

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

VITOR ANNECCHINI SCHIMID

CONHECENDO AS MICROTURBINAS A GÁS

VITÓRIA – ES
DEZEMBRO/2014

VITOR ANNECCHINI SCHIMID

CONHECENDO AS MICROTURBINAS A GÁS

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Vitor Anecchini Schmid**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

VITÓRIA – ES
DEZEMBRO/2014

VITOR ANNECCHINI SCHIMID

CONHECENDO AS MICROTURBINAS A GÁS

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Vitor Anecchini Schmid**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 23 de dezembro de 2014

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr Domingos Sávio Lyrio Simonetti
Orientador

Prof. Dr Jussara Farias Fardin
Examinador

Prof. Dr Tiara Rodrigues Smarssaro de Freitas
Examinador

Agradeço a toda a minha família, amigos e ao professor Domingos pela grande ajuda.

RESUMO

Baseado na necessidade de aprimoramento da confiabilidade, estabilidade e qualidade da produção energética brasileira, e na busca por fontes de energia menos poluentes, esta monografia apresenta um estudo sobre as microturbinas dentro do contexto da geração distribuída. Em um primeiro momento serão analisadas as características mais básicas das microturbinas, como suas partes, tipos construtivos, geradores associados, conexão com a rede, desempenho, etc. Posteriormente será explicado que o ajuste da frequência de saída de uma microturbina de um eixo acontece através de dois componentes de eletrônica de potência: um retificador e um inversor. Por fim, para demonstrar o funcionamento destes elementos e da microturbina como um todo, serão realizadas simulações computacionais.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Usina Hidroelétrica no Brasil	14
Figura 2 – Microturbina a Líquido Orgânico instalada na EFAP, em Sete Lagoas/MG	16
Figura 3 – Sistema com microturbinas	22
Figura 4 – Diagrama simples: microturbina/gerador/retificador/inversor/carga	22
Figura 5 – Compressor e Turbina	23
Figura 6 – Partes de uma microturbina.....	24
Figura 7 – Microturbina de um eixo	26
Figura 8 – Microturbina de dois eixos.....	27
Figura 9 – Microturbinas Capstone em aplicação industrial	30
Figura 10 – Usina de Biogás.....	31
Figura 11 – Óleos Destilados.....	31
Figura 12 – Matérias Primas de Biomassa tratada.....	31
Figura 13 – Esquema de ciclo de Brayton para microturbinas	33
Figura 14 – Esquema básico de uma microturbina.....	36
Figura 15 – Retificador trifásico PWM conectado a uma fonte trifásica	38
Figura 16 – Definição de setores	40
Figura 17 – Sinais de controle para as chaves superiores de cada braço do setor 6.....	42
Figura 18 – Sentido das correntes nos indutores do retificador.....	43
Figura 19 – Circuitos equivalentes para os ciclos referentes ao setor 6	44
Figura 20 – Circuito do retificador trifásico pwm no MULTISIM	45
Figura 21 – Formas de onda no osciloscópio do simulador	45
Figura 22 – Forma de onda de corrente no osciloscópio do simulador	46
Figura 23 – Forma de onda de corrente no osciloscópio de simulador	48
Figura 24 – Inversor multinível de cinco níveis	49
Figura 25 – Tensão de fase em um inversor de cinco níveis.....	51
Figura 26 – Inversor trifásico de cinco níveis com capacitores flutuantes.....	53
Figura 27 – Inversor trifásico de cinco níveis em cascata	55
Figura 28 – Representação Gráfica dos níveis de Tensão	55
Figura 29 – Diagrama de Blocos de microturbina para simulação.....	59
Figura 30 – Circuito interno do bloco “subsystem”	61
Figura 31 – Subsistema de compressor-turbina.....	62
Figura 32 – Subsistema de controle de velocidade.....	63

Figura 33 – Subsistema de controle de combustível	65
Figura 34 – Bloco seletor de valor mínimo	66
Figura 35 – Representação de gerador Síncrono de Imã Permanente	67
Figura 36 – Parâmetros do bloco “Gerador Síncrono de Imã Permanente”	69
Figura 37 – Parâmetros do bloco “Carga RLC”	70

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo de energia elétrica no Brasil entre 1970 e 2005.	12
Gráfico 2 – Fontes de geração elétrica no Brasil em 2012	13
Gráfico 3 – Ciclo de Brayton ideal	34
Gráfico 4 – Ciclo de Brayton ideal regenerativo	35
Gráfico 5 – Tensão de saída do Gerador	71
Gráfico 6 – Tensão de Saída do Gerador (escala modificada)	71
Gráfico 7 – Corrente de saída do Gerador	72
Gráfico 8 – Corrente de Saída do Gerador (escala modificada)	73
Gráfico 9 – Tensão na carga	74
Gráfico 10 – Corrente na carga.....	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores para a configuração do retificador.....	39
Tabela 2 – Seqüência de vetores para cada setor.....	41
Tabela 3 – Intervalo para aplicação dos vetores do setor 6	41
Tabela 4 – Comandos de obtenção de V_1	42
Tabela 5 – Sequência de chaveamento na região 2	43
Tabela 6 – Níveis de tensão com diodo grampeador e respectivos estados de comutação	50
Tabela 7 – Níveis de tensão com capacitores flutuantes e respectivos estados de comutação	53
Tabela 8 – Níveis de tensão com ligação em cascata e respectivos estados de comutação ...	56
Tabela 9 – Vantagens e desvantagens de inversores multinível.....	57
Tabela 10 – Custo de uma microturbina.....	76

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	O problema energético no Brasil	12
1.2	Objetivos desta dissertação.....	17
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	18
2.1	O que é geração distribuída?	18
2.2	Detalhes sobre a geração distribuída	19
3	MICROTURBINAS – INFORMAÇÕES GERAIS.....	21
3.1	O que são?	21
3.2	Partes	22
3.3	Tipos de mancais	24
3.4	Recuperador de calor	24
3.5	Seções quentes.....	25
3.6	Tipos construtivos e funcionamento.....	25
3.7	Diferenças entre microturbinas com um eixo e com dois eixos.....	27
3.8	Gerador associado	27
3.9	Conexão com a rede	28
3.10	Desempenho	28
3.11	Aplicações	28
3.12	Combustíveis	30
3.13	Termodinâmica.....	33
4	RETIFICADOR TRIFÁSICO PWM.....	36
4.1	Introdução.....	36
4.1.1	Analisando o retificador	37
4.2	Modelagem vetorial.....	37
4.2.1	Sequencia de setores.....	39
4.2.2	Sequencia de vetores	40
4.3	Simulação	44
5	INVERSOR MULTINÍVEL.....	47
5.1	Introdução.....	47
5.2	Tipos de inversores multinível	48
5.2.1	Estrutura 1 – Inversor multinível com diodo grampeador	48

5.2.2 Estrutura 2 – Inversor multinível com capacitores flutuantes	52
5.2.3 Estrutura 3 – Inversor multinível em cascata	54
5.3 Vantagens e desvantagens de inversores multinível	57
6 SIMULAÇÃO DE UMA MICROTURBINA	58
6.1 Modelo de simulação.....	58
6.2 Modelo detalhado	58
6.3 Análise de subsistemas	60
6.3.1 Subsistema de compressor-turbina	61
6.3.2 Subsistema de controle de velocidade.....	62
6.3.3 Subsistema de controle de combustível.....	63
6.3.4 Subsistema de controle de temperatura	65
6.3.5 Seletor de valor mínimo	66
6.3.6 Gerador síncrono de imã permanente.....	66
6.4 Resultado	69
6.4.1 Saída do gerador síncrono de imã permanente.....	69
6.4.2 Carga	73
7 CONCLUSÃO.....	76
7.1 Custos	76
7.2 Fatores para cálculo de viabilidade econômica	76
8 VIABILIDADE ECONÔMICA	79
9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
APÊNDICE A	84
ANEXO A.....	85

1 INTRODUÇÃO

1.1 – O problema energético no Brasil

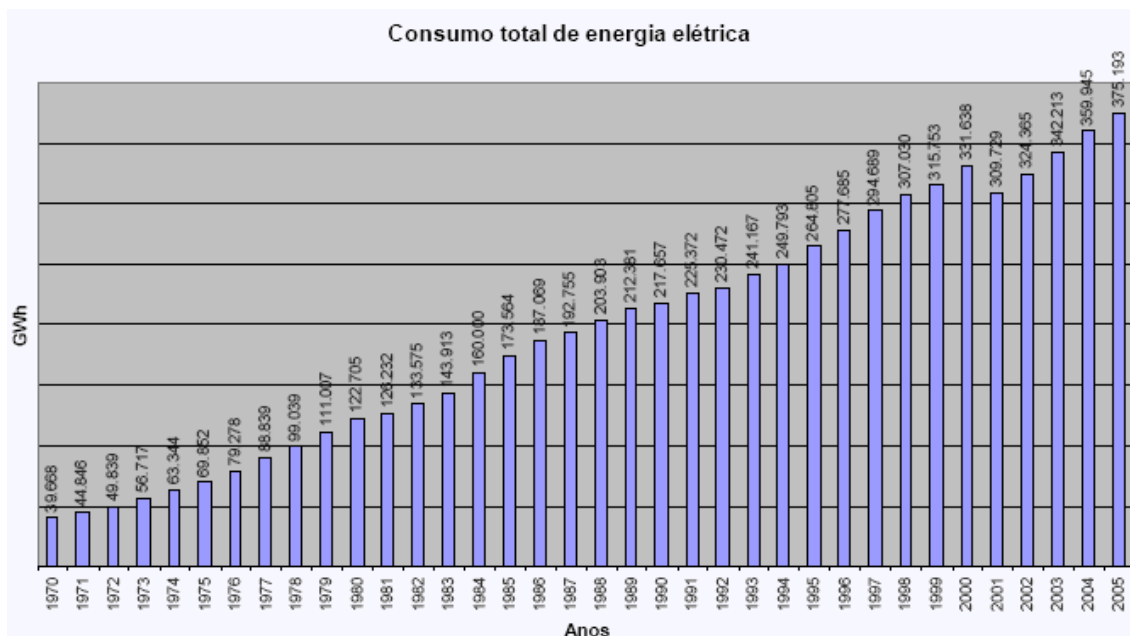
O Brasil vem apresentando um aumento significativo no consumo de energia elétrica. Segundo a ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica (2013), nos últimos 35 anos o aumento médio foi de mais de 6,5%.

Historicamente, é notório que há mais de 35 anos a demanda nacional por energia elétrica é superior ao crescimento econômico no mesmo período analisado, e todas as perspectivas para um futuro próximo, de acordo com a ANEEL (2013), apontam para uma continuidade desta situação.

Como um exemplo, no período pós-crise, entre 2002 e 2005, de acordo com o IBGE (2014), o crescimento médio do PIB brasileiro foi de 2,4%. Em contrapartida, a demanda por energia elétrica cresceu mais de 4,91% (ANEEL, 2006).

O gráfico abaixo representa os dados divulgados pela ANEEL (2006) sobre o consumo de energia no período entre 1970 e 2005:

Gráfico 1 – Consumo de energia elétrica no Brasil entre 1970 e 2005.

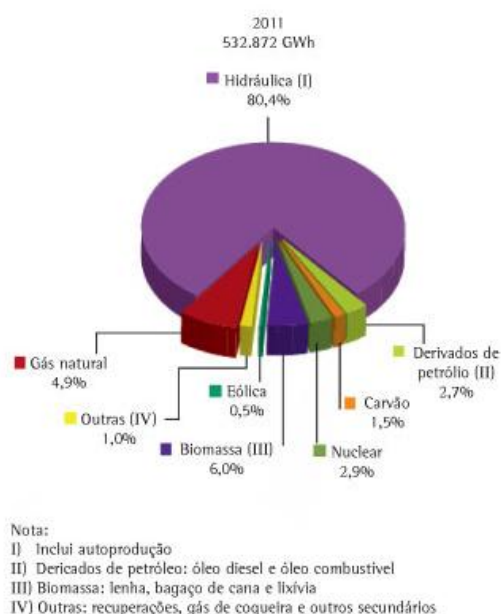


Fonte : ANEEL - Balanço Energético Nacional (2006)

Em função dessa defasagem entre a demanda energética e o crescimento do PIB, pelos últimos dez anos têm sido crescente a expectativa por uma nova crise no setor elétrico brasileiro, tendo em vista que a capacidade de investimentos em produção de energia é prejudicada pelo baixo crescimento da economia (Diniz, 2014).

Para entender o problema energético com mais profundidade, é necessário compreender quais são as principais fontes de energia utilizadas no Brasil. O gráfico abaixo mostra os dados divulgados pela ANEEL (2013) correspondentes à produção energética no Brasil em 2012:

Gráfico 2– Fontes de geração elétrica no Brasil em 2012



Fonte: ANEEL (2013)

Como pode ser visto, mais de 80% da geração energética brasileira é dependente de recursos hídricos (a figura 1 é um exemplo de usina hidrelétrica brasileira). Este dado é perfeitamente compreensível quando se sabe que o Brasil é o país do mundo que possui maior quantidade de água doce dentre todos os países do mundo – 12% do volume total do planeta (Maddocks & Mann, 2014).

Figura 1 – Usina Hidroelétrica no Brasil (EPE, 2013)



Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica – EPE (2013)

Alguns projetos de novas usinas hidrelétricas vêm sendo estudados, como a usina de Belo Monte na região norte do Brasil, com o objetivo de melhoria do suprimento de energia. Entretanto, há alguns fatores que levam a crer que a continuação de um modelo de produção energética que foque quase que exclusivamente em recursos hídricos, pode gerar problemas graves no médio e longo prazo (Barroso, 2013).

Primeiramente é importante ressaltar que a condição dos recursos hídricos depende substancialmente de variações climáticas, e muitos ambientalistas já perceberam que os próximos anos serão desfavoráveis para o Brasil nesse sentido. Como um exemplo, o estado de São Paulo viveu em 2014 a pior seca dos últimos 80 anos, e segundo especialistas, nos próximos anos, é possível que até 45% da população brasileira nas grandes cidades corra o risco de sofrer com algum tipo de racionamento de água (Maddocks & Mann, 2014).

Obviamente este cenário interfere diretamente na produção de energia hidroelétrica, e consequentemente, é recomendável que outras formas de energia sejam avaliadas para uso no Brasil.

Ademais, outros aspectos ambientais se tornaram variáveis de grande importância, como o solo, o ar, os animais, as florestas (Ávila, 2013). Nos dias de hoje já há uma série de restrições para a obtenção de laudos e permissões para a realização de grandes empreendimentos como usinas hidrelétricas e termelétricas geradoras de energia, tendo em vista que estas impactam o meio ambiente como um todo. Logo, a tendência é de que em médio e longo prazo as taxas e

multas cobradas continuam dificultando o processo de produção de energia no Brasil e no mundo (Boff, 2012) já que muitos novos acordos ambientais internacionais, como o ECO92, que ocorreu no Rio de Janeiro, estão previstos (Ávila, 2013) e vão expandir as restrições para grandes empreendimentos.

Em um desses tratados, o protocolo de Kyoto (1997), ficou estabelecido que os países membros (principalmente os desenvolvidos) têm a obrigação de diminuir as emissões de gases que intensificam o efeito estufa em, pelo menos, 5,2% em relação aos níveis atingidos em 1990. Para atingir esta meta, criou-se o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que estabelece que países que não conseguirem atingir a meta com as próprias emissões, têm o direito de comprar créditos de carbono de outros países que superaram as próprias metas. Com isso, criou-se um mecanismo de incentivos para que países em desenvolvimento, como o Brasil, invistam em energia limpa (Barroso, 2013).

Nesse contexto, é crescente o interesse de órgãos públicos e privados, no Brasil e no mundo, em buscar novas formas de geração de energia que sejam mais sustentáveis e de maior confiabilidade. Assim, a geração de energia em grandes usinas está cada vez mais perdendo espaço para unidades geradoras menores, ligadas diretamente ao sistema de distribuição ou à carga. Assim, surge o conceito de Geração Distribuída, que é definido pelo INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética (2014) como: “Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia”.

Muitas tecnologias podem ser usadas em geração distribuída, por exemplo: painéis fotovoltaicos, pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), células a combustível, microturbinas, etc.

As microturbinas, que são pequenas turbinas a gás, podem ser particularmente interessantes para o Brasil, tendo em vista que a produção de gás natural (um dos possíveis combustíveis para as microturbinas), no Brasil, é bastante promissora e há interesse notório de governos em explorar tal fonte de energia. A figura 2 apresenta uma microturbina em operação em Sete Lagoas/MG.

Figura 2 – Microturbina a Líquido Orgânico instalada na EFAP, em Sete Lagoas/MG



Fonte: Venturini & Andrade (2006).

No Brasil, apesar de a participação do gás natural ser relativamente pequena (apenas 4,9% da produção total de energia no país em 2012, de acordo com o gráfico 2, a evolução na produção do gás é notória. Entre 1973 e 2007 houve um aumento de produção de 5650%, passando de 0,2 bilhões de metros cúbicos para 11,2 bilhões (ANEEL, 2013).

Ademais, a oferta por gás natural tende a crescer no Brasil nos próximos anos em função da exploração da camada pré-sal e da utilização do gasoduto construído em parceria com a Bolívia (Ávila, 2013).

O gás natural é ideal para uso em microturbinas, pois, além de possuir alto poder calorífico, possui uma combustão relativamente limpa se comparado com outros combustíveis fósseis. Além disso, é um combustível adequado para uso em processo de co-geração (aproveitamento da energia calorífica liberada durante a combustão), processo este que pode aumentar a eficiência de um microturbina consideravelmente (Venturini & Andrade, 2006).

Essas são razões pelas quais o uso de microturbinas pode ser uma alternativa interessante para colaborar com a solução do problema energético brasileiro. Esta tecnologia será estudada detalhadamente neste trabalho.

1.2 Objetivos deste trabalho

O objetivo deste trabalho é estudar detalhadamente todos os aspectos relevantes do uso de microturbinas no contexto da geração distribuída. Em outras palavras, espera-se que, após leitura completa deste texto, o leitor tenha o domínio dos aspectos teóricos que envolvem esta tecnologia.

Primeiramente, serão apresentados os conceitos básicos de geração distribuída como uma forma de contextualização do uso das microturbinas. Em seguida, serão apresentados dados técnicos dos principais fabricantes de microturbinas, bem como uma explicação detalhada do funcionamento dos dois tipos construtivos, seus ciclos termodinâmicos e análises econômicas. Em seguida, será feito um estudo sobre o retificador e o inversor que são utilizados em conjunto com a microturbina, com o objetivo de ajustar a frequência da tensão de saída para um valor adequado para a rede/carga.

Ao final do trabalho, com base nos dados apresentados durante o seu desenvolvimento, concluir-se-á sobre a viabilidade e legitimidade do uso de microturbinas como forma de contribuição para a geração de energia elétrica no Brasil.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 O que é a geração distribuída?

Segundo Walker (2003), o crescimento econômico e industrial ocorrido em muitos países durante o século vinte permitiu que a geração de energia elétrica fosse gerada de forma central e transportada por longas distâncias.

A escala de crescimento econômico alcançado levou a um aumento significativo de demanda por energia que, por sua vez, levou a necessidade do estabelecimento de sistemas de energia de larga escala.

A segurança no fornecimento de energia desses grandes sistemas é relativamente alta devido ao fato de que, a falha em uma determinada unidade geradora é compensada por outra unidade interconectada ao sistema.

Embora este tipo de sistema tenha apresentado um grande crescimento nos últimos anos, mudanças em combustíveis, e necessidade de investimentos constantes em transmissão, distribuição e geração foram necessários para atender à demanda da população. Esta demanda, entretanto, em muitos países, atingiu um nível que ameaça a integridade, eficiência e confiabilidade do sistema. E mais do que isso, a preocupação com questões ambientais relacionadas à produção de energia tem sido constante.

Nesse contexto, algumas alternativas a este sistema de produção de energia têm surgido. Uma delas é a geração distribuída, que é nada mais que pequenas unidades geradoras ligadas ao sistema de distribuição ou diretamente à carga (Filho, 2004).

Este tipo de geração é baseado em tecnologias como turbinas e motores alimentados por biogás, gás natural, vento, propano entre outros. Também estão inclusos em geração distribuída células de combustível alimentadas por hidrogênio e usinas hidrelétricas de pequena escala. A geração distribuída tem potencial para ser mais barata, eficiente e confiável (Filho, 2004).

A maioria dos sistemas de geração térmica de energia, sejam centrais ou distribuídos, possuem uma eficiência de 25 a 35%. Em outras palavras, há uma perda de aproximadamente 70% da energia primária provida pelo gerador (Alanne & Saari, 2004).

Para melhorar a eficiência de geração, é necessário que haja uma redução nas perdas de energia. O mecanismo que alguns sistemas de geração distribuída usam para melhorar a eficiência do processo é o aproveitamento de calor gerado para uso auxiliar. Esse processo é chamado de “co-geração”, e pode aumentar a eficiência da microturbina para até 80% (Alanne & Saari, 2004).

Ao contrário de energia elétrica, não há um meio de transportar o calor por longas distâncias de forma econômica. Desta forma, é inviável para um sistema de geração centralizado o aproveitamento da energia calorífica gerada. De fato, este método de redução de perdas de energia só faz sentido quando a geração está perto da carga, como é o caso da geração distribuída (Alanne & Saari, 2004).

2.2 Detalhes sobre a geração distribuída

Segundo Felix e Farret (2006), a geração distribuída corresponde a unidades geradoras de no máximo 30.000kW espalhadas por todo o sistema de energia, interagindo com a rede ou provendo energia para cargas isoladas.

A tecnologia de geração distribuída pode trabalhar com energia renovável, como: células fotovoltaicas, vento, fontes hidráulicas, geotérmicas e outros. As fontes também podem ser não-renováveis, como combustíveis derivados de petróleo.

