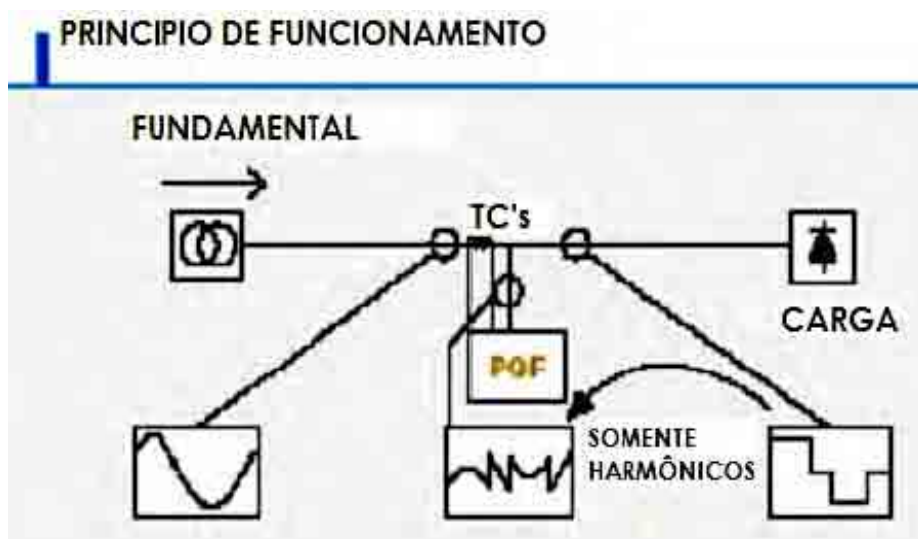


Fig. A.23: Princípio de funcionamento

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

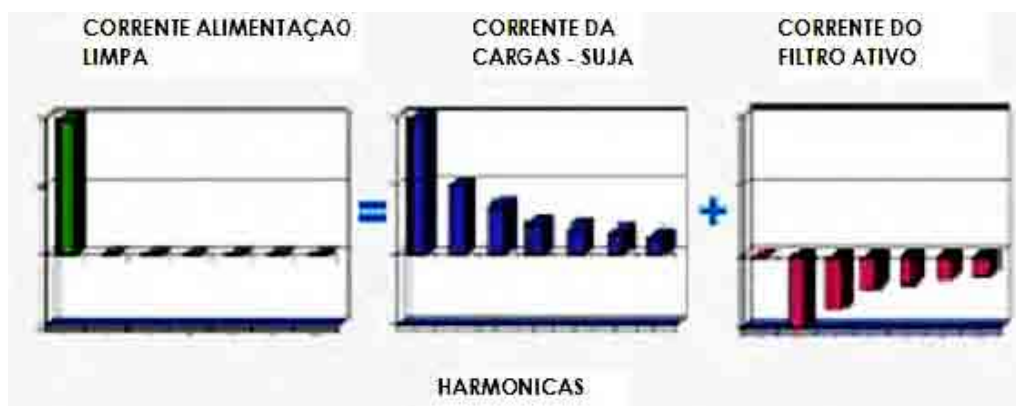


Fig. A.24: Análise dos espectros das harmônicas

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

Depois de analisar as grandezas elétricas através de medições, e utilizando o estado da arte do sistema digital DSP, injeta sinais de controle através de inversores de potencia no sistema PWM.

