



ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Armazenamento de Energia em Ar Comprimido ***Compressed Air Energy Storage (C.A.E.S)***

LEANDRO SENA DE ANDRADE

SÃO PAULO
Dezembro / 2014

LEANDRO SENA DE ANDRADE

**Armazenamento de Energia em Ar Comprimido
*Compressed Air Energy Storage (C.A.E.S)***

Área de concentração: Energias Renováveis

Orientador: Prof. Dr. José R. Simões Moreira

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título do curso de Pós-Graduação Especialista em Energias Renováveis Geração Distribuída e Eficiência Energética.

SÃO PAULO
Dezembro / 2014

FICHA CATALOGRÁFICA

ANDRADE, Leandro Sena

Armazenamento de Energia em Ar Comprimido / A.S. Leandro.
– São Paulo, 2014. 100 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1. Energia; 2. Renovável; 3. Eficiência Energética; 4. Ar Comprimido; Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.

Programa de Educação Continuada em Engenharia V

**ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**

FOLHA DE APROVAÇÃO

Leandro Sena de Andrade

Armazenamento de Energia em Ar Comprimido.

Projeto de uma planta piloto com geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos acoplados ao sistema de Armazenamento de Energia em Ar Comprimido, com capacidade de geração de 1.1MW, a ser utilizada no horário de pico de modo a fazer receita com a utilização desta implantação.

Monografia submetida ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, como requisito para a conclusão do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira, Universidade de São Paulo.

Prof. Dr. Marcos de Mattos Pimenta, Universidade de São Paulo.

Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimon, Universidade de São Paulo.

DEDICATÓRIA

Primeiramente a DEUS, o Senhor e Criador dos Céus e da Terra. Criador de todo o conhecimento e sabedoria, por ter nos dado a vida, paciência, saúde e sabedoria para a elaboração deste profícuo trabalho.

A minha esposa Andria Méri, por sempre ter me ajudado em todos os momentos de dificuldade, pelos momentos em que estive ausente, e por ter estado ao meu lado me animando e empenhando a nunca desistir dos objetivos.

A minha meiga Heloísa, minha filha, que mesmo sem entender a nossos anseios e preocupações, tem sido uma alavanca de ânimo e disposição em nossas vidas.

Aos Meus pais, pelos ensinamentos, pela educação e empenho que tiveram em minha formação tanto pessoal quanto profissional. Tudo o que sou hoje e tudo o que tenho, seja em caráter, honestidade, respeito, devo a eles.

A dedicatória sincera do autor.

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos ao amigo e Engenheiro Mecânico Reynaldo Lagoneira Quinto, pela ajuda e consultorias técnicas no decorrer deste trabalho.

Meus agradecimentos ao Engenheiro Elétrico Yuri Rosseti, pelo auxílio no dimensionamento do parque fotovoltaico.

Ao professor Dr. José Simões Moreira, por ter aceitado o tema e orientado com esclarecimentos nas dúvidas que apareceram no decorrer da elaboração deste trabalho, me direcionando aos pontos de referência exata para execução.

A empresa ARCADIS Logos, empresa na qual eu trabalho, pelo incentivo de crescimento em minha educação profissional.

Agradeço a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, ao Programa de Educação Continuada e aos professores, pelo curso de especialização muito bem ministrado por especialistas renomados no mercado de energia.

O agradecimento sincero do autor.

É melhor ouvir a repreensão de um sábio do que escutar elogios de um tolo.

Porque a sabedoria serve de defesa, como de defesa serve o dinheiro; mas a excelência do conhecimento é que a sabedoria dá vida ao seu possuidor.

Eclesiastes Capítulo 7, versículos 5 e 12.

ANDRADE, L. S.; “Armazenamento de Energia em Ar Comprimido”, Trabalho de Conclusão do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Universidade de São Paulo, São Paulo/SP, 2014.

RESUMO

Este trabalho analisa as características da tecnologia de armazenamento de energia em ar comprimido (do inglês CAES, Compressed Air Energy Storage), e os benefícios do emparelhamento do sistema de energia solar fotovoltaica (PV) com o sistema CAES.

O sistema integrado será totalmente autônomo e isolado, ou seja, sem fornecimento de energia elétrica da rede de distribuição das concessionárias. Contudo, adotando as boas práticas de engenharia, será mantida a operação em paridade elétrica, deixando um consumo mínimo, pois caso o sistema fotovoltaico sofra alguma perturbação no que tange a geração, os compressores podem ser acionados pela rede de distribuição das concessionárias.

Palavras-Chave: Energia. CAES. Ar Comprimido. Armazenamento. Eficiência. Geração Distribuída.

ANDRADE, L. S.; "Armazenamento de Energia em Ar Comprimido", Trabalho de Conclusão do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Universidade de São Paulo, São Paulo/SP, 2014.

ABSTRACT

This work analyzes the characteristics of Compressed Air Energy Storage technology, as well as the benefits of coupling a Solar Photovoltaic (PV) system with the CAES system.

The integrated system will be fully autonomous and isolated, that is, no electricity supply from a public utility grid is foreseen. However, adopting good engineering practice, the continuity of operation will be assured by contracting a minimum amount of electric energy from the local electric utility to drive the air compressors, in case the PV power generation system suffers some disruption.

Key-Words: Energy. CAES. Compressed Air. Storage. Efficiency. Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1 - Processo isotérmico de compressão em um diagrama P x V	23
Figura 2.2 – Exemplo de um processo politrópico.....	25
Figura 2.3 - Exemplo de diversos processos politrópicos	26
Figura 2.4 - (1) Sistemas abertos; (2) Sistemas fechados	28
Figura 2.5 - Diagrama P-V dos processos de compressão acima indicados com os mesmos limites.....	30
Figura 2.6 - Diagrama P-v e T-s - Processo de compressão estagiada em regime permanente	31
Figura 3.1 – Geração de Eletricidade no Brasil e as fontes de energia empregadas	34
Figura 3.2 - Geração Mundial de Energia Elétrica por Fonte	35
Figura 3.3 - Potência Instalada Brasil.....	36
Figura 3.4 - Mapa do Brasil com Indicações dos Subsistemas.	38
Figura 3.5 – Comparação do Potencial de Energia Solar (Alemanha x Brasil)	43
Figura 3.6 – Radiação Solar Global Horizontal – Média anual	43
Figura 4.1 Exemplo típico de concepção de usinas CAES	48
Figura 4.2 – Comparação da Rampa de Aceleração: CAES x SC (Ciclo Simples) x CC (Ciclo Combinado) - Fonte: Ridge Energy Storage & Grid Services	49
Figura 4.3 – Perda Térmica Estimada: CAES x SC (Ciclo Simples) x CC (Ciclo Combinado) Fonte: Ridge Energy Storage & Grid Services.....	49
Figura 4.4 – Comparação de desempenhos estimados à Temperatura Ambiente: CAES x SC (Ciclo Simples) x CC (Ciclo Combinado) - Fonte: Ridge Energy Storage & Grid Services	50
Figura 4.5 – Instalação da planta CAES McIntosh	51
Figura 4.6 - Planta CAES Adiabático	53
Figura 4.7 – Sistema Híbrido Eólico & CAES.....	55
Figura 5.1 - Esquema CAES de utilização para instalações acima do solo	61
Figura 5.2 - Planta e Cortes - Utilização para instalações acima do solo.....	62
Figura 6.1 - Estrutura da Célula Fotovoltaica	65
Figura 6.2 - Sistema Solar fotovoltaico Isolado	67
Figura 6.3 - Sistema Solar fotovoltaico Conectado à Rede	68
Figura 7.1 - Esquema simplificado do Sistema proposto	70
Figura 7.2 – Localização de Dracena em São Paulo	71

Figura 7.3 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado a um ângulo de 23,45°, indicando as estações do ano no hemisfério Sul	73
Figura 7.4 – Inclinação dos planetas.....	73
Figura 7.5 – Ângulo de declinação solar	74
Figura 7.6 - Ângulo Zenital	76
Figura 7.7 - Visão Aérea da Projeção da Sombra.....	77
Figura 7.8 – Espaçamento entre fileiras	86
Figura 7.9 - Fluxograma simplificado dos Componentes da Instalação proposta	87
Conforme mostrado na figura Figura 7.10, os processos são compressão (1-2), Refrigeração interno do compressor (2-3), Armazenando e esvaziando (3-4), aquecimento do ar (4-5), expansão (5-6) e recuperação (6-7).....	88
Figura 7.10 - Fluxograma Final do arranjo da Instalação proposta	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Períodos Capacitivo e Período Indutivo.....	40
Tabela 3.2 - Enquadramento Tarifário.....	40
Tabela 4.1 - Comparação típica dos consumos específicos “heat rates”	50
Tabela 4.2 - Comparação de Eficiência das plantas existentes	56
Tabela 7.1 - Radiação Solar Global Mensal	72
Tabela 7.2 - Temperaturas Min, Max e Média mensais em Dracena	72
Tabela 7.3 – Definição do dia do Ano	75
Tabela 7.4 - Fator de Correção	75
Tabela 7.5 - Cálculo da Declinação Solar e Inclinação dos Painéis para cada mês .	80
Tabela 7.6 - Cálculo do ângulo horário do crepúsculo e	80
Tabela 7.7 - Cálculo da razão entre incidência direta de radiação em.....	81
Tabela 7.8 - Cálculo das médias mensais de radiação extraterrestre.....	81
Tabela 7.9 - Cálculo do Índice de Claridade Média Mensal	82
Tabela 7.10 - Cálculo da razão entre componente difusa e radiação em superfície horizontal.....	82
Tabela 7.11 - Cálculo da radiação nos painéis.....	83
Tabela 7.12 - Cálculo da Energia Total Absorvida pelos painéis	83
Tabela 7.13 - Cálculo da área dos painéis	84
Tabela 7.14 – Dados do Painel Fotovoltaico	84

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

- BIG, Banco de Informações de Geração
CAES, Compressed Air Energy Storage
CGH, Central Geradora Hidrelétrica
CGU, Central Geradora Undi-elétrica
CMO, Custo Marginal de Operação
EOL, Central Geradora Eólica
ESS, Encargos de Serviço do Sistema
ESS_SE, Encargos de Serviço do Sistema por Segurança Energética
ESS-SE, Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética
IEA, Agência Internacional de Energia
ONS, Operador Nacional do Sistema
ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH, Pequena Central Hidrelétrica
PRODEEM, Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PV, Painéis Fotovoltaicos
SIN, Sistema Interligado Nacional
UFV, Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE, Usina Hidrelétrica
UTE, Usina Termelétrica
UTN, Usina Termonuclear
Wc, Trabalho do Compressor (kW·h ou kJ/kg)
Wt, Trabalho da Turbina (kW·h ou kJ/kg)

SIMBOLOGIA

δ	Declinação Solar
n	Dia
ω	Ângulo Horário
θ_z	Ângulo Zenital
ϕ	Latitude do Local
γ_s	Azimute Solar
\bar{H}_0	Radiação Extraterrestre Diária Média
\bar{H}_T	Radiação Solar Média Mensal Diária
\bar{H}	Radiação Solar Média Mensal Diária no Plano Horizontal
\bar{K}_T	Índice de Claridade Média Mensal
\bar{H}_d	Radiação Difusa no Plano Horizontal
ω_s	Ângulo Horário do Nascimento ou Pôr do Sol
N	Duração da Insolação
\bar{R}_b	Razão entre a Incidência Direta de Radiação em uma Superfície Inclinada e uma Superfície Horizontal
\bar{H}_{bT}	Incidência Direta de Radiação em uma Superfície Inclinada
\bar{H}_b	Incidência Direta de Radiação em uma Superfície Horizontal
β	Inclinação da Superfície
ω_s^*	Ângulo Horário do Alvorecer Solar para Superfície Inclinada
\dot{m}	Vazão Mássica
h	Entalpia
\dot{W}	Trabalho
I_0	Média Mensal Horaria de Radiação Extraterrestre
η	Eficiência
X	Altura da haste de suporte das Linhas de Painéis
d	Espaço entre as Linhas de Painéis
A	Área dos Painéis
m	Massa
C_p	Calor Específico

SUMÁRIO

FICHA CATALOGRÁFICA	3
DEDICATÓRIA.....	5
AGRADECIMENTOS	6
RESUMO.....	8
ABSTRACT	9
LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE TABELAS	12
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	13
SIMBOLOGIA.....	14
SUMÁRIO.....	15
INTRODUÇÃO	18
1.1 OBJETIVO E DEFINIÇÃO DO CONCEITO CAES.....	18
1.2 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO	20
Capítulo 2	21
2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	21
2.1.1 HISTÓRICO	21
2.2 TERMODINÂMICA DO ARMAZENAMENTO	22
2.2.1 Armazenamento Isotérmico.....	22
2.2.1.1 Lei dos Gases Ideais	24
2.2.1.2 Processo Politrópico Reversível para Gases Ideais	25
2.2.2 Compressão Isotérmica vs Isentrópica vs Politrópica	28
2.2.3 Compressão Estagiada	30
2.2.3.1 Trabalho da Compressão dos processos Isotérmico, Iso-entrópico, Politrópico e Compressão Estagiada	32
Capítulo 3	33
OPORTUNIDADE DE RECEITAS DE GERAÇÃO	33
3.1 MATRIZ ENERGÉTICA – CONCEITOS E OBJETIVOS	33
3.2 TIPOS DE TARIFAÇÃO E OPORTUNIDADES PARA O MICRO-GERADOR	37
3.2.1 Tipos de Tarifação (Bandeiras Tarifárias)	37
3.2.2 Oportunidades para o Micro Gerador	40
3.3 POTENCIAL DE USO DA ENERGIA SOLAR	40
3.3.1 Cenário Mundial e Local de Energia Solar	40
3.3.2 Aproveitamento de Energia Solar.....	43

Capítulo 4	47
CAES (ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM AR COMPRIMIDO)	47
4.1 TECNOLOGIA DE CAES	47
4.1.1 Benefícios e Vantagens com Usinas CAES	48
4.1.2 Sistemas e Localização de Usinas CAES Diabático	50
4.1.3 Sistemas e Localização de Usinas CAES Adiabático	52
4.1.4 Comparando Plantas CAES existentes	53
4.2 SISTEMAS HÍBRIDOS	55
4.2.1 Integração dos Sistemas Eólico x CAES & PV x CAES	55
4.3 UTILIZAÇÃO DO CAES PARA SUPRIMENTO DE ENERGIA NOS HORARIOS DE PONTA (PEAK-SHAVING).....	56
4.3.1 Geração de Energia para Consumo Próprio nos Horários de Ponta	56
4.3.2 Armazenamento de Eletricidade	57
4.3.3 Peak Shaving com CAES.....	58
Capítulo 5	60
SISTEMAS DE CAES ACIMA DO SOLO	60
5.1 CARACTERIZAÇÕES DE SISTEMAS DE CAES ACIMA DO SOLO	60
5.2 VANTAGENS E APLICAÇÕES	60
5.3 COMPONENTES DO SISTEMA	63
Capítulo 6 - SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA INTEGRADO COM SISTEMA CAES	64
6.1 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	64
6.2 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	66
6.2.1 Sistemas Isolados (Off-grid)	66
6.2.2 Sistemas Conectados (Grid-Tie)	67
6.3 QUESTÕES ASSOCIADAS COM A GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA ..	69
Capítulo 7	70
SISTEMA CAES/FV NTEGRADO PROPOSTO	70
7.1 DESCRIÇÃO SUCINTA DO SISTEMA PROPOSTO	70
7.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	71
7.2.1 Localização da Planta	71
7.2.2 Cálculo da Radiação Solar	71
7.2.3 Radiação Solar - Direta e Indireta	77
7.2.4 Resultados Obtidos da Planta FV - Área dos Painéis	79

7.2.5 Quantidade de Painéis	84
7.2.6 Espaçamento entre os módulos	85
7.2.7 Dimensionamento/Seleção dos Inversores	86
7.3 CARACTERIZAÇÃO DOS COMPONENTES DA INSTALAÇÃO	87
7.4 RESULTADOS DO SISTEMA PROPOSTO	88
Capítulo 8	91
CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	91
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	92
ANEXO A – Placa Fotovoltaica (Folha de dados)	95
ANEXO B - Compressor (Folha de dados).....	96
ANEXO C – ASME SECTION II PART D	97
ANEXO D – Planilha de Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	98
ANEXO E – Turbo Expansor Gerador - General Electric	99

INTRODUÇÃO

A capacidade de aproveitar com eficácia e utilizar uma fonte de energia renovável, mas intermitente, como o solar ou a eólica para a produção continua de energia elétrica depende largamente da disponibilidade de tecnologias de armazenamento de energia com relação custo-benefício que seja atrativa.

Este trabalho analisa as características da tecnologia de armazenamento de energia em ar comprimido (do inglês CAES, Compressed Air Energy Storage), e os custos e benefícios do emparelhamento do sistema de energia solar fotovoltaica (FV) com o CAES.

O sistema CAES permite utilizar a energia gerada em períodos de baixo consumo energético (horário de baixa) em períodos de maior demanda (horário de pico) e pode ser usado para estender o suprimento da eletricidade gerada por meio dos painéis FV para demanda no horário de pico quando as horas solares já passaram.

Para alcançar o objetivo, será feito o projeto conceitual de um sistema que utiliza painéis solares fotovoltaicos para acionar compressores de ar pertencentes a um sistema de armazenamento de energia em pequena escala de ar comprimido, isto é, um sistema “Small Scale Compressed Air Energy Storage” (SS-CAES) de baixo volume, e de baixo custo, com capacidade de geração mínima de 1MW.

O sistema integrado será totalmente autônomo e isolado, ou seja, sem contato com a rede de distribuição de eletricidade das concessionárias. Os custos de energia elétrica gerada com esse sistema integrado ao longo de um ano típico serão estimados e comparados com os custos da energia elétrica comprada da concessionaria no mesmo período.

1.1 OBJETIVO E DEFINIÇÃO DO CONCEITO CAES

O objetivo deste trabalho é projetar um sistema alternativo de pequena escala e confiável para afiançar e conseguirmos receita na geração, bem como conseguirmos atrair investidores para implantação do sistema.

Os custos de energia elétrica gerada com esse sistema integrado ao longo de um ano típico serão estimados e comparados com os custos da energia elétrica comprada da concessionaria no mesmo período.

Será indicado a descrição sumária da matriz energética brasileira com o intuito de identificar e indicar a inserção da tecnologia proposta, no âmbito da utilização da energia armazenada em ar comprimido, e é nesse sentido que utilizaremos como forma de norteamento o levantamento energético nacional de 2013, de modo a inserirmos o sistema em conjunto com a geração Solar.

Para permitir a consecução de uma projeção solar anual será feita uma escolha prévia de um local numa macrorregião dentro do território nacional que possui um alto grau de irradiação solar. Definido o local, será feito uma pesquisa e estimativa da irradiação solar global com participação mensal e sazonal para a região escolhida.

Será feita uma avaliação dos sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado, para apontar qual sistema é o mais adequado em termos de custo-benefício para a integração com o sistema CAES.

Dentre características e aspectos técnicos sobre a tecnologia CAES, será dado ênfase aos sistemas que possam ser instalados acima do solo indicando os componentes dos sistemas e componentes.

Uma parte essencial do trabalho consistirá da investigação dos três modos de armazenamento de energia, ou seja o armazenamento adiabático, o armazenamento diabático e o armazenamento isotérmico, com propósito de identificar qual é a melhor opção para o sistema de geração híbrida proposta.

Uma vez definida a combinação ideal, ou seja a combinação do sistema FV/ Sistema CAES, será montado um fluxograma simplificado do ciclo termodinâmico proposto e em seguida uma simulação do balanço térmico correspondente.

O diagrama de balanço térmico consolidado, servirá como base para a escolha e o dimensionamento dos componentes envolvidos na instalação do protótipo do sistema híbrido proposto. Isto posto, será feita uma relação das conclusões/recomendações e considerações finais.

1.2 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

A monografia está dividida em nove Capítulos, incluindo a introdução como sendo subitem do capítulo 1.

O Capítulo 2, abrangerá a revisão bibliográfica referente ao histórico referentes a sistemas CAES e um resumo sobre os tipos de tecnologias da Termodinâmica do armazenamento.

O Capítulo 3, falaremos sobre as oportunidades das receitas de geração, descrevendo sobre a matriz energética Brasileira, tipos de tarifação e oportunidades para o micro gerador, indicando o potencial do uso da energia solar para alimentação dos compressores.

O Capítulo 4, começaremos a descrever o sistema CAES, indicando a localização de usinas com esta tecnologia, mostrando as tecnologias disponíveis, Sistemas Híbridos e o estudo para a utilização da geração CAES para redução do consumo de energia elétrica nos horários de ponta.

O Capítulo 5, será mostrado os sistemas CAES instalados acima do solo, com respectivas caracterizações, vantagens de aplicações e os principais componentes do sistema.

O Capítulo 6, será abordado o sistema de geração fotovoltaica integrado com a planta CAES, mostrando as tecnologias de geração de energia fotovoltaica e seus tipos de sistemas fotovoltaicos, questões associadas com a geração de energia fotovoltaica.

O Capítulo 7, será abordado o sistema CAES/FV integrado proposto com a descrição sucinta do estudo proposto e mencionado nos capítulos anteriores, incluindo a caracterização dos componentes da instalação, dimensionamento da planta Solar Fotovoltaica, balanço térmico e desempenho do sistema proposto.

O Capítulo 8, apresenta as conclusões e considerações finais do estudo.

Capítulo 2

2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1.1 HISTÓRICO

De acordo com a Encyclopédia Chambers, sistemas urbanos de armazenamento de energia em ar comprimido têm sido construídos desde 1870. Cidades como Paris, França; Birmingham, Inglaterra; Rixdorf, Offenbach e Dresden na Alemanha e Buenos Aires, Argentina adotaram este sistema.

Victor Popp construiu os primeiros sistemas para relógios, em que um pulso de ar era liberado a cada minuto para mover o ponteiro. Esta tecnologia evoluiu rapidamente para fornecer energia a lares e à indústria.

Em 1896, o sistema de Paris distribuía 2.2 MW de energia gerada a 550 kPa em 50 km de aerodutos às indústrias leve e pesada. O gasto era medido em metros.

Estes sistemas, eram a principal fonte de energia doméstica na época e também forneciam energia às máquinas de dentistas, ateliers, estamparias e padarias.

Em 1978, o primeiro projeto de usina de armazenamento de ar comprimido em escala útil foi a usina de 290 megawatts de Huntorf na Alemanha, que utilizava um domo de sal.

Em 1991, Dresser-Rand Corporation & PowerSouth Energy Cooperative construiram uma usina de 110 megawatts foi construída em McIntosh, Alabama (1991). O valor das instalações da usina do Alabama, resultou numa capacidade de \$550 por kilowatt-hora, utilizando uma caverna de sal de 5,79 milhões de m² para armazenar ar a uma pressão acima de 7.58 MPa. Apesar da eficiência da fase de compressão se aproximar de 82%, a fase de expansão requer a combustão do gás a um terço da taxa de uma turbina a gás produzindo a mesma quantidade de eletricidade.

Em Novembro de 2009, o Departamento de Energia dos Estados Unidos libera \$24,9 milhões em fundos para a primeira fase da instalação da usina CAES Pacific Gas and Electric de 300 MW, orçada em \$356 milhões utilizando uma formação de rocha porosa salina em desenvolvimento nas proximidades de Bakersfield, Califórnia.

Em Dezembro de 2010, o Departamento de Energia dos Estados Unidos libera mais \$29.4 milhões para a condução de trabalhos preliminares em um projeto de usina CAES de 150 MW em sal sendo desenvolvida pela Iberdrola USA em Watkins Glen, Nova Iorque. A meta é incorporar a tecnologia de armazenamento de energia para equilibrar as fontes intermitentes de energia renovável.

Em 2013, foi a data de início da construção do primeiro projeto de usina CAES adiabática, uma usina de 200 megawatts denominada ADELE, na Alemanha.

E nesse sentido, gostaríamos de iniciar algo que possa ser utilizado no Brasil em pequena escala (piloto) e, posteriormente um aprimoramento do sistema proporcionando a construção em grande escala de geração, uma vez que o Brasil é um país com grande abundância nos recursos de energias renováveis, tanto solar quanto eólico, pode ser utilizado para acoplamento do sistema de armazenamento de energia em ar comprimido.

2.2 TERMODINÂMICA DO ARMAZENAMENTO

2.2.1 Armazenamento Isotérmico

De acordo com V.WYLEN, SONNTAG, BORGNAKKE (2003), no armazenamento Isotérmico ocorre o tipo de transformação onde o gás é resfriado durante a compressão, de modo que a temperatura se mantenha constante.

Esse tipo de transformação foi estudado pelo cientista inglês Robert Boyle (1627 – 1691), que formulou o seguinte enunciado, conhecido por Lei de Boyle: “Mantendo-se constante a temperatura de um determinado gás, o seu volume e pressão variam inversamente”. Isso significa que, se diminuirmos o volume a pressão aumentará e, se aumentarmos o volume, a pressão diminuirá, de modo que o produto da pressão pelo volume se mantenha constante.