Muitos moradores de áreas rurais não possuem condições financeiras de solicitar à concessionária de energia a instalação de determinada quantidade de potência em sua região. Os investimentos requeridos para instalações de conexões de rede para fornecimento de alta potência em áreas isoladas é alto e, conseqüentemente, esse custo será repassado ao consumidor.

Para esses consumidores, pode ser mais econômico o investimento em geração distribuída do que a solicitação de uma expansão no sistema de distribuição. Além disso, mesmo comerciantes e residentes de grandes centros podem optar pela geração distribuída, já que, dependendo do nível de confiabilidade necessária, pode ser interessante possuir instalações de geração distribuída até mesmo como forma de prevenção em caso de uma eventual contingência na rede.

Os seguintes benefícios são associados à geração distribuída:

Eficiência – A geração distribuída pode ser usada com combustíveis renováveis de alta eficiência energética, especialmente quando usados com processo de co-geração. Isso, em geral, não ocorre com a geração centralizada, que, na maioria das vezes, utiliza fontes de energia não renováveis ou não-limpas (Felix e Farret, 2006).

Outro fator que ajuda a aumentar a eficiência das microturbinas é o controle de demanda dos dispositivos de geração distribuída. Os sistemas de controle das pequenas unidades geradoras não só melhoram a eficiência do processo, como diminuem o custo de energia e diminuem a produção de gases que intensificam o efeito estufa.

Diminuição de emissões de gases – Unidades de geração distribuída que trabalham com fontes renováveis são intrinsecamente livres de emissões. Além disso, alguns sistemas de geração distribuída mais avançados possuem a vantagem de diminuição de emissões mesmo com a utilização de combustíveis fósseis como óleo, gás natural e propano, utilizando processos alternativos de conversão de energia, como o seqüestro de carbono (Felix e Farret, 2006).

Segurança – Este aspecto inclui confiabilidade e qualidade de energia. A confiabilidade é grande na medida em que, quando uma fonte geradora falha, o sistema de controle do sistema de geração distribuída vai garantir que outra fonte forneça a energia necessária para a carga. Ademais, por causa da diminuição de componentes harmônicos no sistema, a qualidade de energia da geração distribuída é, normalmente, um pouco superior (Felix e Farret, 2006).

3 MICROTURBINAS – INFORMAÇÕES GERAIS

3.1 O que são

Dentro do contexto de Geração Distribuída, a utilização de Microturbinas apresenta uma série de vantagens com relação a outros dispositivos, razão pela qual as microturbinas vêm se tornando cada vez mais populares em todo o mundo (Peirs & Reynaerts, 2004). Os próximos tópicos desta monografia serão dedicados ao estudo detalhado desta tecnologia.

Microturbinas são pequenas unidades geradoras (normalmente com capacidade variável entre 30KW e 500KW e velocidade entre 80.000rpm e 110.000rpm) projetadas para prover energia elétrica e térmica localmente e com baixos custos de manutenção e baixas taxas de emissão de gases poluentes. Estas unidades foram projetadas inicialmente para serem usadas com gás natural em atividades de cogeração relacionadas à área industrial. Entretanto, com o passar do tempo, foram adaptadas para uso com biogás, diesel, propano, álcool e outros (Felix & Farret, 2006).

As microturbinas já desenvolvidas e disponíveis no mercado no momento possuem dupla função. Além de servirem como geradoras de potência elétrica, também podem ser utilizadas no processo de cogeração, tirando proveito das altas temperaturas dos gases liberados durante o processo. Algumas possibilidades de uso para o calor liberado são: aquecedores de água, condicionadores de ar, secadores e outros aparelhos térmicos (McDonald, 2003).

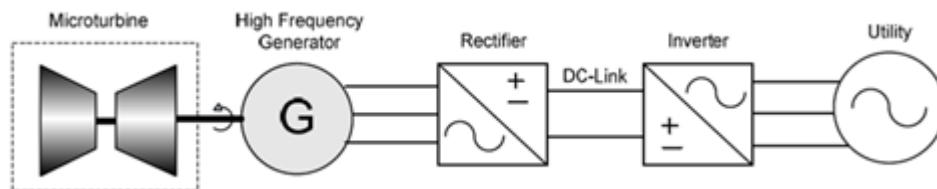
Há uma série de benefícios associados ao uso de microturbinas. Dentre eles, destacam-se a facilidade de instalação e utilização, baixo custo de compra e manutenção (por unidade de potência), baixo consumo de combustível e principalmente o fato de que a geração proporcionada pelas microturbinas pode ser ajustada de acordo com a demanda, bastando o acréscimo de novas unidades em paralelo em caso de aumento na demanda de energia. Em contrapartida, assim como a maior parte dos sistemas térmicos, as microturbinas possuem uma eficiência que, em condições normais de utilização, não supera os 30%. Entretanto, quando o calor gerado é utilizado em processos de cogeração, esta eficiência pode ser aumentada para até 80%, que é um valor considerado alto se comparado com outros sistemas térmicos (Peirs & Reynaerts, 2004). A figura 3 apresenta um sistema com microturbinas Capstone, enquanto a figura 4 apresenta um diagrama de uma microturbina.

Figura 3 – Sistema com microturbinas



Fonte:capstoneturbine.com (2014).

Figura 4 – Diagrama simples: microturbina/gerador/retificador/inversor/carga



Fonte : dynamo-micropower.com/blog/

3.2 Partes

As principais partes das microturbinas são: turbina, gerador, compressor e recuperador.

Compressor: Utilizado para aumentar a pressão do ar utilizando-se de uma parte da potência desenvolvida pela turbina. Dois tipos de conversores são utilizados em microturbinas: Axial e Centrífugo, sendo este último o mais comumente encontrado nos principais modelos disponíveis atualmente. É formado por um rotor e uma carcaça que contém um difusor. A alta velocidade de rotação do rotor faz com que o ar aspirado seja deslocado ao longo do rotor. A razão de compressão é normalmente pequena, sempre em torno de 3:1 (Felix & Farret, 2006).

Turbina: A função da turbina é prover potência para o acionamento do compressor e do gerador elétrico conectado ao compressor e à turbina. Os gases com altas temperaturas extraídos da câmara de combustão são expandidos até que se atinjam uma condição de pressão e temperatura menor. A temperatura de escoamento da turbina pode variar entre aproximadamente 1200 e 1900K(Felix & Farret, 2006).

Figura 5 – Compressor e Turbina



Fonte: capstoneturbine.com (2014).

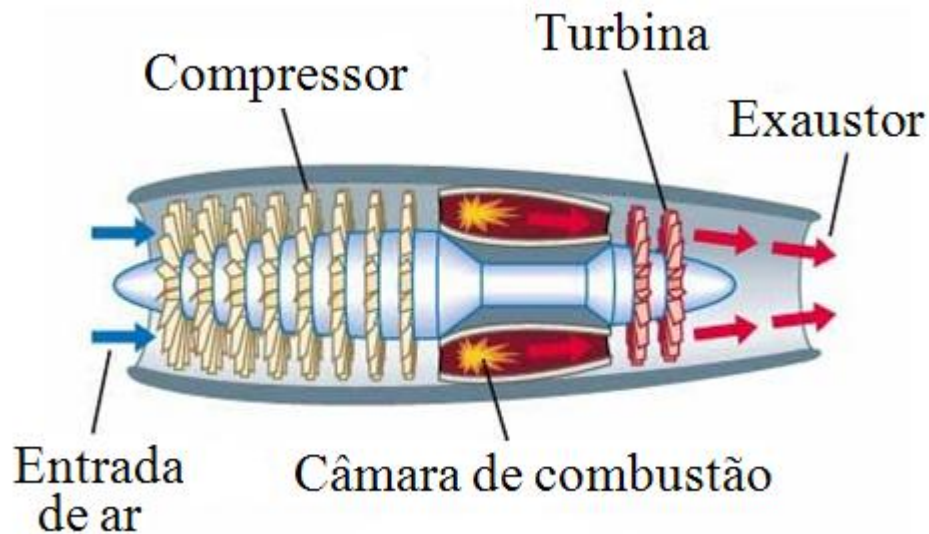
Câmara de Combustão: Utilizando o ar que vem do compressor, a câmara de combustão tem como função a combustão do combustível proveniente do bico injetor, e a posterior remoção de calor para que haja uma expansão no ar, e este, conseqüentemente, irá ser acelerado e se chocará com as paletas da turbina. A elevação da temperatura do ar durante o processo mantém a pressão aproximadamente constante.

Vários tipos de combustíveis e sistemas de injeção podem ser utilizados para a realização deste processo (Felix & Farret, 2006).

Trocador de Calor: Com o objetivo de reduzir o combustível necessário para o processo, as microturbinas utilizam um trocador de calor que pré-aquece o gás enviado para a câmara de combustão, utilizando para isso o calor proveniente do gás que sai da microturbina (Felix & Farret, 2006).

Gerador Elétrico: O gerador elétrico é conectado ao eixo da microturbina. Normalmente usa-se um gerador síncrono de 2 ou 4 polos. Para que a energia produzida possa ficar disponível para um consumidor é necessário que a frequência com a qual a energia é gerada seja diminuída. Para esta função usam-se conversores CA/CC ou redutores mecânicos (Felix & Farret, 2006).

Figura 6 – Partes de uma microturbina



Fonte: capstoneturbine.com (2014).

3.3 Tipos de mancais

Há basicamente dois tipos de mancais, os mancais a óleo e os mancais a ar. Estes últimos têm como foco a confiabilidade relacionada ao atrito na partida e na parada. Com a presença deste tipo de mancal a presença de um sistema de lubrificação e refrigeração passa a ser desnecessário.

Os mancais a óleo são os mais utilizados por serem mais eficientes. Eles necessitam de uma bomba de óleo para serem usados (Scott, 1998).

3.4 Recuperador de calor

Algumas microturbinas são fabricadas com a presença de um recuperador de calor. Este dispositivo aproveita o gás que sai da turbina para pré-aquecer o ar que chega ao combustor.

Quando este item está disponível, o rendimento é substancialmente superior. Entretanto, o preço também é bem mais alto.

Em contrapartida, quando a microturbina não possui um recuperador de calor, há mais calor disponível para cogeração. E como já discutido anteriormente, a cogeração também é um método eficiente para aumentar o rendimento de uma microturbina (Scott, 1998).

3.5 Partes quentes

As partes da microturbina que se aquecem podem ser feitas de metal ou cerâmica. As metálicas possuem como vantagem uma maior variedade de modelos disponíveis para uso. Entretanto, as de cerâmica possuem um rendimento superior (Scott, 1998).

3.6 Tipos construtivos e funcionamento

Tipo construtivo 1 – Microturbina de um eixo:

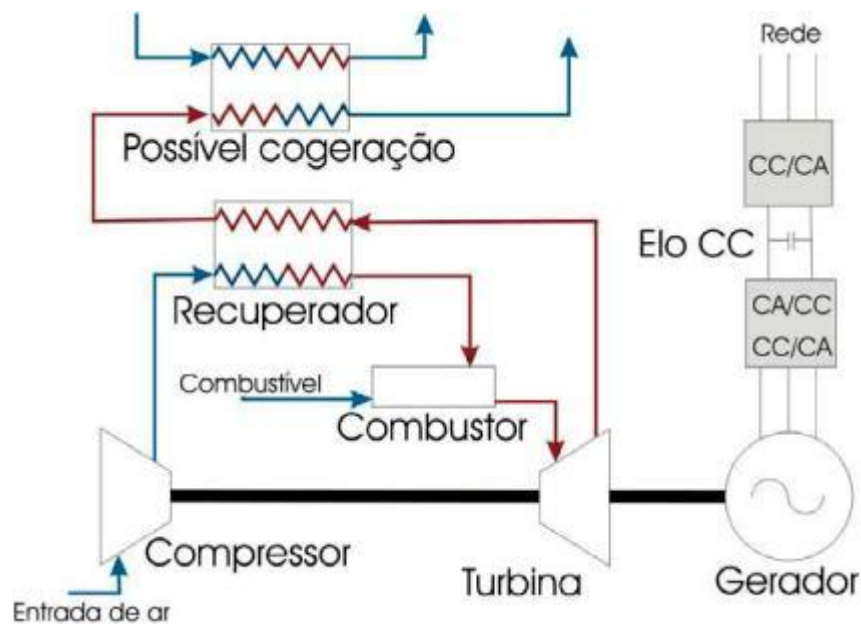
O princípio de funcionamento que norteia o esquema de uma microturbina de um eixo está no fato de que, tendo em vista que o compressor e a turbina estão conectados no mesmo eixo, parte da energia gerada na turbina é usada para o funcionamento do compressor (Filho,2004).

O compressor, por sua vez, tem a função de pressionar o ar externo para dentro da câmara de combustão, onde o ar comprimido será misturado com o combustível e ocorrerá a combustão. Em seguida, o gás quente proveniente da combustão será direcionado para a turbina, onde este se expande e transforma energia térmica em energia mecânica nas pás da turbina. A energia mecânica que sobra é então transformada em energia elétrica pelo gerador, que também está conectado ao mesmo eixo (Filho,2004).

Como o gerador associado trabalha com alta frequência, é necessário que haja uma forma de ajustar a frequência de onda da tensão de saída para os valores requeridos pela rede/carga. Para tanto, usa-se a combinação de um retificador com um inversor (Loureiro,2001). Estes dois dispositivos serão analisados em detalhes mais adiante.

Entre o retificador e o inversor há um dispositivo chamado “elo CC”, que é constituído por um ultracapacitor ou uma bateria (dispositivos que armazenam energia). Este elemento é responsável por amenizar os efeitos causados por grandes variações de carga, já que a energia cinética armazenada no rotor é tão pequena que não consegue, por si só, suprir alterações de carga significativas (Loureiro,2001).

Figura 7 – Microturbina de um eixo



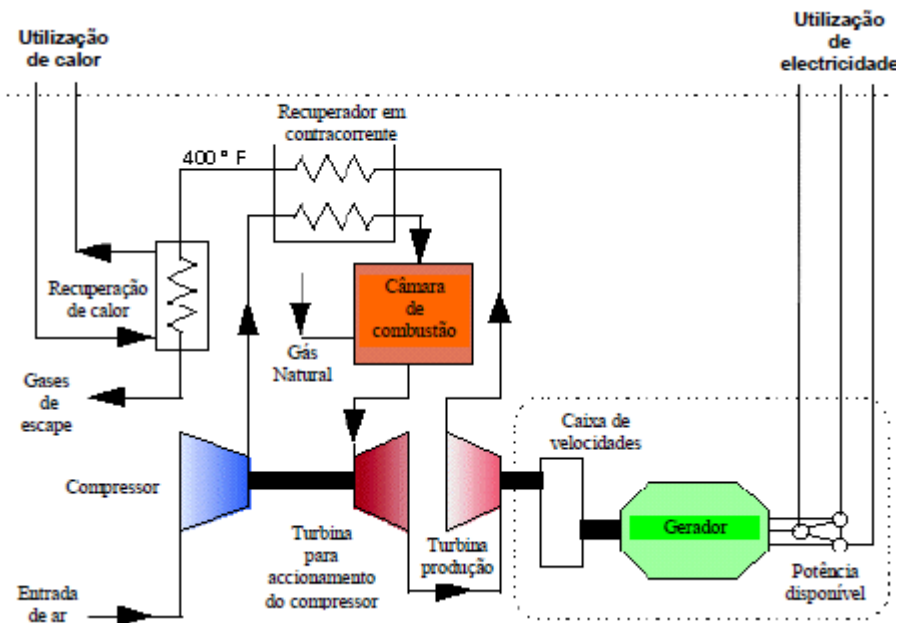
Fonte – Filho (2004)

Tipo construtivo 2 – Microturbina de dois eixos:

O segundo tipo de microturbina, fabricado por exemplo, pela empresa Ingersoll-Rand, possui dois eixos. Neste sistema, um gerador de gás é utilizado apenas para movimentar o compressor, que por sua vez, pressiona o ar para dentro da câmara de combustão, onde o combustível é queimado e o gás quente pressurizado é direcionado para a turbina de gás (Loureiro,2001).

Parte do gás quente proveniente da turbina de gás é então direcionado diretamente para a turbina de potência, que por sua vez movimenta, com o auxílio de uma caixa redutora de velocidade, o gerador elétrico (Loureiro,2001).

Figura 8 – Microturbina de dois eixos



Fonte: Venturini & Andrade (2006).

3.7 Diferenças entre microturbinas com um eixo e com dois eixos

Microturbinas que possuem apenas um eixo têm um funcionamento pouco ruidoso, já que estas não necessitam de caixa de velocidade. Outra vantagem é a diminuição da quantidade de partes móveis com relação às turbinas de dois eixos.

Microturbinas que possuem dois eixos tendem a ter uma vida mais longa, já que os esforços mecânicos desse tipo de microturbinas são consideravelmente menores. Outra vantagem é a flexibilidade em combinar a carga elétrica e a turbina.

A desvantagem de microturbinas de dois eixos é o fato de que estas necessitam de uma caixa de velocidade de alto custo (Filho, 2004).

3.8 Gerador associado

O gerador elétrico está conectado ao eixo da microturbina. Geralmente, é um gerador síncrono de ímã permanente de dois ou quatro polos, ou seja, velocidade de rotação de até 120000rpm (Venturini & Andrade, 2006).

3.9 Conexão com a rede

Uma microturbina pode funcionar em dois modos diferentes. O modo “stand alone” refere-se a uma conexão com a carga isoladamente, sem a presença da rede elétrica. Já o modo “grid-connected” refere-se ao sistema no qual a microturbina está conectada à rede.

Quando em modo stand-alone, o sistema de controle da microturbina é configurado para ajustar somente a amplitude e frequência da tensão de saída. Em outras palavras, a microturbina funciona como uma fonte de tensão.

Já em modo grid-connected a microturbina funciona como uma fonte de corrente, fornecendo potência ativa de acordo com o comando do operador da máquina (Filho,2004).

3.10 Desempenho

A eficiência da conversão elétrica de uma microturbina (utilizando como base o consumo de combustível) varia entre 20 e 30%. Como já discutido anteriormente, a eficiência de uma microturbina pode ser elevada substancialmente caso esta esteja sendo utilizada em um processo de cogeração. Neste caso, o rendimento pode chegar a aproximadamente 80%, dependendo das circunstâncias envolvidas.

Dentre as principais fabricantes de microturbinas, as que possuem maior rendimento (desconsiderando a utilização em cogeração) são: AlliedSignal, Allison Engine e Willians international, todas elas com eficiência de 30%. Em contrapartida, o modelo da Capstone possui a eficiência mais baixa: 26% (Loureiro, 2001). O Anexo A apresenta os valores de eficiência dos principais modelos de microturbinas disponíveis no mercado.

3.11 Aplicações

As microturbinas possuem algumas características que possibilitam sua utilização em diferentes aplicações de geração distribuída. Dentre as principais características podemos citar:

- Confiabilidade no fornecimento de potência;
- Adaptabilidade a diferentes métodos de conexão;

- Baixas emissões de poluentes
- Modularidade
- Fornecimento de potência disponível em uma gama de valores entre 30kW e 500kW

Sendo assim, as microturbinas são bastante adequadas para, por exemplo, aplicações em comércio, residências, escritórios, etc. Segundo Xavier (2005) ainda a possibilidade de que, no futuro, esta tecnologia possa estar disponível em determinados meios de transporte, tendo em vista que pesquisas nesta área já se encontram em estágio avançado.

Normalmente, para estas aplicações, as microturbinas são conectadas à rede com o objetivo de melhoria nos aspectos de confiabilidade e qualidade de energia (com relação a variações de tensão e frequência), especialmente em horários de pico de consumo. Este procedimento é extremamente útil, pois, além de gerar uma economia nos gastos com energia elétrica, permite que em determinados sistemas, nos quais a energia não deve ser interrompida sob hipótese alguma, haja uma garantia de continuidade e qualidade de fornecimento (Xavier, 2005).

Além disso, o uso de microturbinas é também uma alternativa para lugares muito isolados, onde o fornecimento de energia através de linhas de transmissão é inviável. Há também o caso de locais onde houve um aumento significativo de carga, e esta, para ser suprida, demandaria um investimento no sistema de transmissão e distribuição que às vezes não se justifica. Nesse caso o uso de microturbinas pode ser aconselhável (Xavier, 2005).

Entretanto, os casos em que a utilização de microturbinas mais se justifica, geralmente são aplicações em que a máquina pode ser aproveitada também para o processo de cogeração (como já discutido anteriormente, o processo de cogeração pode elevar o rendimento de uma microturbina de 30% para até 80% em alguns casos).

Em um processo de cogeração, os gases quentes liberados podem ser convertidos em forma de vapor de baixa pressão ou água em alta temperatura. As aplicações mais comuns para cogeração são:

- Produção de água quente para hospitais, casas, prédios e comércio.
- Equipamentos especiais em centros de pesquisa
- Equipamentos industriais que funcionam com mecanismos térmicos

Figura 9 – Microturbinas Capstone em aplicação industrial



Fonte: capstoneturbine.com (2014).