No mercado existem filtros ativos dos tipos

Trifásico + neutro – para filtragem de corrente de linha e neutro

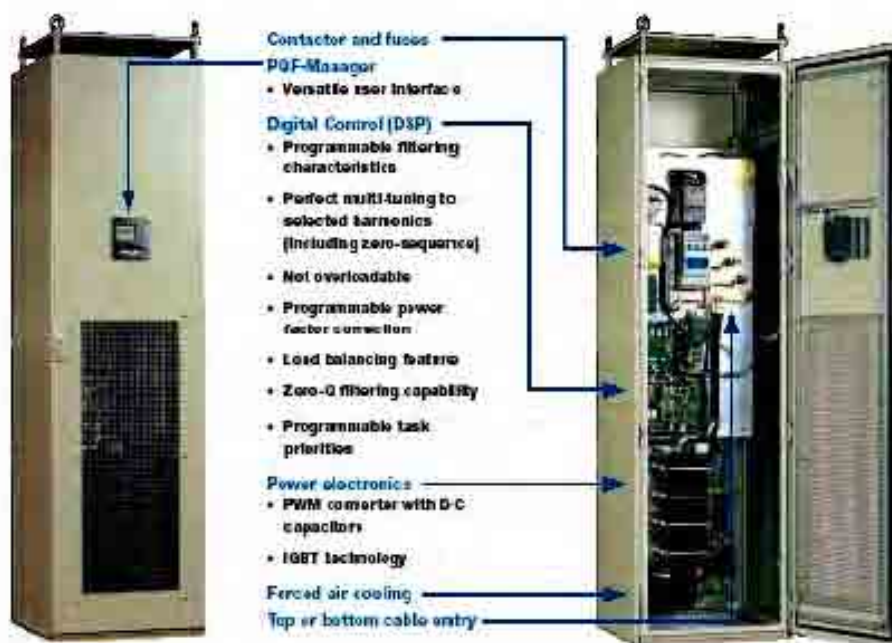


Fig. A.25: PQFK da ABB

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

Filtra 15 harmônicas de 2ª à 50ª ordem.

Potência reativa e balanceamento de linha.

Faixas: 208 – 415V, 50/60Hz ; 40 A - 70 A – 100 A em linhas
faixa de neutro = 3x capacidade de linha.

Até 4 unidades de faixa igual em paralelo.

Dimensões do cubículo 600x600x2150mm.

- Trifásico – para filtragem de corrente de linha

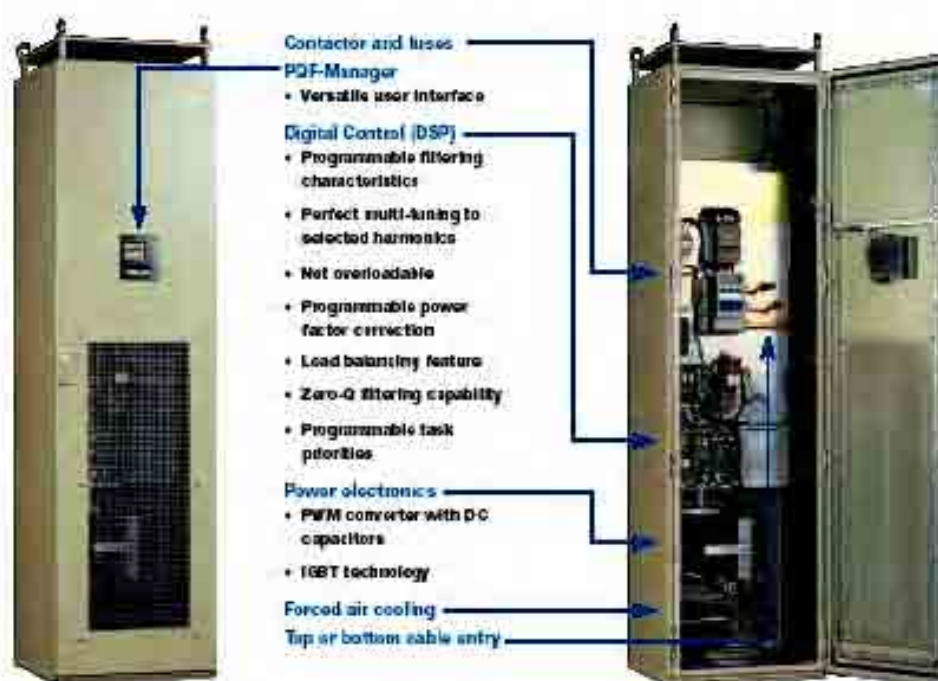


Fig. A.26: PQFM da ABB

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

Filtra 20 harmônicas de 2ª à 50ª ordem.