Esse comportamento em um diagrama P x V resulta em uma hipérbole denominada isoterma. Durante um processo politrópico reversível para um gás perfeito podemos utilizar, como exemplo clássico, o processo de expansão dos gases de combustão no interior do cilindro de um motor de combustão interna, os processos politrópicos são aqueles em que um gás realiza um processo reversível com transferência de calor.

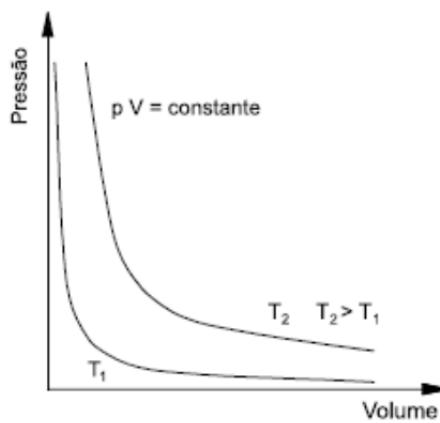


Figura 2.1 - Processo isotérmico de compressão em um diagrama P x V

A Primeira Lei da Termodinâmica, estabelece que a energia não pode ser criada, nem destruída, mas permanece constante (exceto em situações em que transformações entre massa e energia ocorrem). O balanço de energia expresso, é traduzido em termos matemáticos pela seguinte equação:

$$\left(\frac{dE}{dt}\right)_{VC} = \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V^2 e}{2} + z_e \right) - \sum \dot{m}_s \left(h_s + \frac{V^2 s}{2} + z_s \right) + \dot{Q} + \dot{W} \quad (1)$$

Onde:

- $\left(\frac{dE}{dt}\right)_{VC}$ - Significa a variação de energia em um determinado período de tempo no volume de controle.
- e - É o índice que indica a massa que entra,
- s - É o índice que indica a massa que sai do volume de controle
- \dot{m} - é a vazão mássica dada em [kg/s]
- h - é a entalpia dada em [kJ/kg]
- $\frac{V^2 e}{2}$ Simboliza a energia cinética da massa
- Z - Energia potencial
- \dot{Q} - Fluxo de calor, por convenção valores positivos são de fluxo para o volume de controle
- \dot{W} - É o trabalho, por convenção valores positivos indicam trabalho realizado pelo volume.

Simões-Moreira, J.R. (2012) "Aplicações da Termodinâmica", nos diz que para processos em regime permanente, um caso particular da equação (1) ocorre quando só existe um fluxo mássico através do equipamento. Para processos em regime permanente, o termo da derivada temporal da energia total é nulo e, portanto, a equação (1) fica

$$\dot{m}_e \left(h_e + \frac{V^2_e}{2} + Z_e \right) + \dot{Q} = \sum \dot{m}_s \left(h_s + \frac{V^2_s}{2} + Z_s \right) + \dot{W} \quad (2)$$

Da equação da conservação de massa, tem-se que $\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}$ e dividindo a equação acima por \dot{m} resulta em:

$$h_e + \frac{V^2_e}{2} + Z_e + q = h_s + \frac{V^2_s}{2} + Z_s + w \quad (3)$$

Onde, q e w são o fluxo de calor específico e trabalho específico, isto é, por unidade de massa, de unidades J/kg.

2.2.1.1 Lei dos Gases Ideais

V.WYLEN et al. (2003), Fundamentos da Termodinâmica nos diz que segundo a lei dos gases ideais, a pressão absoluta de um gás ideal é dada por:

$$PV = mRT \quad (4)$$

Onde:

P = Pressão absoluta.

V = Volume

m = massa

T = Temperatura absoluta

R = Constante do ar

A constante R pode ser calculada com os valores já conhecidos do ar:

$$R = PV/mT \quad (5)$$

$$R = \frac{\bar{R}}{M} \quad (6)$$

Se aquecermos uma massa de ar comprimido de T1 até T2 ($T_2 > T_1$), como consequência teremos um aumento de volume, juntamente com um aumento de pressão ou ambos acontecendo ao mesmo tempo.

Logo, temos que;

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2} \quad (7)$$

Isto é de suma importância, pois durante o processo de armazenamento do ar teremos de levar em conta a temperatura de armazenamento do ar para obtermos uma quantidade maior de armazenamento a uma temperatura menor, pois ambas estão ligeiramente associadas.

2.2.1.2 Processo Politrópico Reversível para Gases Ideais

V.WYLEN et al. (2003), define que para que se tenha um exemplo sobre processo politrópico pode-se utilizar, o processo de expansão dos gases de combustão no interior do cilindro de um motor de combustão interna. Os processos politrópicos são aqueles em que um gás realiza um processo reversível com transferência de calor. Da mesma forma, o gás analisado é considerado um gás perfeito.

Como se pode ver na Figura 2.2, nos processos politrópicos para gases perfeitos existe uma relação do tipo $PV^n = Constante$.

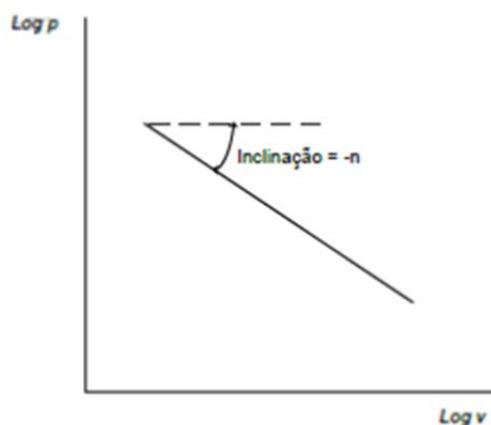


Figura 2.2 – Exemplo de um processo politrópico
Fonte: V.WYLEN et al. (2003)

Se conseguirmos medir as pressões e os volumes durante a expansão de um gás perfeito e colocá-los na forma logarítmica conforme mostrado na Figura 2.2 notando a relação sendo como uma linha reta, poderemos observar que

$$\frac{d\ln P}{d\ln V} = -n \rightarrow d\ln P + n d\ln V = 0 \quad (8)$$

Caso n seja uma constante, a expressão pode ser integrada e fornecer o seguinte resultado

$$PV^n = Constante = P_1 V_1^n = P_2 V_2^n \quad (9)$$

Com base na equação 9, podemos chegar nas seguintes expressões termodinâmicas para o processo politrópico

$$\begin{aligned} \frac{P_2}{P_1} &= \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^n \\ \frac{T_2}{T_1} &= \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{(n-1)}{n}} = \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^{n-1} \end{aligned} \quad (10)$$

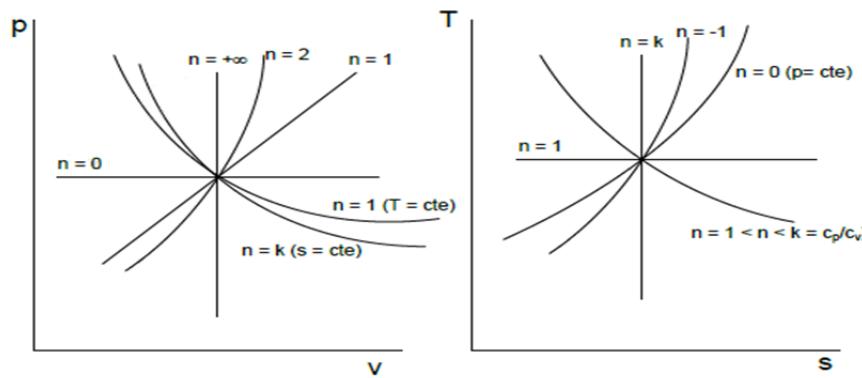


Figura 2.3 - Exemplo de diversos processos politrópicos
Fonte: Çengel et al. (2003)

A Figura 2.3 mostra os diversos processos politrópicos representados pelos diagramas P-V e T-S, com n válido para diversos processos conhecidos como:

- Processo isobárico ($P = \text{constante}$): $n = 0$
- Processo isotérmico ($T = \text{constante}$): $n = 1$
- Processo isoentrópico ($s = \text{constante}$): $n = k$
- Processo isocórico ($v = \text{constante}$): $n = \infty$

Com base nas informações indicadas, e de acordo com as equações 4 e 9, podemos começar explanar sobre o trabalho da expansão isotérmica com a seguinte expressão

$$W_{1-2} = \int_{v1}^{v2} P dv = \int_{v1}^{v2} \frac{mRT}{V} dV = \int_{v1}^{v2} \frac{1}{V} dV = mRT \ln \frac{V_2}{V_1} \quad (11)$$

Como mostrado na equação acima (11), o produto PV permanece inalterado para um gás ideal, e portanto

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{V_1}{V_2}$$

Em um processo isotérmico, teremos da equação 11

$$W_{1-2} = mRT \ln \frac{V_2}{V_1}$$

$$W_{1-2} = P_1 V_1 \ln \frac{P_1}{P_2} = mRT \ln \frac{P_1}{P_2} \quad (12)$$

E por consequência, de acordo com Yunus A. Çengel & Michael A. Boles (5ºEdição), e com base na equação 11, podemos chegar as expressões para o trabalho reversível no escoamento em regime permanente onde o trabalho da fronteira móvel (quase estático) associado aos sistemas pode ser expresso em termos das propriedades do fluido de acordo com a equação abaixo

$$W_b = \int_1^2 P dV \quad (13)$$

Yunus A. Çengel & Michael A. Boles (5ºEdição), também nos define o problema de como as interações de trabalho quase estáticas levam ao máximo trabalho resultante para dispositivos que produzem trabalho e ao mínimo trabalho requerido para os dispositivos que consomem trabalho. Seria igualmente interessante expressar o trabalho associado aos dispositivos com escoamento em regime permanente em termos de propriedades do fluido. Admitindo que a direção positiva para o trabalho seja para fora do sistema (realização de trabalho), o balanço de energia para um dispositivo com escoamento em regime permanente que passa por um processo internamente reversível, pode ser expressado na forma diferencial como

$$\delta q_{rev} - \delta w_{rev} = dh + dec + dep \quad (14)$$

Onde

$$\delta q_{rev} = Tds \quad (15)$$

$$Tds = dh - VdP \quad (16)$$

Substituindo as equações 14 e 15 na equação 13, cancelando o dh , temos

$$-w_{rev} = vdP + dec + dep$$

Integrando,

$$w_{rev} = - \int_1^2 vdP - \Delta ec - \Delta ep \text{ (kJ/kg)} \quad (17)$$

Quando as variações das energias cinética e potencial são desprezíveis, essa equação se reduz a

$$w_{rev} = - \int_1^2 vdP \text{ (kJ/kg)} \quad (18)$$

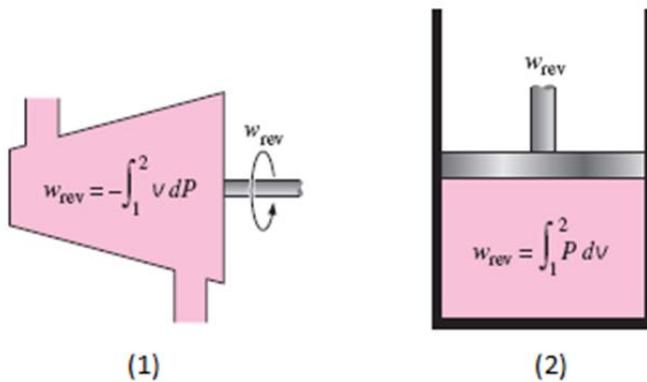


Figura 2.4 – (1) Sistemas abertos; (2) Sistemas fechados
Fonte: Yunus A. Çengel & Michael A. Boles (5ºEdição)

As equações (17) e (18) são as relações para o trabalho reversível resultante associado a um processo internamente reversível de um dispositivo com escoamento em regime permanente.

2.2.2 Compressão Isotérmica vs Isentrópica vs Politrópica

De acordo com Çengel et al (2005), dispositivos individuais como turbinas e compressores, produzem o máximo e consomem o mínimo trabalho quando são projetados para serem utilizados em operação em regime permanente. Considerando dois dispositivos em escoamentos em regime permanente, um sendo como reversível e outro como irreversível, com as mesmas características de operação e considerando os trabalhos e troca de calor para o sistema em quantidades positivas, teremos um balanço de energia para cada um destes equipamentos sendo expressos na forma diferencial como indicado na equação (14) (15), e para o processo real

$$\delta q_{real} - \delta w_{real} = dh + dec + dpe \quad (19)$$

Como podemos notar os lados direitos das equações (14) e (19) são idênticos pois os dispositivos operam nas mesmas condições inicial e final. Logo

$$\delta q_{real} - \delta w_{real} = \delta q_{rev} - \delta w_{rev} \quad (20)$$

ou

$$\delta w_{rev} - \delta w_{real} = \delta q_{rev} - \delta q_{real} \quad (21)$$

Conforme equação $\delta q_{rev} = Tds$ (15), se substituirmos esta relação e dividir tudo por T , teremos

$$\frac{\delta w_{rev} - \delta w_{real}}{T} = ds - \frac{\delta q_{real}}{T} \geq 0 \quad (22)$$

Sabendo que

$$ds \geq \frac{\delta q_{real}}{T} \quad (23)$$

E que T é temperatura absoluta a qual é sempre positiva concluímos que

$$w_{rev} \geq \delta w_{real} \quad (24)$$

Em dispositivos como turbinas (w é positivo), pois produzem e fornecem mais trabalho, e para os dispositivos como compressores (w é negativo), pois consomem trabalho e necessitam de menos trabalho quando operando em processos reversíveis. De acordo com Çengel et al, uma forma de minimizar o trabalho do compressor é chegar o mais próximo possível de um processo internamente reversível, minimizando as irreversibilidades como o atrito, a turbulência e a compressão em modo de não equilíbrio. Isso se consegue, na medida com a qual pode ser realizado é limitada por fatores de ordem econômica. A segunda forma de reduzir o trabalho do compressor é manter o volume específico do gás menor possível durante o processo de compressão. Isto é conseguido mantendo a temperatura o mais baixo possível para o gás durante a compressão, uma vez que o volume específico de um gás é proporcional à temperatura, e por este motivo a redução do trabalho entregue a um compressor requer que o gás seja resfriado à medida que é comprimido, pela compressão estagiada, conforme comparação dos trabalhos de compressão nos três tipos de processos

- o Processo Isotérmico (envolve o máximo de resfriamento)
- o Processo Isoentrópico (não envolve resfriamento)
- o Processo Politrópico (envolve resfriamento)

Adotando que os três processos tenham a mesma pressão e temperatura (P_1 e P_2), trabalhando processo irreversível e considerando o ar como um gás ideal ($PV=RT$) e deixando-os com calores específicos constantes, podemos chegar à conclusão de que o trabalho da compressão é expressado pela equação (18) para cada caso mencionado anteriormente como

Isotérmica ($PV = Constante$)

$$W_{comp.e} = RT \ln \left(\frac{P_2}{P_1} \right) \quad (25)$$

Isentrópico ($PV^k = \text{Constante}$)

$$W_{comp.e} = \frac{kR(T_2 - T_1)}{k - 1} = \frac{kRT_1}{k - 1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} - 1 \right] \quad (26)$$

Politrópica ($PV^n = \text{Constante}$)

$$W_{comp.e} = \frac{nR(T_2 - T_1)}{n - 1} = \frac{nRT_1}{n - 1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(n-1)/n} - 1 \right] \quad (27)$$

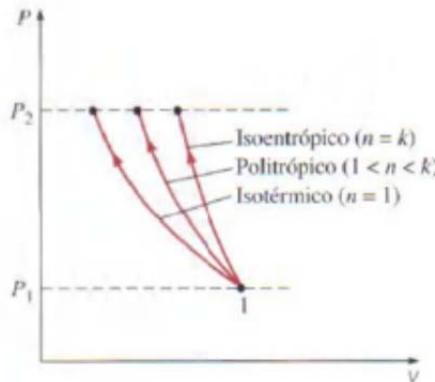


Figura 2.5 – Diagrama P-V dos processos de compressão acima indicados com os mesmos limites
Fonte: Yunus A. Çengel & Michael A. Boles (5ºEdição)

Os processos são indicados na figura 2.5 para o mesmo estado de entrada e pressão de saída. De acordo com Çengel, em um diagrama P - V , a área à esquerda do processo é a integral de VdP . Se observarmos as curvas deste diagrama, como sendo os três casos internamente reversíveis, a compressão adiabática ($PV^k = \text{Constante}$) exige o trabalho máximo e a compressão isotérmica ($T=\text{Constante}$ ou $PV=\text{Constante}$) o trabalho mínimo.

Como podemos notar, a compressão Politrópica ($PV^n = \text{Constante}$) está entre os dois, e é notável que diminui à medida que o expoente politrópico n diminui, aumentando a rejeição de calor durante o processo de compressão. Caso o calor necessário seja removido, o valor de n aproxima-se da unidade e o processo torna-se em processo isotérmico, tornando numa forma comum o resfriamento do gás durante a compressão utilizando camisas de resfriamento ao redor da carcaça dos compressores.

2.2.3 Compressão Estagiada

Com base no exposto anteriormente, chegamos à conclusão de que a medida que um gás é comprimido, se possível, o resfriamento é de grande valia pois isto afeta diretamente o trabalho do compressor. Não obstante, V.WYLEN et al. (2003) &

Çengel et al (2005), nos diz que nem sempre é possível efetuar um resfriamento adequado através da carcaça do compressor, e precisamos utilizar de outros recursos técnicos para alcançar o resultado desejável de um resfriamento efetivo. Uma opção técnica é a compressão em múltiplos estágios com resfriamentos intermediários, deixando o ar ser comprimido em estágios e tendo um resfriamento entre cada etapa estagiada utilizando trocadores de calor. O melhor dos cenários é o resfriamento ocorrendo a uma pressão constante e o ar chegando a sua temperatura inicial (T_1), em cada fase intermediária.

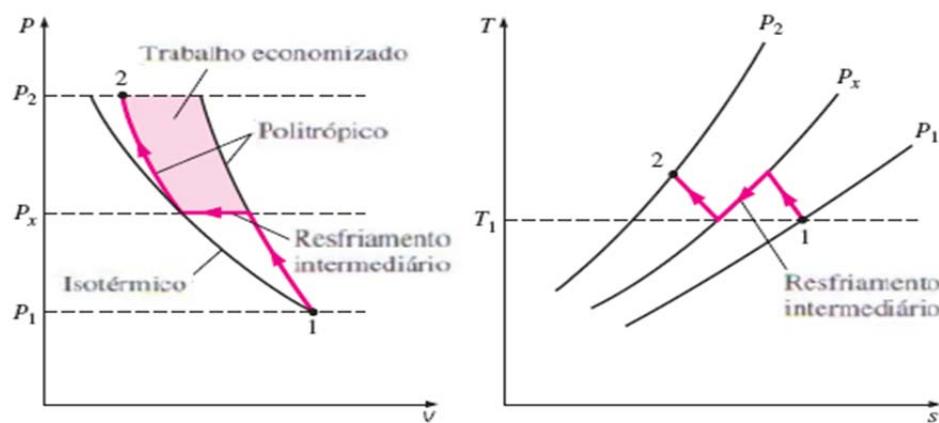


Figura 2.6 – Diagrama P - v e T - s - Processo de compressão estagiada em regime permanente
Fonte: Yunus A. Çengel & Michael A. Boles (5º Edição)

Na figura 2.6, do diagrama P - v e T - s para um compressor de dois estágios, o ar é comprimido no primeiro estágio (P_1) até a pressão intermediaria e resfriado a pressão constante até a temperatura (T_1) e comprimido no segundo estágio até a pressão final (P_2). Estes processos de compressão estagiada, em geral são modelados como politrópicos ($PV^n = Constante$), com n variando entre k e 1. A área colorida do diagrama mostra a economia do trabalho resultante da compressão em dois estágios com resfriamento intermediário. Como indicado no diagrama, também podemos notar as curvas dos processos isotérmicos e politrópico para um estágio, para compararmos os trabalhos.

Como dito anteriormente, a área colorida indica a economia do trabalho de compressão economizado, e varia com o valor da pressão intermediária (P_x). Para determinar o trabalho total da compressão utilizando um compressor de dois estágios, precisamos somar os trabalhos realizados em cada etapa de compressão, de acordo com a Equação 27.

$$w_{comp.e} = w_{comp.1,e} + w_{comp.2,e} \quad (28)$$

$$= \frac{nRT_1}{n-1} \left[\left(\frac{P_x}{P_1} \right)^{(n-1)/n} - 1 \right] + \frac{nRT_1}{n-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_x} \right)^{(n-1)/n} - 1 \right]$$

O valor (P_x) que minimiza o trabalho total é determinado igualando a zero a primeira derivada dessa expressão com relação a (P_x), a resultante é

$$P_x = (P_1 P_2)^{1/2} \text{ ou } \frac{P_x}{P_1} = \frac{P_2}{P_x} \quad (29)$$

De acordo com Çengel et al (2005) concluímos que, temos que ter a mesma razão de pressa em cada estágio de compressão, e uma vez que é alcançado esta condição, o trabalho de compressão estagiada ficam idênticos $w_{comp.1,e} = w_{comp.2,e}$

2.2.3.1 Trabalho da Compressão dos processos Isotérmico, Isoentrópico, Politrópico e Compressão Estagiada

Faremos a comparação para cada um dos processos, admitindo que o Ar é comprimido em regime permanente por um compressor reversível, em condições ambientes, com pressão de entrada de 100kPa @300K até pressão de saída de 1.2MPa e determinaremos os trabalhos do compressor por unidade de massa para chegarmos a um consenso referente aos tópicos explanados até aqui. O compressor será definido como um sistema, uma vez que a massa de ar ultrapassara a fronteira de um volume de controle.

Compressão Isotérmica – Equação (25)

$$W_{comp.e} = RT \ln \left(\frac{P_2}{P_1} \right) = \left(0,287 \frac{kJ}{kg \cdot K} \right) \cdot 300K \cdot \ln \frac{1200kPa}{100kPa} \rightarrow W_{comp.e} = 213,95 \frac{kJ}{kg}$$

Compressão Isentrópica – Equação (26)

❖ $k=1,4$

$$W_{comp.e} = \frac{1,4 \cdot \left(0,287 \frac{kJ}{kg \cdot K} \right) \cdot 300K}{1,4 - 1} \left[\left(\frac{1200kPa}{100kPa} \right)^{(1,4-1)/1,4} - 1 \right] = 310,48 \frac{kJ}{kg}$$

Compressão Politrópica – Equação (27)

❖ $n=1,3$

$$W_{comp.e} = \frac{1,3 \cdot \left(0,287 \frac{kJ}{kg \cdot K}\right) \cdot 300K}{1,3 - 1} \left[\left(\frac{1200kPa}{100kPa}\right)^{(1,3-1)/1,3} - 1 \right] = 288,91 \frac{kJ}{kg}$$

Compressão Estagiada – Equações (28 & 29)

Primeiramente calcularemos a pressão intermediaria P_x (Eq.29)

$$P_x = (P_1 P_2)^{1/2} = [(100 * 200)kPa]^{1/2} = 346,41kPa$$

$$W_{comp.e} = 2 \cdot W_{compl.e} = 2 * \frac{nRT_1}{n - 1} \left[\left(\frac{P_x}{P_1}\right)^{(n-1)/n} - 1 \right]$$

$$\diamond \quad n=1,3$$

$$W_{comp.e} = 2 * \frac{1,3 \cdot \left(0,287 \frac{kJ}{kg \cdot K}\right) \cdot 300K}{1,3 - 1} \left[\left(\frac{346,41kPa}{100kPa}\right)^{(1,3-1)/1,3} - 1 \right] = 247,77 \frac{kJ}{kg}$$

Dentre os casos comparados, notamos e comprovamos que a compressão isotérmica (213,95 kJ/kg) exige o mínimo trabalho e, por outro lado a compressão isoentrópica (310,48 kJ/kg) o maior trabalho. Por sua vez, conseguimos diminuir o trabalho do compressor quando utilizamos a compressão estagiada (244,77 kJ/kg) via processo politrópico, quando utilizamos dois estágios. Outrossim, concluímos que se aumentarmos ainda mais um estágio no processo de compressão, conseguiríamos se aproximar ainda mais ao resultado do processo isotérmico.

Capítulo 3

OPORTUNIDADE DE RECEITAS DE GERAÇÃO

3.1 MATRIZ ENERGÉTICA – CONCEITOS E OBJETIVOS

A **matriz energética** de um país, é toda a **energia** disponível que pode ser **distribuída e consumida por sua população no exercício de suas atividades domésticas, comerciais e Industriais**, nos processos produtivos. É uma **representação quantitativa** da oferta de suas fontes de energia, ou seja, da quantidade de recursos energéticos oferecidos por um determinado país.