3.12 Combustíveis

As microturbinas possuem como combustível primário o gás natural. Entretanto, outros modelos funcionam com uma grande gama de combustíveis, como (Barin & Faverzani, 2010):

- Biomassa tratada;
- Gás de propano e butano (proveniente de petróleo);
- Gás natural vindo diretamente de poços de gás (“Gás azedo”);
- Combustíveis em forma líquida (óleos destilados);
- Biogás (gás proveniente da degradação de aterros de lixo, gases provenientes de digestores de esgotos, etc.);
- Gases industrializados (gases provenientes de processos de pirólise e que não possuem altos valores em Joules);
- Outros tipos de gases que são utilizados em processos industriais;

Figura 10 – Usina de Biogás



Fonte: www.ebah.com.br

Figura 11 – Óleos Destilados



Fonte: www.abq.org.br

Figura 12 – Matérias Primas de Biomassa tratada



Fonte: www.biomassabr.com

As turbinas de gás usam gases produzidos a partir da combustão de uma mistura de ar e combustível fóssil como fonte de energia. As propriedades físicas desta mistura são as mesmas independentemente do tamanho da turbina de gás. Consequentemente, as extremidades das pás da turbina precisam mover-se a uma velocidade adequada para capturar a energia de expansão do gás. Como um exemplo, turbinas grandes, de aproximadamente 3m de diâmetro devem girar a uma velocidade dentro de uma faixa de 1800 a 3600rpm, enquanto unidades menores de aproximadamente 0,20m de diâmetro, devem girar a uma velocidade de até 100.000rpm (Felix & Farret, 2006).

Como dito anteriormente, grande parte das turbinas de gás é equipada para queima de gás natural. A gama típica de valores de aquecimento de combustíveis gasosos para turbina de gás é de 900 a 1000 Btu por pé cúbico (SCF) (Felix & Farret, 2006).

Combustíveis líquidos também podem ser adequados para turbinas de gás. As turbinas maiores podem possuir combustores especiais para que seja possível a utilização de combustíveis sólidos ou líquidos. Os combustíveis líquidos, entretanto, necessitam de suas próprias bombas, sistemas de mistura e controle de fluxo (Felix & Farret, 2006).

Embora não exista uma diferença significativa de desempenho geral entre os diferentes tipos de combustível, quando combustíveis líquidos são usados, os diferentes níveis de calor de combustão resultam em um pequeno aumento no fluxo massa através da turbina, gerando assim, uma pequena melhora de eficiência e desempenho (Felix & Farret, 2006).

Frequentemente, um compressor de combustível gasoso é necessário para assegurar a pressão do combustível necessária para o controle de fluxo da turbina. Combustores de turbina a gás operam a valores de pressão entre 70 e 350psi. Apesar de a pressão do gás natural no gasoduto ser mais elevada nas linhas de transmissão interestaduais, a pressão é tipicamente reduzida na estação de medição das cidades antes do envio para o local de distribuição (Felix & Farret, 2006).

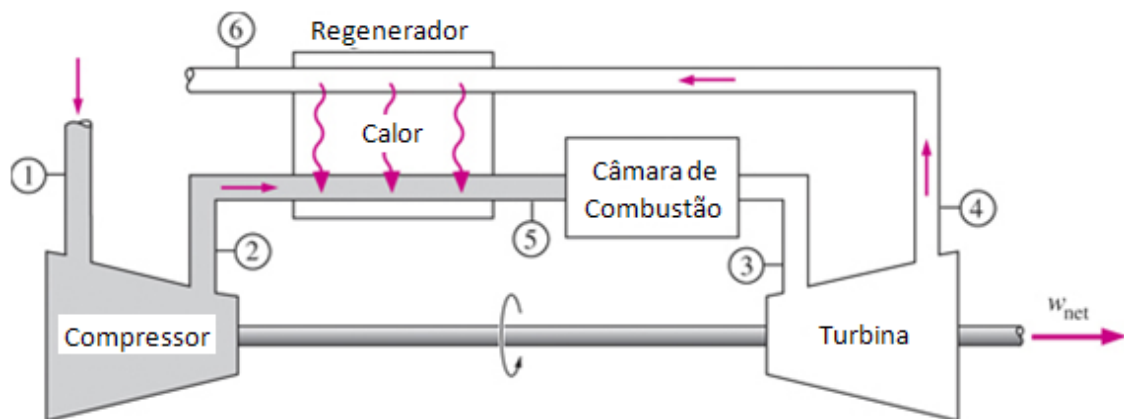
Turbinas de gás estão entre as tecnologias menos poluentes de geração de energia movidas a combustíveis fósseis dentre os equipamentos de geração disponíveis no mercado. Os poluentes primários de turbinas a gás são o óxido de nitrogênio (NOx), monóxido de carbono (CO) e compostos orgânicos voláteis (VOCs). Outros poluentes também podem ser gerados, como óxidos de enxofre (SOx), dependendo do combustível utilizado. As emissões de compostos de enxofre, especialmente o SO₂, refletem a proporção de enxofre que existe no

combustível. Como um exemplo, turbinas que operam a gás natural ou óleo destilado dessulfurizado em uma refinaria, emitem quantidades insignificantes de óxidos de enxofre. Normalmente, emissões de óxidos de enxofre são consideráveis apenas se há combustão de óleos pesados dentro da turbina, e o controle destas emissões é uma questão de escolha de combustível, e não uma questão de tecnologia das turbinas. Também é importante ressaltar que a carga com a qual a turbina opera tem um efeito importante sobre a quantidade de poluentes primários emitidos (Felix & Farret, 2006).

3.13 Termodinâmica

As microturbinas, assim como outras turbinas de gás, podem ser descritas termicamente a partir do ciclo de Brayton (Paepe & Delattin, 2012). A figura abaixo apresenta um modelo esquemático que será usado para a descrição das etapas do ciclo.

Figura 13 – Esquema de ciclo de Brayton para microturbinas



Fonte: inodelvago.com

Segundo Cruz (2006), o ar que entra no compressor (ponto 1 da Figura 13) sofre uma elevação de tensão cuja magnitude depende do tamanho da microturbina. Este ar é então levado à câmara de combustão (ponto 5 da figura 13), aonde é misturado ao combustível e sofre processo de combustão à pressão constante. O gás quente é então expandido fazendo com que a turbina gire e produza trabalho mecânico, movimentando o compressor e o gerador ao mesmo tempo (pois estão no mesmo eixo).

Segundo Paepe & Delattin (2012), a descrição do Ciclo de Brayton (Gráfico 3) é a seguinte:

No gráfico 3 acima, à direita pode-se ver a variação da pressão em função do volume específico. E à esquerda, às variações de temperatura em relação à entropia.

Como pode ser visto no lado direito do gráfico 3, ocorre um aumento de pressão e temperatura durante a compressão (1-2). A densidade é diretamente proporcional à pressão, e inversamente proporcional à temperatura.

Em uma situação ideal, a compressão ocorre sem perda de calor para o meio externo (compressão adiabática) e de forma reversível (entropia não se altera).

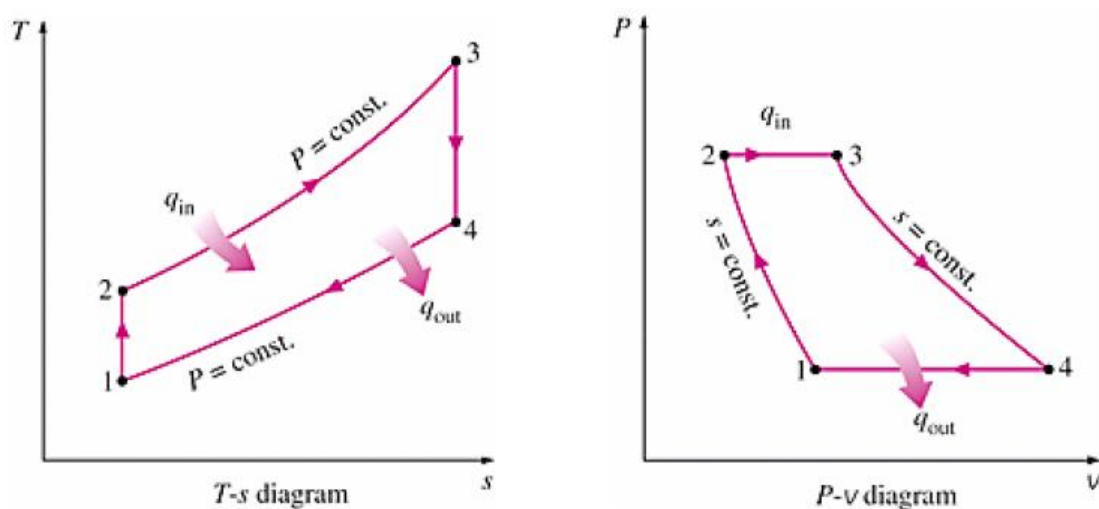
Como explicado anteriormente, na medida em que o gás é adicionado à câmara de combustão (2-3), a pressão é mantida constante. Durante este processo, a temperatura do gás aumenta (e sua entropia também, já que o processo de queima é irreversível) e a densidade diminui.

Na turbina (3-4), a situação é contrária à do compressor: o volume específico aumenta enquanto a pressão e a temperatura decrescem. Não há modificação na entropia.

Para resumir, o gráfico da esquerda mostra uma compressão adiabática de 1-2, adição de calor à pressão constante de 2-3, expansão isentrópica de 3-4 e por último, rejeição de calor à pressão constante de 4-1.

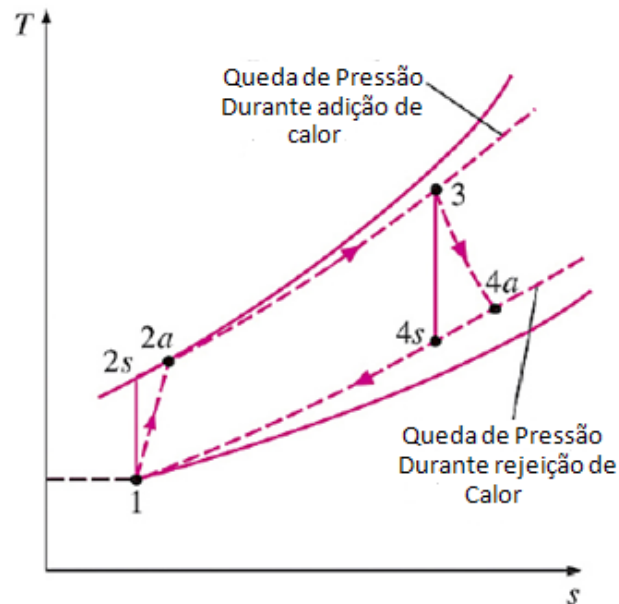
Os efeitos resultantes das interações térmicas em uma microturbina em um ciclo completo, na prática, são um ligeiro aumento na densidade, que é equivalente a uma diminuição no volume específico.

Gráfico 3 – Ciclo de Brayton ideal



O próximo gráfico apresenta um diagrama do ciclo de Brayton regenerativo:

Gráfico 4 – Ciclo de Brayton ideal regenerativo



Fonte – mspc.eng.br

Algumas turbinas possuem um recuperador de calor, que pré-aquecem o ar antes do processo de combustão na câmara. Quando esta ferramenta é usada, o ciclo de Brayton é exatamente como mostrado no Gráfico 4. A partir deste gráfico podemos calcular as eficiências do compressor e da turbina da seguinte forma:

Eficiência do compressor:

$$\eta_c = \frac{W_s}{W_a} = \frac{h_{2s} - h_1}{h_{2a} - h_1}$$

Eficiência da turbina:

$$\eta_t = \frac{W_a}{W_s} = \frac{h_3 - h_{4a}}{h_3 - h_{4s}}$$

4 RETIFICADOR TRIFÁSICO PWM

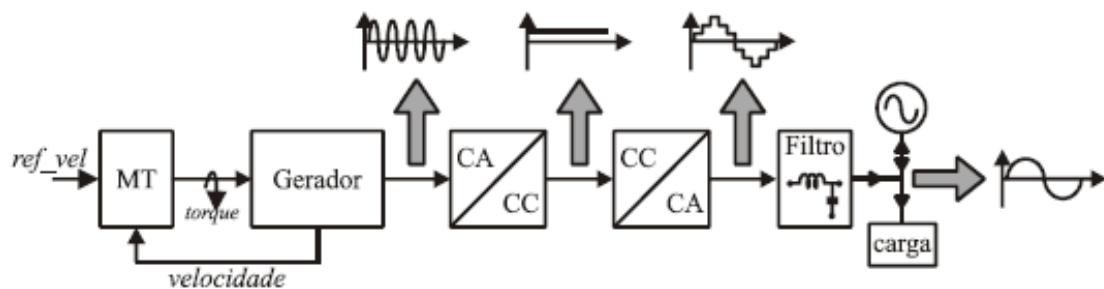
4.1 Introdução

Como explicado anteriormente, a microturbina de dois eixos possui uma caixa redutora de velocidade, fazendo com que a eletrônica de potência não seja necessária para ajuste de frequência.

A tensão gerada pela microturbina de um eixo possui alta frequência (geralmente mais de 1100 Hz). Para que esta tensão seja utilizada na rede ou em uma carga é necessário que haja uma diminuição considerável na frequência, até que esta atinja o valor de 50 ou 60 Hz, dependendo de como é a frequência de rede no local onde a microturbina será instalada.

Consequentemente, faz-se necessária uma prévia retificação na forma de onda de tensão, para que esta, subsequentemente, seja reajustada para a frequência da rede local. A figura a seguir ilustra bem o processo da conexão CA-CC-CA:

Figura 14 - Esquema básico de uma microturbina



Fonte: www.proceedings.scielo.br

De acordo com Cardoso (2006) os analistas e projetistas de circuitos de eletrônica de potência vêm apresentando boas alternativas de circuitos conversores trifásicos CA/CC, com elevados avanços em termos de densidade de potência, esforços de tensão, rendimento, densidade de potência, fator de potência, etc.

Para o uso em microturbinas, é necessário observar que, para o caso de uma carga mínima, temos a velocidade de rotação máxima, que leva a uma tensão de saída máxima em amplitude. Já para carga máxima tem-se exatamente o oposto, ou seja, uma amplitude de saída mínima. Este comportamento indica que um retificador trifásico modelo “boost” é o mais adequado, tendo em vista que este modelo é um elevador de tensão.

Dentro desse contexto, a solução mais convencional, dentre os muitos conversores CA/CC existentes atualmente, é o retificador trifásico com controle de fase e comutação de linha. Esses retificadores possuem apenas um ponto negativo considerável, que é a introdução do fenômeno dos harmônicos de corrente, que distorcem em algum nível as formas de onda de tensão e corrente de saída, além da produção de potência reativa.

4.1.1 Analisando o retificador trifásico PWM

No contexto do que foi apresentado acima, para ser ainda mais preciso, o modelo de conversor trifásico escolhido é o PWM. Segundo Bragado (2010) os conversores de tensão trifásicos PWM possuem algumas características importantes, que podem ser resumidas como:

- Tensão unidirecional no barramento DC
- Fator de potência igual a um.
- Formas de onda de corrente quase perfeitamente senoidais (pouco afetadas pela distorção harmônica intrínseca promovida pelo dispositivo).

A possibilidade de escolha desse tipo de conversor advém do fato de haver uma série de dispositivos de eletrônica de potência disponíveis no mercado que possibilitam a comutação forçada. Esses dispositivos possuem capacidade de controle on/off de forma muito veloz. São eles: MOSFET, GTO, IGBT's e MCT.

Nas próximas seções, serão estudadas as formas de se fazer o controle dos dispositivos de eletrônica de potência de forma a conseguir a forma de onda de saída desejada.

4.2 Modelagem vetorial

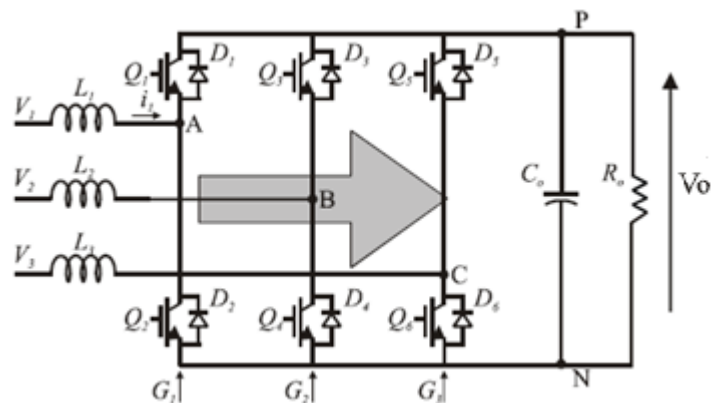
Há duas formas de estudo do controle dos transistores do retificador trifásico PWM: a abordagem escalar e a vetorial. Neste trabalho será utilizada apenas a abordagem vetorial. Caso o leitor se interesse pelo método escalar, esta pode ser consultada em Oliveira (2013).

Esta seção foi baseada em informações contidas em Alberto (2006), Monteagudo & Perez (2006) e Bragado (2010). Portanto, para uma visão mais detalhada do assunto, especialmente da parte matemática, é fortemente recomendável a leitura completa das referências citadas,

tendo em vista que o que vem a seguir é um resumo focado na parte de eletrônica de potência em si.

Na Figura 15, V_1 , V_2 e V_3 são as tensões de saída do gerador síncrono de imã permanente. O parâmetro C_0 representa a capacitância de saída, que tem como objetivo a filtragem da tensão de saída. Já os indutores na entrada representam a indutância do conversor somada à indutância da linha/gerador.

Figura 15 – Retificador trifásico PWM conectado a uma fonte trifásica



Fonte: Alberto (2006)

Para simplificar a análise do circuito com base em modelagem vetorial, é necessário fazer algumas definições:

- O regime transitório do circuito é desconsiderado;
- A forma de onda da tensão de entrada deve ser trifásica e senoidal com defasagem de 120° entre as fases;
- Tensão no barramento DC constante;
- A forma de onda da corrente de entrada deve estar em fase com a tensão de alimentação, tendo em vista que o fator de potência deve ser unitário;
- No máximo três semicondutores conduzem simultaneamente, um em cada braço, de forma que não exista interrupção ou curto-circuito;
- Para o período de chaveamento dos interruptores do conversor, considera-se que a corrente e tensão na alimentação têm comportamento constante;

Como pode ser visto no circuito apresentado acima, há três braços (G1, G2 e G3), cada um dos quais possuindo duas chaves que operam complementarmente. Para representar esse cenário serão utilizados oito vetores de bits, cada um representando um estado topológico do conversor, como mostrado na tabela 2 (onde as posições de N e P estão indicadas na figura anterior, e adota-se $N=0$ e $P=1$). A posição do bit mais significativo aqui definido é o contrário do que se usa normalmente em eletrônica digital:

Tabela 1 – Valores para a configuração do retificador

Vetor	Ponto A	Ponto B	Ponto C	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
$V_0(000)$	N	N	N	0	0	0
$V_1(100)$	P	N	N	v_o	0	$-v_o$
$V_2(110)$	P	P	N	0	v_o	$-v_o$
$V_3(010)$	N	P	N	$-v_o$	v_o	0
$V_4(011)$	N	P	P	$-v_o$	0	v_o
$V_5(001)$	N	N	P	0	$-v_o$	v_o
$V_6(101)$	P	N	P	v_o	$-v_o$	0
$V_7(111)$	P	P	P	0	0	0

Fonte: Alberto (2006)

4.2.1 Sequência de setores

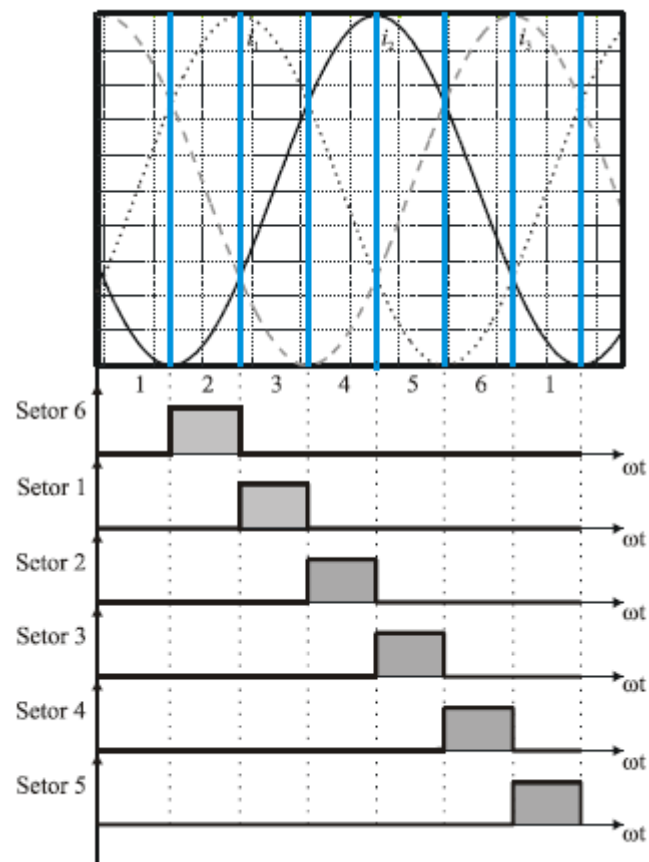
O próximo conceito a ser estudado é o de “sequência de setores”. Um setor é basicamente uma sequência de oito vetores. Serão definidos seis setores e cada um deles será associado a um sexto de meio período da forma de onda de corrente nos indutores.

Observando a forma senoidal da corrente nos indutores, é possível definir as regiões de operação (eixo x da figura 16) do retificador trifásico.

Para o modelo aqui utilizado, fica definido que cada região de operação inicia seu intervalo quando os módulos das amplitudes de correntes de duas fases distintas se encontram. O encerramento acontece no ponto de igualdade imediatamente posterior.

O próximo passo é arbitrar a sequência de setores:

Figura 16 - Definição de setores



Fonte: Alberto (2006)

4.2.2 Sequência de vetores

A ordem de distribuição de vetores aqui adotada é a mesma que consta em Alberto (2006).

Esta sequência de vetores definirá o número de comutações por período e a relação com os intervalos de aplicação dos vetores.

Há uma explicação matemática bastante complexa e bem fundamentada para a escolha desta sequência. Entretanto, esta foge ao escopo central deste texto. Caso haja interesse do leitor, favor consultar a referência indicada.

A sequência dos vetores é simétrica com relação à metade do período de comutação, e no início e final de cada período os interruptores bloqueiam-se.