Potência reativa e característica de balanceamento de linha.

Faixas: 50/60Hz ;

$208V \leq U \leq 480V$

$480V \leq U \leq 690V$

Pequeno 70 A

-

Médio 100 A

100 A

Grande 130 A

-

Nº harmônicas 20

.. 20

Até 8 unidades de iguais ou desiguais em paralelo.
Dimensões do cubículo 600x600x2150mm.

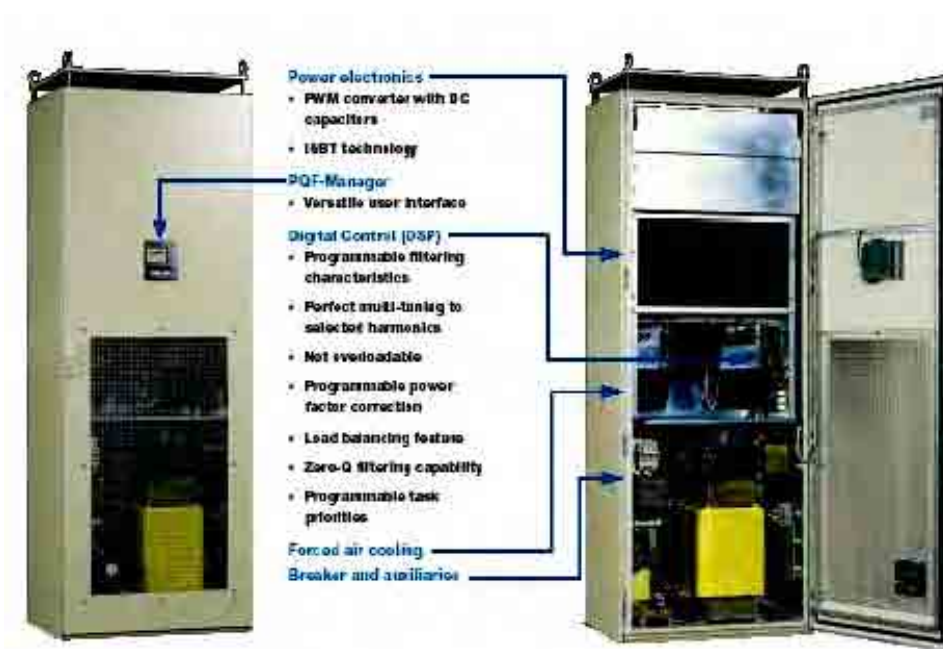


Fig. A.27: PQFI da ABB

Fonte: ABB. <www.abb.com> Power transmission and Distribution.

Filtra 20 harmônicas de 2ª à 50ª ordem.

Potência reativa e característica de balanceamento de fase.

Faixas: 50/60Hz ;

$208V \leq U \leq 480V$

$480V \leq U \leq 690V$

Pequeno 250 A

180 A

Grande 450 A

320 A

Nº harmônicas 20

20

Até 8 unidades de iguais ou desiguais em paralelo.

Dimensões do cubículo 800x600x2150mm.

Regulamentações e Normas para harmônicas

Garantir que a distorção da rede não exceda níveis permissíveis que garantam operação própria do equipamento conectado.

Níveis típicos e tendências:

- Taxa de distorção harmônica de Voltagem $\leq 5\%$ e limite para cada componente harmônico (aceitável mesmo para cargas sensíveis).
- Limites de corrente para obter limites de tensão.
- Considerar altas ordens harmônicas – se possível até a 50ª ordem.

Normas: IEC 61000-4-7, IEEE 519-1992 (USA), G5/4 (UK) conforme ABB Power Systems (2002d).

Desequilíbrio

Por várias razões, é preferível que a carga seja igualmente dividida entre as três fases do sistema CA. Entretanto, grandes cargas monofásicas e carregamento desigual, em virtude de outros motivos, causam desequilíbrio no sistema.