A análise da matriz energética é essencial para direcionar o planejamento do setor energético, o qual deve assegurar a produção adequada e o uso parcimonioso da energia produzida. Uma das informações mais importantes que se procura

estabelecer é a quantidade de recursos naturais que está sendo aproveitada, para determinar se esses recursos estão sendo utilizados de forma racional e responsável.

De acordo com Villalva et. Al (2012), energia renovável é aquela originária de fontes naturais que possuem a capacidade de regeneração ou renovação, ou seja, provenientes de recursos capazes de se refazer em um curto prazo e não se esgotam. Como exemplos de energia renovável, podemos citar: energia hidráulica dos rios, energia eólica dos ventos, energia solar, geotérmica (calor interno da Terra), maré motriz das ondas de mares e oceanos, e biomassa (matéria orgânica). Ao contrário dos combustíveis não-renováveis (normalmente de origem fóssil como petróleo, gás natural e carvão mineral) as fontes de energias renováveis, no geral, causam apenas um pequeno impacto ao meio ambiente. Portanto, são excelentes alternativas à produção energética tradicional, particularmente no que tange a preocupação contra a poluição atmosférica e o aquecimento global.

De acordo com o gráfico elaborado pela Agência Internacional de Energia (IEA), podemos afirmar que o Brasil possui a matriz energética mais renovável do mundo industrializado com uma grande parte da energia consumida proveniente de fontes renováveis como recursos hídricos, biomassa e etanol, além das energias eólica e solar. Isto faz da matriz energética brasileira uma das mais limpas do mundo.

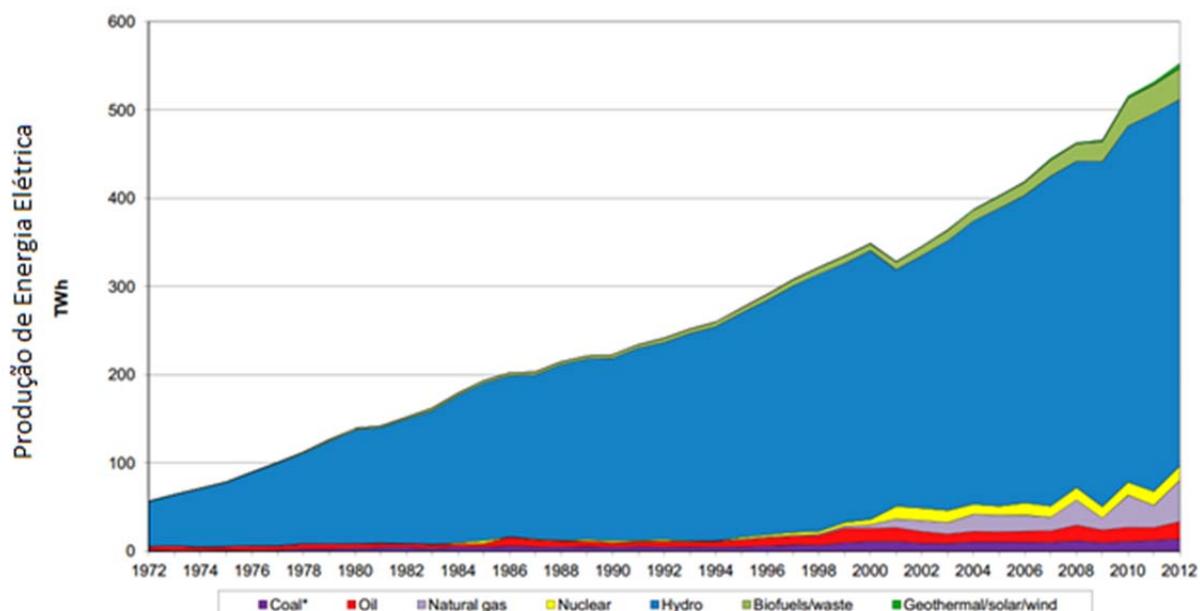


Figura 3.1 – Geração de Eletricidade no Brasil e as fontes de energia empregadas
Fonte: IEA,2014

Vale lembrar que a matriz energética mundial é constituída em mais de 80% de combustíveis fósseis tais como petróleo, gás natural e carvão mineral, ou seja fontes não-renováveis. As fontes renováveis participam em média com apenas 13% da matriz energética dos países industrializados. O percentual cai para 6% entre as nações em desenvolvimento.

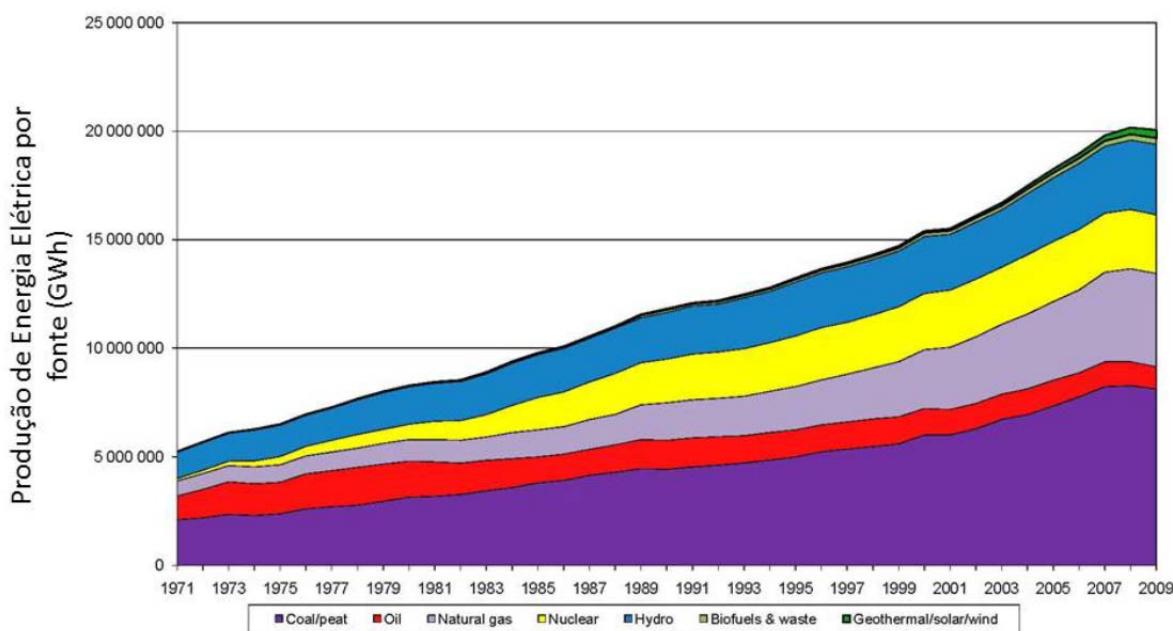


Figura 3.2 - Geração Mundial de Energia Elétrica por Fonte
Fonte: IEA, 2011

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), o Brasil conta com mais de mil usinas hidrelétricas espalhadas pelo território nacional as quais são responsáveis pela geração de 67% da eletricidade do País. A opção brasileira pelo modelo hidrelétrico se deve à existência de grandes rios de planalto que constituem uma das maiores reservas de água doce do mundo e são alimentados por chuvas tropicais abundantes. Além de ser mais barata em termos de custo operacional, a energia hidrelétrica emite menos CO₂ comparada com a energia de termeletricidade. Contudo, os aproveitamentos hidráulicos para grandes e médias usinas apresentam elevados custos de transmissão por estarem localizados cada vez mais distantes dos grandes centros de consumo.

Em segundo lugar vêm as usinas termelétricas que têm participação considerável na matriz elétrica brasileira, representando 29% da geração e desempenham um papel importante na complementação da matriz hidráulica. De acordo com o Operador Nacional do Sistema (ONS), as termoelétricas são acionadas sempre que o setor hidroelétrico ameaça não dar conta da demanda de consumo. Há ainda um

significativo percentual (5,8%) de energia importada de países da América Latina, principalmente da parcela paraguaia gerada pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), atualmente o Brasil opera 3.535 empreendimentos de geração de energia, com capacidade total instalada de 132.676.260 kW. Nos próximos anos, devem ser inauguradas mais 801 novas geradoras em território nacional, com potência total de 36.717.033 kW. Destas 801 novas unidades geradoras são provenientes, 211 empreendimentos atualmente em construção e mais 590 em Empreendimentos com Construção não iniciada.

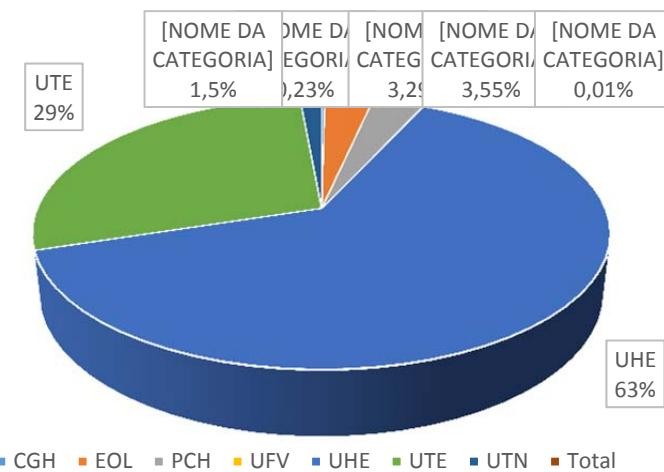


Figura 3.3 - Potência Instalada Brasil

Fonte: Adaptado de - Banco de Informações de Geração, 2014

Obviamente, diante deste cenário o Brasil hoje é altamente dependente das hidroelétricas e, em casos de emergência, das termoelétricas. De acordo com especialistas do setor energético brasileiro esse modelo é arriscado e caro, e o País precisa diversificar sua matriz energética. O sistema é mais seguro se há várias fontes de geração com maiores potências instaladas. Evidentemente, nenhuma outra fonte de energia renovável será capaz de suprir as atuais necessidades do sistema energético brasileiro, mas a curto prazo é preciso investir em alternativas, pois a segurança do sistema depende do investimento em várias fontes de energia. Adicionalmente, o Brasil precisa trabalhar com as regionalidades no setor energético.

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), na região nordeste do país, que tem o maior potencial para geração eólica (estimada em 75.000 MW), os quais estão dentre as 801 novas unidades geradoras, devem ser incentivados fortes investimentos em parques de geração eólica. Similarmente deve ser dispendido maior tempo na investigação do aproveitamento da energia solar no país.

Grande parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima a linha do Equador e o índice de radiação solar do Brasil é um dos mais altos do mundo. A região nordeste do Brasil, por estar ainda mais próxima do Equador do que as demais regiões, é a que possui maior área de radiação solar e também aonde ela é mais eficaz, variando entre 5.700 e 6.100 Wh/m² dia, segundo informações contidas no Atlas Solarimétrico Brasileiro. Essas opções de geração de energia apresentam um baixo percentual de capacidade instalada em relação às demais fontes, e ainda são caras por causa do alto custo dos equipamentos. No entanto, todas essas opções merecem maior atenção e aprofundamento pois podem atenuar a situação energética em momentos de crise.

A grande desvantagem das fontes renováveis supracitadas é a sua intermitência, ou seja, nem sempre o vento sopra ou o sol brilha quando a eletricidade é necessária tornando difícil a integração da sua produção no programa de exploração.

Nesse contexto, a integração de um sistema de armazenamento de energia como o CAES com qualquer uma dessas fontes renováveis de energia poderá neutralizar os efeitos do caráter intermitente da fonte renovável, permitindo utilizar a energia gerada em períodos de baixo consumo energético em períodos de maior demanda, sem contar que em nossa matriz ainda não existe este tipo de integração.

3.2 TIPOS DE TARIFAÇÃO E OPORTUNIDADES PARA O MICRO-GERADOR

3.2.1 Tipos de Tarifação (Bandeiras Tarifárias)

De acordo com a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a partir de 2015, as contas de energia terão uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias conforme mostrado no parágrafo a seguir.

As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

Além disso, as distribuidoras de energia divulgarão, na conta de energia, a simulação da aplicação das bandeiras para o subsistema de sua região.

O sistema possui três tipos de bandeiras: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores dos semáforos - e indicam o seguinte:

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sobre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

Abaixo um mapa a qual indica os subsistemas do Brasil e regiões:

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO): Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia; Subsistema Sul (S): Região Sul; Subsistema Nordeste (NE): Região Nordeste, exceto o Maranhão; Subsistema Norte (N): Pará, Tocantins e Maranhão.

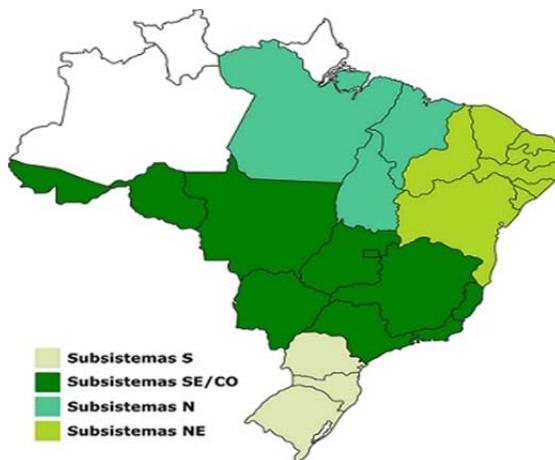


Figura 3.4 - Mapa do Brasil com Indicações dos Subsistemas.

Amazonas, Amapá e Roraima não estão no SIN (Sistema Interligado Nacional) e, portanto, nesses estados não funcionará o sistema de Bandeiras Tarifárias. Fonte: ANEEL

De acordo com a ANEEL, as aplicações das bandeiras são realizadas conforme os valores do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS-SE) de cada subsistema. O Custo Marginal de Operação (CMO) equivale ao preço de unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de demanda de carga no sistema, uma elevação deste custo indica que a geração de energia elétrica está mais custosa. Um CMO elevado pode indicar níveis baixos de armazenamento de água nos reservatórios das hidrelétricas e condições hidro meteorológicas desfavoráveis, isto é, poucas chuvas nas bacias dos rios a qual estamos enfrentando agora. O CMO também é impactado pela previsão de consumo de energia, de forma que um aumento de consumo, em decorrência, por exemplo, de um aumento da temperatura, poderá elevar o CMO.

Normalmente quando isso acontece, as usinas termelétricas entram em operação para compensar a falta de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas ou o aumento de consumo e, assim, preservar a capacidade de geração de energia dessas hidrelétricas nos meses seguintes.

Os Encargos de Serviço do Sistema (ESS) são aqueles decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os custos de Encargos de Serviço do Sistema por segurança energética advêm da solicitação de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para realizar geração fora da ordem de mérito de custo, ou seja, despachar geração mais custosa (térmicas), visando garantir a futura segurança do suprimento energético nacional.

Juntos, o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Encargos de Serviço do Sistema por Segurança Energética (ESS_SE) determinam a bandeira a ser adotada em cada mês, por subsistemas descritos anteriormente.

De acordo com a ANEEL, uma vez por mês o Operador Nacional do Sistema (ONS) calcula o Custo Marginal de Operação nas reuniões do Programa Mensal de Operação, quando também é decidido se haverá ou não a operação das usinas termelétricas e o custo associado a essa geração. Após as reuniões, com base nas informações do Operador Nacional do Sistema, a ANEEL aciona a bandeira tarifária vigente no mês seguinte. Para efeitos de cálculo do custo/tarifação, as características de faturamento dos sistemas tarifários são baseadas na aplicação de uma tarifação binômia, composta de duas grandezas: consumo (kWh) e demanda (kW).

Para o Grupo A, existem dois modelos de tarifação, chamados de Convencional e Horo-sazonal. O grupo A é subdividido em vários subgrupos, de acordo com seus níveis de tensão de fornecimento. Cada um desse tem seu próprio valor definidos de tarifa. Podemos dividir os consumidores de energia elétrica de acordo com cada finalidade da unidade consumidora, como residência, comércio, indústria, e por nível de tensão no qual é feito o atendimento, como alta tensão (≤ 88 kV), média tensão (2,3kV até 69 kV), baixa tensão (< 1 kV).

Horário de Ponta: Este horário é composto por um período de três horas consecutivas que é adotado entre as 17h e 22h, incluindo feriados, com exceção aos sábados e domingos. Cada companhia/distribuidora tem suas regras. No nosso caso, adotaremos das 17h30 às 20h30.

Horário Fora de Ponta

Este horário é composto por um período de 21 horas diárias complementares ao horário de ponta, incluindo os sábados e domingos. Eles são divididos em dois períodos (capacitivo e indutivo), devido à diferença de tipo de carga reativa mais comum nesses horários.

Portanto consideraremos os períodos; Período Capacitivo: 23h30 às 6h30 e Período Indutivo: 6h30 às 0h30

Tabela 3.1 – Períodos Capacitivo e Período Indutivo.
Fonte: AES Eletropaulo.

Horário Gráfico	Capacitivo	Fora de Ponta	Indutivo	Ponta
Hora	00 01 02 03 04 05 06	07 08 09 10 11 12 13	14 15 16 17 18 19	20 21 22 23

Enquadramento Tarifário

O enquadramento se dá com base na legislação, carga instalada, tensão de fornecimento, classe de consumo da unidade e a região onde está localizada. Existe a possibilidade de enquadramento em mais de um sistema de faturamento.

De acordo com o subgrupo tarifário, os consumidores do grupo A poderão fazer a opção tarifária, conforme a tabela a seguir:

Tabela 3.2 – Enquadramento Tarifário
Fonte: AES Eletropaulo

Subgrupo Tarifário	MODALIDADE TARIFÁRIA		
	Convencional	THS - Azul	THS - Verde
A1	IMPEDIDO	compulsório para	IMPEDIDO
A2		qualquer valor de	
A3		demandas contratadas	
A3a	disponível para	disponível para	disponível para
A4	contratos	contratos	contratos
AS (subterrâneo)	inferiores a 300 kW	a partir de 30 kW	a partir de 30 kW

3.2.2 Oportunidades para o Micro Gerador

Conforme vimos nos subtítulos anteriores, o faturamento de energia é composto pelos diversos custos de energia variando entre os horários de ponta e fora de ponta. Com base nestas informações, vimos a oportunidade para o Micro Gerador operar em horário de ponta com uma planta CAES, onde a demanda do sistema elétrico é maior e a viabilidade de implantação para o gerador, poderá ser feita de forma considerável.

3.3 POTENCIAL DE USO DA ENERGIA SOLAR

3.3.1 Cenário Mundial e Local de Energia Solar

O sol é uma das fontes mais promissoras de energia renovável disponível na terra hoje. A energia solar se caracteriza como inesgotável e é considerada uma alternativa energética muito promissora para enfrentar os desafios da expansão da oferta de energia com menor impacto ambiental. Atualmente, apenas uma minúscula fração da energia solar disponível é utilizada.

De acordo com Villalva et al (2012), a energia irradiada pelo sol provém das reações de fusão nuclear estelar, um processo em que átomos de hidrogênio se fundem originando átomos de hélio. Quase todas as fontes de energia (hidráulica, geotérmica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos) são formas indiretas de energia solar. A energia eólica é produzida pela energia solar, pois o calor do sol cria diferenças de temperatura que produzem os ventos. A energia hidráulica também é produzida pela energia solar, pois o calor do sol evapora a água dos oceanos, rios e lagos, que condensa, forma nuvens e depois cai na forma de chuva, abastecendo o reservatório das hidrelétricas.

A energia solar pode ser aproveitada em diferentes níveis em todo mundo. Dependendo da localização geográfica, ou seja quanto mais perto do equador, mais energia pode ser potencialmente captada. As áreas de deserto, onde as nuvens são baixas e estão localizadas em latitudes próximas ao equador são mais favoráveis à captação de energia solar.

De acordo com relatório da (NASA, 2013), citado por Joao Tavares Pinho e Marco Antônio Galdino (2014), estima-se que o Sol tenha reserva de hidrogênio suficiente para alimentar as reações nucleares por mais 5 bilhões de anos. A quantidade de energia liberada nessa reação é milhões de vezes maior que a energia de uma reação química comum. A fusão nuclear no sol envolve 4.26 milhões de toneladas de hidrogênio por segundo e produz 383 yottawatts (septilhão de watts), o equivalente de 25 trilhões de vezes a potência instalada no mundo (15 terawatts).

Segundo o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, considerando que o raio médio da Terra é 6.371 km e considerando o valor da irradiância de 1.367 W/m² incidindo sobre a área projetada da Terra, conclui-se que a potência total disponibilizada pelo Sol à Terra é de apenas meio bilionésimo da energia produzida pelo sol, ou seja 174 petawatts (quatrilhões de watts), é recebida pela atmosfera terrestre, sendo 89 petawatts absorvida pela atmosfera, oceanos e continentes assim formando os ventos, chuvas, ondas e correntes marinhas e 85 petawatts refletida para o espaço. Isto equivale a mais de 11 mil vezes a potência instalada no mundo. Somente a energia solar em sua forma direta tem um potencial de 86 Peta Watts ou um pouco mais de 5700 vezes a potência instalada no mundo, e a energia eólica tem um potencial de 870 terawatts.

De acordo com o relatório feito pela Agencia Internacional de Energia (IEA-PVPS T1-24:2014), África, Austrália e Europa Central são as áreas mais desertificadas e

com maior incidência solar do planeta terra. No entanto alguns países desenvolvidos que não se situam nessas áreas possuem, e se valem da sofisticação técnica necessária para a captura de energia solar e conseguem um alto grau de aproveitamento da irradiação solar. Por exemplo a Alemanha, que não é um lugar com muito sol, é o líder mundial na captação de energia solar, com um total de 36GW de potência instalada.

O Brasil também tem um dos mais altos índices de insolação do mundo pois grande parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima a linha imaginaria do equador, de forma que não ocorrem grandes variações de radiação solar durante o dia. Quanto mais próxima uma região está do Equador, mais quente ela costuma ser porque as áreas próximas do Equador recebem os raios solares durante todo o ano de forma direta.

Conforme indicado no Atlas Brasileiro de Energia Solar, a região nordeste do Brasil por estar ainda mais próxima do equador do que as demais regiões, é a que possui maior área de radiação solar e também aonde ela é mais eficaz, variando entre 5.700 e 6.500 Wh/m² dia.

A Associação Brasileira da Industria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), nos mostra que o valor máximo de irradiação global – 6,5kWh/m² – ocorre ao norte do estado da Bahia, próximo à fronteira com o estado do Piauí. Valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2500 kWh/m²) são superiores quando comparados com a maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (900-1250 kWh/m²), França (900-1650kWh/m²) e Espanha (1200-1850 kWh/m²), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados. Contudo, o Brasil ainda se mantém muito abaixo das estatísticas mundiais como gerador de energia solar fotovoltaica.

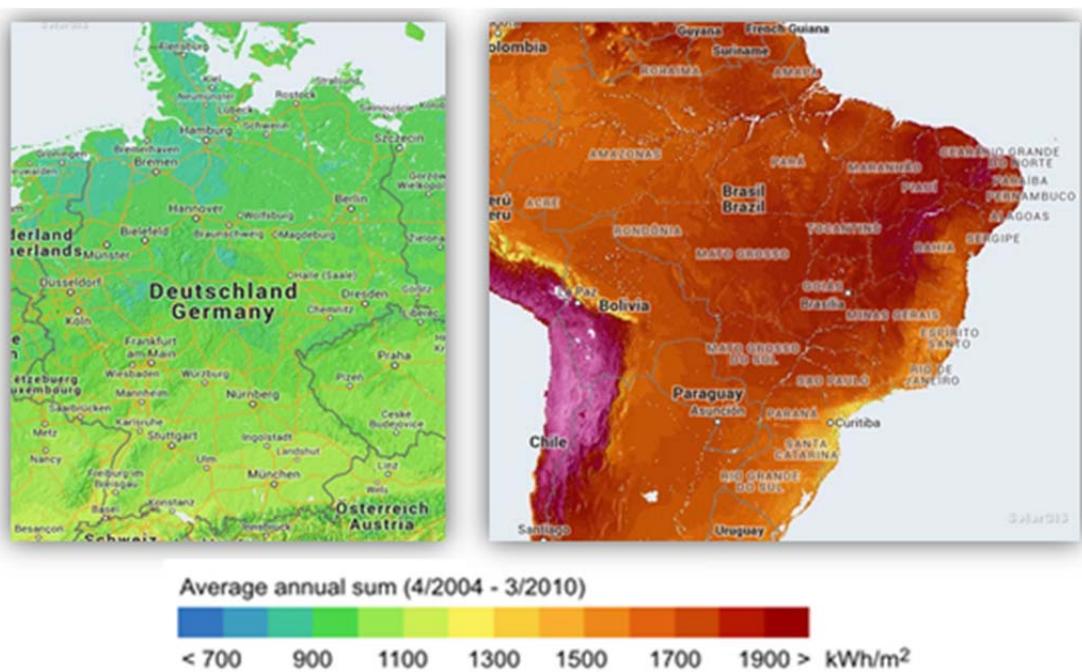


Figura 3.5 – Comparação do Potencial de Energia Solar (Alemanha x Brasil)
Fonte: IEA, 2012 (Adaptado).