Sendo assim, temos a seguinte sequência de vetores para cada setor:

Tabela 2 – Sequência de vetores para cada setor

Setor 1	$V_0 V_1 V_2 V_7 V_2 V_1 V_0$
Setor 2	$V_0 V_3 V_2 V_7 V_2 V_3 V_0$
Setor 3	$V_0 V_3 V_4 V_7 V_4 V_3 V_0$
Setor 4	$V_0 V_5 V_4 V_7 V_4 V_5 V_0$
Setor 5	$V_0 V_5 V_6 V_7 V_6 V_5 V_0$
Setor 6	$V_0 V_1 V_6 V_7 V_6 V_1 V_0$

Fonte: Alberto(2006)

Analisando a Figura 16, percebe-se que, se adotarmos, por exemplo, a região dois, é possível visualizar que o setor seis está em atuação. Teremos então a seguinte sequência: $V_0 V_1 V_6 V_7 V_6 V_1 V_0$. Os respectivos tempos de aplicações estão descritos na Tabela 4 (o cálculo das durações também consta nas referências indicadas):

Tabela 3 - Intervalo para aplicação dos vetores do setor 6

Vetor	Seqüência			Duração
	G1	G2	G3	
V_0	0	0	0	$T_0/4$
V_1	1	0	0	$T_1/2$
V_6	1	0	1	$T_2/2$
V_7	1	1	1	$T_0/2$
V_6	1	0	1	$T_2/2$
V_1	1	0	0	$T_1/2$
V_0	0	0	0	$T_0/4$

Fonte: Alberto(2006)

No retificador trifásico, os estados relacionam-se com os sinais de controle das chaves. Em outras palavras, para a obtenção do vetor $V_1 = [100]$ os sinais de comando dos interruptores devem funcionar como indica a tabela abaixo:

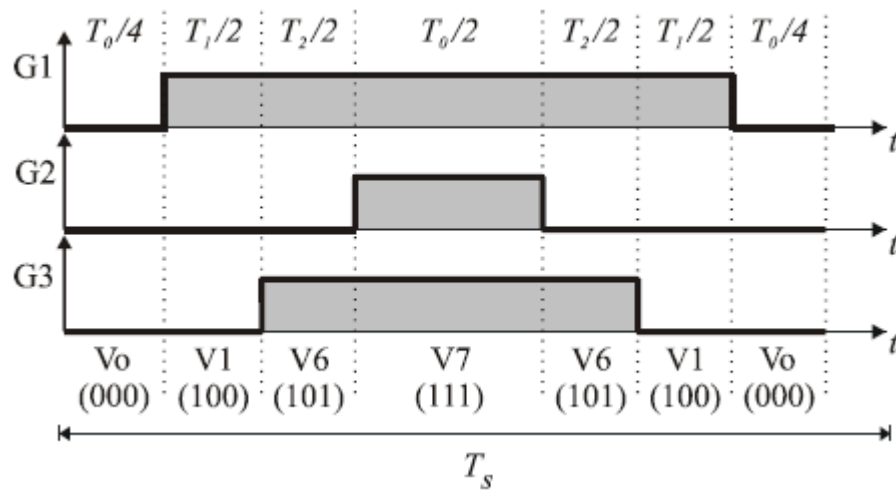
Tabela 4 – Comandos de obtenção de V1

Q1 – fechado	Q2 – Aberto
Q3 – Aberto	Q4 – Fechado
Q5 – Aberto	Q6 – Fechado

Fonte: Alberto (2006)

A figura a seguir apresenta os sinais de controle para as chaves superiores de cada braço do setor 6 em um único período de comutação (onde G1, G2 e G3 estão indicados na figura 15):

Figura 17- Sinais de controle para as chaves superiores de cada braço do setor 6



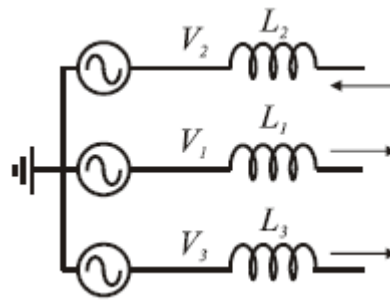
Fonte: Alberto (2006)

Como explicado anteriormente, a região dois compreende a área de atuação do setor 6 (ver figura Figura 16). Como pode ser observado, de acordo com a sequência de chaveamento apresentada na Figura 17, é possível verificar qual é o circuito equivalente do retificador quando aquele setor está atuando. Além disso, a Tabela 3 deixa claro que dentro de um determinado setor de atuação há uma única sequência de eventos e sempre um ciclo de seis transições de sinal.

Para descobrir por quais chaves a corrente passa na região analisada, é necessário saber o sentido das correntes nos indutores. Mais uma vez a demonstração matemática desta etapa da explicação não será apresentada aqui, tendo em vista que esta foge ao escopo central desta dissertação. Caso necessário, favor consultar Alberto (2006).

Os sentidos das correntes estão definidos na Figura 18:

Figura 18 - Sentido das correntes nos indutores do retificador



Fonte: Alberto (2006)

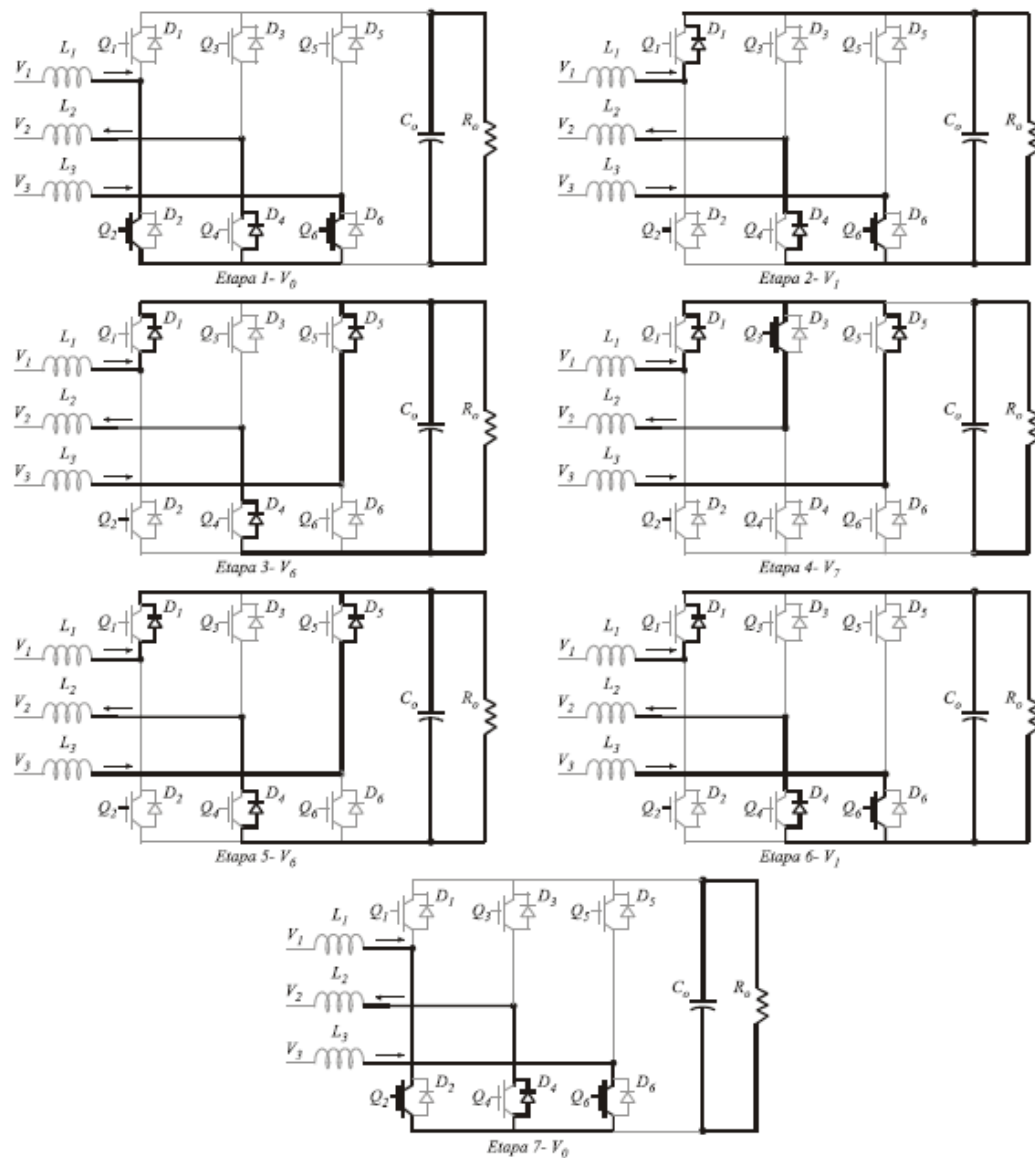
Sabendo o sentido das correntes na região 2 (setor 6), como apresentado na Figura 18, é possível determinar com exatidão o sentido das correntes em cada uma das sete etapas do ciclo. É importante ressaltar que o sentido das correntes conduzidas pelo diodo é o oposto do sentido das correntes conduzidas pelos transistores. Segue a tabela 6 indicando a sequência de chaveamentos e os respectivos circuitos:

Tabela 5 – Sequência de chaveamento na região 2

Etapa	Chave habilitada			Chave conduzindo		
	Braço 1	Braço 2	Braço 3	Braço1	Braço 2	Braço 3
1	Q2	Q4	Q6	Q2	D4	Q6
2	Q1	Q4	Q6	D1	D4	Q6
3	Q1	Q4	Q5	D1	D4	D5
4	Q1	Q3	Q5	D1	Q3	D5
5	Q1	Q4	Q5	D1	D4	Q5
6	Q1	Q4	Q6	D1	D4	D6
7	Q2	Q4	Q6	Q2	D4	Q6

Fonte - Alberto (2006)

Figura 19 - Circuitos equivalentes para os ciclos referentes ao setor 6



Fonte: Alberto (2006)

4.3 Simulação

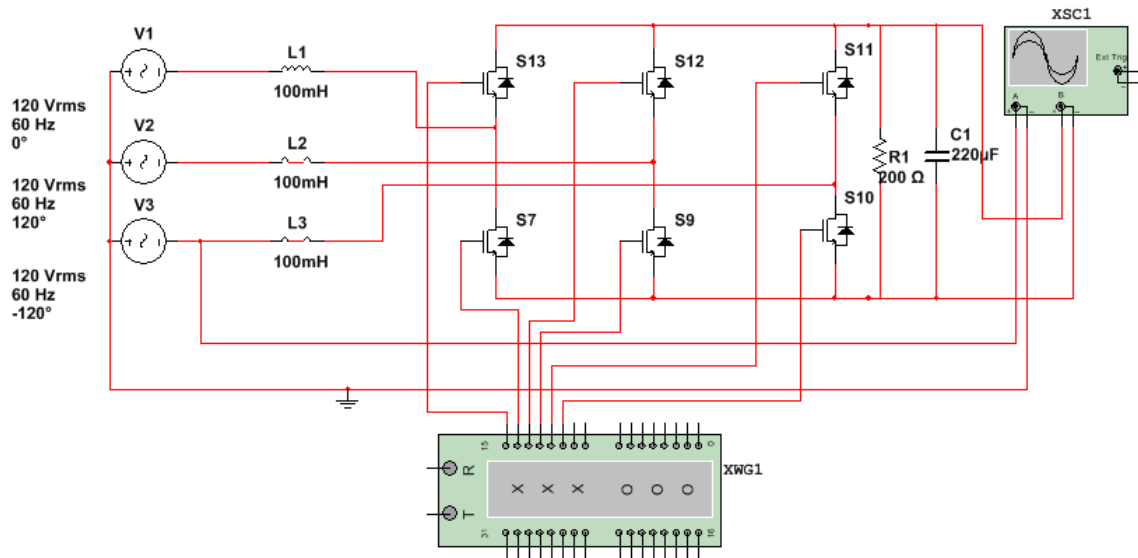
Para demonstrar o funcionamento do retificador trifásico sob uma perspectiva prática, o software MULTISIM foi utilizado para execução de uma simulação, que será apresentada a seguir.

O circuito utilizado é o mesmo que já foi apresentado anteriormente, ou seja, no lado CA há uma fonte de tensão trifásica, cujas fases estão defasadas de 120 graus e possuem, cada uma, um indutor em série. Já do lado CC, há um capacitor e um resistor, este representando a carga. Entre os dois lados está o retificador em si.

O elemento de controle é um gerador de sinais programado para reproduzir o controle estudado neste capítulo.

O circuito completo pode ser visualizado na Figura 20:

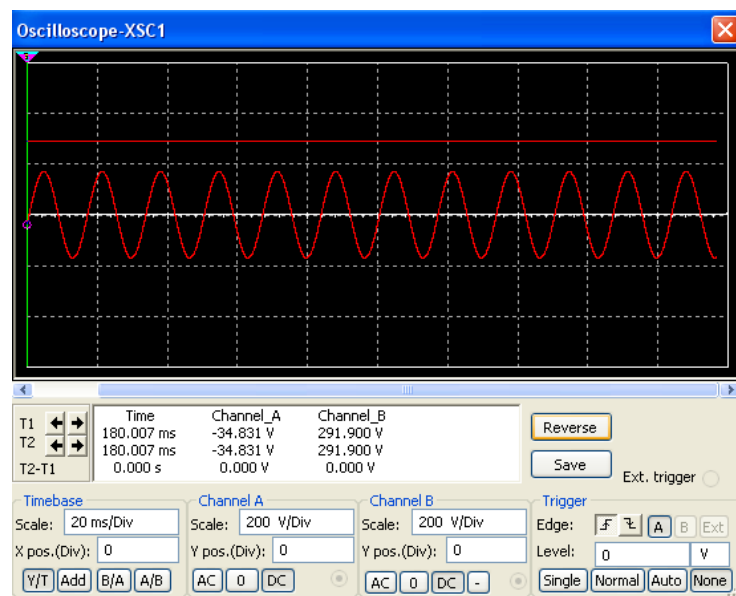
Figura 20 – Circuito do retificador trifásico pwm no MULTISIM



Fonte – Produção do próprio autor

Segundo Cardoso (2006) o valor da tensão retificada é $\sqrt{2}$ vezes o valor de pico da tensão de entrada, o que está de acordo com a Figura 21, que mostra as formas de ondas captadas pelos dois canais do osciloscópio acima:

Figura 21 – Formas de onda no osciloscópio do simulador

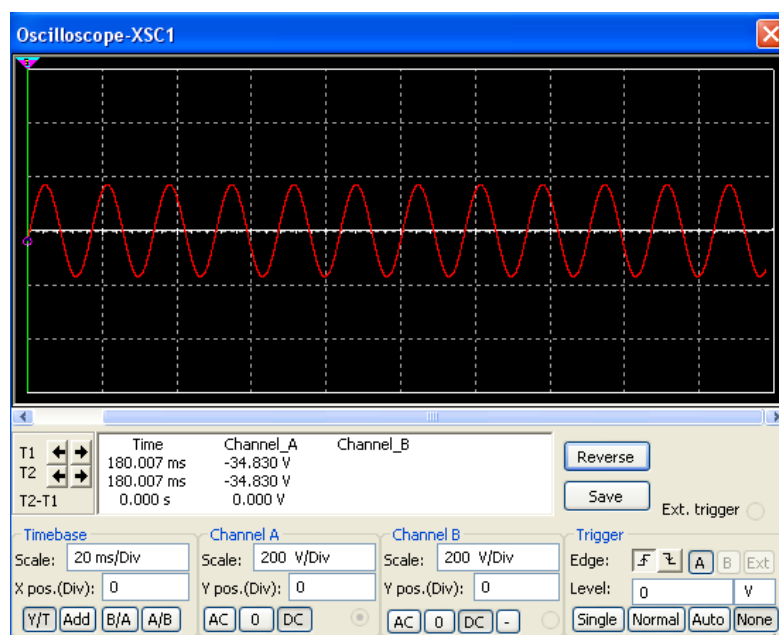


Fonte – Produção do próprio autor

Como pode ser visto, o primeiro canal do osciloscópio capta a forma de onda de uma das fases da tensão de entrada, já o segundo, a tensão retificada de saída do retificador trifásico PWM.

Para provar que o fator de potência é unitário, basta verificar a forma de onda de corrente na mesma fase em que foi verificada a forma de onda de tensão na figura 21. A figura 22 a seguir mostra esta forma de onda de corrente:

Figura 22 – Forma de onda de corrente no osciloscópio do simulador



Fonte – Produção do próprio autor

Como pode ser visto nas figura 21 e 22, a forma de onda de tensão e de corrente em uma das fases estão em fase. Consequentemente, podemos afirmar que o fator de potência é unitário.

Depois de retificada, a tensão precisa tomar novamente o formato senoidal, mas desta vez, com a frequência adequada para atender à carga/rede. Este assunto será estudado na próxima seção deste trabalho.

5 INVERSOR MULTINÍVEL

5.1 Introdução

A tensão DC proveniente da saída do retificador trifásico PWM precisa tomar novamente a forma senoidal. Um dispositivo inversor é usado para esta função, bem como para o ajuste de frequência necessário para atender as condições de rede/carga. Normalmente, a frequência escolhida é de 50 ou 60Hz (Labrique & Santana, 1991).

Segundo Rodrigues (2011), há basicamente quatro tipos principais de inversores. Os métodos Modulação de largura de pulso senoidal (SPWM) e modulação por vetores espaciais (SVM) operam com alta frequência e possuem uma alta quantidade de comutações dos semicondutores durante um único período de tensão de saída.

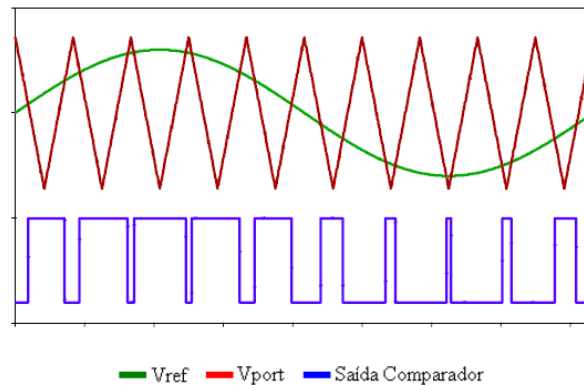
Por outro lado, métodos que trabalham em frequências mais baixas possuem baixa quantidade de comutações durante um período de tensão de saída, e acabam, assim, produzindo um resultado melhor para aplicações industriais. Os principais métodos para este caso são o inversor trifásico a seis pulsos e o inversor multinível (Rodrigues, 2011).

O inversor trifásico de seis pulsos é formado por seis dispositivos IGBT's controlados de forma a formar, dependendo da combinação dos dispositivos no tempo, seis segmentos de retas com valores diferentes que formam uma onda semelhante a uma senóide. A estrutura é a mesma apresentada na Figura 15, porém com o fluxo de potência do lado CC para o lado CA.

O sinal de comando dos interruptores por modulação PWM senoidal é obtido comparando a senóide de referência (desejada na saída) com uma onda triangular na frequência de comutação escolhida. Como exemplo, a figura 23 mostra os sinais de entrada no comparador (curva superior) e o sinal de comando gerado (inferior), para uma fase.

Este método produz uma quantidade de harmônicos superior ao método multinível (Martins, 2011).

Figura 23 – Obtenção do sinal de comando PWM: senóide de referência (verde), portadora (vermelho), e sinal de comando (azul), para uma fase.



Fonte – Mezaroba (2008)

5.2 Tipos de Inversores Multinível

Morín & Cantón (2005) explicaram que os inversores multinível são elementos de eletrônica de potência que surgiram como uma nova opção para aplicações em alta potência.

Basicamente, o inversor fraciona a tensão de entrada em vários trechos de tensões CC escalonados. Existem diferentes tipos de inversores multinível disponíveis no mercado, cada um dos quais possuindo uma estrutura topológica diferente. Neste trabalho serão abordadas as seguintes estruturas:

- Inversor multinível com diodo fixador;
- Inversor multinível com condensadores flutuantes;
- Inversor multinível em cascata;

5.2.1 Estrutura 1 - Inversor multinível com diodo grampeador

Segundo Morín & Cantón (2005) a tensão DC proveniente do retificador trifásico PWM é conectada a um banco de $x-1$ condensadores, que produz x níveis em tensão de fase.

A palavra “nível” é aqui definida como o número de escalas de tensão existentes entre a referência (terra) e uma saída monofásica qualquer.

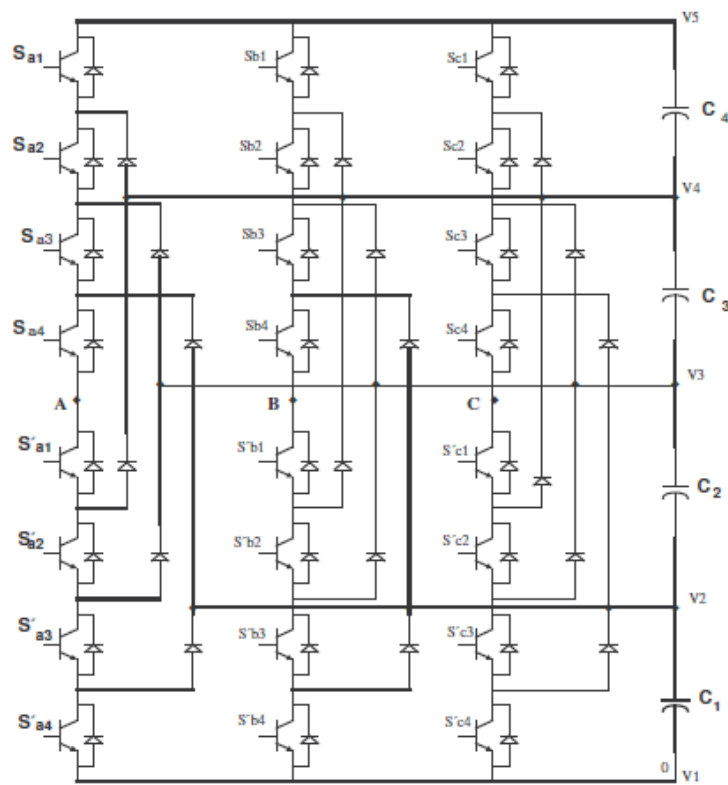
Sua função é produzir uma onda em formato senoidal a partir de diferentes níveis de tensão, que são obtidas através de capacitores que funcionam como pequenas fontes DC. Os capacitores devem ser conectados em série de forma a funcionar como um divisor de tensão.