Desequilíbrio excessivo pode produzir distúrbios ou mesmo danificar geradores, máquinas rotativas e outros equipamentos.

Compensação adequada ao tipo de desequilíbrio, fixa ou dinâmico, deve ser aplicada. O SVC é amplamente utilizado em alimentadores de ferrovias para balanceamento dinâmico da carga.

Se o desequilíbrio da carga é fixo e conhecido, a compensação pode ser feita mediante a combinação de capacitores e reatores.



Fig. A.28: Filtros passivos , com bancos de capacitores com reatores de sintonização adequados e resistores de amortecimento.

Fonte:ABB.<www.abb.com> Power transmission and Distribution.

Compensação Estática Avançada e Filtragem de Ativos

D-STATCOM & Mini-STATCOM

Os equipamentos fabricados pela Mitsubishi, D-statcom e de Mini STATCOM fornecem a compensação da potência reativa e filtra ativos para resolver uma variedade de problemas nos sistemas de distribuição e de flutuações de tensões nos sistemas industriais, flutuações estas de estabilidade, e de circunstâncias harmônicas.

Projetos avançados, compactos consistem em uma fonte da tensão de c.c., em alguns inversores auto comutados usando IGBT, e um transformador múltiplo do inversor do enrolamento. O controle dos inversores é conseguido utilizando técnicas de modulação de largura de pulso (PWM). As inovações nos componentes do inversor da fonte da tensão dos D-STATCOM e dos mini STATCOM, também como no desempenho com as metodologias avançadas do sistema de controle, foram feitas com os esforços contínuos de pesquisa e de

desenvolvimento. Estes avanços da tecnologia feitos sob encomenda dos sistemas de potencia, contribuem para as soluções eficazes para vários problemas da qualidade de potência em sistemas de potência, de serviços públicos e industriais.

Aplicações Na Qualidade de Energia:

- supressão da cintilação,
- compensação do desequilíbrio da tensão,
- estabilidade de tensão no sistema,
- filtragem harmônicos, e
- correção de fator de potência.

As aplicações industriais e comerciais incluem a compensação de fornalhas de arco, de soldadores, de vários tipos de motores, retificadores, etc.,

Arranjo de cubículos para a qualidade de Energia, a confiabilidade, e o desempenho dos inversores de fonte da tensão para soluções da qualidade de potência, conforme Mitsubishi Electric (2000,p.1)



Fig. A.29: D - Statcom

FONTE: Mitsubishi Electric- D-Statcom & Mini Staticom,p.1.



Fig. A.30: Cubículo do D-Statcom

FONTE: Mitsubishi Electric- D-Statcom & Mini Staticom,p.1.

Capacitor Série Distribuição (DSC-Distribution Series Capacitor)

O sistema de compensação série para distribuição GE oferece uma forma viável de resolver problemas associados com linhas de elevada impedância. Estes problemas incluem flutuações de tensão causadas por cargas de variação rápida, baixo fator de potência e nível de corrente de curto circuito insuficiente para eliminar alimentadores em falha. O banco de capacitores série GE é projetado para reduzir problemas de flicker de tensão causados por cargas repetitivas ou esporádicas com baixo fator de potência momentânea ou constante, aumentar potência de curto-circuito disponível e instantaneamente compensar problemas de fator de potência conforme aumento da demanda.

Este banco de capacitores para aplicação em sistemas de distribuição e sub transmissão teve seu projeto totalmente revisado. Seu sistema de controle e proteção antes realizado por uma placa de circuito dedicado foi substituído por um relé digital micro-processado GE permitindo assim uma padronização e mecanismos de comunicação remota, antes impossíveis. O sistema ainda é composto por capacitores de potência GE, varistores de óxido de zinco (ZnO) também de fabricação própria GE,

Este design elimina a necessidade de centelhadores ("spark gaps") e a

necessidade de ajuste do mesmo. O volume de manutenção necessário para o sistema é mínimo.



Fig. A.31: Capacitor Série Distribuição(DSC-Distribution Series Capacitor)

Fonte: : General Electric(< www.ge.com>).