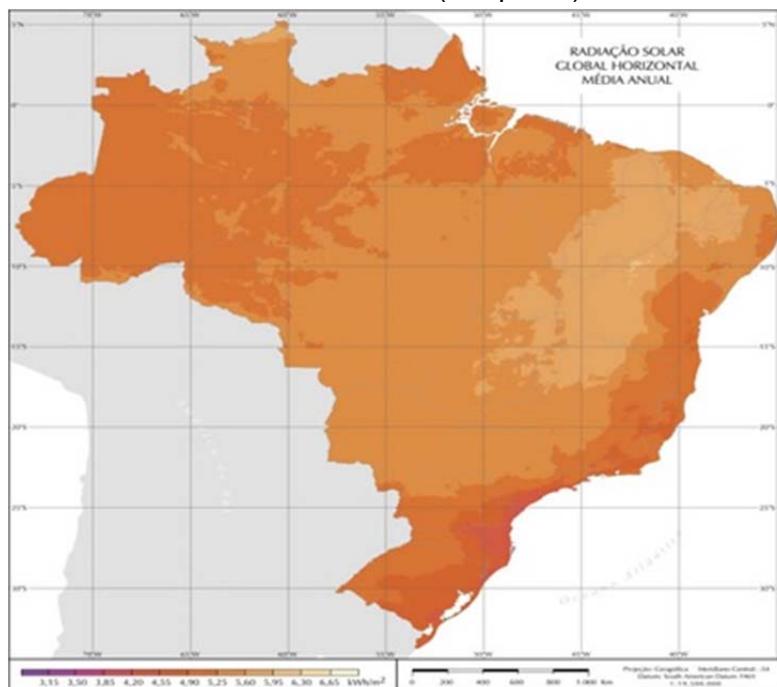


Figura 3.6 – Radiação Solar Global Horizontal – Média anual
Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

3.3.2 Aproveitamento de Energia Solar

As tecnologias disponíveis para o aproveitamento da energia solar podem ser amplamente classificadas como ativas ou passivas dependendo da forma como se capta, se converte e se distribui a energia solar. Entre as técnicas ativas está uso de painéis fotovoltaicos e painéis solares térmicos para aproveitar a energia solar. Entre

as técnicas passivas estão a orientação de um edifício para o sol e a seleção de materiais com massa térmica favorável ou propriedades translúcidas.

As tecnologias também se classificam em diretos ou indiretos. Direto significa que há apenas uma transformação envolvida para fazer da energia solar um tipo de energia utilizável pelo homem. A conversão a partir de células fotovoltaicas é classificada como direta. Na sua forma mais simples, uma célula fotovoltaica é atingida pela irradiação solar criando eletricidade. Outro exemplo é a utilização de painéis solares. Nesse caso a irradiação solar atinge as superfícies escuras e é transformada em calor que aquecerá um fluido como uma quantidade de água por exemplo. Sistemas indiretos necessitam de mais de uma transformação para que surja energia utilizável. Um exemplo são os sistemas de posicionamento automático de cortinas de acordo com a disponibilidade de luz do sol, similar ao instalado na unidade da CPFL de Tanquinho.

O aproveitamento direto da energia solar encontra grande aplicação em iluminação, para aquecimento de líquidos e ambientes e para geração de energia mecânica ou elétrica.

Na área de iluminação e no aquecimento de ambientes aproveita-se da penetração ou absorção da radiação solar nas edificações, de modo a reduzir as necessidades de uso de energia elétrica ou gás natural para iluminação e aquecimento. Geralmente, para a otimização do aproveitamento, realizam-se estudos de eficiência energética para edificações aplicam-se técnicas específicas de arquitetura e materiais especiais na construção.

As aplicações práticas da energia solar podem ser divididas em dois grupos: a energia térmica (painéis planos e concentradores) relacionada basicamente aos sistemas de aquecimento de água e a energia solar fotovoltaica, processo de aproveitamento da energia solar para conversão direta em energia elétrica, utilizando os painéis fotovoltaicos.

Para o aproveitamento da energia solar visando o aquecimento de fluidos utilizam-se painéis (painéis solares térmicos) ou concentradores solares. Os painéis solares são preferidos no caso do aquecimento de água para fins de higiene pessoal e lavagem de utensílios e ambientes, tanto em aplicações residenciais, quanto comerciais. Os painéis solares são projetados para aquecer a água a temperaturas relativamente baixas (inferiores a 100°C). Estima-se que para o suprimento de água quente de

uma residência típica que tem três a quatro moradores são necessários cerca de 4 m² de coletor solar.

Os concentradores solares utilizam lentes ou espelhos e sistemas direcionais para abranger uma vasta área do sol redirecionando-a para uma área menor. A luz concentrada é depois usada para produzir calor, ventilação ou eletricidade renovável (eletricidade termoelétrica, normalmente produzida através do vapor). No caso de geração de energia elétrica, o vapor produzido pelo concentrador solar é dirigido para uma turbina que está acoplada pelo mesmo eixo a um gerador de energia elétrica. Assim, a energia cinética do vapor é transformada em energia elétrica pelo conjunto turbo-gerador.

A energia solar, pode ser convertida diretamente em eletricidade através do efeito fotoelétrico também chamada de conversão fotovoltaica. O efeito fotovoltaico, decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença de luz solar. O fenômeno foi descoberto por Alexandre-Edmond Becquerel, um físico francês, em 1839 quando observou que certos materiais produzem pequenas quantidades de corrente elétrica quando expostos à luz.

Entre os materiais mais usados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, os quais são usualmente chamados de células solares ou fotovoltaicas, destaca-se o silício, um material semicondutor.

Quando a luz solar atinge uma célula fotovoltaica, ela produz uma pequena corrente elétrica, essa corrente é recolhida por fios ligados e/ou conectados à célula. Quanto mais células fotovoltaicas são ligadas em série ou em paralelo, maior a corrente e tensão produzidas. Um conjunto de células fotovoltaicas dispostas lado a lado formam um módulo ou painel fotovoltaico, e consequentemente vários módulos juntos formam um arranjo de painéis fotovoltaicos.

De um modo geral, o uso de sistemas fotovoltaicos está associado às aplicações onde não há possibilidade de emprego de outra fonte de energia elétrica. Em locais isolados, com baixa densidade demográfica, os sistemas fotovoltaicos representam uma solução adequada para atender pequenas demandas de energia.

No Brasil os sistemas fotovoltaicos são empregados em regiões remotas para fornecer energia para bombeamento de água, iluminação pública e sistemas energéticos coletivos. Existem pequenos projetos nacionais de geração fotovoltaica de energia elétrica principalmente para o suprimento da eletricidade em

comunidades rurais e/ou isoladas do Norte e Nordeste do Brasil. Esses projetos atuam basicamente em sistemas de bombeamento de água para abastecimento doméstico, irrigação e piscicultura, sistemas de iluminação pública e sistemas de uso coletivo tais como eletrificação de escolas, postos de saúde e centros comunitários. Em certas regiões do Brasil, como o interior do Amazonas, Bahia, Minas Gerais e Pará diversos desses sistemas tem sido instalado para fornecer energia para escolas rurais, postos de saúde e sistemas de telecomunicação onde existem diversos fatores os quais impedem as linhas de transmissão não conseguem chegar. Uma significativa parcela dos sistemas fotovoltaicos existentes no país foi instalada no âmbito do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM, instituído pelo Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia do Governo Federal, em Dezembro de 1994. A maioria dos sistemas do PRODEEM estão instalados em escolas rurais.

A possibilidade de maior difusão de sistemas fotovoltaicos, ainda depende de como será possível reduzir seus custos em relação às demais fontes de geração de eletricidade. Em determinados casos, como nas aplicações de painéis fotovoltaicos para iluminação pública, iluminação de jardins, iluminação de casas e abastecimento de eletrodomésticos, podem haver incentivos na forma de subsídios governamentais para a geração distribuída.

No capítulo 6 deste trabalho, serão abordados os vários tipos de sistemas fotovoltaicos e as tecnologias mais utilizadas de geração de energia fotovoltaica, assim como outras questões associadas com a geração fotovoltaica.

Capítulo 4

CAES (ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM AR COMPRIMIDO)

4.1 TECNOLOGIA DE CAES

A tecnologia de Armazenamento de Energia em Ar Comprimido (do inglês CAES), é uma forma de armazenar o ar pressurizado, utilizando-o como combustível renovável que está presente no universo e abrindo portas para uma nova fonte de geração de energia para as demandas futuras. O armazenamento do ar comprimido pode ser utilizado tanto para geração de eletricidade, quanto para movimentação de veículos diversos.

Contudo, nas plantas de geração de energia através do ar comprimido o ciclo de compressão é separado do ciclo de geração e combustão. Ou seja, o ar é comprimido durante o período fora de ponta (durante o dia), quando o custo de eletricidade é menor, e o compressor comprime e armazena o ar em cavernas e/ou em algumas configurações o ar também pode ser feito em tanques de armazenamentos, até a capacidade projetada e disponível de geração de cada planta.

No momento em que a planta atinge sua carga máxima de estocagem de ar comprimido como combustível de geração, os compressores são automaticamente desligados. Quando é requerido a geração de energia no momento o qual a demanda é aumentada, o ar comprimido é liberado e aquecido através de recuperadores de calor antes de expandir na turbina, gerando eletricidade.

Devido ao fato que a turbina não necessariamente necessita movimentar o compressor, a eficiência da turbina acoplada ao gerador são aumentados, consumindo menos combustível por kWh, podendo gerar mais eletricidade do que uma turbina do mesmo tamanho comparada num ciclo comum a um custo benefício maior.

Outrossim, o ar comprimido armazenado e utilizado no ciclo aumenta o processo de combustão no momento da expansão na turbina, deixando a tecnologia favorável para ser estudada e adotada em grandes escalas, conforme veremos no decorrer do capítulo as localizações de usinas de CAES instaladas.

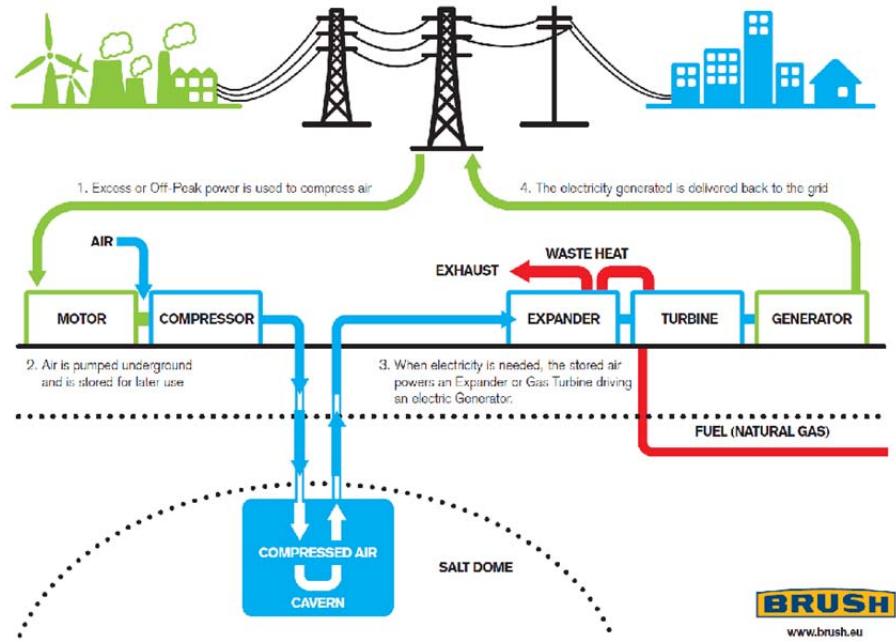


Figura 4.1 Exemplo típico de concepção de usinas CAES
Fonte: Mencionada na imagem

4.1.1 Benefícios e Vantagens com Usinas CAES

De acordo com Ridge Energy Storage & Grid Services (2006), usinas CAES tem seus ciclos de compressão separados do ciclo de combustão, o qual fornece a planta muitas vantagens em comparação com ciclo simples e ciclo combinado, os quais são muito utilizados em usinas movidas a gás natural. Estas características tornam-se em benefícios significativos para os fornecedores de eletricidade, compradores e vendedores e concessionárias de energia elétrica.

Comparando com outros ciclos de geração, podemos dizer que o CAES tem uma eficiência térmica elevada o tornando competitivo com os produtores de energia.

Tabela 4.1 - Comparaçao típica dos consumos específicos “heat rates”
Fonte: Ridge Energy Storage & Grid Services

CAES	Ciclo Combinado - Gás	Ciclo simples – Turbina
<4500 Btu/kWh	6300 – 8000 Btu/kWh	8500 – 12000 Btu/kWh

Não obstante, Ridge Energy Storage & Grid Services também nos diz que uma planta CAES tem a capacidade iniciar/partir de 2 a 3 vezes mais rápida do que usinas a gás, porque não é restrinida somente por requisitos de compressão. O gráfico a seguir ilustra a vantagem de rampa de operação e aceleração CAES sobre

os outros ciclos indicados na tabela anterior, baseados em plantas com 300MW de potência.

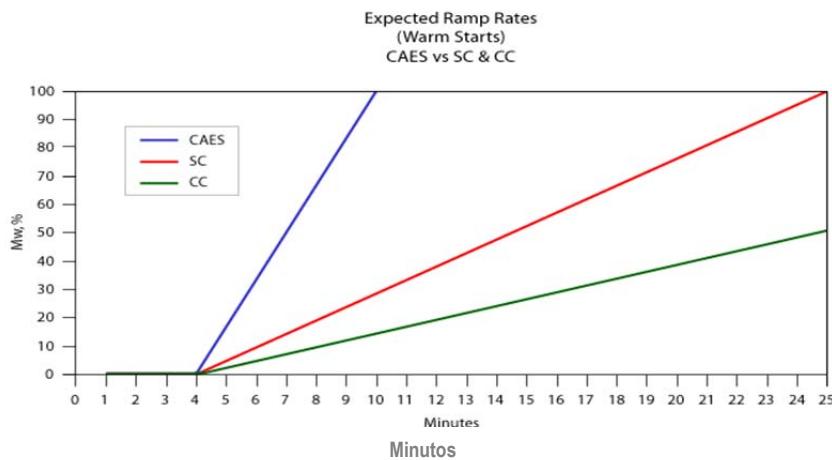


Figura 4.2 – Comparação da Rampa de Aceleração: CAES x SC (Ciclo Simples) x CC (Ciclo Combinado) - Fonte: Ridge Energy Storage & Grid Services

Em regimes de carga parcial, o CAES consegue manter melhor o seu consumo específico de calor comparado ao ciclo simples ou ao ciclo combinado - uma vantagem importante no suprimento de serviços auxiliares.

Conforme mencionado nos estudos elaborados por Ridge et.al, para se atender as necessidades de serviços auxiliares, os geradores precisam ser operados abaixo da sua capacidade nominal (100%) o que aumenta seus custos variáveis. As usinas de CAES sofrem apenas uma degradação mínima do seu consumo específico de calor quando operam até 50% das suas respectivas capacidades de geração. Como o gráfico abaixo nos mostra, usinas de ciclo simples e de ciclo combinado sofrem deterioração dos seus consumos específicos de calor quando operam abaixo de 80% de sua capacidade de geração.

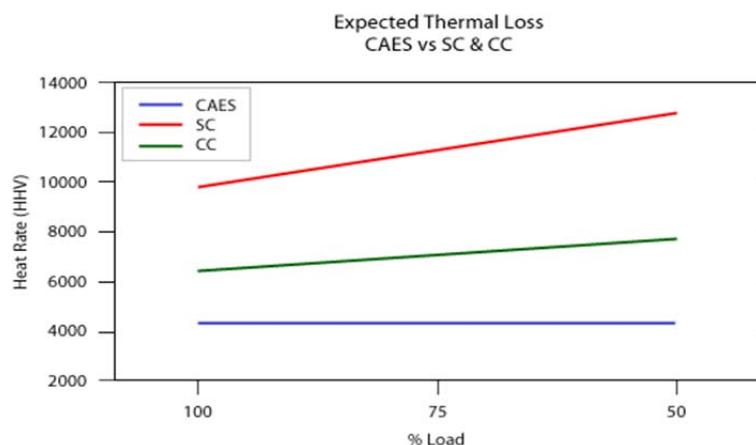


Figura 4.3 – Perda Térmica Estimada: CAES x SC (Ciclo Simples) x CC (Ciclo Combinado) - Fonte: Ridge Energy Storage & Grid Services

Outra vantagem de desempenho CAES é a sua capacidade para manter a produção em condições de alta temperatura ambiente. Uma vez que um dado volume de ar quente possui uma massa menor do que o mesmo volume de ar frio, turbinas a Ciclo Simples e Ciclo Combinado podem sofrer reduções significativas no fluxo de massa entrada/saída quando as temperaturas ambientes subir acima de 90°F (32°C).

O ar que expande para a turbina de combustão CAES está a uma temperatura e pressão constante. Isto acontece pois não há redução do fluxo de massa, uma planta CAES produz energia tanto quando ela é 100°F (37°C) condições ambientes externas, como quando a temperatura é de 40°F (4°C). Quando as temperaturas e taxas de pico e eletricidade são mais elevadas, uma planta CAES pode manter sua produção e maximizar ainda mais a receita, conforme mostrado na tabela abaixo.

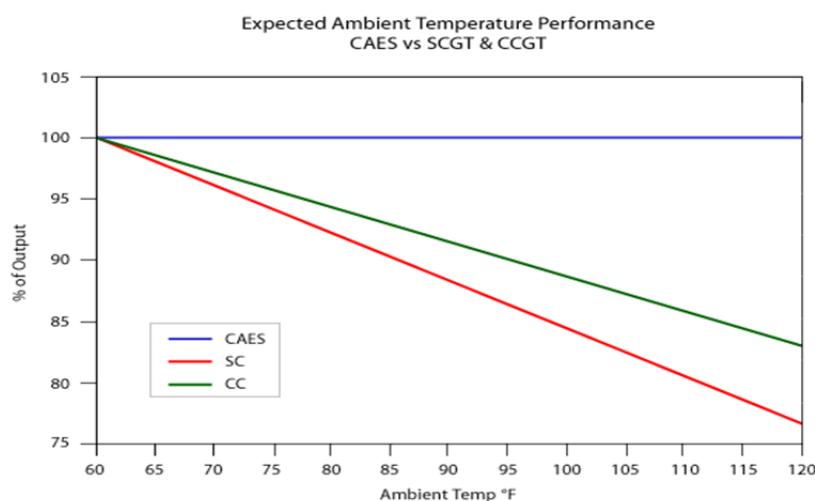


Figura 4.4 – Comparação de desempenhos estimados à Temperatura Ambiente: CAES x SC (Ciclo Simples) x CC (Ciclo Combinado) - Fonte: Ridge Energy Storage & Grid Services

4.1.2 Sistemas e Localização de Usinas CAES Diabático

De acordo com pesquisas feitas pela empresa PowerSouth's, as duas únicas plantas existentes de Sistemas CAES estão em Huntorf na Alemanha e Macintosh no Estado de Alabama (USA), e não somente elas mas todas as novas plantas e estudos em fase de elaboração para prospecção futura, são baseados e estudados no método Diabático, com a ressalva dos estudos que estão sendo elaborados de plantas CAES Adiabáticas, com armazenamento de calor.

De acordo com a Power South's Energy Cooperative, em princípio, essas plantas de geração e armazenamento de energia são feitas com turbinas a gás convencional, mas a turbina a gás neste caso é individualmente e separada do compressor o qual

provê o ar de combustão na turbina. No sistema acima mostrado, foi utilizado compressores e turbo expansores.

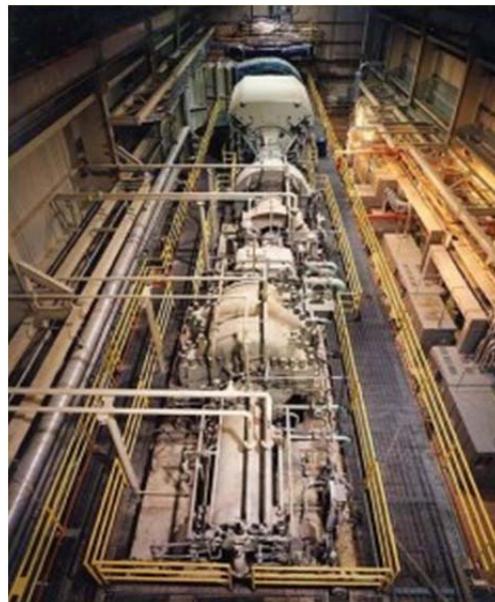


Figura 4.5 – Instalação da planta CAES McIntosh
Fonte: Power South's Energy Cooperative - <http://www.apexcaes.com/caes>

Devido ao fato que os estágios de compressão usam até 2/3 da capacidade de uma turbina, a turbina a gás do sistema CAES, fica livre do trabalho do compressor podendo gerar até três vezes mais energia com a mesma quantidade de gás natural injetada. Logo, isso reduz consideravelmente o consumo de gás natural, reduzindo a quantidade de emissões de CO₂ em até 60%, claro que dependendo isto acontece se o calor residual/rejeitado for usado para aquecer o ar no recuperador de calor. A eficiência aproximada de um sistema deste é de 42% sem o reaproveitamento do calor rejeitado, e de 55% com o reaproveitamento.

Em vez de comprimir o ar com o gás que é um combustível de custo elevado, pode-se utilizar outros meios de geração com menor custos de operação, das quais podem ser armazenadas e utilizadas durante períodos de pico ou também gerar energia eólica/solar e o excedente que não ser utilizado na demanda diária, ser direcionado para o sistema.

Ambas as plantas acima mencionadas usam máquinas de eixo único, onde o compressor-motor/ turbina-gerador de gás, estão localizados no mesmo eixo e estão acoplados através de uma caixa de engrenagem. Em estudos de planejamento atuais sobre plantas CAES, a unidade do motor-compressor e a turbina-geradora são dissociados mecanicamente. Isso torna possível a expansão da planta

modularmente com à energia de entrada relativamente admissível e a potência de saída.

Utilizando a energia do calor dissipado da turbina, para os efeitos do aquecimento do ar de alta pressão antes do mesmo expandir em um ciclo bottoming (ar), permite ter diversos tamanhos e volumes de armazenamento de ar pressurizado em plantas CAES, cujos depósitos mais utilizados para estes tipos são as cavernas.

4.1.3 Sistemas e Localização de Usinas CAES Adiabático

De acordo com VAN WYLEN et.al (2003), na termodinâmica um sistema com processo adiabático é um processo sem troca ou absorção de calor, ou seja não há ganhos ou perdas de calor no processo. Este processo, também é conhecido como processo reversível e isentrópico. O sistema adiabático tem como objetivo remover o calor e armazená-lo separadamente, e em seguida, quando solicitado pelo ciclo volta a injetar o calor na fase da expansão, elevando o potencial para aumentar substancialmente a eficiência do processo. Uma forma possível de troca de calor com o ar comprimido, é o óleo que pode ser armazenado em um tanque de armazenamento acima do solo e isolados.

Estudos elaborados pelo Dr. Erik Hauptmeier para a empresa RWE Power, no sistema de armazenamento de energia de ar comprimido CAES adiabático (do inglês AA-CAES), é uma evolução do tradicional CAES, projetado para oferecer maior eficiência através de um processo com zero de emissão de carbono. A operação é semelhante a do CAES convencional em que a energia é armazenada através da compressão de ar com turbo-máquinas, e armazenada posteriormente em uma caverna subterrânea. A grande diferença está no tratamento de calor envolvido no processo de compressão. Uma vez que não é possível processar e armazenar ar comprimido a temperaturas elevadas resultantes do processo de compressão, o calor deve ser removido antes do armazenamento. O tradicional CAES normalmente libera o calor na atmosfera, porém logo após é necessário ter um reaquecimento/ injeção de calor antes da re-expansão. Se o processo de compressão necessita de várias fases (por exemplo, o uso de vários compressores) com trocadores de calor ocorrendo entre cada etapa, o óleo poderia ser mantido a uma temperatura segura de armazenamento (por exemplo, abaixo de 600K).

Isto pode fornecer uma alternativa para a exigência de uma caverna a ser utilizada no armazenamento, e iria permitir o ar ser armazenado e recuperado a pressão

constante, o que poderia melhorar as características do funcionamento. Foram propostos vários esquemas AA-CAES, mas nenhum ainda conseguiu passar a fase de concepção; no entanto, isso pode estar prestes a mudar.

Em 2010, um consórcio internacional chefiado pela concessionária de energia elétrica alemã RWE anunciou planos para construir uma nova planta CAES Adiabático na Alemanha. Segundo pesquisas elaboradas pela concessionária, eles visam atingir eficiências superiores a 70% na planta de demonstração a qual deve entrar em operação.