Um inversor de x níveis requer:

- $x-1$ capacitores
- $2(x-1)$ dispositivos de comutação
- $(x-1)(x-2)$ diodos fixadores

A Figura 22 abaixo apresenta, em um circuito trifásico, a topologia dos diodos fixadores de um inversor com cinco níveis.

Figura 24 – Inversor multinível de cinco níveis



Fonte: Morín & Cantón (2005)

Princípios de operação:

Para analisar a tensão de saída, só é considerado o primeiro braço do inversor. Os passos para determinar a tensão de saída do inversor são os seguintes:

- 1 – Para tensão de saída $V_{a0} = V_{cd}$, ativar todos os interruptores da metade superior, S_{a1} a S_{a4} .
- 2 – Para tensão de saída $V_{a0} = 3V_{cd}/4$, ativar os três interruptores superiores S_{a2} a S_{a4} e um interruptor inferior, S'_{a1} .
- 3 – Para tensão de saída $V_{a0} = V_{cd}/2$, ativar os interruptores superiores S_{a3} e S_{a4} e um dos interruptores inferiores, S'_{a1} e S'_{a2} .
- 4 – Para tensão de saída $V_{a0} = V_{cd}/4$, ativar o interruptor superior S_{a4} e três interruptores inferiores, S'_{a1} a S'_{a3} .
- 5 – Para uma tensão de saída $V_{a0} = 0$, ativar todos os interruptores da metade inferior, S'_{a1} a S'_{a4} .

A Tabela 1 apresenta os níveis de tensão e respectivos estados de comutação. A seguinte definição é adotada:

- Estado 0 – O interruptor está aberto.
- Estado 1 – O interruptor está fechado.

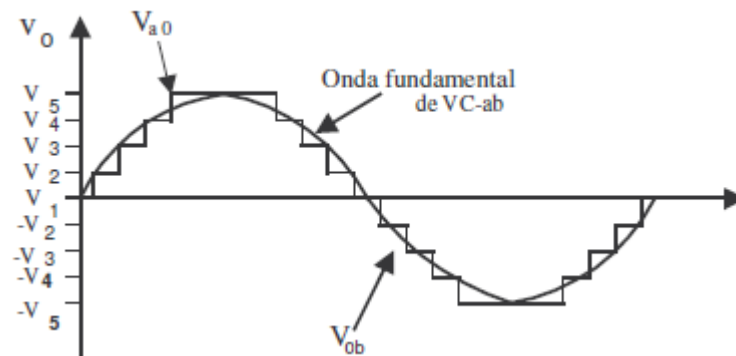
Tabela 6 - Níveis de tensão com diodo grampeador e respectivos estados de comutação

Saída	Estado de Comutação							
V_{a0}	S_{a1}	S_{a2}	S_{a3}	S_{a4}	S'_{a1}	S'_{a2}	S'_{a3}	S'_{a4}
$V_5 = V_{cd}$	1	1	1	1	0	0	0	0
$V_4 = 3V_{cd}/4$	0	1	1	1	1	0	0	0
$V_3 = V_{cd}/2$	0	0	1	1	1	1	0	0
$V_2 = V_{cd}/4$	0	0	0	1	1	1	1	0
$V_1 = 0$	0	0	0	0	1	1	1	1

Fonte: Morín & Cantón (2005)

A forma de onda da tensão do inversor trifásico de cinco níveis pode ser vista na figura 23.

Figura 25 – Tensão de fase em um inversor de cinco níveis



Fonte: Morín & Cantón (2005)

Como pode ser visto, a onda resultante é uma “escada” com cinco “degraus”.

Características de um inversor com diodo NPC:

a) Especificações de tensão para diodos de bloqueio

- Para uma “escada” de cinco “degraus”, pode haver dois diodos de bloqueio, cada um com uma tensão:

$$V_0 = \frac{x - 1 - k}{x - 1} V_{cd}$$

Onde:

x = quantidade de níveis

V_{cd} = tensão total do enlace cd

k varia de 1 a $(x-2)$

A quantidade de diodos necessários por fase é calculada por meio da seguinte fórmula:

$$N = (x - 1) \cdot (x - 2)$$

Se o valor de x for extremamente grande, a quantidade de diodos necessários para implementar o sistema pode tornar o projeto impraticável.

b) Especificações para interruptores

- De acordo com a Tabela 7, o interruptor Sa1 conduzirá quando $V_{a0} = V_{cd}$, e o interruptor Sa4 conduzirá durante todo o ciclo, exceto quando $V_{a0} = 0$.
- Este processo de condução em situações diferentes requer especificações de corrente nominal distintas para cada interruptor.

c) Desigualdade de tensão nos capacitores

- Os níveis de tensão e corrente nos capacitores são diferentes. Se a operação ocorre com fator de potência unitário, o tempo de descarga de cada capacitor será diferente durante a operação do inversor. A carga no capacitor será repetida a cada meio ciclo de onda, o que gera como consequência um desbalanceamento de tensões nos capacitores de níveis distintos.
- Para resolver este desbalanceamento, é possível usar baterias, reguladores de tensão PWM ou a substituição dos capacitores por uma fonte de tensão contínua.

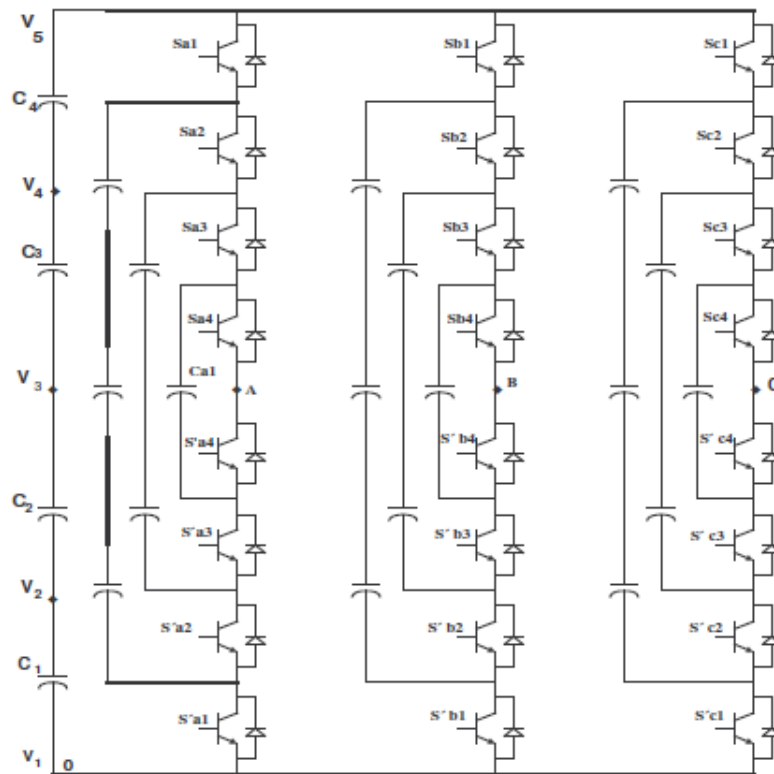
5.2.2 Estrutura 2 - Inversor multinível com capacitores flutuantes

O segundo inversor apresentado por Morín & Cantón (2005) é o inversor multinível com capacitores flutuantes. Neste tipo de inversor multinível, a saída varia de acordo com as possíveis conexões dos capacitores que o compõe. O funcionamento é similar ao do inversor apresentado anteriormente, a principal diferença é que este utiliza capacitores para estabelecer os níveis de tensão, enquanto aquele utilizava diodos.

a) Princípios de operação

A Figura 24 apresenta um inversor trifásico de cinco níveis. Por meio das conexões adequadas é possível proporcionar à saída a tensão presente nos capacitores. A carga trifásica deve ser conectada entre os pontos A, B e C.

Figura 26 – Inversor trifásico de cinco níveis com capacitores flutuantes



Fonte: Morín & Cantón (2005)

Como foi observado na estrutura analisada anteriormente, há várias combinações de interruptores possíveis para gerar a tensão de saída em cinco níveis. Similarmente, no inversor multinível com capacitores flutuantes também há combinações que alteram a tensão de saída. A Tabela 8 apresenta esses dados:

Tabela 7 - Níveis de tensão com capacitores flutuantes e respectivos estados de comutação

Saída	Estado de Comutação							
V_{a0}	S_{a1}	S_{a2}	S_{a3}	S_{a4}	S'_{a4}	S'_{a3}	S'_{a2}	S'_{a1}
$V_5 = V_{cd}$	1	1	1	1	0	0	0	0
$V_4 = 3V_{cd} / 4$	1	1	1	0	1	0	0	0
$V_3 = V_{cd} / 2$	1	1	0	0	1	1	0	0
$V_2 = V_{cd} / 4$	1	0	0	0	1	1	1	0
$V_1 = 0$	0	0	0	0	1	1	1	1

Fonte: Morín & Cantón (2005)

A vantagem mais importante desta estrutura está no fato de que não são necessários diodos conectados entre níveis diferentes, como no caso anterior.

Esta estrutura possibilita o acréscimo de mais estados de comutação que podem ser utilizados para manter balanceada a carga dos capacitores. Ao contrário da estrutura anterior, esta possui capacitores individuais por fase, os quais permitem controlar cada fase separadamente.

b) Principais características do Inversor trifásico com capacitores flutuantes

- O nível de tensão que deve manejar cada um dos dispositivos é inversamente proporcional ao número de níveis. Em outras palavras, ao aumentar o número de níveis de tensão, a tensão que deve manejar cada dispositivo é menor.
- Possibilita diferentes combinações de comutação nos dispositivos, permitindo haver uma flexibilidade para manejar a carga nos capacitores.
- A partida é feita de forma mais complexa. Por causa de sua estrutura, existe o inconveniente da necessidade de um carregamento prévio dos capacitores.

5.2.3 Estrutura 3 - Inversor multinível em cascata

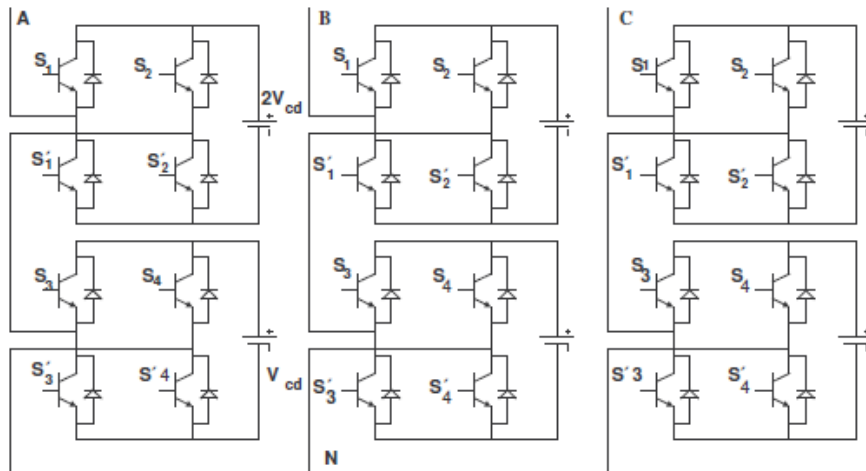
O terceiro tipo de estrutura, segundo Morín & Cantón (2005), é formado por uma série de pequenos inversores monofásicos em ponte. A função deste inversor multinível é sintetizar formas de onda de tensão multiníveis somando as tensões de saída de cada um dos braços (ou células) do circuito.

O inversor multinível requer a implementação de fontes de tensão separadas para que a operação ocorra adequadamente. Em outras palavras, isso é necessário para a utilização de todos os estados de condução, e então, definir o número de níveis desejado sem provocar curto-circuito nas fontes de entrada (RECH, 2005).

No circuito que será estudado a seguir, foram implementadas apenas duas fontes de tensão, uma delas com amplitude V_{cd} e outra com amplitude $2V_{cd}$. Estas duas tensões se repetem nos braços referentes às três fases.

Este tipo de inversor não requer diodos de grampeamento nem capacitores. Além disso, outra vantagem notória é a possibilidade de obtenção de uma distorção harmônica mínima a partir do controle dos níveis de tensão.

Figura 27 - Inversor trifásico de cinco níveis em cascata



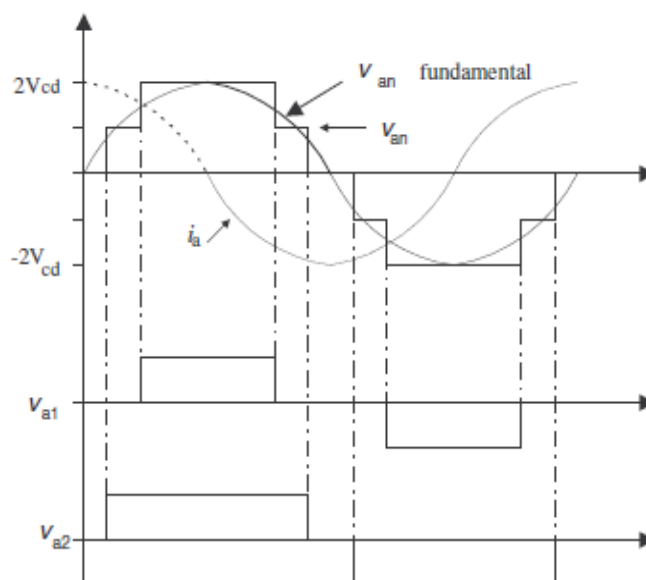
Fonte: Morín & Cantón (2005)

Os pontos A, B, C e N na figura representam os pontos de conexão do inversor. Onde A, B e C são as três fases e N é o neutro. É possível realizar uma conexão em delta ou em estrela.

a) Princípios de Operação

Cada nível do inversor gera três saídas com picos de tensão diferentes, $+V_{cd}$, $-V_{cd}$ e 0, dependendo das combinações entre os interruptores S_1 , S_2 , S_3 e S_4 . Para atingir os níveis de tensão citados, temos: ao ativar S_1 e S'_2 obtém-se $V_{a2} = +V_{cd}$. Ao ativar S'_1 e S_2 , obtém-se $V_{a2} = -V_{cd}$. Ao desativar todos os interruptores, tem-se $V_{a2}=0$.

Figura 28 – Representação Gráfica dos níveis de Tensão



Fonte: Morín & Cantón (2005)

A Tabela 9 apresenta a relação entre os níveis de tensão e os estados correspondentes dos interruptores:

Tabela 8 - Níveis de tensão com ligação em cascata e respectivos estados de comutação

Saída	Estado de Comutação							
V_{a2}	S_1	S_2	S_3	S_4	S'_1	S'_2	S'_3	S'_4
$2V_{cd}$	1	0	1	0	0	1	0	1
V_{cd}	1	0	1	1	0	1	0	0
0	1	1	1	1	0	0	0	0
$-V_{cd}$	0	1	0	0	1	0	1	1
$-2V_{cd}$	0	1	0	1	1	0	1	0

Fonte: Morín & Cantón (2005)

Nesta estrutura, o número de níveis, x , é definido em função do número de tensões implementadas no circuito, chamado aqui de S . A relação é a seguinte:

$$x = 1 + 2S$$

A tensão de saída pode ser calculada a partir da soma das tensões individuais das células:

$$V_{an} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + \dots V_{(s-1)} + V_s$$

A corrente de fase é definida como I_a , e está adiantada ou atrasada de 90° da tensão de fase V_{an} .

As principais características do Inversor Multinível em Cascata são:

- Grande flexibilidade para incrementar o número de níveis, tendo em vista que só é necessário um implemento de novas fontes de tensão para atingir tal objetivo. Ou seja, não é necessário redesenhar o sistema.
- Na medida em que o número de níveis aumenta, a tensão que alimenta os dispositivos semicondutores diminui, tendo em vista que cada inversor maneja apenas a tensão em sua respectiva fonte de alimentação.

5.3 Vantagens e desvantagens de inversores multinível

Martins (2011) apresenta as informações a seguir, referentes às vantagens e desvantagens dos três modelos de inversores multinível estudados:

Tabela 9 – Vantagens e desvantagens de inversores multinível

Inversor	Vantagens	Desvantagens
NPC	Conteúdo armônico baixo	Muitos diodos fixadores
	Alta eficiência	Difícil controlar o fluxo de potência real
	Método de controle simples	
Capacitores Flutuantes	Mudança de comutação para balancear os níveis de tensão	Número excessivo de capacitores
	Controle de potência ativa e reativa	Controle do inversor é complicado
Em cascata	Menor quantidade de componentes	Necessita de implementação de fontes
	Flexibilidade para aumentar número de níveis	
	Cada dispositivo semicondutor maneja apenas uma fonte	

Fonte: Produção do próprio autor

Observando a Tabela 10, é possível concluir que o inversor NPC pode causar problemas se usado em uma microturbina, pois, com sua utilização é difícil controlar o fluxo de potência.

Quanto aos outros dois, não há problemas significativos que impossibilitem o uso de um deles. Entretanto, o modelo de capacitores flutuantes destaca-se pela forma mais simplificada e eficiente de fazer o controle de potência ativa e reativa, e, portanto, é o mais adequado para o uso em microturbinas.

Tendo agora o conhecimento de todo o processo de ajuste de frequência de saída, é possível fazer uma simulação completa do sistema microturbina/retificador/inversor. Este estudo será feito na próxima seção desta dissertação.

6 SIMULAÇÃO DE UMA MICROTURBINA

6.1 Modelos de Simulação

A ferramenta utilizada para a simulação de uma microturbina será o Simulink, que está disponível no software Matlab. Esta ferramenta não possui um bloco unitário que represente uma microturbina. Portanto, será necessária a utilização de outros blocos, que, conectados devidamente, representarão satisfatoriamente o sistema de controle de uma microturbina.

Segundo Rahman&Pipattanasomporn (2010) há basicamente dois modelos já desenvolvidos para simulação de microturbinas (cada um dos modelos possui inúmeras variações). São eles:

- a) Modelo Detalhado
- b) Modelo Simplificado

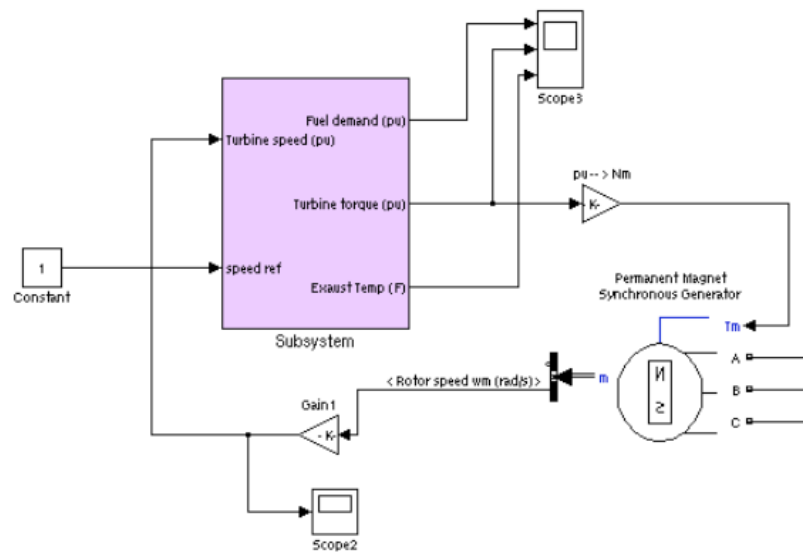
O modelo detalhado foi desenvolvido para estudo do sistema com uma taxa de amostragem de tempo superior. Com o auxílio deste modelo é possível fazer uma análise dos resultados em milissegundos com boa precisão. Entretanto, o tempo de execução deste modelo é substancialmente superior, requerendo também um esforço computacional considerável. Para fins de análise do sistema de forma menos precisa, foi desenvolvido também um modelo simplificado.

Para atingir os objetivos do presente trabalho, será utilizado o modelo Detalhado, tendo em vista que os resultados mais precisos que serão proporcionados serão fundamentais para as análises posteriores.

6.2 O Modelo Detalhado

A figura 27 é o diagrama de blocos que representa a microturbina que foi desenvolvida pelo autor e será utilizada para a simulação

Figura 29– Diagrama de Blocos de microturbina para simulação



Fonte: Rahman&Pipattanasomporn(2010)

É importante ressaltar que o bloco “subsystem” (que representa a turbina) possui um diagrama interno que será analisado em detalhes mais adiante.

Antes de analisar o diagrama acima, é necessário lembrar que, como já abordado em tópicos anteriores deste trabalho, uma microturbina possui como partes principais, basicamente, uma turbina de gás geralmente integrada a um Gerador Síncrono de Imã Permanente que trabalha a altas velocidades produzindo energia elétrica.

Como mostra o diagrama, as entradas da turbina de gás são a velocidade da turbina (saída do bloco Gerador Síncrono) e a velocidade de referência do rotor da turbina.

A turbina de gás compara, então, estas duas velocidades, e ajusta as duas primeiras saídas (que são, como pode ser visto no diagrama, fluxo de combustível e torque), para manter a velocidade do rotor do Gerador Síncrono em seu valor de referência. Além destas duas saídas, há ainda a terceira saída da turbina de Gás, que é a temperatura do exaustor.

Como pode ser visto, o torque da turbina em pu é convertido para Newton-Metro e depois usado como entrada para o gerador Síncrono.

As saídas do Gerador Síncrono são potência trifásica e velocidade do rotor (rad/s). Este valor de velocidade em radianos por segundo é então reconvertido a pu e então alimenta novamente o bloco simulador da turbina.

6.3 Análise dos subsistemas

Nesta seção cada um dos subsistemas do diagrama de blocos será analisado. A teoria de subsistemas abordada neste trabalho tem como base o trabalho de Rahman & Pipattanasomporn (2010).

A representação matemática e os parâmetros utilizados podem ser encontrados em detalhes em Gaonkar (2010). O modelo de gerador Síncrono de Imã permanente adotado nesta dissertação foi apresentado por Rowen (1983).

O modelo de uma turbina de gás (diagrama interno do bloco “*subsystem*”) compreende os seguintes subsistemas:

- Controle de Velocidade
- Controle de Combustível
- Compressor-Turbina
- Controle de Temperatura

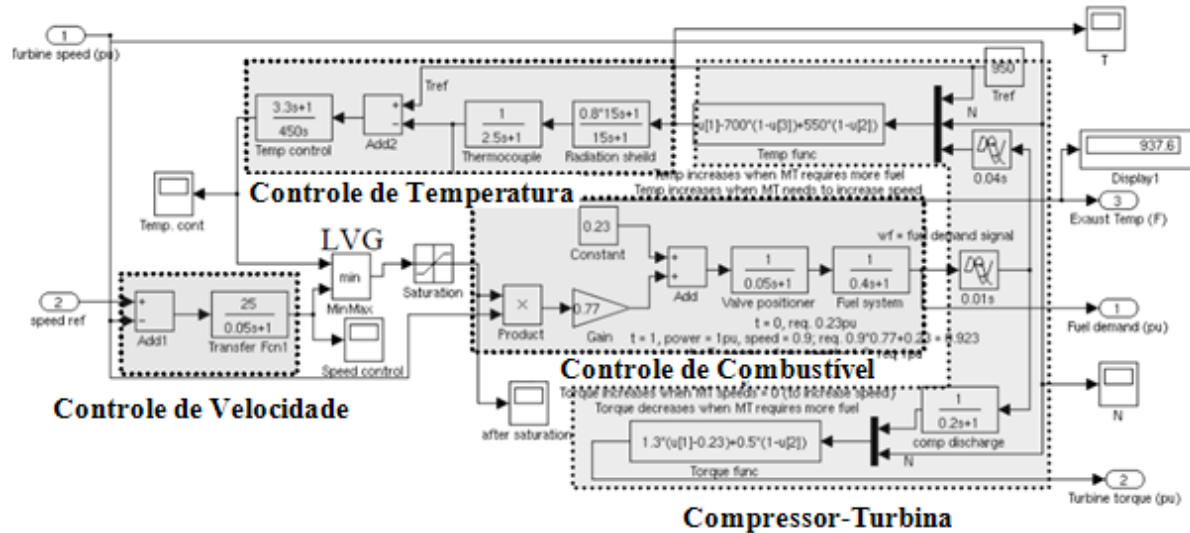
O controle de velocidade atua de acordo com as condições de carga, enquanto o controle de temperatura serve para limitar a potência. Uma dessas saídas será selecionada pelo bloco “*leastvaluegate*” que coloca na saída o menor valor de entrada. Este sinal indicará qual é o valor de combustível necessário para o funcionamento do subsistema “turbina-compressor”.

Há ainda o bloco “*PermanentMagnetSynchronousMachine*”, que representa o Gerador Síncrono de Imã Permanente. Conectado a este bloco estão o retificador e o inversor, além de uma carga trifásica. Para diminuir o esforço computacional necessário para a simulação, os blocos retificador e inversor utilizados são um modelo mais simples que os modelos estudados nas seções anteriores, entretanto o efeito produzido por esses modelos é basicamente o mesmo, como será visto a seguir.

Uma análise mais aprofundada da dinâmica destes blocos será feita em conjunto.

No APÊNDICE A está o diagrama completo do sistema microturbina-retificador-inversor simulado nesta dissertação. A Figura 28 abaixo apresenta o circuito interno do bloco “subsystem”:

Figura 30– Circuito interno do bloco “subsystem”



Fonte Rahman&Pipattanasomporn (2010)

6.3.1 Subsistema de compressor-turbina: este subsistema é o elemento mais importante da microturbina sendo essencialmente linear. A queima do combustível no combustor resulta em um torque e em uma mudança de temperatura de exaustor. As entradas da seção compressor-turbina são a velocidade N (em pu) e a taxa de combustível requerida W_f . As saídas são a temperatura do exaustor (em F), e o Torque (em pu).

A temperatura de exaustor e o Torque são relacionados matematicamente com a taxa de combustível (W_f) e a velocidade de turbina (N), linearmente, de acordo com as equações a seguir:

$$Torque = KHHV(W_f - 0.23) + 0.5(1 - N)(Nm) \quad (1)$$

$$ExhaustTemp(TX) = T_{ref} - 700(1 - W_f) + 550(1 - N)(F) \quad (2)$$

Onde:

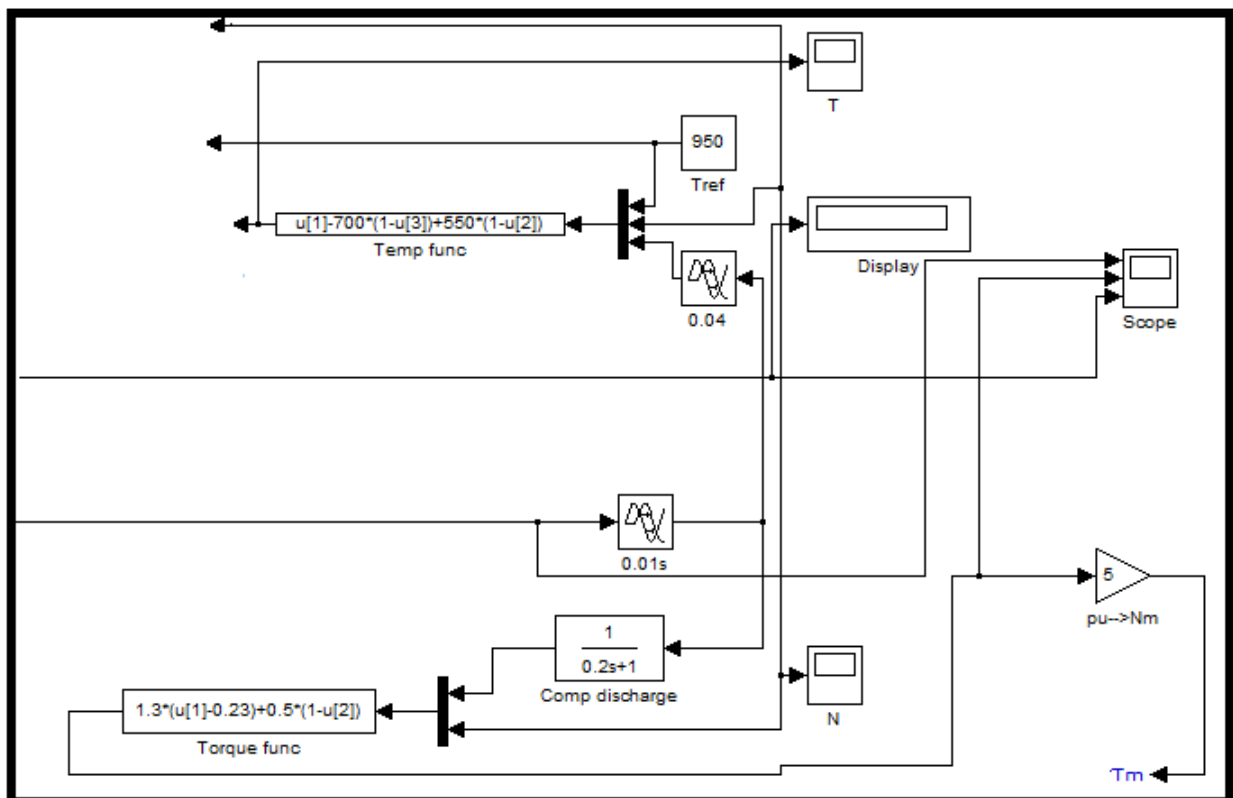
W_f = taxa de combustível

N = velocidade do rotor

T_{ref} = temperatura de referência (foi utilizado o valor de 950F)

K_{HHV} = coeficiente que depende do valor máximo de temperatura do gás dentro da câmara de combustão (foi utilizado o valor 1,3).

Figura 31 - Subsistema de compressor-turbina



Fonte: Produção do próprio autor

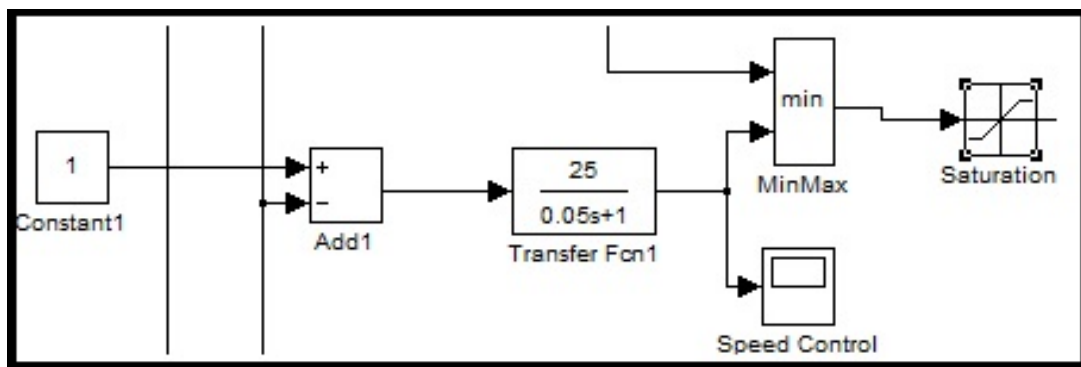
6.3.2 Subsistema de controle de velocidade: este subsistema compara a velocidade atual do rotor (a partir de um sinal proveniente do gerador síncrono) com a velocidade de referência (em pu) que foi utilizada.

A saída do subsistema do controle de velocidade é uma das entradas do bloco “leastvaluegate” bloco chamado de “min” no diagrama, que seleciona para a saída o menor valor dentre os parâmetros de entrada. Este bloco será analisado em detalhes mais adiante.

A outra entrada é proveniente do subsistema de controle de temperatura (seta na parte de cima do bloco “min”).

O menor valor dentre os dois parâmetros de entrada (temperatura e controle de velocidade) é então enviado para o bloco de saturação (“saturation”, na figura 30), em que os valores mínimo e máximo foram definidos em -0.2 e +1.3, respectivamente. A partir daí o valor de saída do bloco de saturação vai ser enviado diretamente para o controle de combustível.

Figura 32 - Subsistema de controle de velocidade



Fonte: Produção do Próprio autor

6.3.3 Subsistema de controle de combustível: a saída do bloco “saturation” é o sinal que indica o menor valor de combustível necessário para um determinado ponto de operação. Este sinal foi trabalhado para ser numericamente igual à potência mecânica na base da turbina (valor em pu). Por exemplo, se o valor da potência mecânica é 0.6pu, então o valor do sinal de demanda por combustível também será 0.6.

Para obter o valor final do sinal de demanda por combustível, o valor de combustível que acabou de ser determinado é então multiplicado pelo valor de velocidade da turbina. A este produto é então aplicado um ganho de 0.77.

Há ainda um bloco indicando a constante 0.23. Este valor representa a mínima quantidade de combustível necessária para que o sistema funcione em uma situação de carga zero.

Abaixo temos alguns exemplos de como este subsistema funciona matematicamente:

- a) Quando não é necessário mais combustível, temos:

Controle de combustível = 0

Constante de combustível = 0,23

$$SinalDemandaCombustivel = 0,23 + 0 = 0,23$$

b) Quando:

Controle de Combustível = 1

Velocidade de Turbina = 0,6

Constante de combustível = 0,23

$$SinalDemandaCombustivel = 0,23 + 1.(0,6).(0,77) = 1$$

c) Quando:

Controle de Combustível = 1

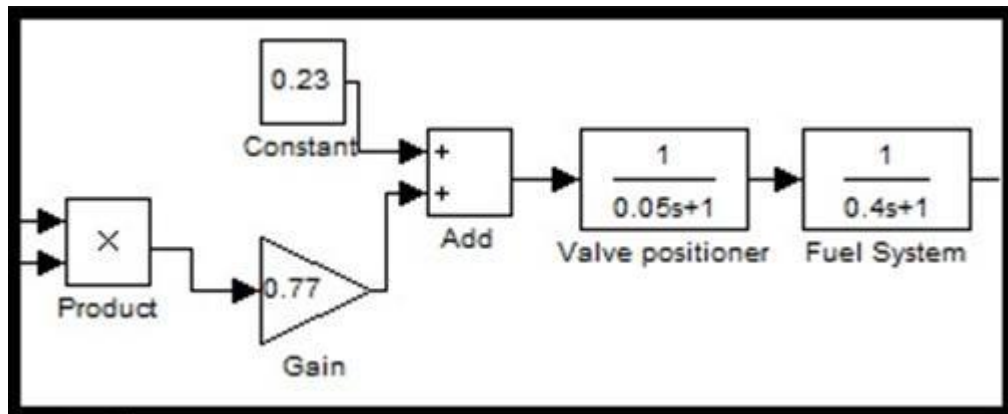
Velocidade de Turbina = 1

Constante de combustível = 0,23

$$SinalDemandaCombustivel = 0,23 + 1.(1).(0,77) = 1$$

Para finalizar, o subsistema de controle de combustíveis compreende outros dois blocos que causam, cada um, um atraso no sinal. O primeiro bloco é relacionado à posição de válvula (“valvepositioner”) e proporciona um atraso de 0,05 segundos, enquanto o segundo bloco é o “atuador de combustível” (ou “fuelactuator”) e proporciona um atraso de 0,04 segundos ao sinal.

Figura 33 - Subsistema de controle de combustível



Fonte: Produção do Próprio autor

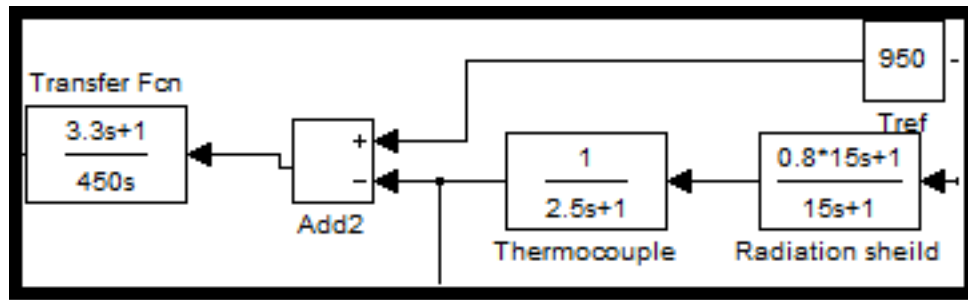
6.3.4 Subsistema de controle de temperatura: O subsistema de controle de temperatura tem como objetivo limitar a potência de saída da turbina de gás quando a temperatura do exaustor da turbina for maior do que um valor predeterminado de referência (o que proporciona a temperatura de exaustão do gás e o torque da turbina é o combustível consumido no combustor).

Para uma situação próxima da real, a temperatura do exaustor é medida com séries de termopares e escudos de radiação. Ambos são medidos a partir de funções de transferência que resultam em tempos de atraso consideráveis.

A saída do termopar é então comparada com a temperatura de referência (a referência escolhida foi de 950F). Se a temperatura de referência permaneceu mais alta que a temperatura de termopar (o que vai acontecer na maioria das iterações), o que determinará a saída do bloco “leastvaluegate” será o valor proveniente do subsistema controle de velocidade.

Quando a saída do termopar exceder a temperatura de referência, a diferença entre elas torna-se negativa e a saída do controle de temperatura será menor que a saída do controle de velocidade. Isto permite que o sinal do controle de temperatura passe pelo “leastvaluegate” e limite a saída da turbina.

Figura 34 - Bloco seletor de valor mínimo



Fonte: Produção do Próprio autor

6.3.5 Seletor de valor mínimo: O bloco “leastvaluegate”, como já citado anteriormente, tem como objetivo a seleção de prioridade no funcionamento dos controles. Em geral, o controle de velocidade vai predominar. O controle de temperatura só vai atuar no momento em que a temperatura de exaustão do gás for maior que a temperatura definida como referência. Neste caso, o sinal predominante do controle de temperatura tornar-se-á negativo, indicando assim que a vazão de combustível deve diminuir. Como consequência, a velocidade diminuirá.

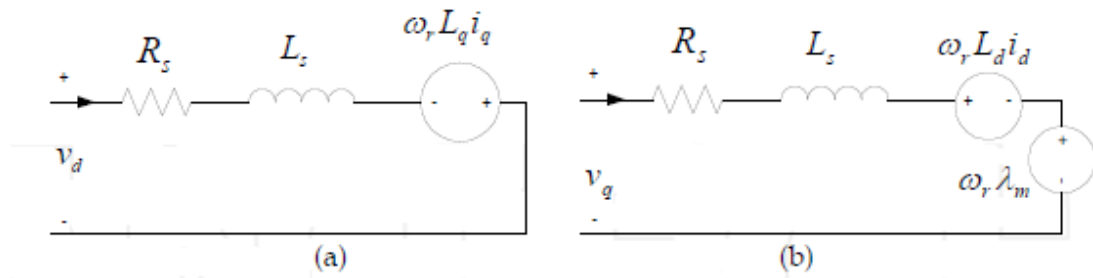
6.3.6 Gerador Síncrono de Imã Permanente: O recente desenvolvimento de materiais magnéticos, eletrônica de potência e sistemas de controle digital têm viabilizado as máquinas de imã permanente como alternativa para uma grande variedade de aplicações.

Algumas vantagens do uso desse tipo de máquina com relação a outras máquinas de corrente alternada são: alta eficiência energética, estrutura simples, operação com alto grau de confiabilidade e possibilidade de trabalhar com velocidades mais altas. Ademais, esses geradores de alta velocidade possuem como principal característica o fato de o tamanho da máquina ser aproximadamente inversamente proporcional à sua velocidade. Consequentemente, máquinas de altas velocidades são sempre bastante enxutas.

Recentemente o uso de geradores síncronos de imã permanente vem ganhando importância na área de geração distribuída, especialmente com o uso em sistemas com microturbinas.

O Gerador Síncrono de Imã Permanente é uma parte fundamental do modelo computacional apresentado. A modelagem matemática do gerador é a seguinte:

Figura 35 – Representação de gerador Síncrono de Imã Permanente



Fonte: Rowen (1983)

Emprega-se o modelo de eixos direto (d) e quadratura (q). Para a utilização deste circuito é necessário assumir que saturação e perdas por histerese são desprezíveis. Com essas premissas feitas, as equações que descrevem o comportamento das tensões dos dois eixos são:

$$V_d = R_s i_d + L_d \frac{\partial i_d}{\partial t} - p \omega_r L_q i_q \quad (3)$$

$$V_q = R_s i_q + L_q \frac{\partial i_q}{\partial t} + p \omega_r L_d i_d + p \omega_r \Phi_m \quad (4)$$

Onde:

R_s – resistência de estator

L_d – indutância do eixo d

L_q – indutância do eixo q

Φ - fluxo

V_d – tensão do eixo d

V_q – tensão do eixo q

A expressão para o torque do gerador é, então, dada por:

$$T_e = 1.5p(\phi_m i_q + (L_d - L_q)i_d i_q) \quad (5)$$

As equações dinâmicas do motor são:

$$\frac{\partial}{\partial t}\omega_r = \frac{1}{J}(T_e - F\omega_r - T_M) \quad (6)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\Theta_r = \omega_r \quad (7)$$

$$\begin{bmatrix} V_q \\ V_d \\ V_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\Theta_r & \cos(\Theta_r - 120) & \cos(\Theta_r + 120) \\ \sin\Theta_r & \sin(\Theta_r - 120) & \sin(\Theta_r + 120) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\Theta_r & \sin(\Theta_r) & 1 \\ \cos(\Theta_r - 120) & \sin(\Theta_r - 120) & 1 \\ \cos(\Theta_r + 120) & \sin(\Theta_r + 120) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_q \\ V_d \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (9)$$

Onde:

p – número de polos

T_e – torque eletromagnético

ω_r – velocidade do rotor

F - viscosidade

J – momento de inércia

T_M – torque mecânico

Θ – posição angular do rotor

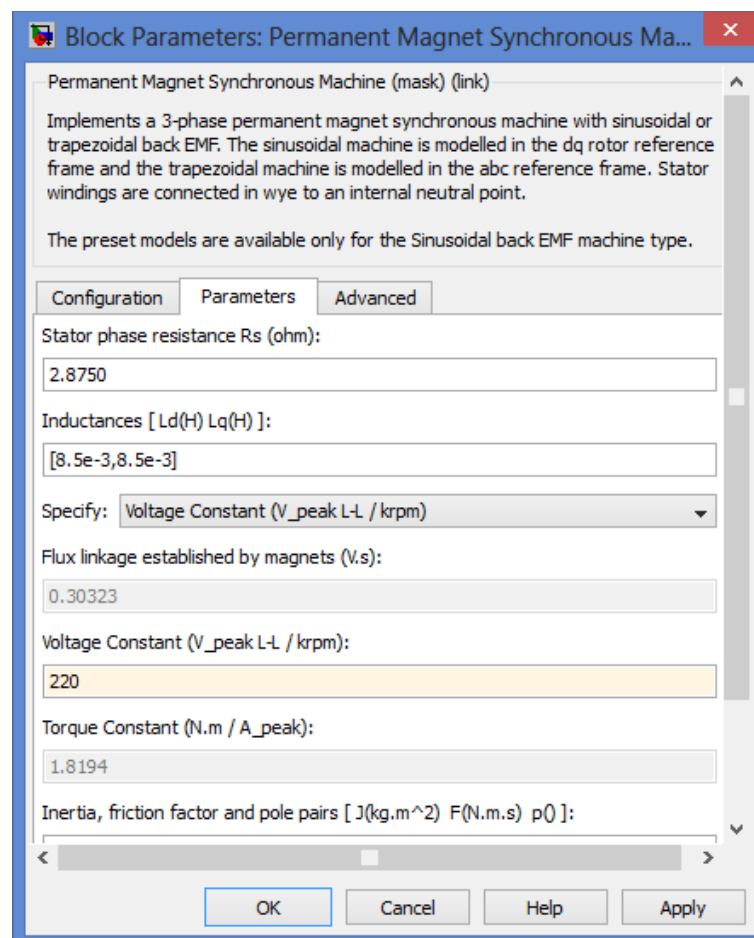
Além disso, as variáveis d e q são obtidas a partir das variáveis a, b e c através de uma transformada de Park na primeira matriz dada. E as variáveis a, b e c são obtidas a partir das variáveis d e q, através da transformada inversa de Park na segunda matriz.