Abaixo um protótipo de um projeto referente a uma planta CAES adiabática denominada ADELE, com sistemas de armazenamento de calor térmico o qual propicia a não utilização de gás no processo de expansão.

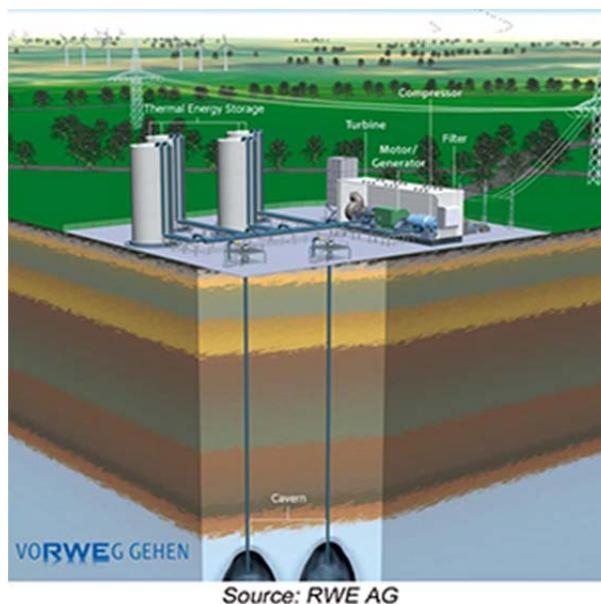


Figura 4. 6 - Planta CAES Adiabático
Fonte: RWE Power, 2010.

4.1.4 Comparando Plantas CAES existentes

Como mencionado nos capítulos anteriores, as plantas de Huntorf (Alemanha) sendo a primeira planta CAES do mundo e McIntosh (USA), são de capacidades e anos de concepção diferentes, mas ambas com o conceito bem aplicado ao armazenamento de energia em ar comprimido.

Para termos uma ideia sobre a eficiência destas plantas de grande porte, faremos uma comparação das mesmas utilizando dados obtidos através da empresa Energy C., (2012).

Tabela 4.2 – Comparação de Eficiência das plantas existentes
Fonte: Energy C., 2012

	Huntorf, Germany	McIntosh, USA
Ano	1978	1991
Armazenamento	Duas Cavernas de Sal com formatos cilíndricos, 150.000m ³ de capacidade @ 600-800m de profundidade.	Uma caverna de Sal com 538.000m ³ de capacidade e @ 450-750m de profundidade.
Potência	321MW até 2 horas de operação	190MW até 26 horas de operação
Energia utilizada para 1kWhr	0,8 kWhr de eletricidade, 1,6 kWhr de gás (Total de 2,4kWhr)	0,64 kWhr de eletricidade, 1,7 kWhr de gás. (Total de 2,04 kWhr)
Pressão	50-70 bar	45-76 bar
Eficiência	42% - 60%	54% - 75%
Informações adicionais	Primeira Planta CAES do Mundo	Primeira planta CAES com recuperador

Com base nos dados acima citados pela Energy C. (2012), calcularemos a eficiência da planta levando em conta os valores de entrada/saída de energia, incluindo a adição de energia do gás como combustível o qual também foi adicionado. Para facilitar, o valor do gás foi convertido como eletricidade e neste caso a eficiência do Huntorf para 1kWhr, seria 0,8 kWhr de eletricidade e 1,6 kWhr de gás $[1/(0,8+1,6)] = 42\%$ e McIntosh $[1/(0,64+1,7)] = 54\%$ de eficiência. Porém, Andrew Pimm (2011) nos diz que, 1 kWhr de gás não pode ser simplesmente convertido em 1 kWhr de eletricidade, pois se utilizarmos 1 unidade de gás em um ciclo combinado com uma turbina a gás, cuja eficiência real seja de 55%, somente 0,55 kWhr de eletricidade será gerada a cada 1 unidade de gás. Logo, utilizando os 55% de eficiência real, a eficiência de Huntorf seria $[(1/(0,8+0,55)) *1,6] = 60\%$ e a eficiência de McIntosh, seria então de 75%.

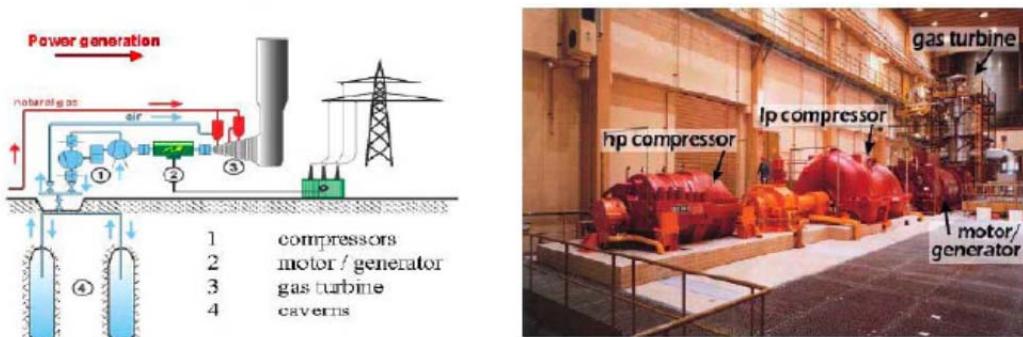


Figura 4.7 - 290MW CAES Plant in Huntorf
Fonte: The Arizona Research Institute for Solar Energy (AzRISE)

4.2 SISTEMAS HÍBRIDOS

4.2.1 Integração dos Sistemas Eólico x CAES & PV x CAES

Atuando como um tipo de velas do sistema de compressão a integração das duas plantas (Eólica e CAES) para geração de energia elétrica tem sido bastante explorada mundo afora, onde em muitos casos a intermitência da geração eólica e a grande diversidade de velocidades de vento, vem sendo optado a estocagem e/ou armazenamento da energia gerada através das turbinas Eólicas e armazenar o ar comprimido em cavernas subterrâneas (conforme já descrito anteriormente), deixando o sistema com energia disponível para atender grandes demandas em momentos de períodos de baixa.

A geração fotovoltaica por sua vez, também é uma outra opção de fornecimento de energia aos compressores o qual se pode gerar energia durante um certo período diurno, e continuar gerando energia quando já não se tem fôtons solares, deixando o CAES preparado para um fornecimento de energia estável e podendo até mesmo suprir as demandas de energia em horários de pico.

Uma terceira opção seria o fornecimento de energia para a planta através das redes elétricas das concessionárias, no qual seria utilizado o fornecimento durante o dia e noite e utilizado a planta com a energia em ar comprimido armazenado, somente nos horários de ponta, ou não somente na ponta, mas também em períodos críticos identificados pelo ONS. Infelizmente ainda não foi encontrada nenhuma relação de investimentos e projetos relacionando PV & CAES.

Abaixo uma figura de ilustração para o sistema integrado Eólico & CAES.

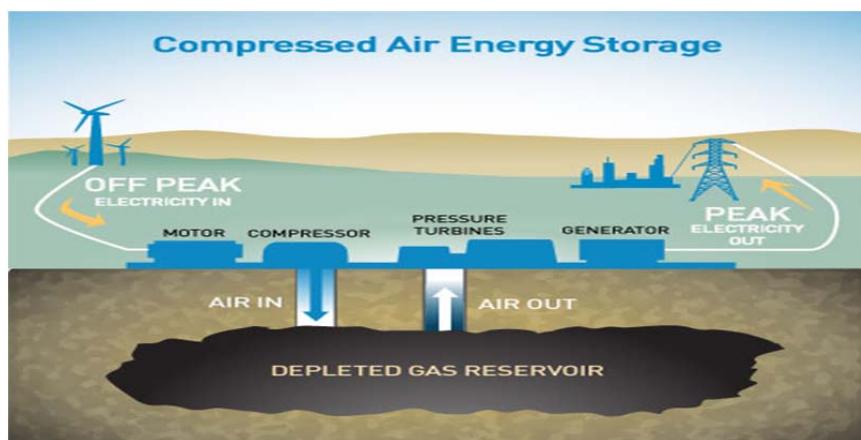


Figura 4. 8 – Sistema Híbrido Eólico & CAES.
Fonte: Pacific Gas and Electric Company - <http://www.pge.com/>

4.3 UTILIZAÇÃO DO CAES PARA SUPRIMENTO DE ENERGIA NOS HORARIOS DE PONTA (PEAK-SHAVING)

4.3.1 Geração de Energia para Consumo Próprio nos Horários de Ponta

Ao longo do dia, o consumo de energia elétrica varia atingindo valores máximos entre as 17 e 22 horas com exceção de sábados, domingos e feriados nacionais.

Em função do perfil de carga, cada concessionaria estabelece um período de três horas nos dias úteis compreendidas nesse intervalo o qual é denominado horário de ponta.

A curva de carga do sistema elétrico brasileiro aponta uma demanda de carga acentuada do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no horário das 18 às 21 horas. De acordo com a ANEEL, o sistema de geração de energia tem que ter capacidade para suprir o pico de consumo neste horário ficando no restante do tempo com capacidade ociosa. Por isso, neste período a energia elétrica tem um preço significativamente maior implicando em um custo de energia elevado para aqueles consumidores que a usam no período. A estrutura atual das tarifas horo-sazonais resulta numa tarifa de energia, no horário de ponta, de cerca de 10 vezes maior que a tarifa fora de ponta.

Alguns consumidores industriais optam por diminuir, ou até mesmo parar seus processos produtivos durante esses períodos de pico. Por outro lado, para não afetar suas atividades industriais, muitos consumidores de energia elétrica recorrem a auto geração de energia elétrica no horário de ponta (denominado peak shaving em inglês), pois o custo marginal do combustível utilizado, neste horário, é inferior ao da energia elétrica.

Além de gerar economia para as empresas que utilizam energia própria durante os períodos de pico de consumo, quando a tarifa das concessionárias é significativamente mais cara, o sistema de geração na ponta proporciona ao proprietário autossuficiência energética que permite suprir suas necessidades de energia mesmo em caso de racionamento ou outro problema externo. Adicionalmente, como as unidades de geração própria ficam ociosas na maior parte do dia, isto possibilita essas empresas a oferecerem energia elétrica a terceiros na região onde operam.

4.3.2 Armazenamento de Eletricidade

O armazenamento de energia elétrica se refere ao processo de conversão de energia elétrica proveniente de uma rede de energia elétrica ou de fontes naturais em uma forma que possa ser armazenada para posterior utilização quando surja a necessidade. Tal processo permite a produção de eletricidade em períodos de baixa demanda, baixo custo de geração ou o aproveitamento de fontes de energia intermitente e o seu uso nos períodos de alta demanda, alto custo de geração ou quando nenhum outro meio de geração é disponível.

O novo paradigma de energia sustentável se apoia largamente em recursos renováveis tais como solar e eólico. O armazenamento de eletricidade é uma das principais formas para resolver a principal lacuna das energias renováveis ou seja o seu elevado grau de intermitência, pois armazena nas horas de vazio, para posteriormente ser utilizada nas horas de pico, ou seja, quando os recursos não estão disponíveis.

A disponibilidade dos recursos renováveis não é constante, como acontece com os recursos fósseis. Tanto a energia eólica, quanto a energia solar, são completamente dependentes dos recursos naturais existentes no meio em que estão inseridas.

A velocidade do vento não é constante ao longo do dia e à noite não existe radiação disponível para alimentar os painéis solares. É esta instabilidade da produção que não permite equacionar a independência da energia obtida por fontes renováveis em relação à obtida por recursos fósseis, surgindo assim a oportunidade de adotar o armazenamento de energia elétrica como um método eficaz para preencher as intermitências da rede eléctrica.

As tecnologias de armazenamento estão em franco desenvolvimento, de modo a conseguirem ter aplicações a longo termo e um desempenho dinâmica adequada às necessidades requeridas. Assim, é possível melhorar o balanço entre a procura e a oferta, de modo a facilitar a penetração dos recursos renováveis e a apurar a flexibilidade e a eficiência da rede de distribuição de energia elétrica.

Uma vasta gama de tecnologias com embasamento mecânico, eletroquímico e físico, estão disponíveis para armazenar energia elétrica, oferecendo uma larga faixa de capacidades para instalações de diferentes escalas e aplicabilidades de armazenamento de energia elétrica. Estas tecnologias são fortemente dependentes

das condições locais e operacionais necessárias para a implantação e operação do sistema de armazenamento.

4.3.3 Peak Shaving com CAES

A possibilidade de não contratar a demanda durante o dia, e de não consumir energia da concessionária no horário de ponta se torna particularmente atraente para unidades e estabelecimentos comerciais onde não é possível reduzir o consumo. Entretanto, para a continuidade das suas atividades essenciais, essas instalações devem gerar a energia que necessitam. Existem várias opções de geração própria para o horário de ponta tais como o uso de biomassa e de gás natural, o armazenamento de energia elétrica fotovoltaica por meio de baterias e hidrogênio e o armazenamento de energia em ar comprimido.

Coerente com o propósito do presente trabalho será abordado apenas a auto geração de energia elétrica no horário de ponta com a utilização do sistema de armazenamento de energia em ar comprimido (CAES).

O CAES é considerado uma excelente opção para apoiar a rede elétrica para aplicações de nivelamento de carga, ou seja, a energia é armazenada em períodos de baixa, sendo convertida novamente para eletricidade quando a procura desta aumenta, ou seja, quando há picos de procura. Nos sistemas de larga escala, são utilizadas cavernas naturais como reservatórios, para se armazenar grandes quantidades de energia. Estas podem ser minas subterrâneas, normalmente depósitos de salgema. A possibilidade de gerar energia no horário de pico por meio de uma usina de turbina a gás, em conjunto com um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido tem sido pesquisado por muitos anos. Em 1973, a NWK – agora Preussen Elektra AG (Preag) – foi a primeira utilidade pública a decidir adotar essa nova tecnologia na forma de um protótipo. O contrato para construir a Usina de Huntorf com capacidade de 290 MW na Alemanha foi dado a Brown, Boverie e Cie (BBC), e a construção do armazenamento em rochas de sal foi dada a Kavernen Bau- und Betriebs-GmbH (KBB).

A usina foi construída entre 1974 e 1977 e após o comissionamento foi entregue a NWK para as operações nos horários de ponta planejado. Integrada à rede da Preag, a Usina de Huntorf fornece energia elétrica a 12 milhões de habitantes no horário de ponta. Uma outra usina com tecnologia semelhante com uma capacidade de 110 MW foi construída em McIntosh, Alabama nos Estados Unidos EUA e

começou a operar comercialmente em 1991. Essa usina capta energia a noite fora do horário de ponta quando a demanda e os custos são mais baixos e usa a energia armazenada durante períodos de média e de alta demanda para gerar eletricidade. De acordo com a empresa Power South's Energy Cooperative, essas plantas armazenam o ar nos reservatórios por um período de 7-12 horas, podendo utilizá-los por até 30 horas de geração.

A experiência com essas usinas, tem comprovado que o CAES é uma tecnologia altamente funcional com bom custo-benefício e com eficiências competitivas.

Capítulo 5

SISTEMAS DE CAES ACIMA DO SOLO

5.1 CARACTERIZAÇÕES DE SISTEMAS DE CAES ACIMA DO SOLO

A barreira principal para a implantação do CAES, é a sua dependência a uma geografia favorável tais como cavernas e portanto é somente economicamente viável para usina termelétricas que estão localizadas próximas às formações naturais como minas rochosas, cavernas de sal, aquíferos e campos de gás esgotados.

De acordo com o estudo de armazenamento de energia em ar comprimido feito para o estado da Califórnia, elaborado pelo Electric Power Research Institute (2008), para um sistema CAES de pequeno porte (<10 MW) a utilização de recipientes artificiais é uma solução mais flexível, sem a necessidade de cavernas, especialmente para geração distribuída que pode ser amplamente aplicável para redes de energia elétrica no futuro.

O CAES pode ser adaptado para utilização em operações distribuídas de pequeno porte através do uso de tanques ou tubos de alta pressão. O processo é essencialmente o mesmo adotado para a tecnologia do CAES de grande porte, tendo apenas um reservatório menor, o qual é montado acima do solo.

O reservatório sendo menor, limita a quantidade de energia que pode ser armazenada com CAES de pequeno porte.

As vantagens e aplicações desses sistemas estão abordadas nos subtítulos 5.2 e as descrições sumárias e características técnicas principais dos componentes utilizados em sistemas de CAES acima do solo estão apresentados no subtítulo 5.3.

5.2 VANTAGENS E APLICAÇÕES

As opções de armazenamento acima do solo se caracteriza pela vantagem de fracionar os reservatórios e/ou utilizando tubulações de gás as quais estão fora de uso, propiciando um reaproveitamento destas tubulações e vasos de pressão cujas finalidades estão inutilizadas.

Devido ao fato de que cavernas na maioria das vezes estão em áreas remotas e de difícil acesso, isto inclui custos com linhas de transmissão de alto valor de

incorporação e etc., o sistema CAES acima do solo traz um horizonte diversificado e relativamente flexível com grande potencial para a geração distribuída nas mais diversas áreas.

Estudos feitos pelo instituto (Electric Power Research Institute – “EPRI”), investigaram que aplicações as alternativas de armazenamento de energia acima do solo, comparando com as cavernas, pode impactar em uma redução razoável nos custos de implantação. De acordo com estudos feitos pelo instituto acima mencionado, estima-se que o custo para armazenar dez horas de ar pressurizado em cavernas, é o mesmo custo para armazenar duas horas de ar pressurizado acima do solo. Logo, para aplicações com Parques Eólicos ou Plantas de geração Fotovoltaica, que não são necessárias mais de duas horas de armazenamento, esses sistemas mostraram-se bastante viáveis e precisam serem investigados. Abaixo um sistema que utiliza um conjunto de tubulação de linhas de gás cujas linhas são projetadas para suportar alta pressão.

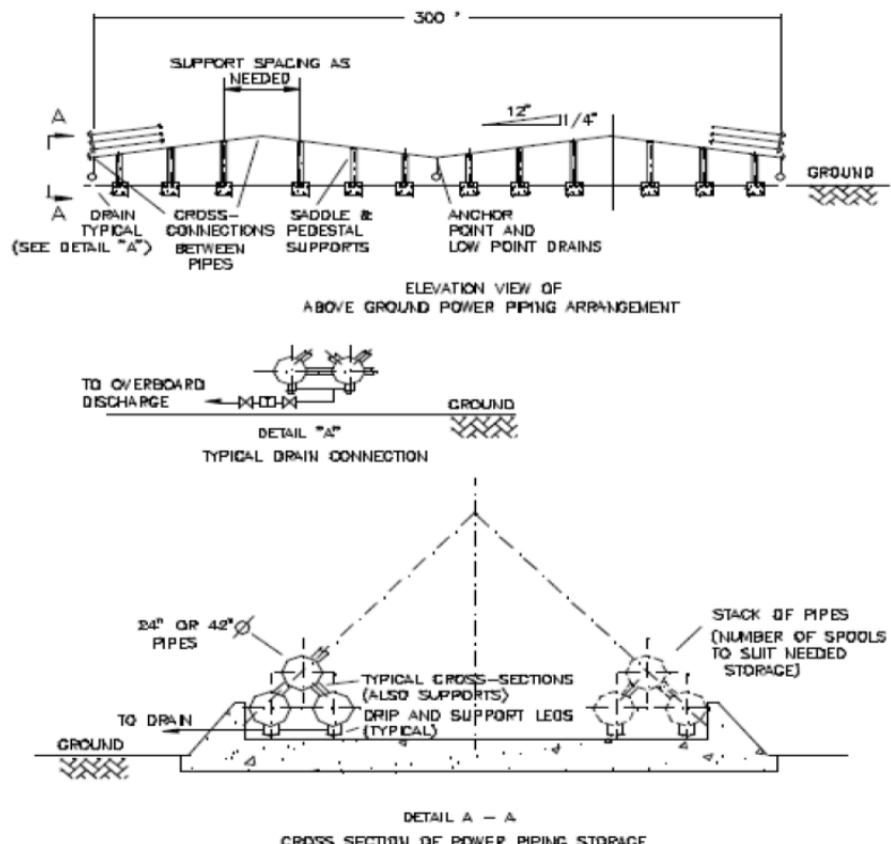


Figura 5.1 - Esquema CAES de utilização para instalações acima do solo
Fonte: Electric Power Research Institute (2008)

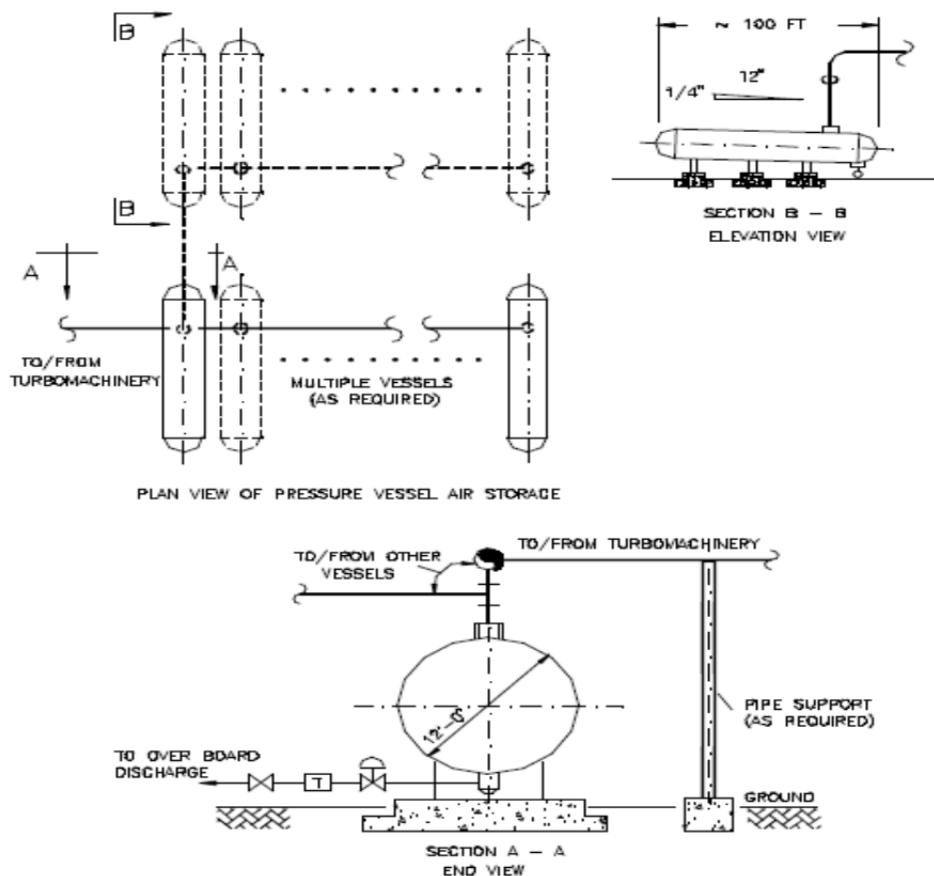


Figura 5.2 - Planta e Cortes - Utilização para instalações acima do solo
Fonte: Electric Power Research Institute (2008)

As instalações acima do solo podem ser bastante atrativas para armazenar pequenas quantidades de ar comprimido, pois não é necessário utilizar formações subterrâneas como as aplicações de cavernas, o que de fato permite ao proprietário alojar a planta em diversos locais onde há necessidades de geração, não se limitando a somente proximidades das cavernas.

Entretanto, estudos feitos pelo Instituto (EPRI - Electric Power Research Institute) indica que o custo para este tipo de implantação acima do solo, são cinco vezes mais caros quando comparados ao armazenamento de ar subterrâneo em cavernas para CAES e se falando em armazenamento de ar comprimido acima do solo, estes sistemas acima do solo chegam a ser 50 vezes mais caros que os sistemas de armazenamento de ar em grandes formações de rochas porosas subterrâneas. Ainda assim, estes tipos de armazenamento de ar comprimido acima do solo ainda são mais baratos do que as plantas de baterias as quais armazenam a energia pelo período de duas horas.

5.3 COMPONENTES DO SISTEMA

Os componentes dos sistemas de armazenamento acima do solo são basicamente compostos por compressores para armazenar o ar comprimido nos vasos de pressão interconectados através de válvulas, e posteriormente direcionado aos turbo expansores para geração de energia nos horários de ponta.

De acordo com relatório do departamento de Energia (EPRI - Electric Power Research Institute), as instalações acima do solo podem ser utilizadas para o sistema CAES incluindo o armazenamento de ar utilizando vasos de pressão enterrados, tubulações de concreto ou tubos utilizados para o transporte de gás natural. O estudo também nos mostra que, os armazenamentos acima do solo podem utilizar as tubulações com diâmetros de (24"-36"-42"), projetadas e devidamente isoladas e com proteção catódica, com uma pressão máxima de aproximadamente 1.500 psia (103,42 bar) como a melhor relação custo benefício. O volume e custo do armazenamento acima do solo para cada opção de projeto de planta CAES, pode ser relativamente estimado com base em custos específicos estabelecidos de aproximadamente U\$ 50/kWh e aplicado a cada opção de projetos analisados com base em sua capacidade MW, e os requisitos de armazenamento de ar requerido para cada situação.

Capítulo 6 - SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA INTEGRADO COM SISTEMA CAES

6.1 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Ultimamente têm aumentado o interesse de pessoas e governos, no que diz respeito as energias renováveis ainda pouco exploradas em nosso país. A energia fotovoltaica, energia proveniente da luz solar disponível em abundância em todo o globo terrestre, é convertida em energia através de células solares ou semicondutores. Estas células, por sua vez, são normalmente feitas de semicondutores de silício, não contendo nenhuma parte móvel e nenhum material corrosivo.

De acordo com Villalva et al. (2012), no momento em que as células solares são colocadas à luz solar, ocorre o processo ao qual chamamos de Fotovoltaico que por sua vez, gera energia elétrica a qual também é uma energia limpa e sem ruídos. Em 1839 o físico francês Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico, o qual produz a energia elétrica através da utilização de um semicondutor. Este descobrimento trouxe novos experimentos envolvendo a luz solar e diversos semicondutores, e desencadeou a criação destas células solares exclusivamente para produção energia elétrica, ou energia fotovoltaica.

Estas células podem ser fabricadas em diversos tamanhos e formatos, e em alguns casos apenas uma célula é capaz de alimentar um dispositivo simples com baixo consumo de energia, mas na maioria dos casos, são necessárias várias células para formar módulos fotovoltaicos.

Na maioria das vezes, estes módulos fotovoltaicos são conectados a outros módulos podendo ser criado várias unidades de geração de energia, variando a potência e área requerida de instalação, cujas potências e áreas são dimensionadas de acordo com a quantidade de incidência solar sobre o local da planta.

Indicadores mostram que com o passar do tempo, a energia solar vem sendo uma ótima solução de geração de energia, principalmente em áreas onde existem a dificuldade de ser conectada as redes de distribuição. De acordo com a Agencia Internacional de Energia (IEA), países como Nepal, Sri Lanka, Kenia e Honduras, utilizam-se da tecnologia fotovoltaica para micro geração distribuída nas mais diversas aplicações.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), atualmente as aplicações caracterizam nas áreas geração de energia, transporte, fornecimento de energia elétrica rural/agrícola, telecomunicações, residências operando com micro geração e assim por diante.

O princípio do sistema celular fotovoltaico é iniciado a partir do momento em que a luz chega sobre a célula fotovoltaica, os fótons que fazem parte da célula se chocam com os elétrons contidos nas estruturas de silício, ocasionando o fornecimento de energia. Outrossim, após formado o campo elétrico gerado no interior das células, os elétrons são forçados a fluir da camada P para a camada N. Abaixo uma imagem a qual exemplifica este processo, indicando as estruturas contidas numa célula fotovoltaica:

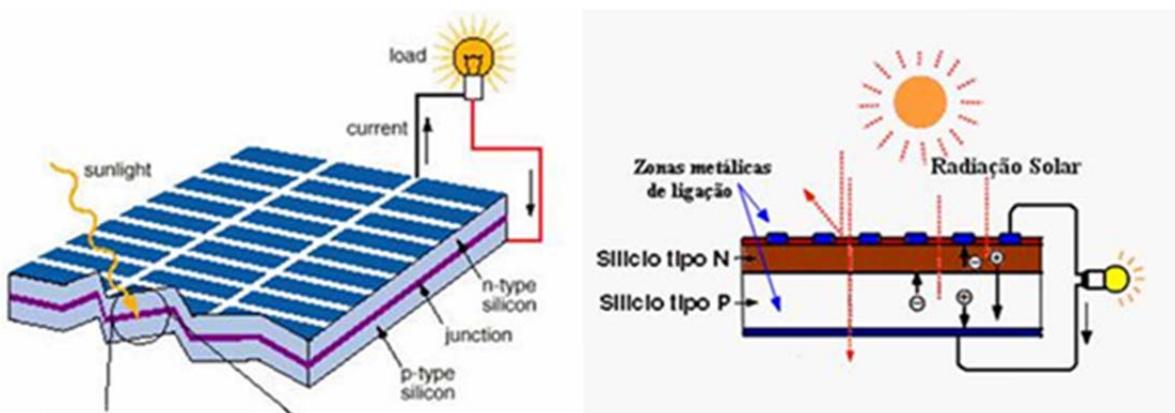


Figura 6.1 - Estrutura da Célula Fotovoltaica

Fonte: www.viridian.com.br

Conforme indicado acima, as células fotovoltaicas são compostas tipicamente por duas camadas de materiais semicondutores separados.

Segundo Hesler, T. (2013), o material da camada N é fabricado com silício e um material dopante P como, por exemplo, o fósforo. Essa camada tem elétrons em excesso e basicamente ligados ao átomo original. O material da camada P é dopado quimicamente com boro, o qual apresenta falta de elétrons. Quando as duas camadas são colocadas em contato, formando uma junção semicondutora, acontece o processo de migração dos elétrons da camada N para a P criando uma diferença de potencial e, resultando uma corrente elétrica. Quando comparado, uma célula isolada produz pouca energia, outrora utilizando grande quantidade de células, podemos produzir quantidades significantes de energia.

Uma placa fotovoltaica é constituída de um conjunto de células ligadas em série, montadas sobre uma estrutura metálica rígida, geralmente são construídas através

de liga de alumínio e conectadas eletricamente. Tipicamente adotados pelos fabricantes, um módulo é composto de 36, 54 ou 60 células e são encontrados no mercado com potências que variam de 50W a 255W e produzem uma tensão média de aproximadamente 30V e corrente de 8A.

6.2 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

6.2.1 Sistemas Isolados (Off-grid)

De acordo com Villalva et al. (2012), os sistemas fotovoltaicos autônomos ou sistemas isolados são utilizados em lugares onde não há redes elétricas convencionais. No Brasil, há muito desses locais não atendidos por malhas do sistema elétrico nos quais, geralmente, utilizam-se geradores movidos a diesel. Além dessa aplicação, os sistemas autônomos podem ser implementados na iluminação pública, na sinalização de estradas, alimentação de sistemas de telecomunicações, no carregamento de baterias de veículos elétricos, e em outras aplicações que envolvem desde pequenos aparelhos eletrônicos portáteis até sistemas espaciais.

Os sistemas isolados ou autônomos para geração de energia solar fotovoltaica são caracterizados por não se conectar à rede elétrica. O sistema abastece diretamente os aparelhos que utilizarão a energia e são geralmente construídos com um propósito local e específico.

Esta solução é muito utilizada em locais remotos já que muitas vezes é o modo mais econômico e prático de se obter energia elétrica nestes locais. Exemplos de uso são sistemas de bombeamento de água, eletrificação de cercas, geladeiras para armazenar vacinas, postes de luz, estações repetidoras de sinal, etc.

Os sistemas isolados de geração de energia solar fotovoltaica, de maneira simplificada, são compostos de quatro componentes:

Painéis solares ou placas solares: são eles que geram a energia elétrica que abastece as baterias. Tem a propriedade de transformar a radiação solar em corrente elétrica contínua. Um sistema pode ter apenas um painel ou vários painéis interligados.

Controladores de carga: garantem o correto abastecimento das baterias evitando sobrecargas e aumentando sua vida útil.

Inversores: são o cérebro do sistema e tem a função de transformar corrente continua (CC) em corrente alternada (AC), e levar a tensão, por exemplo, de 12V

para 127V. Em alguns casos pode ser ligado a outro tipo de gerador ou à própria rede elétrica para abastecer as baterias.

Baterias: são o reservatório do sistema e armazenam a energia elétrica para ser utilizada nos momentos em que o sol não esteja presente e não haja outras fontes de energia.

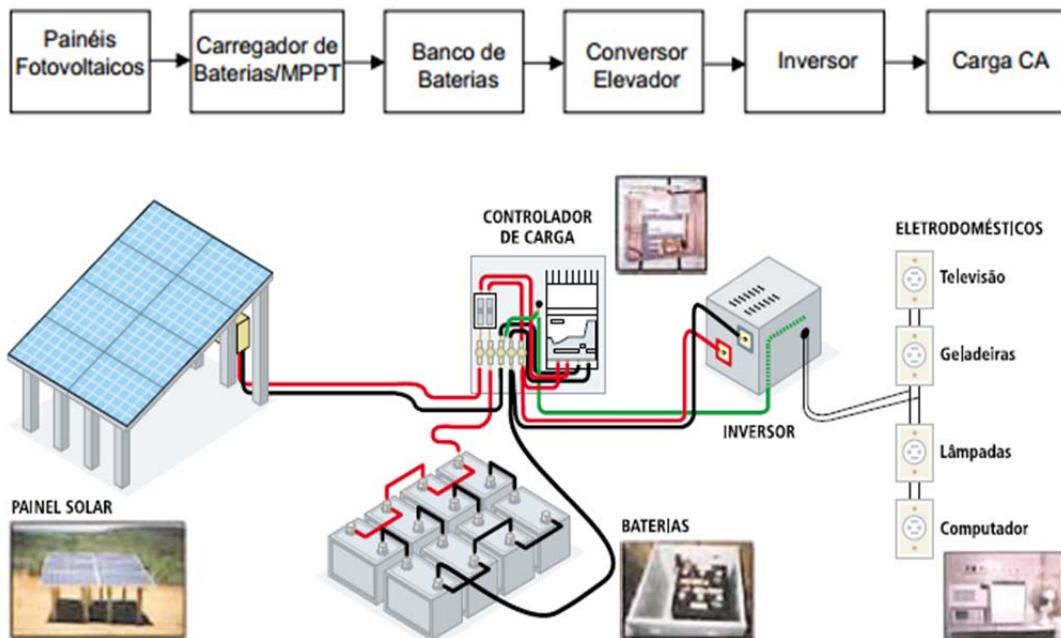


Figura 6.2 - Sistema Solar fotovoltaico Isolado

Fonte: ANEEL e CRESESB. 2000. Disponível em: www.cresesb.cepel.br/cresesb.htm

6.2.2 Sistemas Conectados (Grid-Tie)

De acordo com Villalva et al. (2012), sistemas conectados à rede são caracterizados por estarem interligados na mesma rede elétrica que abastece as casas/população em geral. Nestes sistemas, diferentemente dos sistemas isolados destinados a uma utilidade específica, sistemas conectados podem abastecer a rede elétrica das concessionárias a qualquer momento do dia e para qualquer utilidade.

Estes sistemas podem ser utilizados totalmente na fonte de geração, no caso uma casa, deixando-a com um saldo a favor ou injetando energia na rede, ou simplesmente ser projetado somente para somente contribuir na rede com a energia elétrica gerada, caracterizando-se como uma planta de geração de energia, por exemplo a usina Tauá¹.

Sistemas conectados podem operar em três modos: - Abastecendo a rede, é o exemplo citado acima da usina Solar Tauá; Abastecendo e recebendo energia da

¹ A Tauá é a primeira usina solar fotovoltaica a gerar eletricidade em escala comercial no Brasil, e tem capacidade inicial de geração de 1 Megawatt.

rede de acordo com a necessidade, este é o caso muito utilizado em casas conectadas à rede quando em alguns meses é consumido mais energia de noite do que o gerado durante o dia, necessitando consumir energia da rede elétrica; e por fim na terceira condição, o sistema é abastecido pela rede quando a geração for aquém da demanda necessária. Neste caso, normalmente são feitas plantas para finalidades pontuais e são consumidas toda a capacidade de geração, e quase nunca é injetada na rede da concessionaria. Esta solução também é utilizada quando não é possível abastecer a rede, devido a questões técnicas ou de regulação.

Quando comparada com sistemas isolados, notamos a vantagem pois não são necessários a utilização das baterias, uma vez que é utilizado a concessionaria nos momentos em que não há geração local, e ou a geração local está abaixo da necessidade demandada, e a rede passa a ser utilizada como o “banco de baterias”. Outrossim, o sistema fotovoltaico conectado à rede é similar ao sistema isolado com a única e exclusivamente diferença que, o sistema conectado não necessita de ter um banco de baterias para armazenamento de energia e utilização nos períodos os quais o sol já se opôs.

Os sistemas são basicamente compostos por painéis solares, cabeamentos e inversores de energia.

É muito comum ouvir dizer que a rede da concessionária atua como uma “bateria infinita” visto que a mesma “armazenará” energia quando a geração for maior que a demanda local.

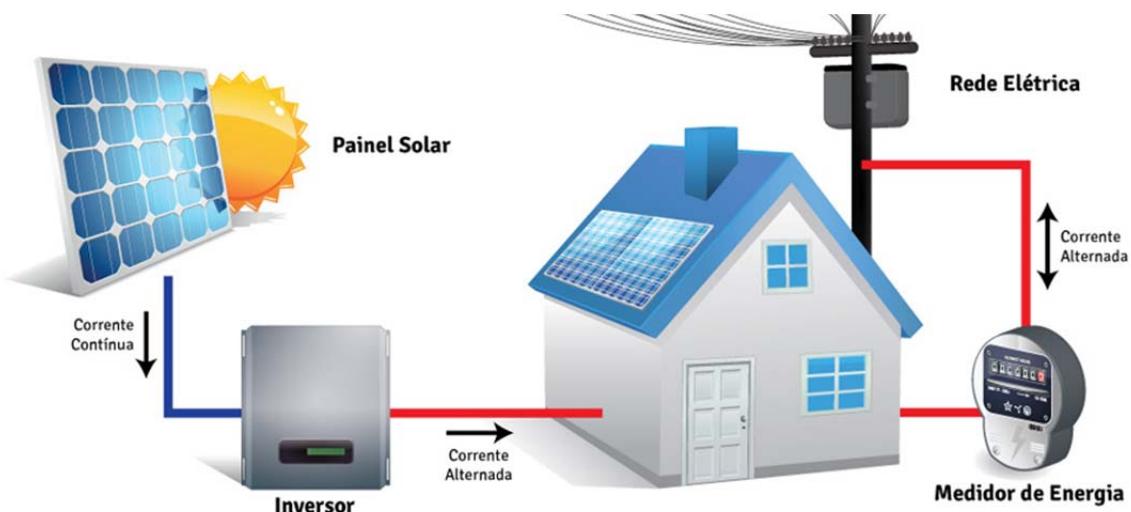


Figura 6.3 - Sistema Solar fotovoltaico Conectado à Rede
Fonte: REAL SOLAR

6.3 QUESTÕES ASSOCIADAS COM A GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

O Brasil possui a matriz energética mais renovável do mundo industrializado com uma grande parte da energia consumida proveniente de fontes renováveis como recursos hídricos, biomassa e etanol, além das energias eólica e solar. Isto faz da matriz energética brasileira uma das mais limpas do mundo. Vale lembrar, conforme mencionado no capítulo 3, a matriz energética mundial é constituída de mais de 80% de combustíveis fósseis tais como petróleo, gás natural e carvão mineral, ou seja fontes não-renováveis. As fontes renováveis participam em média com apenas 13% da matriz energética dos países industrializados. No Brasil, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são poucos e de caráter experimental. De acordo com Zilles (2004), as principais aplicações da tecnologia solar fotovoltaica no país são relativas à telecomunicação, à eletrificação rural, aos serviços públicos e ao bombeamento de água. Estima-se uma potência total instalada de sistemas fotovoltaicos autônomos de cerca de 20 MW, dos quais 70% estão localizados nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, e de sistemas conectados à rede de 0,153 MWp (Varella, 2009).

Capítulo 7

SISTEMA CAES/FV INTEGRADO PROPOSTO

7.1 DESCRIÇÃO SUCINTA DO SISTEMA PROPOSTO

A integração do sistema fotovoltaico utilizado para gerar energia para a movimentação dos compressores de ar comprimido, os quais serão utilizados exclusivamente para armazenar a energia nos reservatórios acima do solo.

O sistema fotovoltaico será dimensionado de modo a funcionar durante todo o dia, e garantir a geração de energia ao sistema de armazenamento, enquanto houver emissão de luz solar, onde a energia excedente poderá ser vendida no mercado livre.

O sistema de compressão será composto por equipamentos os quais serão dimensionados e indicados neste capítulo, incluindo o compressor e turbo expansor acoplado ao gerador elétrico.

O sistema de armazenamento será dimensionado (a princípio) para atender a demanda do horário de ponta (3hrs), o qual será previsto e indicado as perdas no decorrer do processo.

A planta CAES será projetada para atender a carga de 1.1MW de potência de geração, através do acionamento Fotovoltaico ao Compressor de ar e, posteriormente a expansão as turbinas de geração.

Abaixo um esquema simplificado do sistema proposto a ser desenvolvido as características, os cálculos e por fim o balanço térmico do sistema proposto mostrando o desempenho do ciclo termodinâmico e armazenamento CAES.

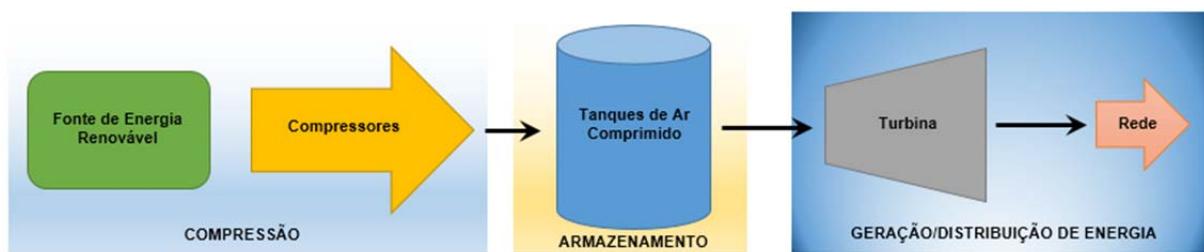


Figura 7.1 - Esquema simplificado do Sistema proposto

No subtítulo 7.2, iremos indicar o dimensionamento e formulas necessárias para a implantação do sistema de geração de energia fotovoltaica, a qual será necessária para o acionamento dos compressores.

7.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

7.2.1 Localização da Planta

Neste capítulo apresentaremos o desenvolvimento do estudo da planta de geração de energia fotovoltaica a qual será dimensionada a atender a demanda dos compressores e o excedente, ser vendido no mercado livre.

A cidade de Dracena, município brasileiro no interior do estado de São Paulo, Região Sudeste, Pertencente à Mesorregião de Presidente Prudente, localizando-se a oeste da capital do estado com cerca de 650 km, na latitude $\phi = -21,482^\circ$, foi escolhida devido ao potencial da região e a quantidade de usinas solares as quais foram vendidas no último leilão de energia A-5, nos mostrando um potencial disponível a ser explorado com a interação do armazenamento de energia em ar comprimido. Dracena ocupa uma área de 488,041 km² e a sua população é de 43.263 habitantes, de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).



Figura 7.2 – Localização de Dracena em São Paulo
Fonte: mapasparacolorir.com.br/mapa/estado/sp/estado-sao-paulo-microrregioes

7.2.2 Cálculo da Radiação Solar

Para calcular a radiação solar incidente sobre a superfície horizontal em Dracena foram utilizados os dados de radiação solar do CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, onde a cidade com a latitude mais próxima encontrada no banco de dados do site foi a cidade de Araçatuba com

latitude de $\phi = -21,2^\circ$, e com base nos dados obtidos podemos utilizar os dados para os cálculos de radiação solar.

Os dados do Atlas Solarimétrico nos fornece a radiação média diária mensal no plano horizontal (\bar{H}), a radiação Solar Global Mensal que é a somatória das radiações direta e difusa, é mostrada na tabela 7.2.

Tabela 7.1 - Radiação Solar Global Mensal

Mês	\bar{H} [MJ/m ² .dia]
JAN	20
FEV	20
MAR	19
ABR	17
MAI	15
JUN	13
JUL	15
AGO	17
SET	17
OUT	20
NOV	20
DEZ	20

Os dados meteorológicos correspondentes à estação de medição da cidade estão apresentados na Tabela 7.2.

Tabela 7.2 - Temperaturas Min, Max e Média mensais em Dracena
Fonte: http://www.cpa.unicamp.br/outras-informacoes/clima_muni_161.html

TEMPERATURA DO AR (C) - Dracena				
Mês	Mínima	Máxima	Média	Precipitação (mm)
JAN	19,9	31,5	25,7	213,2
FEV	20,1	31,6	25,8	171,2
MAR	19,4	31,4	25,4	136,9
ABR	16,8	30,0	23,4	74,9
MAI	14,2	28,2	21,2	72,9
JUN	12,9	27,1	20,0	45,0
JUL	12,3	27,4	19,9	25,9
AGO	13,9	30,0	21,9	32,1
SET	16,0	30,9	23,5	67,9
OUT	17,6	31,2	24,4	122,5
NOV	18,3	31,4	24,8	126,4
DEZ	19,4	31,1	25,2	172,2
Ano	16,7	30,2	23,4	1261,1
Min	12,3	27,1	19,9	26,4
Max	20,1	31,6	25,8	213,2

De acordo com Villalva et al (2012), a Energia do sol é transmitida para o nosso planeta através do espaço na forma de radiação eletromagnética. Essa radiação é

constituída de ondas eletromagnéticas que possuem frequências e comprimentos de onda diferentes.

Sabemos que a Terra possui dois tipos de movimentos em relação ao Sol, estes movimentos são chamados de translação e rotação. O movimento de translação completo em torno do Sol dura aproximadamente 365 dias, e o movimento de rotação completo dura 24 horas, este eixo tem uma inclinação de $23,45^\circ$ comparado ao plano do movimento elíptico de translação da Terra em torno do Sol.

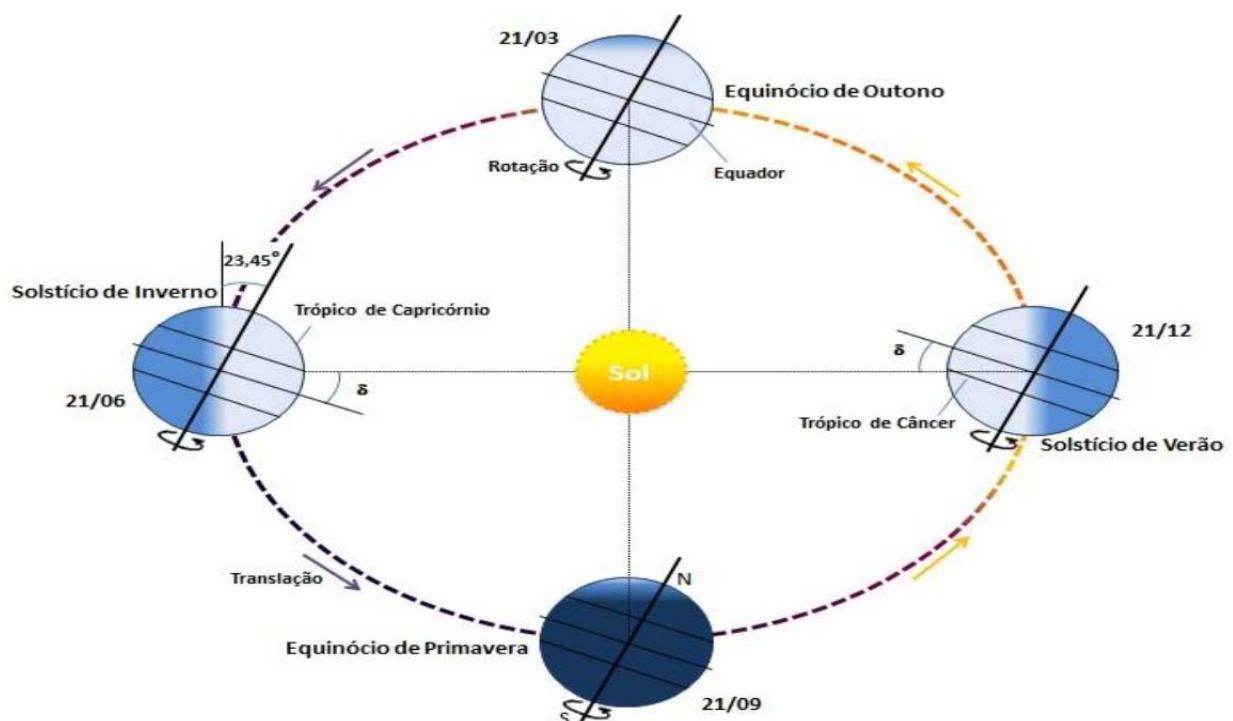


Figura 7.3 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado a um ângulo de $23,45^\circ$, indicando as estações do ano no hemisfério Sul

Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos

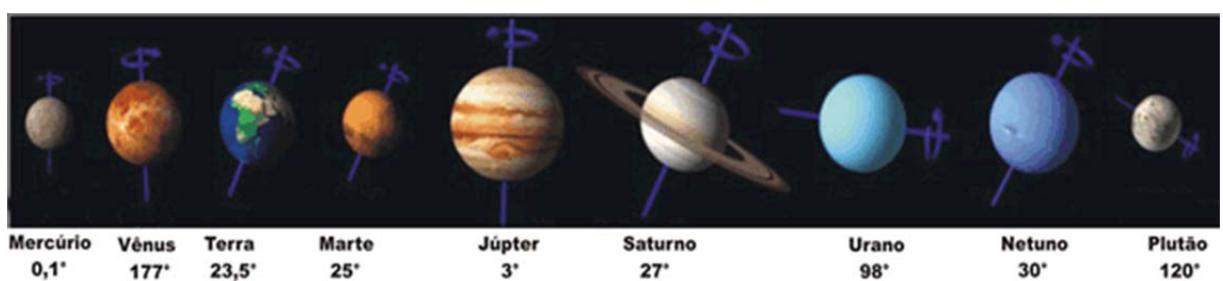


Figura 7.4 – Inclinação dos planetas

Fonte: <http://www.sobiologia.com.br/conteudos/Universo/sistemasolar2.php>

Representando o planeta Terra como sendo uma esfera, sendo que qualquer ponto de sua superfície pode ser identificado através da latitude, longitude, e altitude, e

sabendo que a Terra recebe os raios solares paralelamente ao eixo, definiremos os parâmetros necessários para o cálculo da energia Solar.