6.4 Resultados

6.4.1 Saída do Gerador Síncrono de Imã Permanente

O modelo apresentado foi usado para simular as formas de onda de tensão e corrente na saída do gerador e na carga (ver esquema completo no Anexo A). Os parâmetros de entrada da simulação são os dados do gerador síncrono de imã permanente e os parâmetros de carga. Esses valores são mostrados em detalhes nas Figuras 34 e 35 a seguir. Os parâmetros dos blocos de controle da microturbina serão mantidos durante toda a simulação da forma como foram definidos nas seções anteriores. O tempo de simulação é de nove segundos.

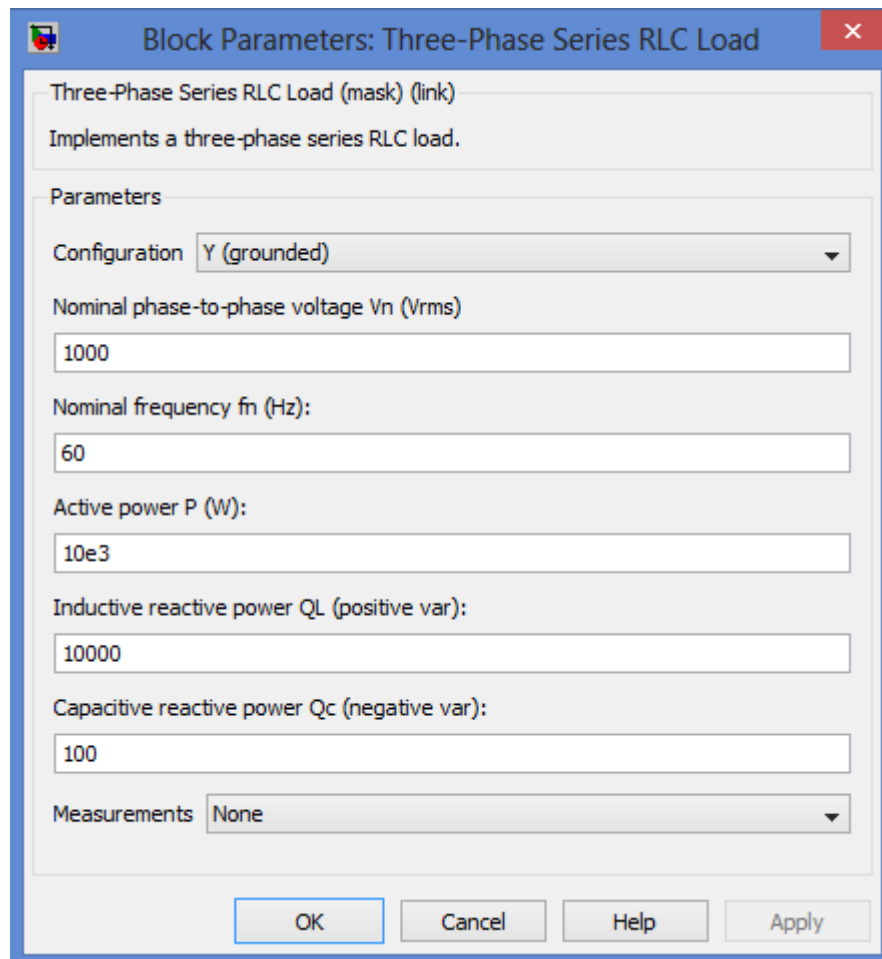
Figura 36– Parâmetros do bloco “Gerador Síncrono de Imã Permanente”



Fonte: Produção do Próprio autor

Os detalhes da configuração de carga são os seguintes:

Figura 37 – Parâmetros do bloco “Carga RLC”



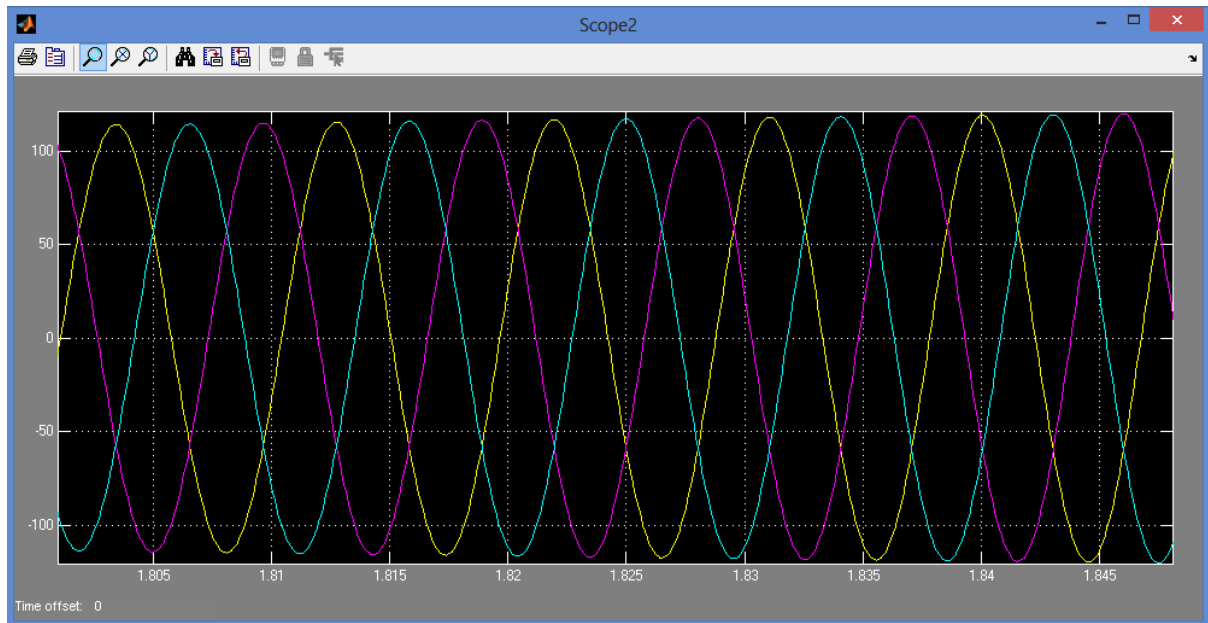
Fonte: Produção do Próprio autor

Como pode ser visto na Figura 35, a carga selecionada tem característica resistiva e indutiva.

Primeiramente serão analisadas as formas de onda de tensão e corrente diretamente da saída do gerador síncrono de imã permanente. Posteriormente será feita a análise das formas de onda na saída do inversor.

O Gráfico 5 mostra a forma de onda de tensão na saída do gerador entre os tempos $t=1,8s$ e $t=1,845s$. A forma de onda de tensão é senoidal e as fases estão igualmente defasadas no tempo. É possível observar que o valor de pico das fases varia ligeiramente para valores de tempo diferentes. Isso se deve ao fato de que o sistema demanda certo tempo para entrar em estado permanente. Durante este processo, os valores de picos das fases vão se ajustando até atingir seu valor final e estabilizarem-se.

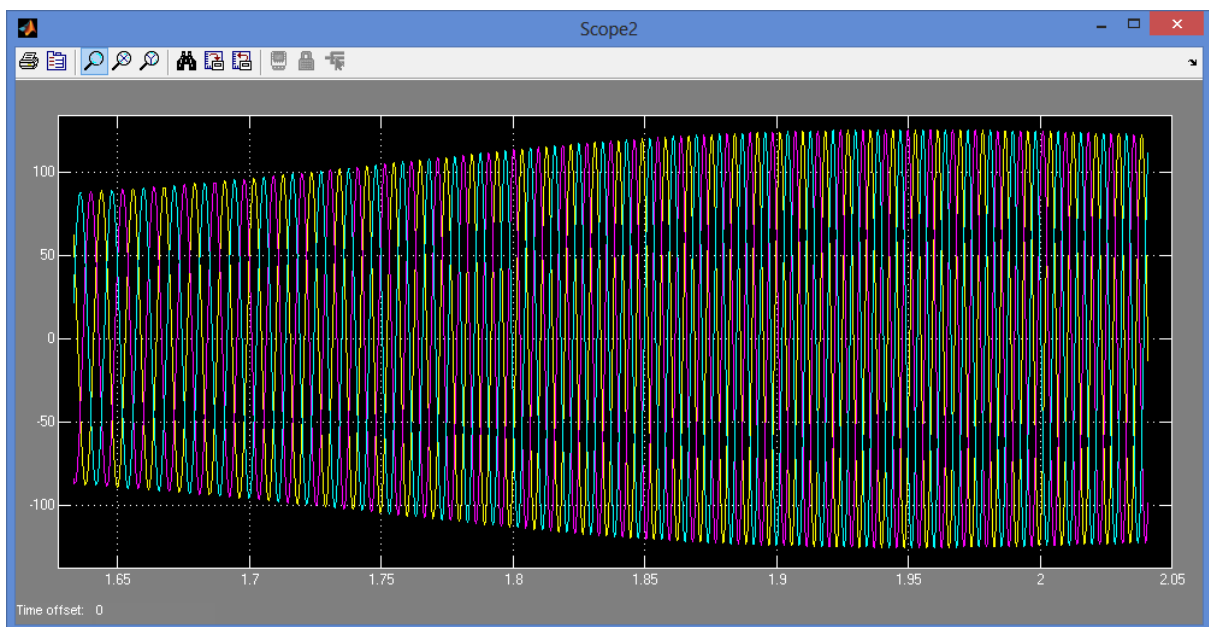
Gráfico 5 – Tensão de saída do Gerador



Fonte: Produção do Próprio autor

O gráfico 6 mostra este mesmo gráfico de tensão, porém, para instantes de tempo entre $t=1,6s$ e $t=2,05s$:

Gráfico 6 – Tensão de Saída do Gerador (escala modificada)



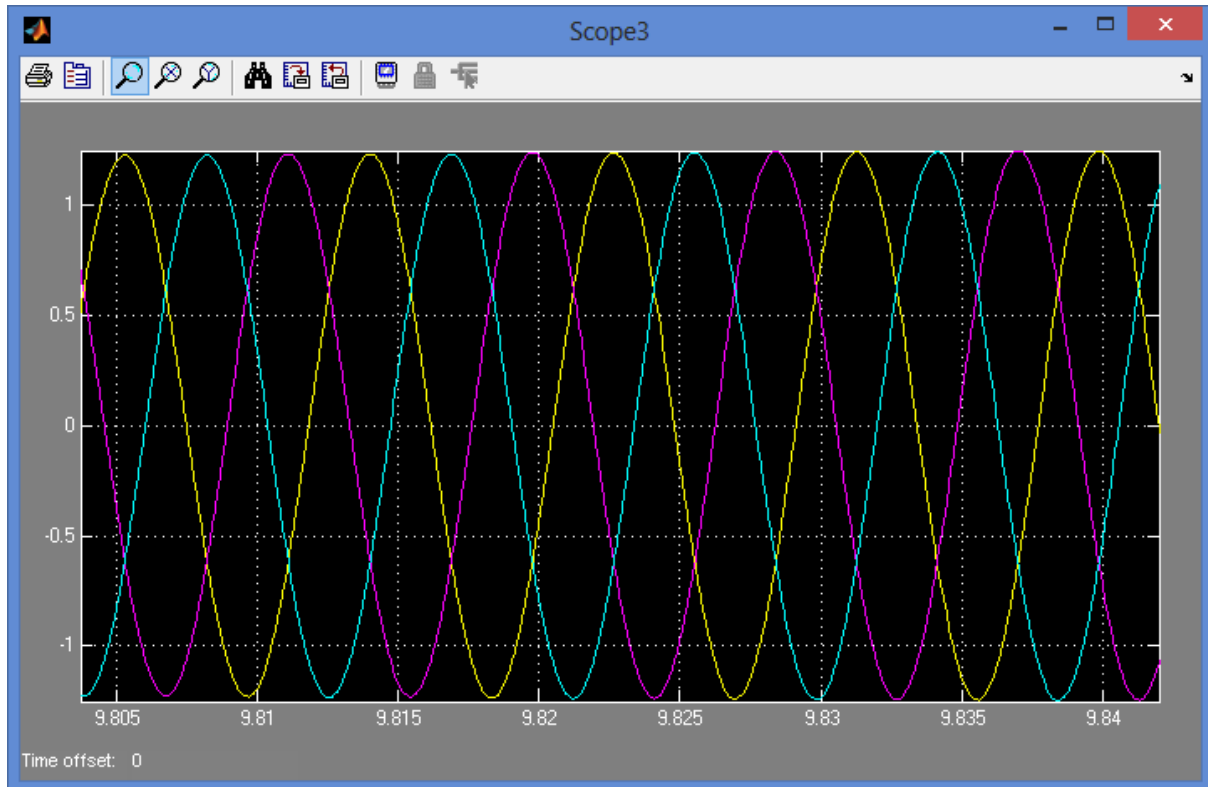
Fonte: Produção do Próprio autor

Como pode ser visto no gráfico 6, nos primeiros décimos de segundo (antes de $t=1,9s$) os valores máximos de tensão nas fases são substancialmente menores que o valor de regime permanente. Este intervalo de tempo corresponde ao regime transitório do sistema de

controle. Durante este espaço de tempo as primeiras iterações do sistema estão acontecendo e as formas de onda estão respondendo gradativamente aos sinais de controle até finalmente chegarem à situação de regime permanente.

Os Gráficos 7 e 8 são referentes à forma de onda de corrente na carga:

Gráfico 7 – Corrente de saída do Gerador

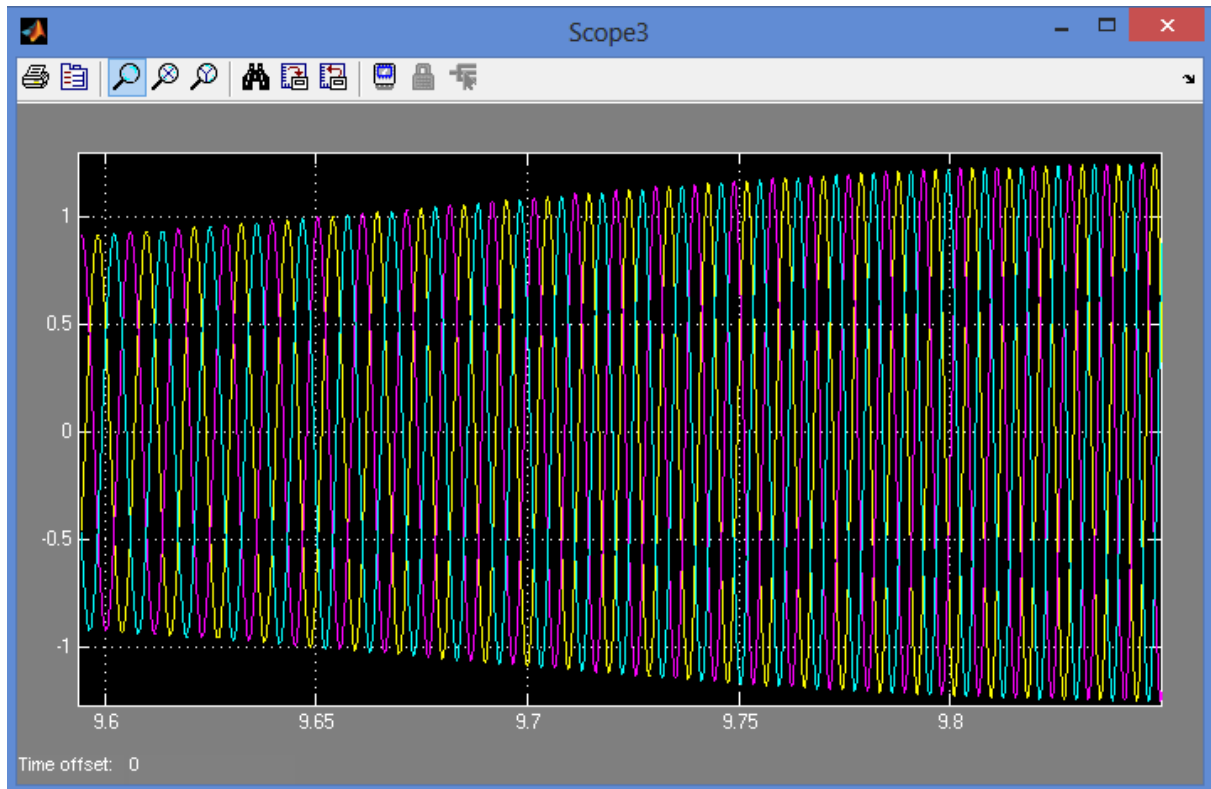


Fonte: Produção do Próprio autor

Analisando o gráfico preto, entre os instantes $t=9,8s$ e $t=9,84s$, é possível notar que a forma de onda de corrente é bastante similar à de tensão. É importante ressaltar que a corrente também demanda certo tempo para entrar em regime permanente.

Para explicitar este ponto, o Gráfico 8 mostra este mesmo gráfico de corrente, porém, a escala do eixo horizontal foi ajustada para valores entre $t=9,58s$ e $t=9,85s$:

Gráfico 8 - Corrente de Saída do Gerador (escala modificada)



Fonte: Produção do Próprio autor

Como pode ser visto, o regime transitório do gráfico de corrente possui forma bem similar ao de tensão. Entretanto, a corrente só atinge o regime permanente quando $t=9,8s$, enquanto a tensão atinge o regime permanente em $t=1,9s$. Essa diferença ocorre devido à característica indutiva da carga, que será comentada mais adiante.

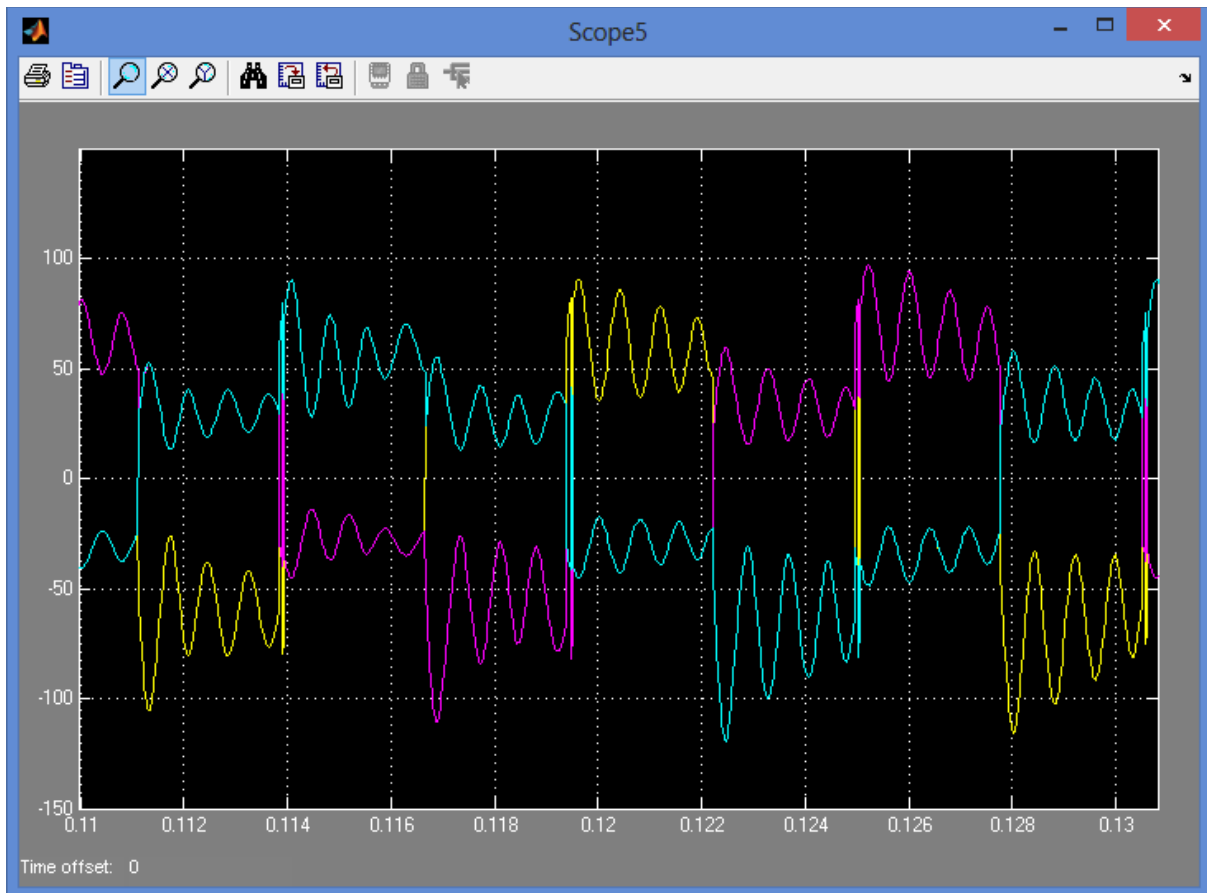
6.4.2 Carga

Os seguintes resultados são referentes às formas de onda de tensão e corrente na carga. Ou seja, esses gráficos já possuem a frequência adequada para rede/carga, tendo em vista que a medição é feita depois dos blocos “retificador” e “Inversor” (ver ANEXO A). Os aspectos teóricos envolvidos nesses dois blocos já foram estudados nos capítulos anteriores, e, portanto, não serão vistos em detalhes novamente. Esta seção focará nos resultados práticos.

O retificador utilizado foi um retificador a diodo convencional, e o bloco “inversor” possui três níveis e utiliza diodos/IGBT. Para determinar os níveis de tensão e frequência das formas de onda de saída, foi conectado ao inversor um sinal de tensão senoidal trifásico proveniente de um gerador PWM também de três níveis.

O Gráfico 9 apresenta a tensão de carga (saída do inversor de frequência) entre os instantes $t=0,11$ e $t=0,132$ s.

Gráfico 9-Tensão na carga



Fonte: Produção do Próprio autor

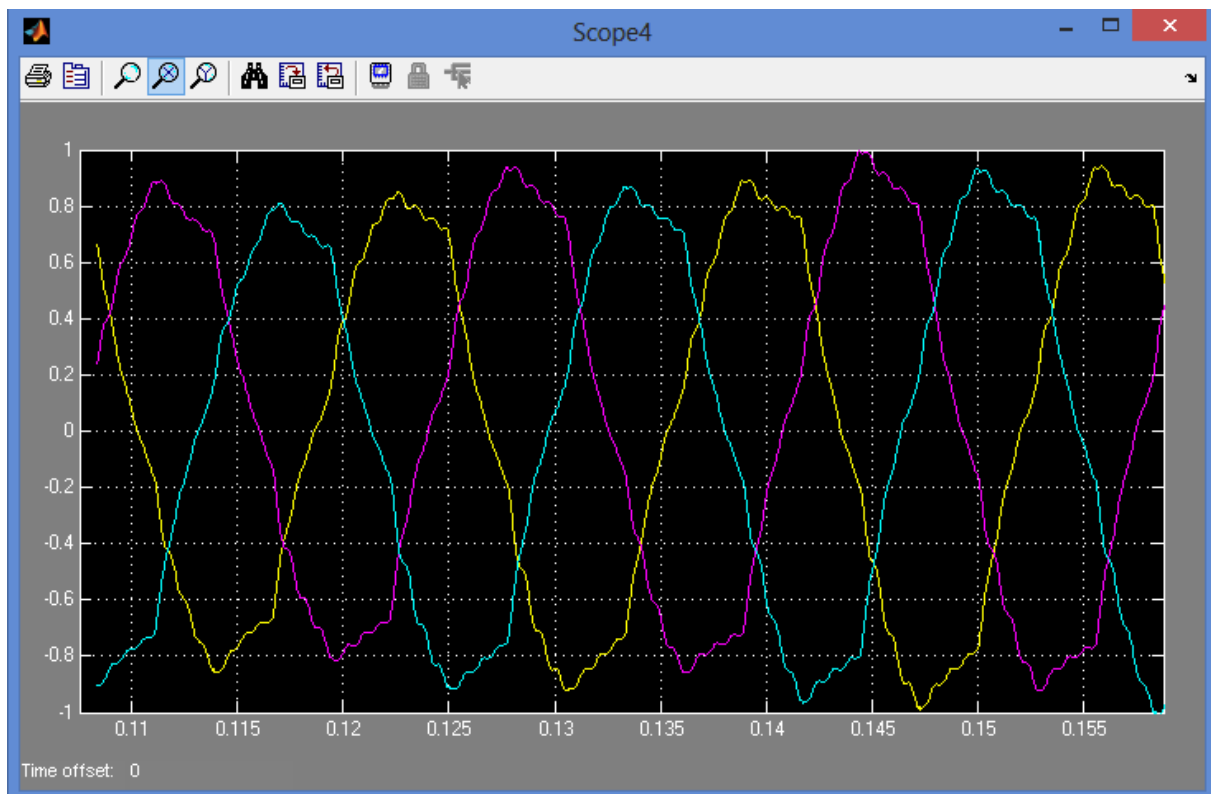
A forma de onda de tensão na carga mostra claramente os três níveis de tensão produzidos pelo inversor. Em uma situação real, o retificador seria configurado para produzir tensões com mais níveis.

A tensão de pico foi definida em 75V, mas como pode ser visto, devido à não linearidade dos elementos de eletrônica de potência, esse valor oscila substancialmente, chegando a atingir valores próximos a 85V. Com o aumento do número de níveis de tensão esse resultado tenderia a ficar cada vez mais preciso.

Já a frequência foi definida para ter o valor de 60Hz. Como pode ser visto no gráfico 9, se tomarmos a fase de cor roxa entre os instantes $t=0,114$ s e $t=0,1306$ s, temos um período completo da onda, de forma que a frequência da onda é o valor inverso desta diferença. Portanto, $f = 60\text{Hz}$. Que é praticamente idêntico ao que foi determinado.

O gráfico 10 representa a forma de onda de corrente na carga para valores entre $t=0,1s$ e $t=0,157s$.

Gráfico 10– Corrente na carga



Fonte: Produção do Próprio autor

Como pode ser visto, a corrente possui formato aproximadamente senoidal, com apenas alguns sinais de não linearidade. Este resultado depende intrinsecamente da característica da carga adotada. Como foi utilizada uma carga com forte característica indutiva, a carga tende a “segurar” a corrente, de forma que o resultado visual da forma de onda fica da forma mostrada acima. O valor da tensão de pico também depende da potência que está sendo consumida pela carga, que nesta simulação foi definida como $P=10kW$ e $Q=10kW$ (ind.).

Com a utilização de um inversor de mais níveis, seria possível conseguir uma forma de tensão mais próxima de uma senóide, de forma que a forma de onda de corrente também seria melhor, mesmo com outros tipos de carga.

Para concluir, analisando os gráficos e informações apresentados neste capítulo, fica claro que as microturbinas atendem perfeitamente às condições de carga, o que prova que, se corretamente configuradas, as microturbinas podem ser uma opção para a produção de energia em um sistema de geração distribuída.

7 VIABILIDADE ECONÔMICA

7.1 Custos

O custo de uma microturbina Capstone, no ano de 2005, no mercado americano varia aproximadamente entre US\$750 e US\$2400/kW (Xavier, 2005). Sendo assim, o valor máximo esperado por um modelo Capstone de 30kW é US\$72000, enquanto o um modelo de 60kW custaria no máximo US\$144000. Por outro lado, uma microturbina modelo IngersollRand custa em torno de US\$1300/kW(Xavier, 2005). Sendo assim, o preço de uma típica microturbina 70kW IngersollRand é aproximadamente US\$91000. Em todos estes valores já está incluso, além do preço do equipamento, os preços dos manuais, treinamentos e programas.

Os custos de manutenção para estes modelos de microturbinas giram em torno de US\$0,01/kW. Obviamente este valor varia significativamente dependendo da utilização que se faz da máquina. Ainda com relação à manutenção, espera-se que uma microturbina passe por este processo em intervalos de aproximadamente 7500h, também dependendo do regime de funcionamento ao qual a máquina fica exposta. A tabela 1 apresenta esses dados em detalhes.

Tabela 10 – Custo de uma microturbina

Custo de uma microturbina	
Custo Capital	US\$ 750 a US\$1200
Operação e manutenção	Aprox. US\$ 0.01/kW
Intervalo de manutenção	7000 a 8000h

Fonte: Xavier(2005)

7.2 Fatores para cálculo de viabilidade econômica

Para determinar a viabilidade econômica de uma microturbina a gás natural, é necessário comparar seu custo de produção de energia com o preço do fornecimento de energia pela rede. O preço total da energia fornecida pela concessionária já inclui os custos de geração, transmissão e distribuição (Walker, 2003).

Para fazer a comparação, temos como exemplo a microturbina Capstone modelo C60, cuja potência nominal é de 60kW, o custo total aproximado com recuperador de calor é de 130 mil dólares e o tempo de vida é de, idealmente, 40000 horas (Xavier, 2005). Para fins de aproximação fica aqui definido que um dólar equivale a 2,3 reais.

Para as microturbinas, temos os seguintes custos de produção:

a) Fator Custo de Capital (FCC)

Este indicador refere-se ao custo de compra da microturbina dividido pelo tempo de vida de produção de energia (Srinivasan,2012). O cálculo do fator é feito da seguinte forma:

$$FCC(R\$/kWh) = \frac{P}{Pot \cdot TV}$$

Onde P é o preço da microturbina, Pot é sua potência, e TV é o tempo de vida (Srinivasan,2012). Portanto, temos:

$$FCC(R\$/kWh) = \frac{R\$130000 \cdot 2,3}{60kW \cdot 40000h} = 0,125(R\$/kWh)$$

b) Custo do combustível (CC)

Este indicador refere-se ao custo do gás consumido para geração elétrica e calorífica em uma microturbina (Srinivasan,2012). Tomaremos como exemplo o gás natural.

É difícil calcular este indicador já que o preço dos combustíveis varia substancialmente ao longo dos anos. Entretanto, estudos feitos por algumas universidades indicam que a tendência é que o preço do gás natural pelos próximos anos seja um pouco abaixo da média do preço atual, tendo em vista que novos pontos de exploração e novas tecnologias surgirão para baratear o processo (Srinivasan,2012). De acordo com Firjan (2013), o preço médio do gás natural no Brasil em meados de 2013 era de 27,094R\$/MMBtu. Para fins de aproximação, este valor será tomado como referência no cálculo. A taxa de gás natural consumido, segundo Firjan (2013), é de aproximadamente 850000Btu/h.

$$CC(R\$/kWh) = \frac{CGO \cdot GC}{Pot}$$

Onde GCO é custo do gás, GC é a quantidade de gás consumido e Pot é a potência da turbina. Portanto, temos:

$$CC(R\$/kWh) = \frac{R\$ \frac{130000}{MMBtu} \cdot (850000 \frac{Btu}{h})}{60kW} = 0,384(R\$/kWh)$$

c) Custo de manutenção (CM)

Este indicador é referente a gastos como: inspeções periódicas do combustor, mudanças no filtro de ar, etc. (Srinivasan,2012).A maioria das empresas fornece este tipo de manutenção por aproximadamente \$0,01 kWh, ou seja, R\$ 0, 023/kWh.

d) Custo total (CT)

O custo total é o preço de geração de energia de uma microturbina operando com carga máxima. Este valor é a soma de FCC, CC e CM (Srinivasan,2012). Portanto, temos:

$$CT = FCC + CC + CM$$

$$CT = 0,125 + 0,384 + 0,023 = 0,532R\$/kWh$$

Segundo dados da ANEEL (2013), o preço médio da energia elétrica no país, para o consumidor, em 2013 era de aproximadamente R\$0,30/kWh sem a adição de impostos. Caso a adição de impostos seja considerada, este valor subiria consideravelmente. Analisando amostras de contas de energia elétrica no Estado do Espírito Santo, por exemplo, o valor subiria para aproximadamente R\$0,4/kWh.

Se olharmos o valor do custo total (CT) de uma microturbina, e compararmos com o valor da energia elétrica cobrada no Brasil, mesmo incluindo no cálculo os altos impostos, fica claro que o custo-benefício de uma microturbina é substancialmente menor.

8 CONCLUSÃO

Este trabalho demonstrou que as novas tecnologias de geração distribuída vêm surgindo como uma possibilidade de auxílio ao suprimento da crescente demanda por energia. O uso de geração distribuída é especialmente interessante na medida em que pode ser efetuado com base em fontes alternativas de energia, bem como pelo crescente interesse de órgãos públicos e privados em aumentar a qualidade e confiabilidade da produção de energia.

Em especial, este trabalho tratou com mais profundidade das microturbinas. Foi mostrado que esta tecnologia destaca-se, pois apresenta algumas vantagens se comparada com outros modelos de geração distribuída, entre as quais está a segurança, o baixo número de partes móveis, o custo de manutenção relativamente baixo, o pequeno tamanho relativo, a possibilidade de utilização de várias unidades em paralelo e principalmente, a possibilidade de utilização de vários combustíveis.

As principais contribuições deste trabalho foram: apresentar ao leitor as informações necessárias para o domínio de toda tecnicidade desta tecnologia, bem como suas principais aplicações, mostrando de forma clara, através de esquemas e simulações, cada etapa do funcionamento de uma microturbina, incluindo seu ciclo termodinâmico, cálculo de viabilidade econômica, tipos construtivos, inversor e retificador associados, etc.

No Brasil, a possibilidade do uso de microturbinas pode vir a se tornar mais atrativa na medida em que a produção de gás natural, um dos possíveis combustíveis de uma microturbina, está em franca ascensão.

Entretanto, os dados econômicos apresentados neste trabalho deixam claro que, apesar de todas as vantagens da utilização das microturbinas, o custo de sua utilização, no Brasil, com gás natural como combustível, ainda é proibitivo. Isso acontece pelo fato de que, primeiramente, por se tratar de uma tecnologia recente, seu preço de venda ainda é alto se confrontado com seu tempo médio de vida. Ademais, o cálculo de custo-benefício de uma microturbina está intimamente atrelado ao valor de seu combustível, que no Brasil, apesar do recente desenvolvimento de produção, ainda é relativamente alto.

Portanto, fica claro que para que as microturbinas a gás tenham um papel relevante na produção energética nacional, é necessário que seu custo de geração diminua consideravelmente. E isso só será possível caso a produção de gás natural (ou outro

combustível que possa ser utilizado) continuar se desenvolvendo. Caso isso não aconteça, grande parte dos usuários continuará optando pela rede elétrica convencional, e o único caso no qual o uso de uma microturbina possivelmente se justificará, será o de locais de difícil acesso, onde uma rede de distribuição não consegue chegar.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alanne, K; Saari, A; **“Distributed energy generation and sustainable development”** Elsevier – Science Direct, 2004.

Alberto, F; **“Modulação vetorial aplicada a retificadores unidimensionais”**; dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.

Ávila, F; **“Mudanças climáticas são causadas pelo homem, afirmam 97,1% dos estudos”**, Instituto Carbono Brasil, 2013.

ANUÁRIO ESTATÍSTICO. In: **“Anuário Estatístico de Energia Elétrica”**. Brasil: EPE, 2013. Disponível em www.epe.gov.br Acesso em: 16 de outubro de 2014.

BALANÇO ENERGÉTICO. In: **Balanço Energético Nacional - Ano Base 2005**. Brasil: ANEEL, 2006. Disponível em: www.aneel.gov.br Acesso em: 15 outubro 2014.

BALANÇO ENERGÉTICO. In: **Balanço Energético Nacional - Ano Base 2012**. Brasil: ANEEL, 2013. Disponível em: www.aneel.gov.br Acesso em: 15 outubro 2014.

Barin, A; Faverzani, K; **“Seleção de fontes alternativas de geração distribuída utilizando uma análise multicriterial baseada no método AHP e na lógica Fuzzy”** Universidade Federal de Santa Maria, 2010.

Barroso, M. **“Os valores e o papel do líder para a cultura da sustentabilidade”**. Instituto Idéias Sustentáveis, São Paulo, 2013.

Boff, L. **“Sustentabilidade - o que É - o que não É”**. Ed. Vozes, 1 ed., Vol. 1, São Paulo, 2012.

Bragado, A; **“Análisis y Diseño de un rectificador Trifásico Elevador PWM”**, Universidad Carlos Tres de Madrid, 2010.

Cardoso F; **“Projeto de um retificador bidirecional com elevado fator de potência com controle por valores médios instantâneos implementado no DSP TM320F282”**, Dissertação de Mestrado, USC, 2006.

Cruz, T. **“Identificação experimental de um modelo dinâmico de uma microturbina a gás com câmara de combustão com baixa emissão de Nox”** Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília, 2006 .

Diniz, J. **“Crise energética no Brasil, é possível?”**, Centro universitário Maurício de Nassau, Dissertação de Mestrado, Rio de Janeiro, 2014.

ESTATÍSTICAS. In: **Estatísticas Econômicas – Ano Base 2014**. Brasil: IBGE, 2014. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: 15 de outubro 2014.

Felix, A; Farret, M; **“Integration of Alternative Sources of Energy”** Wiley-Interscience IEEE Press, ed1, p.214, 2006.

Filho, E. R; **“As microturbinas e a geração distribuída”** FEEC/UNICAMP, 2004.

GÁS NATURAL PARA A INDÚSTRIA. In: **O preço do gás natural para a indústria no Brasil e nos Estados Unidos – Comparativo de competitividade** Brasil: FIRJAN, 2013. Disponível em: www.firjan.org.br Acesso em: 20 outubro 2014.

Gaonkar, D. N; **“Performance Of Microturbine Generation System in Grid Connected and Islanding Modes of Operation”**, University of India, 2010

GERAÇÃO DISTRIBUIDA. In: **“Instituto Nacional de Eficiência Energética”**, Brasil: INEE. Disponível em www.inee.gov.br Acesso em 17 de outubro de 2014.

Labrique, F; Santana, J.J; **“Electrónica de Potência”**, Fundação Calouste, 1991.

Loureiro, M; **“Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos”** CEEETA, 2001.

Maddocks, A; Mann, A. T. **“Three maps – The water Crisis”**, World Resources Institute, 2014.

Monteagudo, F; Perez, J; **“Técnicas se control PWM em retificadores controlados”**, Universidade Autónoma de Zacatecas, 2006.

Morín, L; Cantón, C; **“Funcionamento de Convertidores Multinível”**, Universidad de San Luis, México, 2005.

Martins, I; **“Conversores Multinível na Otimização do Trânsito de Energia em Redes Elétricas”**; Dissertação de Mestrado, Universidade de Lisboa, 2011.

McDonald, F.; **“Recuperator considerations for future higher efficiency microturbines”** Science Direct, 2003.

Mezaroba, M **“Modulação PWM”**, UDESC – Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, 2008

Oliveira, W; **“Uma Análise sobre Inversores de Frequência e Distorções Harmônicas e Inter-Harmônicas”**, Universidade de Brasília, 2013.

Paepe, W; Delattin, F; **“Setam injection experiments in a microturbine – A thermodynamic performance analysis”**, Elsevier - Vrije Universiteit Brussel, Belgium, 2012.

Peirs, J; Reynaerts, D; **“Microturbine for Electric Power generation”** Katholiek Universiteit Leuven, Belgium, 2004.

Rahman, S; Pipattanasomporn M; **“Modeling and Simulation of Distributed-Integrated Intelligent Microgrid”**, University of Virginia, 2010.

Rodrigues, P; **“Estrutura de um conversor multinível para aplicação em qualidade de energia eléctrica”**, Universidade de Lisboa, Dissertação de Mestrado, 2011.

Rowen, W. I.; **“Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines”**, Journal of Engineering for power, 1983.

Scott, G. W; **“Microturbine generators for distribution system”** IEEE industry applications magazine, p.50-65, 1998.

Srinivasan, G; **“Competitiveness of a Natural Gas Microturbine”** University of New Brunswick-Fredericton, Canada, 2012.

Venturini, O. J; Andrade, R.V. **“Microturbinas a Gás, Motores Stirling e Células a Combustível para Geração Distribuída”** UNIFEI, 2006.

Walker, A Ph.D; **“Financing Distributed generation”** Energy Engineering; 99:3, p.21-47, 2003.

Xavier, M. D **“Geração distribuída no Brasil: Oportunidades e barreiras”** Dissertação de mestrado – Universidade Federal de Itajubá, 2005.

ANEXO A

Lista de rendimentos e potências dos principais modelos de microturbinas:

Fabricante / Distribuidor	Modelo	Potência Eléctrica [†] [kW]	Rendimento Eléctrico [‡] [%]	Potência Térmica [§] [kW]	Rendimento Cogeração [%]
Honeywell / AlliedSignal	(em desenv.)	50	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)
	Parallon75	75	30	90	66
	(em desenv.)	200	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)
Rolls-Royce / Allison	(em desenv.)	20 → 270	30	(i.n.d.)	(i.n.d.)
ALM	(em desenv.)	25 → 500	37 → 43	(i.n.d.)	(i.n.d.)
Bowman™	Turbogen TG35	35 → 45	21.0 → 12.5	73 → 251	63 → 81
	Turbogen TG50	50 → 60	24.0 → 13.5	100 → 312	71 → 82
	Turbogen TG80	80 → ?	26.0 → 14.0	150 → 420	76 → 89
	Turbogen TG200	200 → ?	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)
Capstone	Model 330 Low Pressure	29	25	(i.n.d.)	62 → 88 ^{ff}
	Model 330 High Pressure	30	26	(i.n.d.)	
	Model 330 Landfill / Digester Gas	30	27	(i.n.d.)	
	Model 330 Liquid Fuel	29	26	(i.n.d.)	
	Model 330 Non-Recuperated	30	14	(i.n.d.)	
	(em desenv.)	60 → 100	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)
Elliott / GE	TA 45	45	30	> 105	> 70
	TA 80	80	30	> 187	> 70
	TA 200	200	30	> 467	> 70
NREC / Ingersoll-Rand	PowerWorks Microturbine	70 (→ 250)	33	(i.n.d.)	> 85
SWB	(em desenv.)	25	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)
	(em desenv.)	65	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)
	(em desenv.)	80	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)
	(em desenv.)	128	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)
Teledyne	Model 105 Turbo-Generator	55	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)
Toyota	(em desenv.)	290	18	(i.n.d.)	66
Turbec	T100 CHP System	100	30	167	80
Williams / GM	(em desenv.)	40 → 400	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)

Fonte: Loureiro (2001)