O ângulo formado pela linha do Equador e os raios solares ao meio-dia (quando os raios solares atingem o meridiano relativo ao local) é chamado ângulo de declinação Solar (δ), este ângulo se altera devido à translação da Terra, e está compreendido entre $-23,45^\circ$ e $23,45^\circ$ (conforme figura 7.7) e pode ser definido a partir da equação 30.

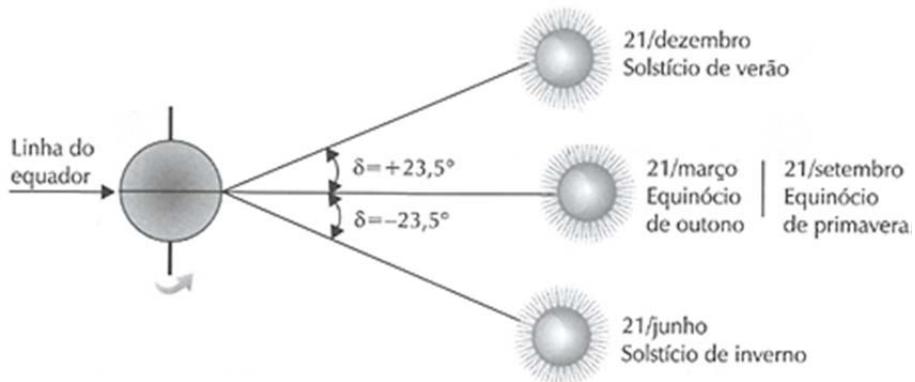


Figura 7.5 – Ângulo de declinação solar

Fonte: Villalva et al (2012)

O ângulo de declinação solar varia ao longo do ano de acordo com a posição da terra em sua órbita em torno do sol, onde a declinação solar é máxima no início do inverno e verão (solstícios) e nulo no início do outono e da primavera (equinócios).

Voltando ao parágrafo anterior, temos abaixo a fórmula para calcularmos o dia do ano

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(360 \times \frac{284+n}{365}\right) \quad (30)$$

Onde n , é o dia do ano em número acumulado, sendo que o dia primeiro de janeiro equivale a 1, e o dia 31 de dezembro equivale ao 365, conforme tabela abaixo.

Tabela 7.3 – Definição do dia do Ano

Mês	Dia do ano (n)	Data	Dia Médio do Mês	
			n	δ
JAN	i	17	17	-20,9
FEV	31 + i	16	47	-13
MAR	59 + i	16	75	-2,4
ABR	90 + i	15	105	9,4
MAI	120 + i	15	135	18,8
JUN	151 + i	11	162	23,1
JUL	181 + i	17	198	21,2
AGO	212 + i	16	228	13,5
SET	243 + i	15	258	2,2
OUT	273 + i	15	288	-9,6
NOV	304 + i	14	318	-18,9
DEZ	334 + i	10	344	-23

Também é possível calcular o dia do ano com a equação 31

$$n = \text{Dia} + (\text{Mês} - 1) \times 30 + \text{Cor} \quad (31)$$

Onde Dia e Mês referem-se às datas do calendário, e Cor é o fator de correção o qual deve ser inserido. O fator Cor, é definido de acordo com a Tabela 7.4 a seguir

Tabela 7.4 - Fator de Correção

Cálculo do Fator de Correção	Cor	
	Mês ≤ 2	$\text{Int}\left(\frac{\text{Mês}}{2}\right)$
	2 < Mês ≤ 8	$\text{Int}\left(\frac{\text{Mês}}{2}\right) - 2$
	Mês > 8	$\text{Int}\left(\frac{\text{Mês}}{2} + \frac{1}{2}\right) - 2$

Também temos que levar em conta o outro fator que influência no cálculo da energia Solar que é o ângulo horário. Conforme a Terra vai executando seus movimentos, a incidência dos raios solares se modifica em determinadas regiões.

Para se definir o ângulo horário utilizamos a equação a seguir

$$\omega = (\text{HS} - 12) \times 15 \quad (32)$$

Onde HS é chamado de Hora Solar e pode ser calculada de acordo com a equação

$$\text{HS} = \text{HL} + \left(\frac{4 \times (L_m - L_l) + E}{60} \right) \quad (33)$$

Sendo,

- HL , referente a hora legal local
- L_m é a longitude do meridiano da hora legal local
- L_l é a longitude do meridiano do local em questão
- E relaciona-se ao tempo em minutos, conforme equação abaixo

$$E = 0,01719 + 0,4281456 \times \cos(B) - 7,3520484 \times \sin(B) - 3,349758 \times \cos(2B) - 9,371988 \times \sin(2B) \quad (34)$$

Nos restando B , é definido pela equação

$$B = (n - 1) \times \frac{360}{365} \quad (35)$$

O próximo parâmetro geoespacial importante é o ângulo zenital, que é o ângulo formado por uma linha imaginária perpendicular entre o Sol ao solo/superfície.

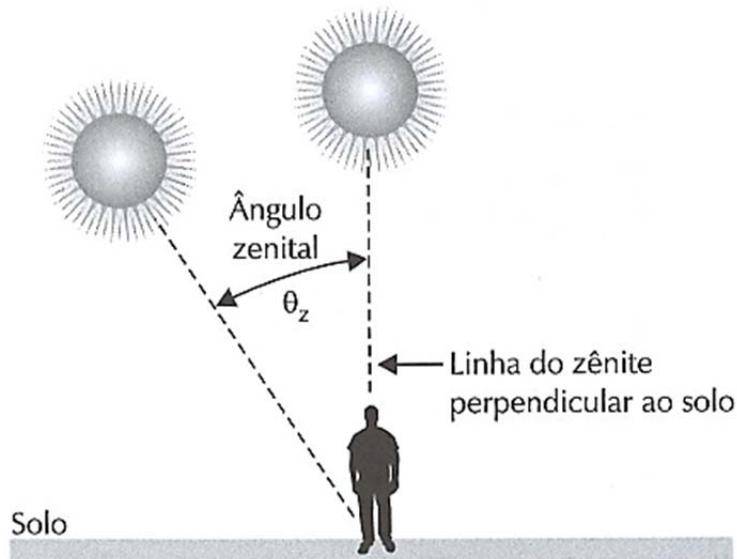


Figura 7.6 - Ângulo Zenital
Fonte: Villalva et al (2012)

O ângulo θ_z , é definido pela equação

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \Phi + \cos \delta \cos \Phi \cos \omega \quad (36)$$

Sendo, Φ a latitude do local.

Dando continuidade ao raciocínio, temos outro parâmetro o qual temos necessitamos analisar.

O Azimute Solar, que é o ângulo formado entre a projeção do raio Solar no plano horizontal e a direção norte no plano horizontal, para o hemisfério sul segue a equação 37 e Figura 7.9, exemplificados abaixo.

$$\gamma_s = [\text{sinal de } (\omega)] \text{módulo} \left[\cos \theta_z \sin \Phi - \sin \delta \right] \quad (37)$$

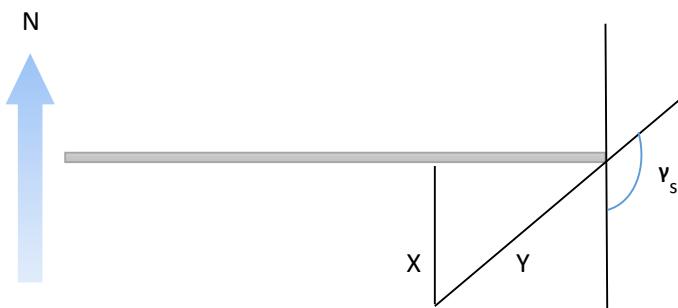


Figura 7.7 - Visão Aérea da Projeção da Sombra

Onde Y é a projeção da sombra, e X é a distância considerando o eixo norte-sul.

Onde ângulo Azimutal Solar, é medido a partir do sul indo em direção ao norte no sentido horário.

7.2.3 Radiação Solar - Direta e Indireta

Segundo *World Radiation Center (WRC)*, a Terra recebe um fluxo de radiação solar ou constante solar de 1.367 W/m². A radiação que incide sobre a Terra sofre algumas alterações quando entra pela atmosfera, parte da radiação que “passa” pela atmosfera e atinge o solo de forma direta é chamada de “Radiação Incidente Direta”, outra parte é dispersa pela ação da atmosfera e atinge o solo do modo difuso e é chamada então de “Radiação Incidente Difusa do céu”.

A radiação que incide sobre as superfícies pode ser refletida e atingir outros locais, esta radiação é chamada de “Radiação Incidente Difusa de Outras Superfícies”.

Alguns equipamentos são capazes de utilizar todas estas formas de radiação, outros apenas a radiação direta, assim é necessário determinar o valor de cada uma dessas parcelas nas medições.

Para tanto devemos definir as médias mensais diárias de radiação extraterrestre, que segue a equação

$$\bar{H}_0 = \frac{24 \times 3600 G_{SC}}{\pi} \times \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \\ \times \left(\cos \Phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \Phi \sin \delta \right) \quad (38)$$

Onde:

- Φ é a latitude do local
- δ é a declinação Solar
- ω_s é o ângulo horário do nascimento ou por do Sol, definido pela equação (39)(39), sendo que ângulos negativos são utilizados para a parte da manhã e ângulos positivos para a parte da tarde:

$$\cos \omega_s = - \tan \Phi \tan \delta \quad (39)$$

Para calcular a média mensal utiliza-se o dia médio e sua declinação Solar. Também é possível calcular a radiação horária extraterrestre seguindo a equação

$$I_0 = 1,38 \times 10^4 G_{SC} \times \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \\ \times \left(\cos \Phi \cos \delta \sin(\omega_{s2} - \omega_{s1}) + \frac{\pi(\omega_{s2} - \omega_{s1})}{180} \sin \Phi \sin \delta \right) \quad (40)$$

Utilizando o ângulo ω_s é possível calcular a duração de insolação, seguindo a equação

$$N = \frac{2 \times \omega_s}{15} \quad (41)$$

Então compara-se esta média mensal com a radiação média mensal sobre superfície horizontal (\bar{H}) e obtém-se o Índice de Claridade Média Mensal (Kt), segundo a equação

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (42)$$

Com base neste índice, podemos calcular a relação entre a componente difusa média e a radiação média em superfície horizontal de acordo com a equação

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 0,775 + 0,0653(\omega_s - 90) \\ - [0,505 + 0,0455(\omega_s - 90) \times \cos(115\bar{K}_T - 103)] \quad (43)$$

A inclinação da superfície irá interferir na incidência Solar, assim, a razão entre a incidência direta de radiação em uma superfície inclinada e uma superfície horizontal é dada pela equação

$$\bar{R}_b = \frac{\bar{H}_{bT}}{\bar{H}_b} \quad (44)$$

De acordo com Liu e Jordan (1963), esta razão poderia ser estimada pelo seu valor sem a interferência da atmosfera e por fim propuseram a equação (45) para superfícies no hemisfério sul inclinadas diretamente para o Equador:

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\Phi + \beta) \cos \delta \sin \omega_s^* + (\pi/180) \omega_s^* \sin(\Phi + \beta) \sin \delta}{\cos(\Phi) \cos \delta \sin \omega_s + (\pi/180) \omega_s \sin(\Phi) \sin \delta} \quad (45)$$

Onde

- β é a inclinação da superfície
- ω_s^* representa o ângulo horário do alvorecer Solar para a superfície inclinada no dia médio do mês, o ângulo segue a equação

$$\omega_s^* = \min \left\{ \begin{array}{l} \arccos(-\tan \Phi \tan \delta) \\ \arccos(-\tan(\Phi + \beta) \tan \delta) \end{array} \right. \quad (46)$$

Por fim chegamos à equação que representa a radiação total em uma superfície inclinada

$$\bar{H}_T = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \bar{R}_b + \bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H} \times \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (47)$$

Onde a parcela " $\bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \bar{R}_b$ " refere-se à incidência direta, a parcela " $\bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right)$ " é relativa à incidência difusa e o termo " $\bar{H} \times \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$ " é a parcela de incidência refletida pelos arredores da superfície.

7.2.4 Resultados Obtidos da Planta FV - Área dos Painéis

Para definirmos a área dos painéis, precisamos saber a área de captação e/ou incidência Solar sob a localização do empreendimento. De posse dos dados de Longitude e Latitude, incluindo temperatura média e radiação global por mês, já definidos nas Tabelas 7.1 e 7.2.

Definiremos que o eixo dos painéis solares será Leste-Oeste, assim a inclinação, β , será alterada diariamente para que a soma da inclinação com a latitude coincida com a declinação Solar do mês. Utilizando a equação (30), temos o resultado na tabela 7.5

Tabela 7.5 - Cálculo da Declinação Solar e Inclinação dos Painéis para cada mês

Mês	$\delta [^{\circ}]$	$\beta [^{\circ}]$
Janeiro	-20,92	0,57
Fevereiro	-12,95	8,53
Março	-2,42	19,06
Abril	9,41	30,90
Maio	18,79	40,27
Junho	23,09	44,57
Julho	21,18	42,67
Agosto	13,45	34,94
Setembro	2,22	23,70
Outubro	-9,60	11,88
Novembro	-18,91	2,57
Dezembro	-23,05	-1,57

O próximo passo é calcular o ângulo horário do pôr do Sol e o ângulo horário do pôr do Sol para a superfície inclinada utilizando as equações (39) e (46), apresentados na tabela a seguir:

Tabela 7.6 - Cálculo do ângulo horário do crepúsculo e Ângulo horário do crepúsculo para superfície inclinada

Mês	$\omega_s [^{\circ}]$	$\omega_s^* [^{\circ}]$
Janeiro	98,65	98,40
Fevereiro	95,19	93,03
Março	90,95	90,10
Abril	86,26	86,26
Maio	82,30	82,30
Junho	80,34	80,34
Julho	81,23	81,23
Agosto	84,60	84,60
Setembro	89,13	89,13
Outubro	93,82	91,64
Novembro	97,75	96,74
Dezembro	99,64	99,64

Com base nos dados mencionados, podemos calcular a razão entre a incidência direta de radiação em uma superfície inclinada e uma superfície horizontal pela equação (45), valores apresentados na Tabela 7.7

Tabela 7.7 - Cálculo da razão entre incidência direta de radiação em
Superfície inclinada e superfície horizontal

Mês	\bar{R}_b
Janeiro	0,9978
Fevereiro	0,9909
Março	1,0492
Abril	1,2247
Maio	1,4743
Junho	1,6339
Julho	1,5590
Agosto	1,3179
Setembro	1,1025
Outubro	1,0008
Novembro	0,9920
Dezembro	1,0072

Agora, de acordo com a equação (38), estabeleceremos as médias mensais de radiação extraterrestre, assim obtemos os valores

Tabela 7.8 - Cálculo das médias mensais de radiação extraterrestre

Mês	$\bar{H}_0 (-21,34^\circ)$ [MJ/m ²]
Janeiro	42,01
Fevereiro	40,00
Março	36,10
Abril	30,71
Maio	25,86
Junho	23,40
Julho	24,43
Agosto	28,48
Setembro	33,89
Outubro	38,48
Novembro	41,35
Dezembro	42,40

Logo, podemos definir o índice de claridade para cada mês utilizando a equação (42)

Tabela 7.9 - Cálculo do Índice de Claridade Média Mensal

Mês	\bar{K}_T
Janeiro	0,4996
Fevereiro	0,5004
Março	0,5454
Abril	0,5733
Maio	0,6112
Junho	0,5939
Julho	0,6351
Agosto	0,6081
Setembro	0,5131
Outubro	0,5454
Novembro	0,5076
Dezembro	0,4832

Utilizando a equação (43), calculamos a componente difusa e a radiação na superfície horizontal, conforme tabela 7.10

Tabela 7.10 - Cálculo da razão entre componente difusa e radiação em superfície horizontal

Mês	\bar{H}_d/\bar{H}
Janeiro	0,4502
Fevereiro	0,4381
Março	0,3926
Abril	0,3612
Maio	0,3293
Junho	0,3329
Julho	0,3148
Agosto	0,3371
Setembro	0,4088
Outubro	0,4014
Novembro	0,4411
Dezembro	0,4667

Para calcular a radiação direta nos painéis inclinados, utilizamos a equação (47) e chegamos aos resultados na Tabela 7.11

Tabela 7.11 - Cálculo da radiação nos painéis

Mês	\bar{H}_T [MJ/m ² .dia]
Janeiro	11,51
Fevereiro	11,14
Março	12,55
Abril	13,77
Maio	15,63
Junho	15,15
Julho	16,58
Agosto	15,13
Setembro	11,33
Outubro	12,57
Novembro	11,64
Dezembro	11,00

Aplicando a eficiência dos painéis ($n=15,7\%$), considerando $\bar{H}_T + \bar{H}_d/\bar{H}$ temos a energia absorvida por m² dia para cada mês, mostrados na Tabela 7.12

Tabela 7.12 - Cálculo da Energia Total Absorvida pelos painéis

Mês	E_{abs} [MJ/m ² .dia]
Janeiro	3,29
Fevereiro	3,13
Março	3,18
Abril	3,16
Maio	3,27
Junho	3,10
Julho	3,37
Agosto	3,29
Setembro	2,90
Outubro	3,30
Novembro	3,28
Dezembro	3,23

Para concluirmos o raciocínio e chegarmos a área dos painéis solares para atender a demanda de energia elétrica, que é a Demanda de Energia Consumida Compressores dividido pela E_{abs} , temos os valores indicados na Tabela 7.13

Tabela 7.13 - Cálculo da área dos painéis

Mês	A [m ²]
Janeiro	13.847,47
Fevereiro	14.577,54
Março	14.313,71
Abril	14.419,67
Maio	13.935,07
Junho	14.681,18
Julho	13.527,22
Agosto	13.846,10
Setembro	15.740,85
Outubro	13.824,38
Novembro	13.893,27
Dezembro	14.117,33

7.2.5 Quantidade de Painéis

Como a planta está sendo dimensionada para atender a demanda necessária para o funcionamento do compressor, selecionamos a maior área necessária para atender a demanda de energia do menor valor de E_{abs} gerada, que neste caso, é a área do mês de Setembro (15.740,85 m²).

O painel solar escolhido tem as seguintes características mostradas na Tabela 7.14

Tabela 7.14 – Dados do Painel Fotovoltaico

Dados de Placa - Coletor Solar (Anexo A)		
Modelo	Yingli Solar	YL255P-29b
Altura	1,64	m
Comprimento	0,99	m
Potencia Placa	255,00	Wp
Eficiênciam da placa	15,70	%
Tensão	37,70	Voc
Corrente	8,49	Impp
Maxima Voltagem	1000,00	V
Garantia	10,00	anos
Garantia / Eficiênciam	92%@10 anos / 82%@25anos	
Área do Coletor	1,62	m²

Com base nos dados do Painel fotovoltaico, conseguimos estimar a quantidade de painéis necessárias

$$N^{\circ} \text{ de coletores} = \frac{A}{A_c} \quad (48)$$

$$N^{\circ} \text{ de coletores} = \frac{15.740,85 \text{ m}^2}{1,62\text{m}^2} = 9716 \text{ [unidades]}$$

7.2.6 Espaçamento entre os módulos

Devido à grande quantidade de painéis solares enfileirados, conforme mostrado na tabela de cálculo do subitem 7.3.4, temos que calcular a distância entre as fileiras de modo a evitar que os módulos façam sombra uns aos outros.

Definiremos uma distância entre as linhas de painéis de modo a garantir para manutenção aos painéis e, por consequência, minimizaremos a perda significante de energia relativa à sombra entre painéis.

De acordo com Villalva et al (2012), de posse da latitude do local de aproximadamente $21,482^\circ$, encontramos o ângulo de inclinação $\alpha + 5 = 26,482$.

Temos que

$$L = L_{panel} / 2 = 1,64 / 2 = 0,82 \quad (49)$$

Da tabela 2.4 (Villalva et. Al 2012), temos a razão de ($R_{XL} = x / L$) (50)

$$R_{XL} = x / L = 0,898794$$

A partir deste valor, podemos chegar ao valor de “X” que é a distância da fixação do suporte no painel fotovoltaico

$$x = L \cdot R_{XL} = 0,82 * 0,898794 = 0,737 \quad (51)$$

Da tabela 2.3 (Villalva et. Al 2012), para a latitude informada de 26,482 temos a relação de ($R_{XZ} = x / z$) = 2,050304 (52)

E por fim, temos a relação da altura da Haste ($Z = x / R_{XZ}$) (53)

$$Z = x / R_{XZ} = 0,737 * 2,050304 = 0,359m$$

Logo, para o modulo selecionado teremos um suporte de fixação com haste de 36cm instalada a 0,82cm da borda de contato do módulo com referência ao solo.

Não obstante, temos de calcular a distância “d” entre os módulos através da fórmula $d = 3,5 * Z = 1,26m$

Sendo assim, não necessitaremos calcular e incluir a sombra nos parâmetros do dimensionamento conforme equação (37). Para os painéis selecionados, teremos a disposição enfileiradas conforme figura 7.10.

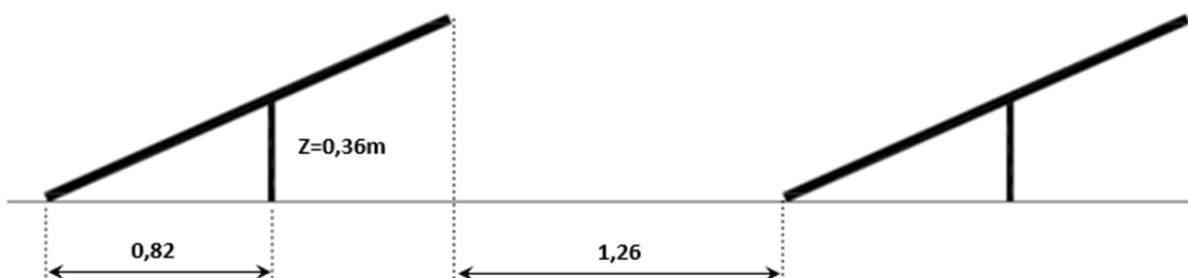


Figura 7.8 – Espaçamento entre fileiras

7.2.7 Dimensionamento/Seleção dos Inversores

Segundo Villalva et.al (2012), para o dimensionamento dos inversores do sistema fotovoltaico, temos que levar em conta que as tensões de circuito aberto não podem ultrapassar a tensão máxima permitida na entrada do inversor. Igualmente, o inversor deve ter uma potência igual ou superior à potência de pico do conjunto.

Os Inversores são os equipamentos responsáveis pela conversão da energia elétrica gerada nos painéis fotovoltaicos em corrente contínua para corrente alternada. O modelo dos inversores utilizados no projeto será definido via software PV Syst 6.0.

Sabemos que a potência de pico instalada do sistema são os 9716 módulos fotovoltaicos multiplicados pela potência pico unitária de cada placa 255W, é de 2,5MWp. De acordo com o software dedicado para geração/dimensionamento de plantas Solar, foi selecionado o inversor GE Power Conversion Brilliance 1000kW CEC, com voltagem de 430-850 V e Potência unitária de 1000 kWac cada.

Devido ao tamanho da planta solar foi selecionado 3 unidades do inversor GE, para permitir uma operação abaixo da potencia máxima do inversor e possibilitando uma expansão da planta no futuro. De acordo com a seleção do software e disposição de interligação nos inversores, as conexões entre os painéis solares e o inversor serão feitas em agrupamentos de 17 módulos em séries, tendo grupos de 577 strings em paralelo.

7.3 CARACTERIZAÇÃO DOS COMPONENTES DA INSTALAÇÃO

No diagrama abaixo vemos que o sistema de compressão, são alimentados pelo gerador fotovoltaico mostrado no Capítulo 7.2. Os compressores selecionados são compressores duplo estagiados com capacidade de atender a Equação (27) fazendo com que o ar comprimido chegue ao local de armazenagem com temperatura ambiente. Seguindo o fluxo de expansão, teremos uma adição de calor no ar para aumentarmos a eficiência do Turbo Expansor, antes do ar ser expandido.

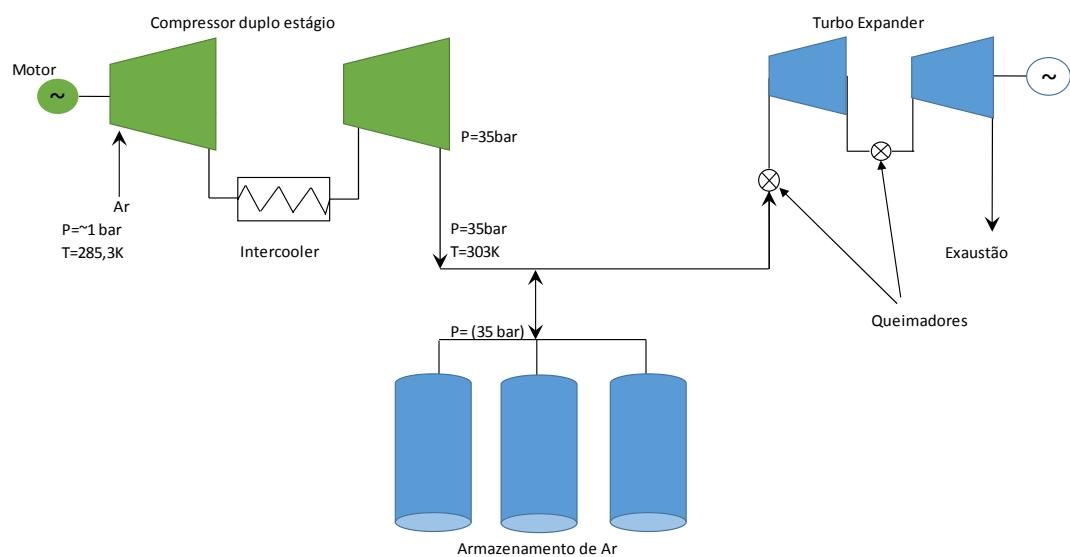


Figura 7.9 - Fluxograma simplificado dos Componentes da Instalação proposta

Para os compressores, serão utilizados na configuração 03x(100HP) em operação + 01 em stand-by da marca Sauer (série Mistral), conforme folha de dados do modelo contida no **Anexo B**. Utilizaremos a configuração de armazenamento de ar acima do solo conforme explanado no Capítulo 5, com tubos de Aço Carbono ASTM A106 SCH 40, sem costura conforme ASME SECTION II PART D, com resistência de até 17100 psi de pressão conforme **Anexo C**.

1 Turbo Expansor modelo GE Frame 20, com capacidade de até 14 estágios, acoplado a um gerador na ponta com capacidade de geração de 1.2MW.

7.4 RESULTADOS DO SISTEMA PROPOSTO

Para calcularmos o trabalho do expansor, foram adotadas as seguintes premissas:

Conforme mostrado na figura Figura 7.10, os processos são compressão (1-2), Refrigeração interno do compressor (2-3), Armazenando e esvaziando (3-4), aquecimento do ar (4-5), expansão (5-6) e recuperação (6-7).

Apesar de termos variação dentre os vários processos de compressão, por exemplo, Isotérmico, Adiabático, Estagiada com resfriamento intermediário, o compressor escolhido armazena o ar a uma temperatura ainda considerada como temperatura ambiente, e tem dois estágios de compressão Politrópica com estágios trabalhando a mesma pressão. Durante o processo, o ar comprimido foi resfriado ao ambiente pelo intercoolers. Isso nos dá a possibilidade de dizer que, somente a exergia mecânica do ar comprimido é armazenada no reservatório, e a exergia térmica foi dissipada pelo resfriamento interno do compressor, o qual pode ser utilizado (caso necessário), em um trocador de calor no armazenamento de energia térmica durante o processo de esvaziamento do reservatório, não é o nosso caso.

Para efeito de cálculos deste estudo, temos que:

Os estados de compressão e expansão foram considerados como pressão e vazão constante.

O ar comprimido nos Tubos de armazenagem, foi considerado que serão a pressão constante de 35 bar. A faixa de pressão de projeto do compressor é de 35 bar com eficiências média de 85% e Expansor de 15bar. A eficiência do motor e gerador são de 95%.

O armazenamento necessário de ar comprimido, foi calculado levando em conta as necessidades do Turbo Expansor (12000m³/h), 15bar e 63°C de pressão, e chegamos a um total de 4367 m³, utilizando a Equação 7.

$$\frac{35 \times V_1}{12,3 + 273} = \frac{15 \times 12000}{63 + 273} \rightarrow V_1 = 4367 \text{ m}^3$$

$$V_1 \times 3 \text{ hs }_{pico} = 13101 \text{ m}^3$$

Para armazenar essa quantidade de Ar comprimido, utilizaremos Tubos de Aço Carbono Ø42" com Schedule 40, conforme equação contida em Pedro C. Silva Telles et al, (2011)

$$P = \frac{SCH \times S}{1000} \quad (54)$$

Onde

P, Pressão em psi

S, Tensão admissível do material (Tabela ASME Parte D)

SCH, Schedule do Tubo (Espessura da parede)

De acordo com a Tabela contida no Anexo D, para o material escolhido A106/SC com temperatura até 100°C temos que S=17100 psi.

Logo, sabendo que nossa pressão de armazenamento é de 35bar, utilizaremos a referência do livro podemos calcular o schedule do tubo para armazenamento do ar com a Equação 54, cujas unidades são em psi.

$$SCH = \frac{1000 \times P}{S} = \frac{1000 \times 507,63}{17100} = 29,7$$

Utilizaremos o valor normalizado como SCH 40, nos tubos de armazenamento.

Cada Tubo tem área de 0,894m², com 10m de comprimento. Logo, precisaremos de 1470 Tubos para o armazenamento do ar comprimido ou tanques de armazenamentos para a capacidade de ar em m³ mencionada anteriormente.

Para o armazenamento do volume total de armazenamento, precisaremos ter uma vazão dos compressores em 930m³/h para comprimir/armazenar o ar em 14,1 hs de trabalho, aproximadamente dois dias.

Com os parâmetros de compressão e armazenamento definido, podemos calcular o trabalho do Turbo Expansor, utilizando o trabalho inverso do Compressor com as Equações 28 & 29 ficando

$$P_x = (P_4 P_1)^{1/2} = [(1500 * 150)kPa]^{1/2} = 474,34 kPa$$

$$\diamond \quad n=1,3$$

$$W_{exp} = 10 * \frac{1,3 \cdot 0,287 \frac{kJ}{kg} \cdot 308 K}{1,3 - 1} \left[\left(\frac{1500}{474,34} \right)^{(1,3-1)/1,3} - 1 \right] = 1.165,70 kJ/kg$$

$$W_{exp} = \frac{1.165,70 \frac{kJ}{kg}}{3600 \frac{kJ}{kg}} = 0,32 \frac{kWh}{kg}$$

Sabendo a quantidade de Ar armazenado e densidade do Ar na temperatura de armazenamento, chegamos ao valor de 10.083,36 kg de ar armazenado.

Com a quantidade estimada de ar, versus o trabalho do Expansor realizado em kWh/kg, chegamos a potência de geração da máquina em 1.09MW.

Tanto o trabalho, quanto rendimento do sistema foram calculados levando em conta os trabalhos do Compressor e Expansor os trabalhos entre compressores e expansor chegamos a uma eficiência de 0,57% ou 57%. Por sua vez, considerando as energias de entrada e saída do sistema chegamos a uma eficiência de 0,44% ou 44%, conforme diagrama com os dados incluídos abaixo.

Verificamos que não seria necessária a utilização de trocadores regenerativos após a expansão/exaustão do ar, pois o mesmo sai com temperatura baixa podendo ser utilizado para algum processo de cogeração futuro.

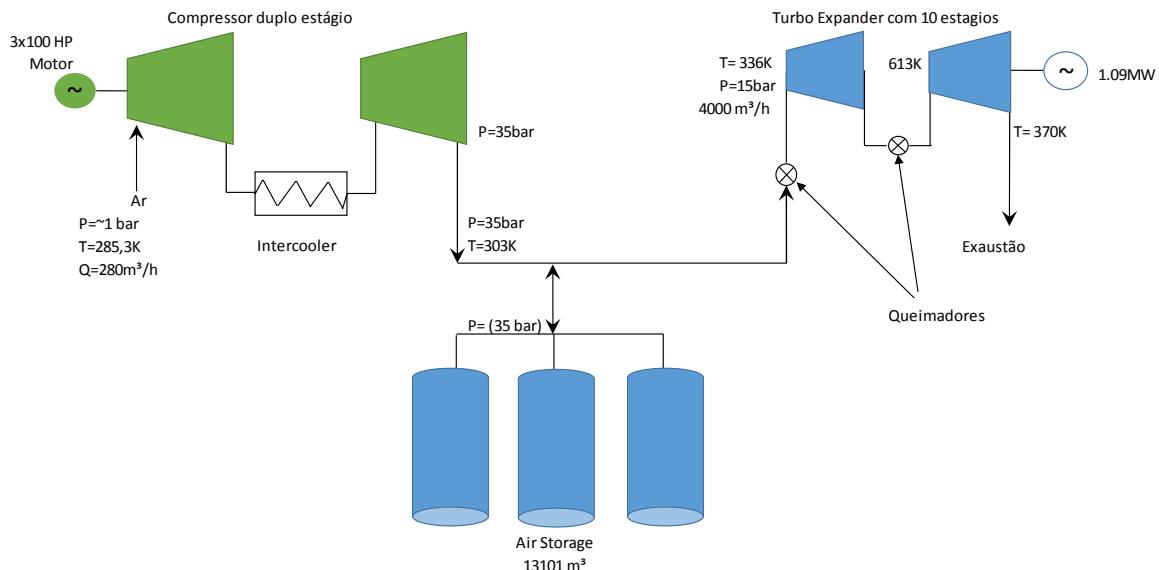


Figura 7.11 - Fluxograma Final do arranjo da Instalação proposta

Capítulo 8

CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresenta o CAES, uma tecnologia de armazenamento de energia por ar comprimido ainda não explorada no Brasil. Em aplicações onde há o aproveitamento de recursos de energias renováveis, o armazenamento de energia por ar comprimido diminui a intermitência inerentes com sistemas dessa natureza. O trabalho também investiga as questões técnico-econômicas no que tange à implantação de uma planta pequena que adota essa tecnologia para a geração de energia elétrica no horário de pico (peak shaving). Normalmente o CAES utiliza grandes cavernas subterrâneas naturais para o armazenamento do ar comprimido para uma planta de grande capacidade, mas no caso particular desse trabalho foi adotada a opção de armazenagem por meio de um conjunto de tubos instalado acima do solo por ser uma solução mais vantajosa no que tange o quesito custo-benefício.

Os resultados do trabalho mostram que a geração de energia elétrica através do acoplamento do sistema de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) com um sistema de geração fotovoltaica, pode configurar-se como uma nova opção promissora de geração de energia elétrica valendo-se de uma tecnologia nova no cenário energético brasileiro e ao mesmo tempo aproveitando recursos energéticos de fontes renováveis que existem em abundância no país. O aproveitamento de grandes quantidades de energia renovável em instalações integradas a uma planta CAES de grande porte CAES trará novos horizontes e novas teses de estudo na esfera nacional.

A tecnologia de armazenamento de energia por ar comprimido proporcionará uma flexibilidade maior por oferecer uma “poupança” energética a desfrutar de acordo com a conveniência e planejamento do setor assim diminuindo a grande dependência do setor energético de grandes reservatórios hídricos e de centrais termelétricas poluidores. Obviamente, um refinamento deve ser feito avaliando plantas de energia renováveis já em operação como painéis fotovoltaicos e parques eólicos de modo a fazer o acoplamento de modo parcimonioso com o sistema de armazenamento por ar comprimido.

Acredito valer a pena aprofundar-se o tema em um futuro próximo com estudos avançados sobre a geração CAES em grande escala.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. A. Duffie, J., & A. Beckmann, W. (2006). Solar Engineering of Thermal Process. Madison: John Wiley & Sons, Inc.
2. AES Eletropaulo, www.aeseletropaulo.com.br
3. ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica -<http://www.aneel.gov.br> -Acessado em 29/10/14.
4. Arizona Research Institute for Solar Energy, Study of Compressed Air Energy Storage with Grid and Photovoltaic Energy Generation, 2010.
5. ASME Boiler & Pressure Vessel Code - SECTION II, PART D (Customary) Materials (2007).
6. Associação Brasileira Industria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) - http://gsfotovoltaico.com.br/?page_id=64, acessado em 03/12/14
7. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006.
8. Banco de Informações de Geração (BIG) - http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidade_brasil/capacidadebrasil.cfm, - Acessado em 02/12/2014
9. CAES: McIntosh Power Plant, Power South Energy Cooperative, 2010.
10. California Energy Commission, Compressed Air Energy Storage Scoping Study for California - Electric Power Research Institute (EPRI), 2008.
11. CEPAGRI UNICAMP - Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas a Agricultura, acessado em 08/12/14.
12. Compressed Air Storage (CAES), Dresser-Rand Corporation, brochure form 85230, 2010.
13. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica - www.cresesb.cepel.br – acessado em 14/11/14
14. Energy Storage & Grid Services, 2006.
15. Energy, C. - Huntorf Compressed Air Energy Storage Facility, 2012. From Clean Energy Action Project:http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/Energy_Storage_Case_Studies.html - Acessado em 24/11/14
16. Energy, C. - MacIntosh Compressed Air Energy Storage Plant, 2012. From Clean Energy Action Projeto: http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/Energy_Storage_Case_Studies.html - Acessado em 24/11/14
17. EPRI, Elecric Power Research Institure - <http://www.epri.com/Pages/Default.aspx>, acessado em 07/12/2014.

18. Hauptmeier, Dr.Erik, Adele-Adiabatic Compressed Air Energy Storage for Electricity Supply, 2010.
19. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - <http://www.ibge.gov.br/paisesat/main.php>, Acessado em 07/12/14.
20. Jannuzzi, G.M.; Varella, Fabiana K. O. M.; Gomes, Rodolfo D. M., Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação, 2009.
21. Kavernen Bauund Betriebs-GmbH (KBB), <http://www.kbbnet.de/en/> - Acessado em 10/11/14
22. LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The long-term average performance flat plate solar energy collectors, 1963.
23. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – CEPEL – CRESESB, 2014
24. MME - Ministério de Minas e Energia - <http://www.mme.gov.br/mme>
25. Pedro C. Silva Telles, Darcy G. Paula Barros - Tabelas e Gráficos para Projetos de Tubulações, 2011
26. Pinho, José Tavares; Galdino, Marco Antonio - Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014.
27. PowerSouth Energy Cooperative - http://www.powersouth.com/renewable_resources, acessado em 13/11/14.
28. Preussen Elektra AG (Preag), <http://www.preussenelektra.de/> - Acessado em 13/11/14
29. Primm, A. J. - Analysis of Flexible Fabris Structures for large-scale subsea compressed air energy storage. University of Nottingham, 2011.
30. PVsyst 6.0 Software – www.pvsyst.com
31. Roberto Zilles, Wilson Negrão Macedo, Marcos André Barros Galhardo e Sérgio Henrique F. de Oliveira - Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, 2012.
32. RWE Power AG Essen/Köln - www.rwe.com/rwepower - Acessado em 13/11/14.
33. Simões-Moreira, J. R. - "Aplicações da Termodinâmica", 2012.
34. Thomas Hesler - Estudo piloto de uma usina de micro geração fotovoltaica conectada à rede, 2013.
35. V.WYLEN, SONNTAG, BORGNAKKE – Fundamentos da Termodinâmica 6^a Ed, 2003.
36. VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. 1. Ed. São Paulo, Erica, 2012.
37. Wald, Matthew, Using Compressed Air to Store up Electricity, New York Times, 1991.
38. World Radiation Center (WRC) - http://www.pmodwrc.ch/pmod.php?topic=world_radiation_center, acessado em 09/12/14.

39. Yunus Cengel, M. B. -Thermodynamics and Engineering Approach 5th Edition, 2002.

ANEXO A – Placa Fotovoltaica (Folha de dados)

YGE 60 Cell 35mm SERIES – 255Wp

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	P_{max}	W	YLi0xxP-29b (xxxx=P _{max})				
			260	255	250	245	240
Power output	P_{max}	W			0 / + 5		
Power output tolerances	ΔP_{max}	W					
Module efficiency	η_{max}	%	16.0	15.7	15.4	15.1	14.8
Voltage at P_{max}	V_{mppt}	V	30.3	30.0	29.8	29.6	29.3
Current at P_{max}	I_{mppt}	A	8.59	8.49	8.39	8.28	8.18
Open-circuit voltage	V_o	V	37.7	37.7	37.6	37.5	37.5
Short-circuit current	I_s	A	9.09	9.01	8.92	8.83	8.75

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P_{max}	W	189.7	186.0	182.4	178.7	175.1
Voltage at P_{max}	V_{mppt}	V	27.6	27.4	27.2	27.0	26.8
Current at P_{max}	I_{mppt}	A	6.87	6.79	6.71	6.62	6.54
Open-circuit voltage	V_o	V	34.8	34.8	34.7	34.6	34.6
Short-circuit current	I_s	A	7.35	7.28	7.21	7.14	7.07

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperature coefficient of V_o	β_{V_o}	%/°C	-0.32
Temperature coefficient of I_s	α_s	%/°C	0.05
Temperature coefficient of V_{mppt}	$\beta_{V_{mppt}}$	%/°C	-0.42

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{dc}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68

* Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.

* The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

ANEXO B - Compressor (Folha de dados)

WP311L Data Sheet



WP311L Data Sheet				
	Operating Pressure	Speed		UNITS
		1170 RPM (60 Hz)	1770 RPM (60 Hz)	
Flow & Power	150 PSIG	136.3	208.0	SCFM
		67.9	85.2	HP
	290 PSIG	131.8	200.9	SCFM
		52.6	89.9	HP
	435 PSIG	127.4	194.1	SCFM
		55.4	94.6	HP
	580 PSIG	125.9	184.1	SCFM
		58.1	102.4	HP
<hr/>				
Technical Specifications	Motor rating	60	100	HP
	Current @ 460 Volts	70.1	111	Amps
	Current @ 230 Volts	140.2	222	Amps
	Weight of block and motor	2365	2365	Pounds
	Noise level @ 3 ft	91	96	dB(A)
	Heat dissipation	164,000	326,000	Btu/hr
	Cooling air needed	5,060	10,240	CFM
	Residual oil content at gas outlet (without filtration)	< 5		mg/m ³
	Delta temperature (gas outlet vs. ambient)	27	43	°F
	Operational ambient temperature range	40-130		°F
	Operating pressure range	200-640		psig
	Oil sump capacity	22.7		Quarts
	Dimensions of block and motor (L x W x H)	72 X 42 X 43		Inches
	Cooling method	Air-Cooled		
	Drive type	Direct Drive		
	Stages/Cylinders	3/4		

ANEXO C – ASME SECTION II PART D

2007 SECTION II, PART D (CUSTOMARY)

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASSES 2 AND 3;* SECTION VIII, DIVISION 1; AND SECTION XII
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES *S* FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec No.	Type/Grade	Alloy Designation/ UNS No.	Class/ Condition/ Temper	Size/Thickness, in.	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/B	K03005	1	1
2	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/B	K03005	1	1
3	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/B	K03005	1	1
4	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/B	K03005	1	1
5	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	B	K03006	1	1
6	Carbon steel	Wld. pipe	SA-135	B	1	1
7	Carbon steel	Smls. & wld. fittings	SA-234	WPB	K03006	1	1

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASSES 2 AND 3;* SECTION VIII, DIVISION 1; AND SECTION XII
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES *S* FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Applicability and Max. Temperature Limits (NP = Not Permitted) (SPT = Supports Only)				External Pressure Chart No.	Notes
			I	III	VIII-1	XII		
1	60	35	900	300 (Cl. 3 only)	NP	NP	CS-2	G10, S1, T1, W12, W13
2	60	35	900	NP	900	650	CS-2	G3, G10, G24, G35, S1, T1, W6
3	60	35	900	300 (Cl. 3 only)	NP	NP	CS-2	G10, S1, T1
4	60	35	NP	700 (SPT)	900	650	CS-2	G10, G35, T1
5	60	35	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T1
6	60	35	NP	NP	900	650	CS-2	G24, G35, T1, W6
7	60	35	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T1

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASSES 2 AND 3;* SECTION VIII, DIVISION 1; AND SECTION XII
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES *S* FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding													
	-20 to 100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
1	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
2	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	9.2	7.4	5.0
3	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
4	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
5	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
6	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	9.2	7.4	5.0
7	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9

ANEXO D – Planilha de Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

A. Duffie, J & A Beckman, W. (2006)											
Mês	Temperatura média do Ar (°C)	Dia Médio do Mês	Horas de Insolação	Inclinação Teórica	Declinação Solar δ =	Superfície Auxiliar θ =	Inclinação Nascente	Declinação Ponto Sol	H0	Indice Radiação Total	Radiação H0
Janeiro	25,7	17	75	13,2	-20,92	0,57	98,65	98,40	0,9978	20,988	42,01
Fevereiro	25,8	47	75	12,7	-12,95	8,53	95,19	93,03	0,9909	20,016	40,00
Março	25,4	75	75	12,1	-2,42	19,06	90,95	90,10	1,0492	19,692	36,10
April	23,4	105	75	11,5	9,41	30,90	86,26	91,58	86,26	1,2247	17,604
Máio	21,2	135	75	11,0	18,79	40,27	82,30	96,65	82,30	1,4743	15,804
Junho	20,0	162	75	10,7	23,09	44,57	80,34	100,47	80,34	1,6339	13,896
Julho	19,9	198	75	10,8	21,18	42,67	81,23	98,64	81,23	1,5590	15,516
Agosto	21,9	228	7	11,3	13,45	34,94	84,60	93,28	84,60	1,3179	17,316
Setembro	23,5	258	7	11,9	222	23,70	89,13	90,09	89,13	1,1025	17,388
Outubro	24,4	288	7	12,5	9,60	11,88	93,82	91,64	91,64	1,0008	20,988
Novembro	24,8	318	75	13,0	-18,91	2,57	97,75	96,74	96,74	0,9920	20,988
Dezembro	25,2	344	75	13,3	-23,05	-1,57	99,64	100,43	99,64	1,0072	20,984

ANEXO E – Turbo Expansor Gerador - General Electric

GE Oil & Gas

Turboexpander-generators

With design features to increase performance and reduce maintenance downtime in extreme natural gas applications

Patented multi-link inlet Guide Vanes (IGVs) for precise control and smooth adjustment.

High-efficiency aerodynamics customized to customer specifications.

Dynamic dry gas seals can be applied in single, double or tandem configurations to minimize buffer gas leakage.

The expander wheels are mounted directly on the high-speed pinions, and the generator is coupled to the low-speed gear.

Hydrodraulic, pneumatic or electric actuators control the IGVs and provide precise control from 0 to 130% of design flow.

If the monitored pressures of two opposed thrust bearings are imbalanced, the controller automatically adjusts pressure behind the expander wheel to keep the rotor centered at all times.

High pressure ratios or high flow rates require multistage arrangement. GE expanders can accommodate up to four stages on a common integral gearbox.

GE's Turboexpander-generator capabilities

Pressure	Up to 3,000 psia (200 bar)
Temperature	-45°F to 925°F (-27°C to 500°C)
Expansion ratio	Up to 14 per stage
Process fluid	All pure or mixed fluids including natural gas, petrochemical products, hydrogen, air, steam, etc.
Liquid	Up to 30% of weight at discharge*

Expander-Generator Frame Size Distribution

Frame	Shaft power kW(k)	Spiral-expander outlet flow range: m ³ /h	Available cooling ratings				
			150	300	600	1000	1300
20	1,600	4,000	●	●	●	●	●
25	2,000	5,500	●	●	●	●	●
30	4,000	9,000	●	●	●	●	●
40	6,500	14,000	●	●	●	●	●
50	10,000	22,000	●	●	●	●	●
60	15,000	36,000	●	●	●	●	●
80	21,000	45,000	●	●	●	●	●
100	25,000	70,000	●	●	●	●	●
120	31,000	110,000	●	●	●	●	●
160	40,000	150,000	●	●	●	●	●
180	45,000	200,000	●	●	●	●	●

* Available IGV discharge up to 300°C

Drive and speed options

GE also offers turboexpanders with direct drive or external gearboxes as required, with a common oil supply system for the complete package. The installed fleet ranges from 50 to 15,000 MW. When feasible, the direct-drive option eliminates the need for speed reduction, gearboxes and associated equipment.



GE imagination at work

ge.com/oilandgas